

**C A N A D A
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL**

NO. R-3867-2013, phase 3B

ÉNERGIR (GAZ MÉTRO)

Demanderesse

et

**REGROUPEMENT DES
ORGANISMES
ENVIRONNEMENTAUX EN ÉNERGIE
(ROEÉ) *et al.***

Intervenants

**R-3867-2013 – Demande relative au dossier générique portant sur
l’allocation des coûts et la structure tarifaire d’Énergir,
PHASE 3B – Méthodologie d’évaluation de la rentabilité de projets
d’extension de réseau**

NOTES POUR L’ARGUMENTATION DU ROEÉ

Le 16 avril 2018

A. Le ROEE face à l'élaboration d'une méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau

1. Les préoccupations à la base de l'intervention du ROEE sont multiples, dont :

- S'assurer que toutes les phases du dossier générique soient empreintes de la rigueur permettant une régulation publique du secteur gazier par la Régie qui respecte véritablement les visées exprimées par l'Assemblée nationale à l'article 5 LRE :

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

- S'assurer que la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau d'Énergir retenue par la Régie soit cohérente avec une transition du Québec vers une économie faible en carbone dans un délai raisonnable. Cette transition devra se faire et se fera bien avant 40 ans.

- C-ROEE-0111, p. 7 - 13
- C-ROEE-0114, *passim*

- Assurer une équité entre les différentes classes de clients d'Énergir.

- La transition aura un effet sur la clientèle au gaz naturel
- Certains clients industriels risquent de changer drastiquement leur consommation de gaz d'ici 40 ans
- Ce qui aura un effet sur les plus petits clients qui ont moins de mobilité que les plus gros clients
- Donc, les enjeux sont à la fois économiques et environnementaux.
- C'est pourquoi le ROEE a présenté la preuve de l'expert Paul Chernick et a collaboré avec UC dans les phases 3 (A et B) du dossier générique
 - n.s. vol. 5, p. 205-206 (témoignage de B. Schepper)
 - C-UC-0056, Mémoire d'UC

2. L'expert Chernick explique l'intérêt que revêt la méthodologie d'analyse de la rentabilité de projets d'extension :

«Appropriate computation of line-extension profitability is essential for rational choices determining when gas utilities should expand their systems, and who should pay for that expansion. Line extensions can be very expensive. An extension project that does not produce enough revenue to cover its costs (plus the other costs of serving additional customers and additional load) will burden existing ratepayers with excessive costs. On the other hand, if Gaz Métro fails to extend the system and pick up load that would more than pay for the incremental costs, existing customers (and the potential customers who are not served) will miss an opportunity to reduce their bills. Reasonable inputs and methodologies will reduce the probability of both types of errors and benefit Gaz Métro customers and the Québec economy.

In addition to the economic and consumer implications of improperly analysing the costs of line extensions, there are other public interest, environmental and sustainability implications. Inadequate analysis of line extensions may distort the investment decisions of the utility and customers.

Failing to invest in cost-effective line extensions may leave some end users dependent on oil, which is generally more polluting than natural gas, and discourage investment in efficient combined heat and power. On the other hand, excessive extension of the system would result in large sunk costs for Gaz Métro, making an eventual transition from fossil fuels (and their associated greenhouse gas emission) to renewable energy (from biomass, solar thermal, or through electricity from hydro, wind, and other renewables) more financially painful and potentially slowing that process. My understanding is that ROÉ's interest in line extensions stems from its support for regulatory policy that fully accounts for public-interest, sustainability and environmental considerations, on an equal footing with economic issues. In this proceeding, those considerations include targeting natural-gas consumption to essential uses, reducing greenhouse gas emissions, facilitating transition to a sustainable economy, encouraging compact urban development and avoiding the subsidization of unnecessary urban sprawl. »

➤ C-ROÉ-0112 (rapport d'expert de Paul Chernick), p. 3-4.

