

---

**RÉPONSES D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE  
MODIFICATIONS DES CONDITIONS DE SERVICES ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C.  
À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2023**

---

**Modifications de paramètres de la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau pour les marchés visés susceptibles de choisir la biénergie, soit :**

- **Les bâtiments résidentiels consommant 15 000 m<sup>3</sup> et moins annuellement;**
- **Les bâtiments commerciaux consommant 15 000 m<sup>3</sup> et moins annuellement;**
- **Les bâtiments institutionnels consommant 500 000 m<sup>3</sup> et moins annuellement.**

1. **Références :**
- (i) Pièce, [B-0005](#), p. 4, 5, 6, 9, 10 et 11;
  - (ii) R-3867-2013 Phase 3, [D-2018-080](#), p. 58 et 59;
  - (iii) R-3867-2013 Phase 3, [D-2018-080](#), p. 31 et 32;
  - (iv) R-4119-2020, [D-2020-145](#), p. 80;
  - (v) Pièce, [B-0005](#), p. 5;
  - (vi) R-4169-2021 Phase 1, pièce [B-0034](#), p.45 et 46.

**Préambule :**

(i) p. 4 : « *Énergir est d'avis que les développements récents et ceux à venir feront en sorte que certains clients qui choisissent uniquement du GNT (gaz naturel traditionnel) aujourd'hui pourraient abandonner vraisemblablement le réseau lors du remplacement de leurs appareils dans environ 20 ans. Dans les circonstances, Énergir propose certaines modifications à la Méthode, qui permettront de mitiger le risque que posent ces nouveaux projets de raccordement de petits bâtiments au GNT.* »

p. 5 : « *Énergir propose des modifications à la Méthode qui maintiennent la période d'évaluation à 40 ans, mais qui reflètent le risque d'abandon lors du remplacement des appareils.* »

p. 6 : « *Pour les bâtiments résidentiels, Énergir propose de retenir le nombre de portes d'un projet plutôt que le volume lors de l'évaluation de la rentabilité, puisqu'il s'agit de la pratique pour ce marché chez Énergir. Ainsi, pour le marché résidentiel, le critère serait de 19 portes ou moins plutôt qu'un volume annuel projeté de 15 000 m<sup>3</sup> et moins.* »

p. 9 : « *Dans cette optique, Énergir juge que le contexte actuel milite pour une réduction de la période de projection des volumes et revenus qui permettra de raccourcir le point mort tarifaire (PMT) des projets des marchés visés.*

[...]

Par ailleurs, les coûts d'entretien préventif et correctif liés aux conduites ne sont pas affectés, puisque ces coûts se maintiendront sur la pleine période de 40 ans, n'étant pas influencés par la présence de clients. »

p. 10 et 11 : « Énergir présente ci-dessous l'impact de la proposition pour plusieurs cas types des marchés visés. On y constate que pour certains plus petits clients, le nombre d'années requis pour atteindre le point mort tarifaire (PMT) est actuellement très long (colonne B) et se rapproche de la période d'évaluation de 40 ans. En réduisant les projections de volumes sur une période de 20 ans comme proposés, bien que l'indice de profitabilité (IP) soit réduit, trois cas types se maintiennent au-dessus du seuil de rentabilité sans avoir à exiger de contribution (colonnes C et D). Pour les trois autres cas types, il est nécessaire d'exiger une contribution afin de maintenir un IP d'au moins 1,0 (colonne E). »

Tableau 2 – Cas types

Cas types des marchés visés	Volume annuel (m <sup>3</sup> )	Volumes sur 40 ans (statu quo)		Volumes sur 20 ans (comme proposé) Sans contribution		Volumes sur 20 ans (comme proposé) Avec contribution	
		IP (A)	PMT (B)	IP (C)	PMT (D)	IP (E)	PMT (F)
Résidentiel	2 500	1,06	34 ans			1,0	11 ans
Résidentiel	3 500	1,55	1 an	1,17	1 an		
Commercial	4 000	1,02	37 ans			1,0	8 ans
Commercial	6 000	1,22	24 ans			1,0	12 ans
Commercial	10 000	1,86	1 an	1,36	1 an		
Institutionnel	30 000	2,13	1 an	1,59	1 an		

(ii) « [222] En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur selon laquelle seuls les revenus engagés contractuellement sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

[223] Cependant, dans la mesure où les engagements contractuels sont majoritairement valides pour une durée de cinq ans, la Régie estime, tenant compte de l'ensemble des éléments contextuels énoncés à la section 4 de la présente décision, qu'au-delà de ce délai, le maintien des volumes initiaux comporte toujours un certain risque.

[224] Par ailleurs, la Régie retient des propos tenus par Énergir lors de l'audience que les engagements contractuels mentionnés concernent ceux pris par les consommateurs finaux, d'une part, et ceux pris par des promoteurs immobiliers, d'autre part. Dans ce dernier cas, la Régie comprend que l'engagement contractuel pris par ces partenaires d'affaires d'Énergir vise le raccordement au réseau de distribution d'un certain nombre de « portes », sans que cet engagement se traduise nécessairement par des volumes fermes de consommation de la part des éventuels clients finaux ». [nous soulignons]

(iii) « [93] La Régie juge qu'il y a un certain avantage de simplicité à conserver l'horizon d'analyse actuel, dans la mesure où il reflète la durée de vie utile moyenne des actifs mis en place dans les projets.

