

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

No: R-3867-2013 PHASE 3B

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

*Demande relative au dossier générique portant sur  
l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz  
Métro – Phase 3B;*

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
Demanderesse

- ET -

**OPTION CONSOMMATEURS**  
Intervenante

---

**ARGUMENTATION D'OPTION CONSOMMATEURS**

---

**I. INTRODUCTION**

1. Le 5 octobre 2016, Société en commandite Gaz Métro (« **Gaz Métro** ») déposait à la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») une demande relative à la Phase 3 dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire.
2. Le 24 octobre 2016, la Régie tient une rencontre préparatoire afin de déterminer, notamment, le mode et l'échéancier de traitement de cette nouvelle phase 3 du dossier.
3. À la suite de la rencontre préparatoire, la Régie rend la décision D-2016-169 dans laquelle elle décide de créer une phase 3 au dossier afin d'y traiter des deux sujets identifiés, soit :
  - A. la méthode de détermination des coûts marginaux de prestation de service de long terme;
  - B. la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau.

4. Dans sa demande d'intervention<sup>1</sup>, Option consommateurs (« OC ») précisait la nature de son intervention dans la Phase 3A, concernant la détermination des coûts marginaux de long terme.
5. Par la décision procédurale D-2016-186, OC a obtenu le statut d'intervenante dans ce dossier.
6. Afin d'appuyer son intervention, OC a retenu les services d'un témoin expert, M. William Marcus, et de deux analystes externes, Mme Brigid Rowan et M. Jules Bélanger pour les Phases 3A et 3B.
7. Lors du dépôt de budget prévisionnel<sup>2</sup> pour la Phase 3B, OC précisait aussi la nature de son intervention dans la Phase 3B.
8. Par la décision procédurale D-2016-026, la Régie approuve le budget de participation d'OC relatif à l'examen du sujet B de la phase 3 et juge que les enjeux ciblés par OC sont pertinents et en lien avec l'examen du sujet B.
9. Le 17 mars 2017, M. William Marcus, le témoin expert retenu par OC, présentait à la Régie ses commentaires et recommandations concernant la Phase 3A dans son rapport d'expert<sup>3</sup>.
10. Dans la décision procédurale D-2017-067, la Régie :
  - Reconnaît le statut d'expert de M. Russell Feingold, qui a un mandat pour effectuer une revue de la méthodologie utilisée par Gaz Métro dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.
  - Confie le mandat de coordonner les échanges entre experts et de produire le rapport conjoint à M. William Marcus.
11. La Régie rend sa décision finale relative au sujet A de la phase 3, D-2017-092, le 1<sup>er</sup> septembre 2017.

---

<sup>1</sup> C-OC-0006.

<sup>2</sup> C-OC-0019.

<sup>3</sup> C-OC-023.

12. Le 15 septembre 2017, OC dépose le rapport conjoint des experts, préparé par M. William Marcus, dans le cadre de la Phase 3B.<sup>4</sup>
13. M. William Marcus, présente à la Régie ses commentaires et recommandations concernant la Phase 3B dans son rapport d'expert le 20 septembre 2017<sup>5</sup>.
14. D'entrée de jeu, OC souligne qu'elle appuie les propos et recommandations de M. William Marcus, tels qu'élaborés dans son rapport d'expert (C-OC-0049) et résumés dans le rapport conjoint des experts (C-OC-0047), dans les réponses d'OC à la demande de renseignements no 1 d'Énergir et à la demande de renseignements no 3 de la Régie (C-OC-0051 et C-OC-0056, respectivement), ainsi que dans sa présentation PowerPoint (C-OC-0060) et lors du témoignage oral de M. Marcus (le 11 avril 2018).
15. Sans reprendre tous les propos et recommandations de M. Marcus, dans son argumentation OC traitera des enjeux qu'elle estime les plus pertinents :
  - Indice de profitabilité (« IP ») minimum de 1,3 pour le plan développement (Section II).
  - Évaluation de la rentabilité en trois regroupements séparés : les nouveaux clients PMD, les nouveaux clients VGÉ et les ajouts de charge (Section III).
  - Taux d'actualisation approprié : coût du capital prospectif (« CCP ») « mixte » (Section IV).
  - Emphase accrue sur l'analyse du point mort dans l'évaluation de rentabilité (Section V).
  - Informations requises pour l'analyse de la rentabilité *a posteriori* (Section VI).
  - Réinvestissement dans un nouveau compteur à mi-chemin de la période d'évaluation de 40 ans (Section VII).