3. De manière très concrète, le ROÉ fait valoir à la Régie que la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau de moins de 1,5M\$ et ceux de grande envergure d'Énergir ainsi que l'autorisation de tels projets

affectera le recours au gaz naturel et d'autres filières (y compris la réduction de la consommation de l'énergie) afin de satisfaire les besoins énergétiques. Les groupes membres du ROEE préconisent la réduction du recours aux hydrocarbures de toute nature, et une transition énergétique prochaine. Cela nécessite l'élaboration et application d'une méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets et de justes tarifs qui évite des projets d'extension non rentables et émetteurs de GES, de consommations de gaz industrielles et commerciales indues, l'étalement urbain, l'utilisation d'hydrocarbures pour la construction des infrastructures et le transport qui y sont associés.

- Voir notamment C-ROEE-0114, les réponses du ROEE au DDR no 1 de Gaz Métro

B. Les critères pour mesurer la rentabilité d'un projet

4. Le ROEE et l'expert Chernick se sont arrêtés sur l'analyse et une preuve ciblées de certains des plus importants critères pour mesurer la rentabilité d'un projet.

i) Période d'évaluation de 40 ans

5. Énergir demande à la Régie d'accepter une période d'évaluation de 40 ans pour la rentabilité de projets et invoque trois raisons pour sa position :
 - Les experts de Black and Veach ont présenté un balisage dans lequel les plusieurs juridictions utilisaient une période de 40 ans.
 - Le distributeur utilisait déjà une période de 40 depuis la décision D-90-60.
 - Le calcul de la durée de vie des tuyaux utilisés est de 40 ans.

Les experts de Black & Veach ont présenté un balisage rapportant des juridictions utilisant une période de 40 ans

6. Le rapport de monsieur Feingold présente un balisage de différentes juridictions qui utilisent une durée de 40. Dans ce balisage plusieurs des différentes juridictions présentent aussi des durées d'évaluation qui sont bien inférieures à 40 ans.

7. Or, questionnés en DDR sur le sujet, Black & Veatch ne pouvaient expliquer les raisons qui expliquaient les différentes durées de vie des évaluations des différentes juridictions.

➤ B-0294, question 2.1 à 2.4 et 2.6

8. Pour sa part, l'expert monsieur Chernick fait remarquer que dans le balisage de monsieur Feingold, des six juridictions présentées, trois utilisent d'une manière ou d'une autre des périodes de 20 ans.

➤ C-ROEE-0128, p.8

➤ n.s., vol. 5, 211 - 212

9. De plus, en réponse au DDR d'Énergir au ROEE, monsieur Schepper a présenté les cas d'autres juridictions qui utilisent des périodes de 10 ans ou de 20 ans.

➤ C-ROEE-0114, réponse à la question 8.1

10. La preuve au dossier ne permet pas de connaître les motivations qui sous-tendent les périodes d'évaluations des différentes juridictions. C'est pourquoi il nous semble peu pertinent pour la Régie de s'appuyer sur le balisage présenté dans le rapport Black & Veatch pour appuyer le choix d'une période d'évaluation de 40 ans.

➤ C-ROEE-0128, p.9

Le distributeur utilisait déjà une période de 40 depuis la décision D-90-60 du Régie du Gaz naturel

11. Énergir s'appuie sur la décision D-90-60 d'il y a 28 ans de la Régie du Gaz naturel dans le dossier R-3173-89-E afin de justifier sa demande à la Régie de l'énergie de reconnaître maintenant une période d'évaluation de 40 ans aux fins d'une méthodologie d'analyse de rentabilité appelée à s'appliquer pour 15 à 20 ans suivant la décision que la Régie prendra dans le présent dossier générique. Il en résulterait que la durée de vie retenue reposerait sur une décision d'il y a un demi-siècle!

12. Avec égard, la preuve d'Énergir à ce chapitre n'est pas probante. La prudence demanderait à la Régie de préférer plutôt la preuve du ROEE et de retenir l'opinion de l'expert Chernick indiquant une période d'évaluation de 25 ans. Cette proposition est basée sur une appréciation de la réalité énergétique et économique actuelle.
13. Hormis le désir de reconnaître plus de flexibilité aux distributeurs et les différences dans leurs réalités, la décision D-90-60 ne motive que très peu l'acceptation par la Régie du Gaz naturel d'une période d'évaluation de 40 ans pour les projets de Gaz Métropolitain inc. Il est à noter que dans la même décision il est question de périodes d'évaluation allant de 13 à 55 ans chez Gazifière, le permettant de tenir « compte des risques différents associés à la clientèle. »