[94] Elle juge également préférable de maintenir la période d'évaluation à 40 ans et d'apporter plutôt des ajustements à d'autres paramètres dont les effets de mitigation des risques sont plus facilement identifiables et quantifiables.

[95] En conséquence, la Régie maintient une période d'analyse de 40 ans pour la méthode d'évaluation de la rentabilité d'un projet et la mesure de son impact tarifaire.

[96] Cependant, la Régie précise que ce dernier point de décision n'exclut pas la possibilité, dans le cas de projets d'investissements de 1,5 M\$ et plus (supérieurs au seuil), de considérer une période d'analyse plus courte qui s'établirait en fonction de l'horizon anticipé de matérialisation des risques propres au projet envisagé.

[97] Ainsi, dans le cas d'un projet d'extension de réseau qui viserait à alimenter un client unique avec perspective de revenus n'excédant pas, par exemple 15 ou 25 ans, et pour lequel aucune expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins n'est envisageable, l'évaluation de la rentabilité devrait être calculée sur cette période de 15 ou 25 ans. Le cas échéant, la contribution exigée du client visé par un tel projet devrait être établie en fonction d'une telle période réduite et d'un amortissement accéléré des actifs. » [nous soulignons]

(iv) « [324] Énergir mentionne que l'étude quinquennale des taux d'amortissement des principales catégories d'immobilisations corporelles permet d'assurer une répartition équitable de la dépense d'amortissement entre les générations de clients et favorise la juste récupération des investissements.

[...]

[334] La Régie prend acte de l'étude des taux d'amortissement réalisée par Concentric Advisors pour les actifs de distribution, de stockage et de transmission présentée à l'annexe A de la pièce B-0106. » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(v) « 2.1 MARCHÉS VISÉS

Les marchés visés par les modifications de paramètres proposées sont ceux les plus susceptibles de choisir la biénergie<sup>3</sup>, soit :

- Les bâtiments résidentiels consommant 15 000 m<sup>3</sup> et moins annuellement;
- Les bâtiments commerciaux consommant 15 000 m<sup>3</sup> et moins annuellement;
- Les bâtiments institutionnels consommant 500 000 m<sup>3</sup> et moins annuellement. »

(vi) p. 45 : « *Encore une fois, les taux convenus entre les Distributeurs ont été fixés en prenant comme point de départ les taux de distribution, transport et équilibrage présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir et en appliquant sur chacun de ces taux le même facteur d'ajustement.* »

p. 46 : « *La Contribution GES est versée, pour chacun des clients convertis, pendant 15 ans à compter du moment de sa conversion. Le versement est conditionnel au maintien du client converti à un tarif biénergie de HQD, puisque ce tarif permet à HQD de s'assurer de l'effacement du client en période de pointe.* »

**Demandes :**

1.1 Veuillez préciser comment les modifications proposées en référence (i) peuvent s'appliquer aux projets en dessous du seuil et au-dessus du seuil de 4 M\$ alors que d'autres clients, non visés par les modifications, sont considérés dans les projets. Veuillez déposer le modèle de rentabilité applicable, en format Excel, reflétant la distinction entre les clients visés et non visés au sein d'un même projet.

**Réponse :**

Les modifications proposées ne remettent pas en question la flexibilité de la méthode d'évaluation de la rentabilité (Méthode) à évaluer la rentabilité d'un projet comportant divers clients qui font l'objet de paramètres différents.

Les coûts d'un projet, qu'ils soient en dessous ou au-dessus du seuil prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (Règlement), ne requièrent pas de traitement différent à la Méthode et les modifications proposées n'y changent rien.

Lors de l'évaluation de la rentabilité d'un projet, Énergir considère les clients signés, les volumes projetés, les taux unitaires de distribution qui découlent des volumes projetés et les coûts directs (conduites et branchements). Les propositions ne viennent que légèrement modifier la composition des clients signés, le traitement des volumes et des revenus et l'application de coûts paramétrés (comme le réinvestissement des compteurs).

Énergir présente à l'annexe Q-1.1 les résultats d'une évaluation d'un projet hypothétique comportant huit clients visés par les propositions et deux autres clients qui ne le sont pas.

Ces résultats illustrent clairement que pour les 20 premières années de l'évaluation, les volumes, les revenus, les coûts marginaux de prestation de service de long terme (CMPSLT) et le renouvellement des compteurs sont comptabilisés pour l'ensemble des 10 clients. Pour les années 21 à 40, seuls les deux autres clients qui ne sont pas visés par les propositions continuent de générer des revenus et les coûts prescrits à la Méthode.

- 1.2 Veuillez confirmer que les durées de vie des actifs et les taux d'amortissement s'y rattachant, ayant été revus par l'étude quinquennale, citée en référence (iv), ne sont pas affectées par les modifications proposées. Dans la négative, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 1.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la rentabilité d'un projet dont le ou les clients sont visés par les modifications proposées et qui ne consommeront plus après 20 ans, serait établie sur un horizon de 20 ans et que la valeur résiduelle des actifs de ce projet serait incluse à la base de tarification selon les durées de vie et les taux d'amortissement cités en référence (iv).