---

<sup>4</sup> C-OC-0047.

<sup>5</sup> C-OC-0049.

- Méthode du ROEE pour déterminer les investissements en renforcement pour accroître la capacité et la flexibilité du réseau (Section VIII).
  - L'inclusion des coûts d'opération et d'entretien associés aux investissements en renforcement pour accroître la capacité et la flexibilité du réseau (Section IX).
  - Autres coûts d'opération et d'entretien indirects qui n'ont pas été considérés lors de la Phase 3A : fonds de roulement et frais indirects associés au département de ressources humaines (Section X).
16. OC souligne que les quatre premières recommandations énumérées ci-haut (soit IP minimum de 1,3; évaluation de la rentabilité en trois regroupements séparés; taux d'actualisation approprié basé sur le CCP « mixte » ; et emphase accrue sur l'analyse du point mort dans l'évaluation de rentabilité) constituent les recommandations prioritaires d'OC. Ces recommandations portent sur la gouvernance corporative et la surveillance réglementaire.
17. Prises dans leur ensemble, ces quatre modifications à la proposition d'Énergir permettront une évaluation plus juste de la rentabilité du plan de développement et reflèteront mieux les risques et incertitudes futurs liés à la rentabilité des projets d'extension de réseau. Ces recommandations (discutées aux Sections II à V) favoriseront ainsi un plan de développement prudent, équilibré et optimal qui bénéficiera les consommateurs (au niveau de baisses tarifaires possibles dans un futur pas trop éloigné) et le distributeur (au niveau de bénéfices pour ses actionnaires).
18. À la Section VI, OC commentera brièvement les recommandations de M. Marcus concernant les informations requises pour l'analyse de la rentabilité *a posteriori*, qui portent aussi sur la gouvernance corporative, mais qui sont moins importantes que les quatre premières recommandations.
19. Les Sections VII à X traitent des recommandations reliées aux coûts attribués aux nouveaux projets de développement. La recommandation de M. Marcus quant au réinvestissement des compteurs (Section VII) et la méthode de détermination des investissements en renforcement pour accroître la capacité et la flexibilité du réseau préconisée par M.

Chernick (Section VIII) ont un impact important sur les coûts totaux attribués aux nouveaux projets. Cependant, les recommandations d'OC concernant les coûts, quoique dûment étayées par des éléments de preuve, sont de moindre importance pour l'évaluation de la rentabilité que les quatre premières recommandations portant sur la gouvernance et la surveillance réglementaire.

20. À la Section XI, OC donnera également sa position concernant la pièce A-176, la question de la Régie du 12 avril au sujet d'une modification des Conditions de service traitant des cas exceptionnels dans lesquels Énergir n'exigerait pas de contribution financière d'un client pour un projet d'extension ne rencontrant pas le critère de rentabilité.

## **II. IP MINIMUM DE 1,3 POUR LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT**

21. OC est en accord avec la recommandation de M. Marcus d'exiger un IP minimum de 1,3 pour le plan de développement, tel qu'élaborée dans son rapport d'expert (C-OC-0049, p. 9), dans sa présentation PowerPoint (C-OC-0060, p. 3) et lors de son témoignage oral (NS du 11 avril 2018, p XX).
22. Énergir prétend que l'IP minimum de 1,1 pour le plan de développement est approprié et reflète adéquatement les risques et incertitudes futurs. Cependant, selon M. Marcus, l'IP de 1,1 ne reflète pas adéquatement deux risques importants :
- La possibilité d'une durée de vie réduite en raison de l'électrification visant à réduire les GES (tel qu'expliqué dans le rapport d'expert de M. Chernick, C-ROEE-0112).
  - Le fait que le coût du capital actuel est à un niveau historiquement faible et qu'il va fort probablement accroître.