➤ D-90-60, Autorités du ROEE, C-ROEE-0130

La proposition repose sur la durée de vie des tuyaux

14. Une réponse aux DDR de la FCEI révèle que la demande de retenir une période d'évaluation de 40 ans repose essentiellement sur l'affirmation que le distributeur à toujours procédé ainsi et qu'Énergir ne croit pas que le contexte change en lien avec la durée de vie d'ingénierie des équipements en question. Avec égards, Énergir ne fait pas la démonstration du caractère raisonnable et prudent aujourd'hui d'une hypothèse du maintien du flux de revenu pour 40 ans ou plus.

➤ B-0257, Gaz Métro-9, doc 3, réponse 7.1

15. Selon le distributeur, la durée de vie utile des branchements installés est de 35 à 50 ans, dépendamment des types de branchement, alors que pour les conduites principales, la durée de vie utile est de 45 ans. Cela étaye l'idée que la période d'évaluation des projets d'extension de réseau proposée par Énergir repose sur la période de vie utile des tuyaux du distributeur.

➤ B-0253, Gaz Métro-9, Document 1, réponse 2.4

16. Or, le ROEE soumet que les normes environnementales des États, la situation économique ainsi que les volontés de transition énergétique du Québec et du Canada ont évolué depuis 1990 et qu'il serait prudent pour la Régie d'exiger une méthodologie d'analyse de la rentabilité qui reflète l'évolution de la situation.

➤ C-ROEE-0111, p 8 à 10

17. Bien que le gaz naturel soit considéré comme une énergie de transition au Québec aujourd'hui, cette transition se situe dans une Politique énergétique dont l'horizon est 2030, soit dans 12 ans à compter de maintenant. Pourtant, la période d'évaluation proposée par Énergir nous amènerait en 2058, et plus en vertu de la décision de principe à venir de la Régie dans le présent dossier générique.

18. La prépondérance de la preuve probante au dossier indique qu'il est peu probable que sur une durée de 40 ans, la place du gaz naturel soit essentiellement inchangée.

19. Aux fins d'un dossier de principe à portée durable, la Régie ne saurait faire reposer sa décision au chapitre de la période d'évaluation sur des affirmations générales de confiance dans la pérennité du gaz. Elle ne devrait pas non plus retenir des spéculations d'une deuxième vie économique des tuyaux à de fins étrangers à la compétence de la Régie et au régime de régulation économique dont elle est responsable. La Régie a la responsabilité de protéger l'intérêt public et les consommateurs de gaz naturel (et non d'éventuels clients pour d'autres types d'utilisation de tuyaux échoués).

➤ n.s. vol 4, p. 163 -164 (Dave Rhéaume)

20. Avec égards, il serait de mauvais conseil de se coller sur une décision de 1990 pour fixer la régulation de notre avenir énergétique et évaluer les projets d'extension de lignes de gaz. La Régie devrait préférer l'opinion de l'expert Chernick et du ROEE à ce chapitre.

- C-ROEE-0111, p.8 – 12 (preuve ROEE)
- C-ROEE-112, p. 18 – 21 (rapport de l'expert Chernick)
- C-ROEE-0128, p.4 -12 (présentation de M. Chernick)
- n.s. vol 5, p. 206 – 229 (témoignage Paul Chernick)

21. Dans un contexte de transition, il semble de plus en plus raisonnable de penser que sur le long terme il y aura une transition écologique et une baisse de la demande en gaz naturel dans les années 2030 ou 2040 ou avant. Selon le ROEE, il serait donc plus prudent de tenter de se coller sur la demande en gaz de la clientèle que sur la durée de vie des tuyaux. C'est pourquoi nous demandons à la Régie de suivre la recommandation de l'expert Chernick d'une période d'évaluation de 25 ans.