**Réponse :**

Énergir précise qu'elle ne propose pas de changement à la période d'évaluation de la rentabilité, qui est de 40 ans. La période d'évaluation doit être la même pour les clients d'un même projet si on souhaite en évaluer la rentabilité dans un seul et même modèle.

Ainsi, la rentabilité d'un projet dont le ou les clients sont visés par les modifications proposées serait évaluée sur un horizon de 40 ans. Les volumes, les revenus, le renouvellement des compteurs et les CMPSLT seraient considérés sur une période de 20 ans. Les autres paramètres, comme l'amortissement des actifs, seraient considérés sur l'ensemble de la période, pouvant aller jusqu'à 40 ans.

Énergir souligne de plus qu'elle ne propose aucun changement concernant l'amortissement ou le traitement de la valeur résiduelle. Au sujet de la valeur résiduelle, Énergir rappelle qu'il s'agit seulement de la valeur nette comptable (VNC) au terme de la période d'évaluation et qu'elle est traitée comme un flux monétaire positif au terme de la période d'évaluation. À cet effet, voir notamment la pièce B-0455 (Gaz Métro-9, Document 25) au dossier R-3867-2013 (phase 3). Les modifications proposées ne changent pas le traitement de la valeur résiduelle à la Méthode.

Conséquemment, les modifications proposées font en sorte que les clients visés ne disposent que de 20 ans pour rentabiliser des coûts qui s'échelonnent sur une période de 40 ans.

- 1.4 Veuillez décrire quelle serait la valeur économique des actifs d'un projet, pour les marchés visés, ne générant pas de revenus après 20 ans. Veuillez préciser également les motifs pour lesquels l'évaluation de la rentabilité des marchés visés ne devrait pas tenir compte d'un amortissement accéléré sur un horizon de 20 ans et le cas échéant exiger une contribution du client tel que mentionné dans la décision de la Régie en référence (iii).

**Réponse :**

Selon la Méthode en vigueur, la « valeur économique » des actifs correspond à la VNC. Ainsi, la valeur économique ira en diminuant sur l'ensemble de la période d'évaluation. Par exemple, pour une année donnée, la VNC sera la même pour les actifs identiques desservant des clients visés ou non par les modifications, comme précisé en réponse aux questions 1.2 et 1.3.

Énergir soumet qu'il y a lieu de clairement distinguer les motifs derrière les modifications qu'elle propose et le cas présenté en référence (iii). Les paragraphes 96 et 97 de la décision D-2018-080 visent les projets qui répondent aux trois critères suivants :

- le coût individuel du projet est au-dessus du seuil prévu au Règlement;
- le projet vise à alimenter un client unique; et
- il n'y a « aucune expectative » de revenus au-delà d'une période précise.

Lorsque ces critères sont rencontrés, la Méthode est adaptée pour refléter les circonstances particulières du projet. Or, les modifications proposées par Énergir visent plutôt à reconnaître l'incertitude qui plane sur les projets au GNT dans les marchés visés. Cette incertitude ne permet pas de déterminer qu'il n'y a « aucune expectative » de revenus au-delà de la 20<sup>e</sup> année. À cet effet, veuillez vous référer aux réponses aux questions 1.1 et 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ (Énergir-F, Document 2) et à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI (Énergir-F, Document 3).

Quant à l'amortissement, Énergir réitère que celui-ci doit se rapprocher le plus possible de la véritable dépense d'amortissement. À cet égard, il convient de rappeler que les taux d'amortissement sont déterminés à l'aide d'une étude des taux qu'Énergir effectue tous les cinq ans avec la collaboration d'un expert. L'étude des taux d'amortissement considère, entre autres, que pour chaque catégorie d'immobilisations, il existe des actifs acquis depuis plusieurs années (déjà en utilisation) et de nouveaux actifs qui s'ajoutent annuellement. C'est la moyenne de la durée de vie utile de tous ces actifs (existants et nouveaux) qui est calculée pour établir la période d'amortissement d'une catégorie d'immobilisation. Conséquemment, Énergir est d'avis que l'étude quinquennale citée en référence (iv) constitue le meilleur moyen de déterminer les taux à utiliser à la Méthode.

- 1.5 Dans l'éventualité où les actifs de plusieurs projets, pour les marchés visés, ont une valeur résiduelle et qu'ils ne génèrent pas de revenus après 20 ans, veuillez expliquer, si par incidence, cela aurait pour effet de hausser les taux d'amortissement, toutes choses étant égales par ailleurs, lors de l'étude quinquennale citée en référence (iv). Sinon, veuillez expliquer les motifs pour lesquels les taux d'amortissement devraient demeurer constants sur l'ensemble de la période.