M. Marcus n'est pas d'avis que ces risques importants sont adéquatement compensés par un IP de 1,1 et recommande plutôt un IP de 1,3 pour refléter adéquatement les risques et incertitudes futurs. (Témoignage oral de M. Marcus (NS du 11 avril 2018, p XX) et présentation PowerPoint de M. Marcus (C-OC-0060, p. 3)).

23. Lors du contre-interrogatoire de M. Marcus, Énergir questionnait si le IP de 1,3 prend en compte les stratégies de mitigation d'incertitude proposées Énergir, dont :

- Le fait de considérer seulement les revenus engagés contractuellement pour le calcul de la rentabilité.
- Le « dégrossissement » des revenus de clients résidentiels (de 5%) et commerciaux (de 15%) pour refléter les compteurs inactifs.

M. Marcus a répondu que l'IP de 1,3 prend en compte le fait que seuls les revenus engagés contractuellement seraient considérés pour le calcul de la rentabilité. M. Marcus a aussi répondu qu'il n'est pas convaincu que le dégrossissement des revenus pour refléter les compteurs inactifs soit une stratégie de mitigation de risque. Il est plutôt d'avis que ce dégrossissement est relié aux problèmes de prévision d'Énergir. (Témoignage oral de M. Marcus (NS du 11 avril 2018, p XX))

24. Sur la foi du témoignage oral de M. Marcus ci-haut résumé et le témoignage écrit de M. Chernick (C-ROEÉ-128, p. 10), OC est d'avis qu'Énergir surévalue ses volumes prévisionnels en raison du défaut de tenir compte adéquatement de l'impact de l'efficacité énergétique et de l'inoccupation des lieux sur une longue période d'évaluation. En conséquence, OC appuie la recommandation de M. Chernick, formulée lors de sa présentation, à l'effet que la Régie devrait considérer des dégrossissements de 5% et de 15% au niveau des projets plutôt qu'au niveau du plan global (*portfolio level*).

25. OC souligne que lors de l'audience, Énergir a confirmé qu'elle préférerait une modification de l'IP du plan de développement plutôt qu'une modification de la période d'évaluation.

26. Tel que démontré dans la réponse d'Énergir à l'engagement no 3 (B-0424), le point mort tarifaire (calculé avec les paramètres d'Énergir) est de 30 ans pour un IP de 1,1 versus 18 ans pour un IP de 1,3. Cette réponse démontre qu'un IP de 1,3 a un impact important sur le point mort tarifaire, le moment où la rentabilité cumulative des projets dépasse zéro, générant ainsi de vraies baisses tarifaires. OC note qu'elle comprend parfaitement bien la différence entre le point mort tarifaire et le breakeven (expliqué ce matin par Énergir dans le contre preuve).

27. OC note que selon la présentation PowerPoint de la FCEI, « 1,1 ou 1,3 n'a aucun impact sur la réalisation des projets » (C-FCEI-0216). Autrement dit, la FCEI ne croit pas qu'un IP minimum de 1,3 pour le plan de développement est suffisamment contraignant pour décourager des projets qui ne sont pas rentables. Lors du contre-interrogatoire mené par la FCEI, M. Marcus a confirmé son opinion qu'un IP de 1,3 servirait à améliorer la rentabilité du plan global et reflèterait les risques et incertitudes futurs. (NS du 11 avril 2018, p XX)
28. Cependant, tout comme la FCEI, OC veut aussi s'assurer que l'évaluation de la rentabilité soit suffisamment contraignante pour décourager les projets qui ne sont pas rentables. En conséquence, nos recommandations prioritaires comprennent à la fois l'IP minimum de 1,3, l'évaluation de la rentabilité en trois regroupements séparés, un taux d'actualisation approprié basé sur le CCP « mixte » et une plus grande emphase sur l'analyse du point mort dans l'évaluation de rentabilité. Prises dans leur ensemble, ces recommandations pourront assurer une rentabilité optimale du plan global et décourager davantage les projets individuels moins rentables.
29. OC ajoute qu'un autre avantage de cet éventail de recommandations au niveau du plan global est qu'il est relativement facile à implanter et requière moins de micro gestion que des recommandations concernant l'évaluation de projets individuels.
30. Finalement, OC note que UC est d'accord avec un IP minimum de 1,3 pour le plan de développement (C-UC-0056).