- C-ROEE-0128, p.6, 12
- n.s. vol 5, p. 208 – 2016 (témoignage Paul Chernick)

22. En argumentation, l'ACIG semble ne pas comprendre la preuve de l'expert Chernick. L'expert n'a pas dit qu'il souhaite une diminution de 20 % des revenus actualisés. Au contraire, il appuie sa recommandation d'une période d'évaluation prudente et raisonnable de 25 ans en soulignant que si jamais la Régie retenait la période de 40 ans et que les clients ne sont pas au rendez-vous pour la période de 25 à 40 ans, les clients restant au gaz auraient d'importants coûts à absorber et la transition serait plus difficile en raison des coûts échoués.

- n.s., vol 7, p. 164 (Me Saurault)
- n.s., vol. 5, p. 210 – 211, 226 - 227 (l'expert Chernick)

23. Énergir reconnaît qu'il existe des incertitudes au chapitre de l'évolution de la demande pour le gaz naturel. À ce propos, le ROEE demande à la Régie de ne pas accepter une période d'évaluation de 40 ans et la position de repli d'Énergir selon laquelle les risques associés à cette période très longue seraient mitigés par la modification d'autres paramètres non équivalents et étrangers aux problématiques de l'irréalisme de la durée de la période d'évaluation proposée par Énergir. L'expert Chernick s'est clairement exprimé sur l'inadéquation entre la problématique d'une période d'évaluation trop optimiste et les mesures de mitigation proposées par Énergir.

- n.s., vol. 3, p. 26-27 (Marc-André Goyette)
- C-ROEE-0128, p. 4, 10
- n.s., vol. 5, p. 212 – 213, 214 - 215 (Paul Chernick)

ii) L'approche portfolio vs l'approche par projet

24. Selon le distributeur, l'approche portfolio permet de « maximiser l'accès au gaz naturel » et de « maximiser les baisses tarifaires à la clientèle existante ». Ce serait donc une bonne mesure à adopter.

- B-0416, p.2 (présentation Énergir)

25. Si effectivement, l'approche portfolio proposée par Énergir augmentait l'accès au gaz, cela ne veut pas dire que c'est une mesure qui est avantageuse pour l'ensemble de la clientèle et donc nécessairement utile d'un point de vue réglementaire.

26. Cette méthode permettrait à des projets peu rentables et des projets très rentables d'être associés et évalués sur une base conjointe. Ce qui à terme, peut permettre à Énergir de présenter des portfolios qui systématiquement seront considérés comme rentables.

- C-ROEE-0128, p. 10. 20 – 22 (présentation M. Chernick)
- n.s., vol. 5, p. 213 – 215 (l'expert Paul Chernick)

27. Cela ne va donc pas nécessairement en faveur d'une baisse tarifaire pour la clientèle et surtout permet d'accepter des projets qui ont une faible rentabilité. Par ailleurs, les experts Marcus et Chernick ont souligné à grands traits que toute baisse éventuelle de tarifs pourrait survenir qu'après une longue période de hausses qui bénéficieront à d'autres générations présumées de clients du gaz.

- n.s., vol. 5, p. 153 – 154, 165, 195 - 196 (l'expert William Marcus)
- n.s., vol. 5, p. 247 (l'expert Paul Chernick)

28. Les experts Chernick et Marcus ont proposé des solutions afin de réduire la situation asymétrique qui créerait la proposition d'Énergir.

29. Monsieur Marcus propose que le portfolio soit présenté par type de clientèle, de sorte que des propositions d'extension de réseau de gros clients n'affectent pas la rentabilité de clientèle plus petite, comme la clientèle résidentielle par exemple.

- C-OC-0060, p. 3, 4
- n.s., vol. 5, p. 154 - 156 (William Marcus)

30. Selon le ROEE, cette proposition serait plus intéressante que celle présentée par Énergir, car elle permettrait d'avoir une meilleure connaissance des projets et éviterait que des projets VGE influencent de plus petits projets.

31. Cependant, à l'image de la proposition de monsieur Chernick, le ROEE considère qu'il est plus intéressant d'étudier les projets individuellement et s'assurer qu'avant d'accepter un projet celui-ci soit rentable.

- C-ROEE-0128, p.12

iii) L'approche de l'IP minimal sur un Portfolio de 1,1

32. Le distributeur propose qu'un projet d'extension soit considéré comme rentable, s'il possède un IP de 1.0. Il propose aussi qu'ils puissent avoir la possibilité d'accepter des projets d'extension auxquelles Énergir attribue un IP de 0,8 dans la mesure où ce projet pourrait avoir une possibilité de densification, qui augmenterait à terme la rentabilité.