Par ailleurs, en prenant comme hypothèse que les taux d'amortissement sont à la hausse, veuillez confirmer si cela aurait pour effet d'augmenter les montants d'amortissement inclus dans le revenu requis des dossiers tarifaires et par incidence avoir un impact à la hausse sur

les tarifs, toutes chose étant égales par ailleurs. Dans l'affirmative, veuillez préciser comment cela permet d'assurer une répartition équitable de la dépense d'amortissement entre les générations de clients et favorise la juste récupération des investissements citée en référence (iv). Dans la négative, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Énergir rappelle que la Méthode vise essentiellement à évaluer la rentabilité d'un projet aux fins des articles 4.3.4 et 4.8 des *Conditions de service et Tarif* (CST). La Méthode ne sert pas à la détermination de coûts pour les besoins du revenu requis à la cause tarifaire.

Cela étant dit, toute chose étant égale par ailleurs, si une part significative des actifs est retirée du réseau plus tôt que ce qui avait été observé jusqu'à maintenant, il est vrai de dire que les prochaines études quinquennales relatives aux amortissements refléteront ce phénomène, venant ainsi augmenter les taux d'amortissement.

En prenant comme hypothèse que les taux d'amortissement sont à la hausse, Énergir confirme que cela aurait pour effet d'augmenter la charge d'amortissement à la cause tarifaire. Cependant, l'impact sur les tarifs nécessiterait d'évaluer également la baisse du rendement due à la réduction de la base de tarification liée à cet amortissement plus rapide, ainsi que les taxes et les impôts reliés. À ce stade-ci, Énergir ne peut déterminer si l'impact net serait à la hausse ou à la baisse.

- 1.6 En référence (i), p. 9, Énergir précise que pour le marché résidentiel le critère retenu pour l'évaluation de la rentabilité, serait de 19 portes ou moins plutôt qu'un volume annuel projeté de 15 000 m<sup>3</sup> et moins.

Par ailleurs, en référence (ii), la Régie indiquait : « *la Régie accueille la proposition du Distributeur selon laquelle seuls les revenus engagés contractuellement sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau [...], la Régie comprend que l'engagement contractuel pris par ces partenaires d'affaires d'Énergir vise le raccordement au réseau de distribution d'un certain nombre de « portes », sans que cet engagement se traduise nécessairement par des volumes fermes de consommation de la part des éventuels clients finaux.* »

Ainsi, sachant que le critère basé sur le nombre de portes peut se solder par peu ou aucun volumes fermes de consommation de la part d'éventuels clients finaux, veuillez expliquer et justifier les modifications proposées dans l'évaluation de la rentabilité de projets visant les bâtiments résidentiels.

**Réponse :**

Énergir précise que le critère retenu (le nombre de portes) ne vise qu'à déterminer si les modifications proposées s'appliqueront à un projet visé. Ce critère n'a pas d'impact sur les

volumes considérés lors de l'évaluation de la rentabilité qui continueront d'être les volumes projetés des ventes signées.

- 1.7 Veuillez déposer les fichiers Excel incluant les formules des cas types cités en référence (i), p. 11. Veuillez présenter dans le cadre du modèle en référence (i), comment est intégré la Contribution GES à recevoir d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD) au cours des 15 années de l'entente en ventilant celle-ci selon ses composantes distribution, équilibrage et transport (référence (vi)).

**Réponse :**

Veillez vous référer aux annexes Q-1.7.A à Q-1.7.F pour les fichiers Excel de chacun des cas types cités en référence (i).

Énergir rappelle que les modifications proposées ne touchent pas les clients qui choisissent la biénergie. Ainsi, aucune compensation GES n'est prévue pour les cas types cités en référence (i). La compensation GES est considérée comme étant un revenu pour la portion relative à la distribution lorsqu'elle est incluse à une évaluation de la rentabilité d'un projet. Par ailleurs, la Méthode ne prévoit pas de répartir les revenus ou les coûts par service.

- 1.8 Veuillez déposer les fichiers Excel incluant les formules des cas types cités en référence (i), p. 11, en prenant comme hypothèses un horizon de 20 ans et un amortissement accéléré sans valeur résiduelle. Veuillez présenter dans le cadre du modèle en référence (i), comment est intégré la Contribution GES à recevoir d'HQD au cours des 15 années de l'entente en ventilant celle-ci selon ses composantes distribution, équilibrage et transport (référence (vi)). Veuillez expliquer l'effet sur l'IP, le point mort tarifaire et le cas échéant les contributions exigées.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous illustre les impacts sur le point mort tarifaire (PMT), l'indice de profitabilité (IP) et la contribution financière d'une évaluation et d'un amortissement sur 20 ans. Veuillez vous référer aux annexes Q-1.8.A à Q-1.8.F pour les fichiers Excel.