### **III. ÉVALUATION DE LA RENTABILITE EN TROIS REGROUPEMENTS SEPARES**

31. OC appuie la recommandation de M. Marcus formulée dans sa présentation du 11 avril à l'effet que l'évaluation de la rentabilité du plan de développement (pour les projets de moins de 1,5M \$) doit se faire en trois regroupements séparés, soit :
- L'ensemble des projets desservant les nouveaux clients résidentiels et commerciaux (PMD). Par ex., les projets énumérés dans A-0167, TOTAL PMD, Nouveaux clients (colonne 7).

- L'ensemble des projets desservant les nouveaux clients VGÉ. Par ex., les projets énumérés dans A-0167, TOTAL GRANDES ENTREPRISES, Nouveaux clients (colonne 10).
- L'ensemble des ajouts de charges pour les clients PMD et VGÉ. Par ex., les projets énumérés dans A-0167, (colonnes 8 et 11).

(Témoignage oral de M. Marcus (NS du 11 avril 2018, p XX) et présentation PowerPoint de M. Marcus (C-OC-0060, p. 4)).

32. M. Marcus est d'avis que l'ensemble (*portfolio*) des branchements pour les nouveaux clients résidentiels et commerciaux devrait être suffisamment rentable (*adequately profitable*) avec un IP global de 1,3 pour le regroupement, M. Marcus a souligné lors de son contre-interrogatoire qu'un niveau de rentabilité adéquat est très important pour ces projets (relatifs aux branchements de nouveaux clients PMD). Ce groupe de projets constitue la majeure partie des projets du plan de développement. (NS du 11 avril 2018, p XX)
33. Comme le démontre l'exemple du plan de développement 2018-2019, ces projets constituent 95% des dépenses en capital, mais contribuent seulement 71% aux volumes de ventes de gaz naturel (A-0167).
34. De même, l'ensemble (*portfolio*) des branchements pour les nouveaux clients VGÉ devrait être suffisamment rentable (*adequately profitable*) avec un IP global pour le regroupement de 1,3. M. Marcus recommande donc que l'ensemble des projets pour les nouveaux clients VGÉ soit évalué séparément des clients PMD.
35. Par ailleurs, M. Marcus a recommandé un traitement séparé pour les projets des clients VGÉ dans son rapport d'expert (C-OC-0049, p. 7), ainsi qu'en réponse à une DDR de la Régie (C-OC-0056, Réponse 2.1, p. 3). En particulier, M. Marcus souligne que les projets VGÉ ne devraient pas subventionner les projets PMD, ni être subventionnés par ces derniers (C-OC-0049, p. 7 et C-OC-60, p. 5).



36. Comme l'a expliqué M. Marcus lors de sa présentation (C-OC-60, p. 5), l'ensemble des ajouts de charges pour les clients PMD et VGÉ devrait être exclu des évaluations de la rentabilité respective pour l'ensemble des projets desservant les nouveaux clients PMD et l'ensemble des projets desservant les nouveaux clients VGÉ. OC est d'accord avec son expert que la séparation des ajouts de charges (qui sont généralement très rentables), d'une part, des regroupements de projets pour les nouveaux clients PMD et VGÉ, d'autre part, permet de mieux vérifier de la rentabilité des nouveaux branchements dans chacun de ces regroupements.

**IV. TAUX D'ACTUALISATION APPROPRIÉ : CCP « MIXTE »**

37. OC appuie la recommandation de son expert, M. Marcus, comme quoi le taux d'actualisation appropriée pour l'évaluation de la rentabilité est le CCP « mixte » (actuellement un taux 5,28%) en autant que l'IP minimum au niveau du portefeuille est de 1,3 (comme discuté au paragraphe 23).