- B-0416, p. 8

33. De surcroît, pour éviter que trop de projets peu ou pas rentables soient acceptés, Énergir propose des « mesures de mitigation »

- La rentabilité globale du portfolio à travers l'IP soit de 1,1;
- Présenter des prévisions de baisse de ventes de 5 % pour le marché résidentiel et de 15 % pour les grands consommateurs;
- Afin de valider les prévisions de densification, une vérification après 6 ans.

➤ n.s., vol. 3, p. 26 – 27 (M. Marc-André Goyette)

34. De l'opinion d'expert de M. Chernick, ces trois propositions sont insuffisantes. Comme expliqué plus haut, en utilisant l'approche portfolio, Énergir s'assure de faire passer la plupart de ces projets et en ce sens, un IP total de 1,1 ne crée pas réellement une assurance des rentabilités des projets individuellement. Ce même type de raisonnement s'applique sur les prévisions à la baisse.

➤ C-ROEE-0128, p. 10

➤ n.s., vol. 5, p. 212 -216 (Paul Chernick)

35. Voici le témoignage de l'expert Chernick sur ces questions:

The second response that the company gave on evaluation life is that they discount their contracted load levels by five percent (5%) for residential and fifteen percent (15%) for larger customers. [...]

But when you look at the materials that were introduced into the record today, it appears that even in the short term, the reduction is something like eight and a half percent (8.5%) for residential customers and about twenty percent (20%) for larger customers. So, I think the five (5) and fifteen percent (15%) are actually short term failure of customers to connect to the system at all, or for buildings to never get occupied, a metre is installed but never turned on, or it's turned on, but then the load disappears. I don't know the details of all those circumstances, but it seems to be a significant issue for the company.

Now, those adjustments are both smaller than the effect of a shorter life, and they're really additive to it, they're two separate problems here. One is some of the load never appears, and the second is that some customers drop off the system, and more should be expected to either reduce usage or stop using gas entirely as time goes by.

Another problem with the company's response in this particular aspect is that this adjustment is applied only to the portfolio, not to the projects. Now, the adjustments to the portfolio, including using a one point

one (1.1) profitability index and making this particular adjustment, really has very little effect.

And I think that came up in the questioning of Mr. Marcus that the company has a lot of high profit projects connecting customers who only need a service line, who are very close to the main, load increases at existing customers, very large customers who are relatively close to the system, and for whom the investment is small compared to the amount of load that you get. They have a lot of those.

And if you only look at the portfolio, those profitable projects can subsidize a large number of money-losing projects, projects that will never be useful for the other ratepayers, will never reduce their rates. And the result is that ratepayers are worse off than they would be if the company only pursued profitable projects. And that leads to an excessive investment in gas and in the gas delivery system which then, some day, will be making the transition harder when there are all these stranded costs that have to be dealt with.

And, again, your successors and the federal and provincial authorities will be wrestling with the question of what do we do with these costs that need to be recovered? Who's going to be paying for them? And perhaps we'll be reluctant to take the steps necessary to reduce gas use when that's the lowest-cost way of meeting climate goals.

The company also says, "Well, we can deal with the evaluation life by reviewing after six years." And that's hopeful for revising assumptions about short-term densification, connections, disconnections, vacancies, abandonment of the properties by customers in the short-term and for checking your cost assumptions. But it's not helpful in refining long-term sales projections. A review in twenty twenty-four (2024) is not going to tell you very much about, it may tell you about the customers who never materialized, even though they had signed a contract, or made some other commitment, but it won't tell you for the customers on the system, whether they're going to be switching off in twenty thirty-five (2035) or twenty forty-five (2045). And it's not helpful in imposing any discipline on the company to be realistic in its assessments of projects.

So, [...], my recommendation on the evaluation of life is to use the twenty-five (25) years, fully amortize the investments, writing it off at the end of that period. [...] (nos soulignements)

➤ n.s., vol. 5, p. 212 – 216 (Paul Chernick)

36. Afin de diminuer la possibilité d'accepter trop de mauvais projets, Monsieur Marcus recommande d'utiliser un IP de 1.3.