Cas type	Cas cités en référence			Amortissement accéléré et période d'évaluation de 20 ans		
	PMT	IP (40 ans)	Contribution (\$)	PMT	IP (20 ans)	Contribution (\$)
Résidentiel - 2 500 m <sup>3</sup>	11 ans	1,0	(2 100)	19 ans	1,0	(2 000)
Résidentiel - 3 500 m <sup>3</sup>	1 an	1,2	-	1 an	1,2	-
Commercial - 4 000 m <sup>3</sup>	8 ans	1,0	(3 300)	19 ans	1,0	(3 200)
Commercial - 6 000 m <sup>3</sup>	12 ans	1,0	(1 600)	19 ans	1,0	(1 400)
Commercial - 10 000 m <sup>3</sup>	1 an	1,4	-	1 an	1,4	-
Institutionnel - 30 000 m <sup>3</sup>	1 an	1,6	-	1 an	1,6	-

On peut constater que la réduction de la période d'évaluation de 40 à 20 ans et l'amortissement accéléré sur 20 ans ont pour effet de repousser le PMT à plus tard et d'augmenter légèrement la rentabilité (IP) des projets qui ne sont pas rentables. D'ailleurs, pour ces projets, la contribution financière est moindre que celle déterminée lorsque la période d'évaluation et l'amortissement sont inchangés. Comme mentionné en réponse à la question 1.5, l'effet net d'un amortissement accéléré peut être difficile à prévoir, considérant la baisse de rendement, l'impôt et les taxes reliées.

Comme indiqué en réponse à la question 1.7, les modifications proposées ne touchent pas les clients qui choisissent la biénergie. Ainsi, aucune compensation GES n'est prévue pour les cas types cités en référence (i).

- 1.9 En vous référant à la référence (v), veuillez présenter, pour chacun des marchés visés, les prévisions des volumes de consommation, du nombre de clients et des investissements requis pour les années se terminant au 30 septembre 2023, 2024 et 2025. Veuillez expliquer vos hypothèses en appuie à vos prévisions.

**Réponse :**

Le Plan de développement 2022-2023 ainsi que les prévisions des investissements en développement de réseau des années 2023-2024 et 2024-2025 seront déposés dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, au printemps 2023. Le Plan de développement est présenté par marché (Résidentiel et Affaires) et non par « marchés visés » au sens de la présente proposition.

Sous réserve de ce dépôt à venir, Énergir anticipe une baisse de ses nouvelles ventes notamment en raison de la fin des subventions du Programme de rabais à la consommation (PRC) pour la plupart des projets au GNT, de l'exclusion du marché Résidentiel du programme CASEP et d'une réorientation des efforts d'acquisition vers les projets biénergie et le GNR. À cet effet, veuillez vous référer aux lignes 1 à 8 de la page 4 de la pièce B-0005 (Énergir-E, Document 1).

**Modifications de paramètres garanties additionnelles pour les projets d'extension de réseau supérieurs au seuil possédant des caractéristiques particulières exigeant un traitement exceptionnel**

- 2. Références :**
- (i) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0006](#), p. 4;
  - (ii) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0006](#), p. 5;
  - (iii) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0006](#), p. 6;
  - (iv) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0006](#), p. 6.

**Préambule :**

(i) « Depuis la décision D-2019-054 autorisant Énergir à aller de l'avant avec le projet Saint-Rémi/Sainte-Clotilde Énergir a modifié ses pratiques d'évaluation des projets régionaux d'extension de réseau supérieurs au seuil de manière à rencontrer le seuil minimal de rentabilité dès le dépôt de la demande d'approbation du projet à la Régie. »

(ii) « ... [...] Dans certains cas, si les montants pour les travaux préparatoires au nouveau raccordement sont importants – notamment pour l'évaluation des coûts selon une estimation de classe 3 – Énergir exigera des garanties financières au demandeur afin de réduire le risque et simplifier le recouvrement des sommes engagées dans l'éventualité d'un retrait de la demande de raccordement. »

(iii) « ...[...] La pratique d'Énergir est de convenir d'une OMA pour la majorité de ses projets, particulièrement ceux visant un grand consommateur. »

(iv) « En plus de l'OMA, Énergir peut, selon les conditions prévues aux articles 8.1 à 8.4 des CST, procéder à l'évaluation du crédit d'un demandeur lorsque l'usage prévu n'est pas un usage domestique et exiger un dépôt. »

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez détailler et expliquer les modifications apportées aux pratiques d'évaluation des projets régionaux d'extension de réseau, mentionnées en référence (i).

**Réponse :**

Depuis la décision D-2019-054, Énergir exclut les volumes des ventes potentielles lors de l'évaluation de la rentabilité des projets qu'elle dépose à la Régie, contrairement à ce qu'elle avait fait initialement dans le cadre du projet d'extension à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde (R 4077-2018).

Si l'évaluation de la rentabilité d'un projet à l'étude démontre un IP inférieur à 1,0, il ne sera pas déposé à la Régie. En ce sens, aucune demande d'autorisation ne sera déposée pour un projet avec des caractéristiques particulières nécessitant un traitement exceptionnel.

Comme indiqué dans la pièce B-0006 (Énergir-E, Document 2) Énergir entend maintenir cette pratique et n'anticipe pas le dépôt de projets d'extension de réseau ne rencontrant pas le seuil de rentabilité minimal.

2.2 En lien avec la référence (ii) :

2.2.1 Veuillez préciser quels types de garanties financières sont exigées par Énergir afin de réduire son risque financier;

**Réponse :**

Lorsque les coûts des travaux préparatoires sont importants, notamment pour l'évaluation des coûts de l'estimation de classe 3, une entente peut être signée avec le client, ou avec le gouvernement lorsque celui-ci verse une subvention, afin de faciliter la récupération des sommes engagées dans le cas où le projet ne se concrétisait pas. Veuillez également vous référer à l'article 4.3.1 des CST.

