

**Mémoire de la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante**

**(« FCEI »)**

**Portant sur la**

**Demande conjointe relative à la fixation de taux de rendement et de structures de capital**

**Préparé dans le cadre du dossier**

**R-4156-2021**

**de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par**

**Antoine Gosselin, économiste**

**Montréal, le 19 avril 2022**

## **1. Introduction**

La phase 2 du présent dossier porte sur la détermination du taux de rendement d'Énergir, Gazifère et Intragaz. Aux fins de ce dossier, la FCEI a collaboré avec l'ACIG et les autres intervenants pour retenir les services d'experts communs en les personnes des Drs Hopkins et Booth.

Eu égard à la détermination du taux de rendement des Demanderesses, la FCEI s'en remet à la recommandation du Dr Booth (C-ACIG-037), soit un taux de rendement de 7,5 % pour Énergir et Intragaz et de 7,65 % pour Gazifère sur la base des structures de capital existantes.

Pour ce qui est de l'évaluation du risque d'affaires, la FCEI s'en remet également aux conclusions et recommandations des experts Hopkins et Booth, comme exprimées aux pièces C-ACIG-028, C-ACIG-037 et C-ACIG-043. Elle porte, de plus, les considérations suivantes à l'attention de la Régie en ce qui a trait au risque d'affaires de l'activité de distribution.

## **2. Risque d'affaires de l'activité de distribution**

### **2.1. Politique d'investissement**

En 2018, la Régie a tenu l'audience sur la phase 3B du dossier R-3867-2013. Cette phase portait sur la méthodologie et les paramètres des analyses de rentabilité du développement d'Énergir. Dans ce dossier, la Régie établissait ainsi le cadre de son analyse relativement au risque.

«[41] Dans la présente décision, la Régie s'attarde à examiner les paramètres qui permettent d'évaluer le plus justement possible les coûts et revenus marginaux associés à des projets d'extension de réseau qui doivent être pris en compte dans la méthodologie d'évaluation de la rentabilité, sur une période donnée. Par la suite, elle calibre ces paramètres afin d'établir un équilibre entre les opportunités de revenus additionnels génératrices de baisses tarifaires et les risques de non-matérialisation des prévisions de coûts et de revenus associés au raccordement de nouveaux clients.

[42] La Régie note que dans le cadre de projets d'extension de réseau, les coûts se constatent rapidement en début de projet, alors que les revenus se matérialisent tout au long de la durée de vie utile des actifs. Il est donc difficile de mesurer avec certitude, a priori, la rentabilité d'un projet. Le constat de rentabilité d'un projet se fait nécessairement a posteriori, plusieurs années après que les investissements aient été réalisés. En situation de non-rentabilité, la rétroaction sur les investissements étant quasi impossible, le seul correctif envisageable consiste à stimuler la croissance des volumes livrés, notamment par la densification de la clientèle alimentée par l'extension de réseau.

[43] Dans ce contexte, il importe pour la Régie de bien évaluer le risque associé au marché québécois de distribution du gaz naturel à moyen et long termes, ainsi que la répartition des risques, dans le cas de projets d'extension du réseau, entre les nouveaux clients, les clients existants et l'actionnaire du Distributeur.

[44] Comme l'ont fait valoir Énergir et l'expert Feingold, lorsqu'un projet d'extension est rentable, les clients existants bénéficieront, à terme, de baisses tarifaires. À l'inverse, un projet d'extension non rentable aura un impact à la hausse sur les tarifs qui affectera l'ensemble des clients, existants comme nouveaux.

[45] Quant à l'actionnaire du Distributeur, il tire sa rémunération du rendement autorisé sur la portion d'avoir propre de la base de tarification. Dans la mesure où l'investissement associé au projet a été jugé prudemment acquis et utile à la prestation de service, il sera inclus à la base de tarification. Que le projet soit a posteriori rentable ou non, l'actionnaire sera rémunéré tant que l'actif ne sera pas complètement amorti.