➤ C-OC-0060, p. 3, 4, 10

➤ n.s., vol. 5, p. 160 - 161 (William Marcus)

37. Comme nous venons de le voir, selon l'expert monsieur Chernick, ce type de proposition aurait peu d'effet sur la rentabilité du portfolio à long terme et favoriserait tout de même plusieurs mauvais projets dans l'ensemble du portfolio. Cela ne viendrait pas résoudre les problèmes de la rentabilité à long terme des projets individuellement.

38. Ajoutons que monsieur Gosselin de la FCEI partage ce point de vue. Puisqu'au final, une fois de plus l'approche portfolio favorise une trop grande asymétrie entre les très bons et très mauvais projets.

➤ n.s., vol 6. p. 69

39. À la lumière de l'ensemble de la preuve, le ROEE fait valoir respectueusement à la Régie que la méthodologie retenue devrait assurer que chacun des projets soit individuellement rentable et que la meilleure manière d'y arriver est d'assurer à l'image de la proposition de Monsieur Chernick d'assurer que chacun des projets soit individuellement rentable sur une période de 25 ans. De plus, l'approche de portfolio doit être plus élevée que 1,1.

➤ C-ROEE-0128, p. 12

40. Cette approche nous semble la plus prudente et la plus raisonnable du point de vue tarifaire, du point de vue de la transition énergétique et la solution la plus simple à appliquer et à réglementer.

C. Le traitement des coûts de projets d'extension d'Énergir

41. En ce qui concerne divers coûts qui devraient faire partie de l'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau, Énergir postule une approche d'analyse à la marge qui viendrait nier que l'augmentation du nombre de projets occasionne des coûts. L'expert Chernick est d'opinion que cette approche fausserait l'analyse de la rentabilité.

➤ n.s., vol. 5, p. 227 - 229 (Paul Chernick)

➤ Voir par analogie dans la phase 3A : D-2017-092, par. 78 - 87

i) Renforcement du réseau et expansion de la capacité en amont

42. Contrairement au témoignage de M. Goyette (sur un point de droit), lorsque la Régie dans sa décision D-2018-009 a refusé une contestation d'une réponse

d'Énergir à une DDR d'OC, il n'a pas été décidé que les coûts de renforcement sont exclus de la phase 3B du dossier et que ces coûts ne devraient être considérés qu'au niveau du portfolio. Par cette décision, la Régie a simplement refusé la contestation d'une réponse à une DDR.

- n.s., vol. 3, p. 102-103 (Marc-André Goyette)
- D-2018-009, par. 31

43. L'expert Chernick est d'opinion que les coûts de renforcement, surtout en amont, sont bien réels et malgré de possibles difficultés à les chiffrer exactement, ils ne doivent pas être ignorés. C'est pourquoi la Régie devrait demander à Énergir de les considérer aux fins de l'évaluation de la rentabilité des extensions.

- C-ROEE-0112, p. 8 - 13 (rapport d'expert Chernick)
- C-ROEE-128, p. 13- 14
- n.s., vol. 5, p.216 -217 (Paul Chernick)

ii) L'inclusion appropriée des frais généraux corporatifs et des frais généraux entrepreneur dans l'évaluation de la rentabilité des projets

44. Suivant sa nouvelle méthode, Énergir propose maintenant à la Régie de ne considérer les frais généraux corporatifs et les frais généraux entrepreneur qu'au niveau du plan de développement et non au chapitre de projets.

- B-0416, p.5

45. L'expert Chernick est soucieux d'assurer l'évaluation de la rentabilité des extensions de réseau en tenant compte des véritables frais qui s'y attachent. À cet égard, il souligne que les extensions cause inévitablement des coûts, tant dans les frais généraux que dans des services d'entrepreneurs.

- C-ROEE-0112, p. 9 - 10 (rapport d'expert Chernick)
- C-ROEE-128, p. 15 - 19
- n.s., vol. 5, p. 217 - 219 (Paul Chernick)

46. Il est d'opinion que le traitement de ces coûts uniquement au niveau d'un portfolio permettrait à Énergir de réaliser de projets non rentables en les fondant dans l'ensemble des projets du portfolio.