2.2.2 Quels sont les critères qui déclencheraient l'exigence de telles garanties.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.2.1.

2.3 En référence (iii), Énergir indique convenir d'une OMA pour la majorité de ses projets, particulièrement pour des projets impliquant de grands consommateurs. Veuillez préciser dans quels cas particuliers Énergir n'exige pas d'OMA.

**Réponse :**

Énergir convient d'une OMA avec tous les grands clients d'une extension du réseau. Exceptionnellement, lors de projets majeurs d'extension du réseau visant plusieurs clients, il est parfois possible qu'Énergir ne convienne pas d'une OMA avec les plus petits clients (15 000 m<sup>3</sup> et moins) qui ne sont pas requis pour atteindre la rentabilité minimale.

2.4 Pour les clients qui ne sont pas visés par un usage domestique, Énergir peut procéder à des évaluations de crédit d'un demandeur et exiger un dépôt (référence (iv)).

2.4.1 Veuillez expliquer le processus d'évaluation de crédit ainsi que les critères/seuils requis par Énergir afin de s'assurer de la solidité financière du demandeur;

**Réponse :**

Énergir utilise différents outils, notamment ceux mis à sa disposition par les CST pour mitiger le risque que pourrait présenter une nouvelle entente de raccordement. Ainsi, un processus d'analyse de risque a été mis en place, par lequel :

**Étape 1** - Énergir estime d'abord le risque relié à la consommation du client, lequel correspond aux deux mois consécutifs les plus élevés au cours d'une période de 12 mois ou, pour toute nouvelle installation, aux deux mois les plus élevés d'une simulation tarifaire. Si aucune de ces informations n'est disponible, Énergir évalue alors le montant du risque en fonction d'une estimation de consommation qui est ensuite multipliée par les facteurs suivants : 40 % pour les consommations reliées au chauffage, et 1/6 pour les consommations pour du procédé linéaire;

**Étape 2** - Si l'exercice mené à l'étape 1 indique que le risque est supérieur à 50 000 \$, Énergir recueille alors les éléments suivants :

Rapports de crédit de différentes agences :

- états financiers remis par le client pour les trois dernières années, et
- l'actualité disponible sur le client;

Ces rapports renseignent Énergir sur :

- les habitudes de paiement du client vis-à-vis ses fournisseurs,
- les niveaux de crédit alloués pour l'ensemble de ses fournisseurs, et
- les informations bancaires fournies par la banque du client;

Les états financiers pour les trois dernières années sont analysés en fonction :

- du bénéfice net,
- du pourcentage de la marge bénéficiaire nette,
- du coefficient du fonds de roulement,
- du ratio de liquidité,
- du rendement sur l'actif,
- de la rotation des stocks,
- des délais de paiement, et
- de la période de recouvrement;

**Étape 3** - L'ensemble des informations recueillies à l'étape 2 est ensuite analysé et une recommandation est soumise pour approbation selon les divers niveaux d'approbation requis; et


**Étape 4** - Si l'analyse menée à l'étape 3 démontre qu'une garantie est nécessaire, Énergir exige alors, conformément à la section 8 des CST, un dépôt de garantie en argent ou une autre garantie équivalente.

- 2.4.2 Afin de minimiser le risque de certains projets, veuillez commenter l'opportunité de modifier les CST afin que celles-ci permettent à Énergir d'exiger un dépôt d'un montant équivalent à celui de plus que deux factures consécutives. Si oui, veuillez élaborer et présenter les modifications qui pourraient être requises au texte des CST.

**Réponse :**

Énergir ne voit pas la nécessité d'apporter une telle modification aux CST, notamment en raison de l'utilisation limitée qu'Énergir peut faire du dépôt en vertu de la section 8.6 des CST.

**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est  0	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif Coût en capital prospectif après impôt	0    5,15% 4,80%
---------------------------	--	--	---	---------------------------------

En dollars (\$)	Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients			10	10	10	10	10
Volume à 100% en m <sup>3</sup>			60 000	60 000	60 000	60 000	60 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>			51 000	51 000	51 000	51 000	51 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		2	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		8	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite		0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	78 000	78 000	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	12 600	12 600	0	0	0	0	0
Frais de branchement	90 600	90 600	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans		3 000	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans		1 600	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	15 200	4 600	0	0	0	0	0
Frais UMQ	2 730	2 730	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs		0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans		0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans		0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement		0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations		0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures		0	0	0	0	0	0
Contributions clients		0	0	0	0	0	0
Investissement total	108 530,00	97 930	0	0	0	0	0
Coût d'opération		0	1 275	766	766	766	766
Autres dépenses d'exploitation		0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable			4 276	4 276	4 276	4 276	4 276
Taxe sur les services publics			1 341	1 282	1 224	1 165	1 106
Redevances			70	70	70	70	70
Impôts			(669)	728	826	909	977
Rendement			4 933	4 713	4 493	4 273	4 052
Revenu requis		0	11 226	11 836	11 655	11 458	11 247
Revenus			0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )			28,3333	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333
Revenu de distribution			14 450	14 450	14 450	14 450	14 450
Contribution tarifaire annuelle		0	(3 224)	(2 614)	(2 795)	(2 992)	(3 203)