[46] Ainsi, tout projet d'extension de réseau contribue à accroître la base de tarification et, conséquemment, toutes choses étant égales par ailleurs, la rémunération de l'actionnaire, sans pour autant augmenter de façon notable le risque de ce dernier. Évidemment, si le Distributeur ne réalisait que des projets non rentables, le risque pour l'actionnaire de récupération de son capital augmenterait considérablement et la pression à la hausse sur les tarifs serait telle qu'elle finirait par mettre en péril l'existence même de l'entreprise.

[47] La Régie en déduit que c'est la clientèle du Distributeur qui assume la plus grande part du risque associé aux projets d'extension de réseau. Elle est d'avis qu'il existe une asymétrie importante entre les risques qu'assume le Distributeur, d'une part, et ceux qu'assument ses clients, d'autre part.

[48] Dans ce contexte, il est de la responsabilité de la Régie, en vertu notamment de l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie 17 (la Loi), de faire preuve de pondération et de prudence lorsqu'elle détermine les paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau d'Énergir. »<sup>1</sup>

Dans sa décision, la Régie a considéré l'impact des changements climatiques et de la transition énergétique sur la capacité d'Énergir de tirer des revenus de ses nouveaux clients à long terme d'autres éléments de contexte.

«[68] Ainsi, tenant compte de la preuve au dossier et des témoignages entendus en audience quant aux perspectives de marché du gaz naturel au Québec, la Régie retient les éléments de contexte suivants :

- les progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique, combinés à la réduction observée dans la taille des ménages, ont eu pour conséquence de faire chuter les consommations unitaires par branchement, et donc les revenus unitaires, créant ainsi une pression à la hausse sur les tarifs, toutes choses étant égales par ailleurs;
- les coûts de raccordement des nouveaux clients seront de plus en plus élevés;
- la difficulté croissante de rentabilisation des projets d'extension de réseau dans le cadre réglementaire actuel, énoncée dans l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel<sup>27</sup> (l'Avis);

---

<sup>1</sup> D-2018-080, pp. 17 et 18.

- la forte concurrence de l'électricité à laquelle font face les distributeurs de gaz naturel au Québec pour satisfaire les besoins de chauffe du marché commercial et, encore plus vivement, dans le marché résidentiel;
- la faible densification du réseau d'Énergir en termes de nombre de clients par kilomètre de conduites, comparativement à ses pairs<sup>28</sup>;
- le taux d'attrition important de la clientèle constaté au cours des dix dernières années, notamment dans le marché résidentiel<sup>29</sup>;
- le rôle incertain du gaz naturel dans l'avenir du bilan énergétique québécois, notamment en raison des objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'asymétrie des risques assumés par la clientèle et l'actionnaire quant à la réalisation de projets d'extension de réseau non rentables.

[69] La Régie considère que le contexte énergétique évolue rapidement et que les tendances à moyen et long termes laissent entrevoir peu d'opportunités porteuses en matière de développement de réseau. Elle est d'avis que l'ensemble des éléments contextuels mis en preuve dans le présent dossier milite en faveur d'une approche teintée, en ce domaine, d'une prudence accrue par rapport aux années passées. » (Nous soulignons)

Deux remèdes alternatifs ont été avancés à l'égard, notamment, du risque de récupération de revenus à long terme : une réduction de l'horizon de temps de l'analyse de rentabilité des projets d'investissement ou un rehaussement du seuil de l'indice de profitabilité (IP) du portefeuille de projet à 1,3 plutôt que le niveau de 1,1 proposé par Énergir<sup>2</sup>.