- n.s., vol. 5, p. 217 et 218 (Paul Chernick)

D. Gouvernance, la discrétion revendiquée par Énergir et l'intégrité du processus réglementaire

47. Comme l'indique monsieur Chernick à son rapport et dans sa présentation en audience, Énergir propose de s'offrir de latitude dans la gestion certains intrants dans l'évaluation de la rentabilité.
48. En effet, les critères d'acceptation des projets proposés par Énergir comprennent notamment un IP supérieur ou égal à 1 pour des projets sans potentiel de densification et un IP supérieur ou égal à 0,8 pour les projets avec potentiel de densification. Énergir propose aussi le critère 0,8 pour les cas de repavage et de parc industriel.
- B-416, GM-7, doc 8, p. 8 – 11
49. Par ailleurs, Énergir invoque de manière répétée son Processus de gouvernance interne comme gage que l'utilisation d'un IP 0,8 n'entraînerait pas les clients et Énergir dans un grand nombre de projets pour lesquels les perspectives de densification identifiées ne se matérialisent pas et qui sont en fin de compte non rentables.
- B-0281, GM-9, doc 9, Annexe Q – 18.1
50. L'expert Chernick est d'opinion l'utilisation d'un IP de 0,8 sans protocole clair afin de définir les cas où ce seuil s'appliquerait permettra à Énergir une discrétion de faire subventionner des projets non rentables avec l'argent de la clientèle.
- C-ROEE-128, p. 19 – 21
 - n.s., vol. 5, p. 220, 222 (Paul Chernick)

i) Extensions de réseau

51. En effet, le distributeur se donne le loisir de déterminer si oui ou non il y'aura densification à travers des critères qui ne sont pas présentés à la Régie.
52. Le distributeur nous indique que pour déterminer s'il y'aura densification, il rencontrera des groupes qui auront presque toujours avantage à supposer qu'il y'aura une hausse de la demande. Par exemple, une municipalité qui souhaite s'agrandir, des promoteurs immobiliers qui nécessairement souhaitent avoir plusieurs phases d'agrandissement ou des clients VGE qui généralement souhaitent améliorer leurs ventes. M. Chernick explique que la proposition d'Énergir reviendrait à dire que la « rentabilité » à 0,8 IP devient la norme.

- C-ROEE-0128, p. 20 - 22
- n.s., vol. 5, p.219 -221 (Paul Chernick)

53. C'est pourquoi le ROEE reprend la recommandation de monsieur Chernick que la Régie exige un protocole qui justifie d'éventuelles densifications pour chacun des projets avec un IP de 0,8.

ii) Construction de parc Industriel

54. De notre compréhension, les projets de construction de parc industriel n'ont pas nécessairement de perspective de vente spécifique. En ce sens, c'est le distributeur qui détermine si le projet doit être fait ou non grâce à une prévision interne. Donc hors de toute forme de vérification par la Régie.

55. Le ROEE considère, suite à la représentation de monsieur Chernick sur le sujet que la Régie devrait demander à Énergir d'avoir un protocole qui justifie les perspectives de retour sur investissement par d'éventuels clients.

- C-ROEE-0128, p.22

E. L'indice de coût en capital prospectif (CCP) avant et après impôt

56. Le ROEE n'a pas fait de représentation sur le sujet. Cependant, peu importe la méthode utilisée, le CCP doit être traité du point de vue des clients tel que mentionné par monsieur Marcus dans son rapport :

« The right way of a regulator to measure profitability is from the perspective of ratepayer »

- C-OC-0060, p. 11
- Voir aussi : C-OC-0061, p.5

F. La contrepreuve et l'argumentation d'Énergir

IP vs Point mort

Proposition de la Régie : Article 4.3.4 des CST

Le postulat d'Énergir de la rentabilité de chaque projet

G. Considérations juridiques et réglementaires

L'article 77 LRÉ

3e Demande Réamendée, phase 3, 11 décembre 2017, (B-0355), p. 3-4

L'article 73, la décision D-2018-040 et le rôle de la Régie

Les frais

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 16 avril 2018

(s) Franklin Gertler,

**Franklin Gertler étude légale
par : Me Franklin S. Gertler**