	6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle	(3 425)	(3 658)	(3 899)	(4 149)	(4 405)

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(7 835)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(39 267)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(12 775)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(52 400)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(25 798)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(82 125)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	9,72%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,62		

Commentaires :

**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif 5,15% Coût en capital prospectif après impôt 4,80%
---------------------------	--	---	---

En dollars (\$)	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	10	10	10	10	10	10
Volume à 100% en m <sup>3</sup>	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>	51 000	51 000	51 000	51 000	51 000	51 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	766	766	766	766	766	766
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	4 276	4 276	4 276	4 276	4 276	4 276
Taxe sur les services publics	1 106	1 047	988	930	871	812
Redevances	70	70	70	70	70	70
Impôts	977	1 034	1 080	1 117	1 147	1 169
Rendement	4 052	3 832	3 612	3 392	3 172	2 951
Revenu requis	11 247	11 025	10 792	10 551	10 301	10 045
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333
Revenu de distribution	14 450	14 450	14 450	14 450	14 450	14 450
Contribution tarifaire annuelle	(3 203)	(3 425)	(3 658)	(3 899)	(4 149)	(4 405)


	11	12	13	14	15
Contribution tarifaire annuelle	(4 668)	(4 936)	(5 122)	(5 487)	(5 730)

Contribution tarifaire ( 3 ans ) (7 835) Contribution tarifaire ( 5 ans ) (12 775) Contribution tarifaire ( 10 ans ) (25 798)	Contribution tarifaire ( 15 ans ) (39 267) Contribution tarifaire ( 20 ans ) (52 400) Contribution tarifaire ( 40 ans ) (82 125)
Point mort tarifaire 1,0 ans	
Taux de rendement interne (TRI 40 ans) 9,72%	
Indice de profitabilité (IP 40 ans) 1,62	

Date d'impression : 2022-12-20 16:13



**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif Coût en capital prospectif après impôt	5,15% 4,80%
---------------------------	--	---	---	----------------

En dollars (\$)	10	11	12	13	14	15
Nombre de clients	10	10	10	10	10	10
Volume à 100% en m <sup>3</sup>	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>	51 000	51 000	51 000	51 000	51 000	51 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	3 000	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	1 600
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	3 000	0	0	1 600
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	3 000	0	0	1 600
Coût d'opération	766	766	766	766	766	766
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	4 276	4 276	4 276	4 276	4 276	4 276
Taxe sur les services publics	812	753	695	636	577	518
Redevances	70	70	70	70	70	70
Impôts	1 169	1 186	1 196	1 135	1 050	1 086
Rendement	2 951	2 731	2 511	2 445	2 225	2 005
Revenu requis	10 045	9 782	9 514	9 328	8 963	8 720
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333
Revenu de distribution	14 450	14 450	14 450	14 450	14 450	14 450
Contribution tarifaire annuelle	(4 405)	(4 668)	(4 936)	(5 122)	(5 487)	(5 730)


	16	17	18	19	20
Contribution tarifaire annuelle	(5 938)	(6 248)	(6 500)	(6 763)	(7 035)

Contribution tarifaire ( 3 ans ) (7 835) Contribution tarifaire ( 5 ans ) (12 775) Contribution tarifaire ( 10 ans ) (25 798)	Contribution tarifaire ( 15 ans ) (39 267) Contribution tarifaire ( 20 ans ) (52 400) Contribution tarifaire ( 40 ans ) (82 125)
Point mort tarifaire	1,0 ans
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	9,72%
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,62

Date d'impression : 2022-12-20 16:13



**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif 5,15% Coût en capital prospectif après impôt 4,80%
---------------------------	--	---	---


En dollars (\$)	15	16	17	18	19	20
Nombre de clients	10	10	10	10	10	10
Volume à 100% en m <sup>3</sup>	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>	51 000	51 000	51 000	51 000	51 000	51 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	1 600	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	1 600	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	1 600	0	0	0	0	0
Coût d'opération	766	766	766	766	766	766
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	4 276	4 276	4 276	4 276	4 276	4 276
Taxe sur les services publics	518	459	401	342	283	224
Redevances	70	70	70	70	70	70
Impôts	1 086	1 074	1 043	1 070	1 086	1 093
Rendement	2 005	1 867	1 647	1 427	1 207	986
Revenu requis	8 720	8 512	8 202	7 950	7 687	7 415
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333	28,3333
Revenu de distribution	14 450	14 450	14 450	14 450	14 450	14 450
Contribution tarifaire annuelle	(5 730)	(5 938)	(6 248)	(6 500)	(6 763)	(7 035)

	21	22	23	24	25
Contribution tarifaire annuelle	(2 001)	(2 287)	(2 579)	(3 832)	(8 175)

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(7 835)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(39 267)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(12 775)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(52 400)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(25 798)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(82 125)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	9,72%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,62		

Date d'impression : 2022-12-20 16:13

**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif Coût en capital prospectif après impôt	5,15% 4,80%
---------------------------	--	---	---	----------------