38. Dans son témoignage oral, M. Marcus a amplement justifié que taux d'actualisation approprié pour évaluer la rentabilité des projets d'un distributeur réglementé est le CCP mixte. M. Marcus explique que ce taux est approprié en raison du fait qu'il mesure la rentabilité des projets de la perspective des consommateurs de gaz et convient donc à un distributeur réglementé comme Énergir. Par ailleurs, M. Marcus souligne que l'utilisation du CCP « après impôt » mesure la rentabilité de la perspective des actionnaires et n'est donc pas appropriée à un distributeur réglementé. (NS du 11 avril 2018, p XX, Présentation PowerPoint de M. Marcus (C-OC-0060, p. 11)). Le rapport d'expert de M. Marcus justifie également la position de M. Marcus à ce sujet (C-OC-0049, pp. 4-5 et 9).

39. La position de M. Marcus sur ce sujet a également fait l'objet d'une analyse économique plus élaborée dans un rapport d'expert intitulé « Marginal Cost and Revenue Allocation for PG&E – REDACTED version » (C-OC-0061). OC tient à souligner que Énergir en contre preuve ce matin a affirmé que sa réponse l'engagement no 4 (Présentation du coût en capital prospectif pour approbation) est conforme à l'approche recommandée par M. Marcus dans cette cause et dans C-OC-0061. OC croit qu'il est important de corriger cette erreur. Nous

confirmons encore une fois la perspective de M. Marcus à l'effet que l'utilisation du CCP « après impôt » mesure la rentabilité de la perspective des actionnaires et n'est donc pas appropriée à un distributeur réglementé et que l'utilisation du CCP « mixte » mesure la rentabilité des projets de la perspective des consommateurs de gaz et convient à donc à un distributeur réglementé comme Énergir. En utilisant les deux taux différents (CCP « après impôt » et « mixte ») dans le calcul à l'engagement no 4, l'approche d'Énergir serait appropriée pour une compagnie non réglementée. Mais cette approche n'est pas du tout conforme à l'approche recommandée par M. Marcus et elle n'est pas une approche appropriée pour une compagnie réglementée.

40. Selon l'Attachement A du rapport conjoint des experts (C-0047), M. Chernick appuie aussi un taux d'actualisation correspondant au CCP « mixte » de 5,28% *as a package*, c'est-à-dire à la lumière de ses autres recommandations.

**V. EMPHASE ACCRUE SUR L'ANALYSE DU POINT MORT DANS L'ÉVALUATION DE RENTABILITÉ**

41. OC partage les préoccupations de son expert comme quoi même les projets rentables vont occasionner des augmentations tarifaires pour des périodes de temps significatives.
42. Ce problème est exacerbé en raison de la comptabilisation réglementaire qui concentre les revenus requis reliés aux projets sur les premières années (*front-loaded rate-based accounting methods*).
43. OC note qu'un projet avec un IP de 1 n'occasionnerait pas de baisses tarifaires avant 40 ans.
44. M. Pilotto a questionné M. Marcus sur la possibilité de mettre une emphase accrue sur l'analyse du point mort dans l'évaluation de la rentabilité du plan de développement. M. Marcus était d'avis qu'un examen du point mort dans l'évaluation serait une bonne idée en raison du fait que même les projets rentables génèrent des hausses tarifaires pendant des périodes importantes. (NS du 11 avril 2018, p XX). Par ailleurs, cette position de M.

Marcus a été confirmée à la réponse d'Énergir à l'engagement no 3 (B-0424) discutée au paragraphe 26.