Bien qu'Énergir estimait que la combinaison d'un IP de 1,1 et d'un horizon d'analyse de 40 ans constituait une combinaison appropriée pour faire face aux risques, elle favorisait le rehaussement de l'IP plutôt que le raccourcissement de la période d'analyse si la Régie devait juger qu'une mitigation plus grande des risques était requise. De l'avis d'Énergir, il n'y avait pas lieu de réduire l'horizon de temps de 40 ans parce qu'elle n'avait « pas de raison de croire qu'en moyenne nos clients vont être là sur une plus petite période. »<sup>3</sup>

Ultimement, la Régie a décidé de maintenir un horizon de 40 ans et d'imposer un IP de portefeuille de 1,3<sup>4</sup>.

La FCEI retient trois éléments de ce dossier :

- 1) La Régie a considéré le risque lié au changement climatique dans ses analyses passées.
- 2) La Régie a jugé que les risques liés à l'évaluation de la rentabilité devaient être pris en compte par un changement dans les paramètres d'évaluation de rentabilité d'Énergir.
- 3) La Régie a choisi de mitiger ces risques, dont le risque lié à la transition énergétique, par une augmentation de l'IP de portefeuille à 1,3.

<sup>2</sup> R-3867-2013 Phase 3B, A-0179, p. 54.

<sup>3</sup> R-3867-2013 Phase 3B, A-0179, p. 56. Voir également D-2018-080, paragraphe 85.

<sup>4</sup> D-2018-080, p. 80, paragraphe 336.

Toutes choses étant égales par ailleurs, un facteur IP plus élevé implique un développement de réseau moindre, mais plus rentable, un risque moindre de hausse tarifaire induite par ce développement et une réduction du risque d'affaires.

**La FCEI estime donc que le changement imposé par la Régie a contribué à réduire le risque lié au développement de réseau, incluant le risque d'affaires d'Énergir.**

En réponse à une question de la FCEI le Dr Brown indique :

« 1.4 Veuillez indiquer si les politiques d'investissement d'une entreprise peuvent influencer son risque de retour du capital.

**Réponse :**

Dr. Brown understands that utilities are generally required to provide service on demand to customers within the service territory willing to pay the utility's rates. Where utilities connect new customers, the ability to add investment in connection assets to rate base is typically subject to regulatory approval and is not a matter for utility policy. Dr. Brown understands this to be the case in Quebec. »<sup>5</sup>

La FCEI n'est que partiellement en accord avec cette position. S'il est vrai que les entreprises réglementées ont une obligation de desservir, cette obligation est limitée, à tout le moins dans le cas d'Énergir et Gazifère, par la notion de rentabilité. Une contribution du client peut être exigée lorsque la rentabilité d'un projet n'est pas atteinte. La manière dont la rentabilité est calculée a donc un impact sur les choix d'investissements. La FCEI soumet que, si la Régie a un pouvoir certain sur les paramètres d'investissement, le choix des investissements n'est pas indépendant de la volonté d'Énergir. Notamment, la FCEI soumet qu'Énergir a la responsabilité de demander à la Régie de modifier ces paramètres si elle estime qu'ils ne sont plus optimaux eu égard à l'évolution des circonstances. En particulier, si Énergir avait noté un changement quant au risque d'investissement, notamment celui lié à la transition énergétique, entre la décision D-2018-0080 et le présent dossier, la FCEI soumet qu'il aurait été de sa responsabilité d'en aviser la Régie afin de maintenir un ensemble de paramètres prudent, tel que visé par la Régie dans sa décision D2018-080. Or, Énergir n'a entrepris aucune démarche de la sorte.

Selon la FCEI, il est du devoir de prudence d'Énergir d'informer la Régie lorsque des changements de circonstances modifient de manière significative le risque lié aux investissements. **Par conséquent, elle appuie la recommandation formulée par le Dr Hopkins d'exiger des Demanderesses qu'elles déposent, parallèlement à leur prochaine demande de taux de rendement, un plan d'affaires exposant les changements à ses activités découlant de la transition énergétique et des mesures mises en place pour s'y adapter. Notamment, ce plan devrait établir si des modifications sont requises aux paramètres d'évaluation de la rentabilité du développement de réseau.**

---

<sup>5</sup> B-0204, p. 3, réponse 1.4.