En dollars (\$)	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	10	2	2	2	2	2
Volume à 100% en m <sup>3</sup>	60 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>	51 000	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	1	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	3 000	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	3 000	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	3 000	0
Coût d'opération	766	153	153	153	153	153
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	4 276	4 276	4 276	4 276	3 547	357
Taxe sur les services publics	224	165	107	48	(0)	(0)
Redevances	70	47	47	47	47	47
Impôts	1 093	1 092	1 085	1 072	797	(410)
Rendement	986	766	546	326	124	178
Revenu requis	7 415	6 499	6 213	5 921	4 668	325
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )	28,3333	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000
Revenu de distribution	14 450	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500
Contribution tarifaire annuelle	(7 035)	(2 001)	(2 287)	(2 579)	(3 832)	(8 175)

	26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle	(8 252)	(8 205)	(8 169)	(8 142)	(8 122)

Contribution tarifaire ( 3 ans ) (7 835) Contribution tarifaire ( 5 ans ) (12 775) Contribution tarifaire ( 10 ans ) (25 798)	Contribution tarifaire ( 15 ans ) (39 267) Contribution tarifaire ( 20 ans ) (52 400) Contribution tarifaire ( 40 ans ) (82 125)
Point mort tarifaire	1,0 ans
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	9,72%
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,62

Date d'impression : 2022-12-20 16:13

**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif 5,15% Coût en capital prospectif après impôt 4,80%
---------------------------	--	---	---

En dollars (\$)	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	2	2	2	2	2	2
Volume à 100% en m <sup>3</sup>	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	153	153	153	153	153	153
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	357	357	357	357	357	357
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	47	47	47	47	47	47
Impôts	(410)	(468)	(403)	(349)	(303)	(265)
Rendement	178	160	142	123	105	86
Revenu requis	325	248	295	331	358	378
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000
Revenu de distribution	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500
Contribution tarifaire annuelle	(8 175)	(8 252)	(8 205)	(8 169)	(8 142)	(8 122)

	31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle	(8 249)	(8 232)	(8 220)	(8 210)	(8 204)

Contribution tarifaire ( 3 ans ) (7 835) Contribution tarifaire ( 5 ans ) (12 775) Contribution tarifaire ( 10 ans ) (25 798)	Contribution tarifaire ( 15 ans ) (39 267) Contribution tarifaire ( 20 ans ) (52 400) Contribution tarifaire ( 40 ans ) (82 125)
Point mort tarifaire 1,0 ans	
Taux de rendement interne (TRI 40 ans) 9,72%	
Indice de profitabilité (IP 40 ans) 1,62	

Date d'impression : 2022-12-20 16:13

**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif 5,15% Coût en capital prospectif après impôt 4,80%
---------------------------	--	---	---

En dollars (\$)	30	31	32	33	34	35
Nombre de clients	2	2	2	2	2	2
Volume à 100% en m <sup>3</sup>	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	153	153	153	153	153	153
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	357	250	250	250	250	250
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	47	47	47	47	47	47
Impôts	(265)	(270)	(240)	(214)	(192)	(173)
Rendement	86	71	58	45	32	19
Revenu requis	378	251	268	280	290	296
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000
Revenu de distribution	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500
Contribution tarifaire annuelle	(8 122)	(8 249)	(8 232)	(8 220)	(8 210)	(8 204)


	36	37	38	39	40
Contribution tarifaire annuelle	(8 200)	(8 110)	(8 197)	(8 159)	(8 131)

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(7 835)		Contribution tarifaire ( 15 ans )	(39 267)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(12 775)		Contribution tarifaire ( 20 ans )	(52 400)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(25 798)		Contribution tarifaire ( 40 ans )	(82 125)
Point mort tarifaire	1,0 ans			
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	9,72%			
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,62			

Date d'impression : 2022-12-20 16:13



**Énergir, s.e.c.**  
**Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022**

	ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2021-2022 RR-Version22_2
---	--	---

<b>Projet mixte Q-1.1</b>	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Estimé Résidentiel - NCR Montréal-Est	Représentant Conseiller OTP  Coût en capital prospectif Coût en capital prospectif après impôt	5,15% 4,80%
---------------------------	--	---	---	----------------

En dollars (\$)	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients	2	2	2	2	2	2
Volume à 100% en m <sup>3</sup>	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Volume ajusté en m <sup>3</sup>	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	1	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	3 000	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	1
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	3 000	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	3 000	0	0	0	0
Coût d'opération	153	153	153	153	153	153
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	250	250	250	250	250	250
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	47	47	47	47	47	47
Impôts	(173)	(156)	(208)	(282)	(231)	(190)
Rendement	19	6	148	135	122	109
Revenu requis	296	300	390	303	341	369
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution ( ¢/m <sup>3</sup> )	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000	25,0000
Revenu de distribution	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500
Contribution tarifaire annuelle	(8 204)	(8 200)	(8 110)	(8 197)	(8 159)	(8 131)

Contribution tarifaire annuelle					
---------------------------------	--	--	--	--	--

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(7 835)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(39 267)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(12 775)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(52 400)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(25 798)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(82 125)
Point mort tarifaire	1,0 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	9,72%		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,62		

Date d'impression : 2022-12-20 16:13