45. Par ailleurs, M. Marcus a ajouté qu'il serait approprié que le point mort soit analysé séparément pour chacun des trois regroupements identifiés au paragraphe 31 (soit l'ensemble des projets desservant les nouveaux clients PMD, l'ensemble des projets desservant les nouveaux clients VGÉ et l'ensemble des ajouts de charges pour les clients PMD et VGÉ).
46. OC est d'accord avec son expert. Nous encourageons la Régie à mettre une emphase accrue sur l'analyse du point mort dans l'évaluation de la rentabilité du plan de développement en ajoutant un critère point mort dans l'évaluation de la rentabilité des projets. Ce critère devrait être appliqué séparément à chacun des trois regroupements identifiés au paragraphe 31.
47. Un critère point mort approprié encouragera la construction de projets plus rentables qui occasionneront des baisses tarifaires à l'intérieur de périodes plus courtes. OC n'est pas en position d'élaborer sur les détails de la façon que la Régie pourrait mettre une emphase accrue concernant le point mort mais elle est d'accord avec son expert que ça serait une bonne idée qui ajouterait un critère utile à l'évaluation de projets. Cependant, OC souligne qu'un critère point mort pourrait être appliqué en plus de l'application du IP afin d'encourager des projets plus rentables. OC note également, comme confirmé ce matin par Énergir en contre preuve, deux projets peuvent avoir le même IP et des points morts différents et que le critère point mort n'est pas redondant avec le critère IP.

## **VI. INFORMATIONS REQUISES POUR ANALYSE DE LA RENTABILITÉ A POSTERIORI**

48. OC appuie les recommandations de son expert, M. Marcus quant à la nécessité d'informations additionnelles requises pour l'analyse de la rentabilité *a posteriori* et résumées dans sa Présentation PowerPoint (C-OC-0060, p. 9) et dans son rapport d'expert (C-OC00047, Section « Additional Analyses » (pp 14-15) et p. 8, lignes 191-201.

**VII. RÉINVESTISSEMENT DANS UN NOUVEAU COMPTEUR À MI-CHEMIN DE LA PÉRIODE D'ÉVALUATION DE 40 ANS**

49. OC demande à la Régie d'accepter la recommandation de M. Marcus au sujet de la nécessité de réinvestissement à mi-parcours de la période d'évaluation de 40 ans parce que les compteurs ont une durée de vie moyenne de 18 ans. (C-OC-0049, pp. 11-12, C-OC-0060, p. 5). OC note que M. Chernick est aussi d'accord avec cette recommandation (C-OC-0047, Attachment A).

50. Énergir semble ouvert à cette modification. Lors son contre-interrogatoire de M. Goyette a par ailleurs confirmé ce qui suit :

« Si la Régie juge qu'on devrait ajouter un deuxième compteur puis qu'on devrait considérer des valeurs résiduelles, je veux dire Énergir on n'a pas de problème à ce niveau-là. » (NS, le 9 avril, pp 105-106)

51. Le coût moyen d'un compteur est estimé à 283 \$ (B-0258, OC IR 2.2). OC souligne que sur une longue période d'évaluation le coût des compteurs (et surtout des compteurs commerciaux et industriels) représente une somme importante qui devrait être attribuée de manière appropriée aux coûts des projets de développement.

**VIII. MÉTHODE DU ROÉÉ POUR DÉTERMINER LES INVESTISSEMENTS EN RENFORCEMENT POUR ACCROÎTRE LA CAPACITÉ ET LA FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU**

52. La méthode de détermination des investissements en renforcement pour accroître la capacité et la flexibilité du réseau a un impact important sur les coûts totaux attribués aux nouveaux projets. Tout comme son expert, OC appuie la méthode préconisée par M. Chernick et résumée à la ligne 33 de l'Attachement A du rapport conjoint des experts (C-0047) et dans le rapport d'expert de M. Marcus :

« ROÉÉ and OC propose a method of calculating new capacity based on total expansions over a longer period of time divided by the change in design peak day demand over those same periods of time, and multiplied by the design peak day increment of the project or portfolio. ROÉÉ will provide

more information about the calculation method in its 296 evidence. » (C-OC-0049, p. 13)

53. Les détails de cette méthode se trouvent dans le rapport d'expert de M. Chernick. (C-ROÉE-0112, pp. 11-13).

**IX. L'INCLUSION DES COÛTS D'OPÉRATION ET D'ENTRETIEN ASSOCIÉS AUX INVESTISSEMENTS EN RENFORCEMENT POUR ACCROÎTRE LA CAPACITÉ ET LA FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU**

54. OC appuie la recommandation de M. Marcus d'inclure les coûts d'opération et de maintenance associés aux investissements en renforcement pour accroître la capacité et la flexibilité du réseau. La position commune de MM Marcus et Chernick à ce sujet est résumée à la ligne 34 de l'attachement A du rapport conjoint des experts (C-0047) et dans le rapport de M. Marcus :

**« Q. Should any OPEX costs be included with system reinforcements?**

A. Yes. Although Gaz Metro did not include in its profitability analysis preventive or corrective maintenance of mains associated with capacity expansion, I would include this cost component based on converting the cost figures for new mains to metres of new main and applying the costs from Phase 3A for main maintenance (\$0.22 per metre for preventive maintenance and \$0.37 per metre for corrective maintenance on an annual basis). (Row 34) To calculate the cost per metre of new main, I used the data on costs 304 of historical projects to yield an investment cost estimate of \$238 per metre of main. » (C-OC-0049, p. 13)

55. OC souligne que ces coûts d'opération et de maintenance représentent des coûts indirects qui n'ont pas été traités lors de la Phase 3A. Contrairement à ce qu'affirmaient les témoins d'Énergir lors de leur témoignage du 9 avril, les coûts d'opérations et d'entretien indirects n'ont pas été « évacués » à la Phase 3A qui traitait les coûts d'opération marginaux directement associés à un projet d'extension de réseau. Par ailleurs, les coûts OPEX

associés aux investissements en renforcement pour accroître la capacité et la flexibilité du réseau n'auraient pas pu être considérés à la Phase 3A car les investissements en renforcement n'ont pas été considérés à la Phase 3A.

**X. AUTRES COÛTS D'OPÉRATION ET D'ENTRETIEN INDIRECTS PAS CONSIDÉRÉS À LA PHASE 3A**

56. Tout comme les coûts d'opération et d'entretien associés aux investissements en renforcement, il y a deux autres coûts OPEX identifiés par M. Marcus qui n'ont pas été considérés à la Phase 3A, soit :

- les fonds de roulement
- les frais indirects associés aux ressources humaines

57. La position commune de M. Marcus et Chernick relative à ces coûts est résumée dans l'Attachement A du rapport conjoint des experts (C-0047, lignes 27 et 28 respectivement) et dans la présentation PowerPoint de M. Marcus (C-0060, p. 5).

58. Le rapport d'expert de M. Marcus offre une description plus détaillée sur l'attribution de ces coûts respectifs aux nouveaux projets de développement (C-0049, pp 9-11).

59. OC appuie les recommandations de M. Marcus quant à ces coûts d'opérations et d'entretien. OC souligne également que l'inclusion des deux coûts aurait un impact non négligeable de 2,7% sur le total des coûts OPEX. (C-0049, p. 10).

**XI. POSITION D'OC SUR LA PIÈCE A-0176, LA QUESTION DE LA RÉGIE À ÉNERGIR AU SUJET D'UNE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE**

60. OC appuie la suggestion de la Régie au sujet d'une modification des Conditions de service telle qu'énoncée à A-0176. OC note que cette suggestion offre une formulation plus précise que le texte actuel en exigeant une contribution, sauf dans des cas exceptionnels qui devront être justifiés a posteriori à la Régie.

**XII. CONCLUSION**

61. OC recommande à la Régie d'adopter les propos et recommandations de M. William Marcus, tels qu'élaborés dans son rapport d'expert (C-OC-0049) et résumés dans le rapport conjoint des experts (C-OC-0047), dans les réponses d'OC à la demande de renseignements no 1 d'Énergir et à la demande de renseignements no 3 de la Régie (C-OC-0051 et C-OC-0056, respectivement), ainsi que dans sa présentation PowerPoint (C-OC-0060) et lors du témoignage oral de M. Marcus (le 11 avril 2018), le tout tel que précisé ci-dessus.

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

Montréal, le 13 avril 2018

(S) Municonseil Avocats inc.

---

**MUNICONSEIL AVOCATS INC.**  
Procureurs d'Option consommateurs