

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 8 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE RELATIVE AU DOSSIER GÉNÉRIQUE PORTANT SUR  
L'ALLOCATION DES COÛTS ET LA STRUCTURE TARIFAIRE D'ÉNERGIR**

---

**SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-080  
COÛTS MARGINAUX EN APPROVISIONNEMENT**

- 1. Références :**
- (i) Décision [D-2022-128](#), p. 11;
  - (ii) R-3867-2013, Phase 3, pièce [B-0298](#), p. 12;
  - (iii) R-3867-2013, Phase 3, pièce [B-0378](#), p. 77;
  - (iv) Pièce, [B-0547](#), p. 5, 7 et 8;
  - (v) Dossier R-3938-2015, pièce [B-0017](#), p.5.

**Préambule :**

(i) « [30] *La Régie est d'avis que dans sa preuve examinée en l'instance, Énergir apporte un éclairage additionnel à ses réponses aux demandes de renseignements (DDR) déposées en phase 3 et relatées en partie dans la décision citée à la section 2.1 de la présente décision. Ainsi, avant de se prononcer sur la quantification des coûts marginaux d'approvisionnement, la Régie doit d'abord se prononcer sur la pertinence d'inclure ces coûts dans le modèle d'évaluation de la rentabilité* ». [notes de bas de page omises]

(ii) « À la marge, certains projets de distribution peuvent occasionner des coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage qui diffèrent des coûts moyens. Mais quoi qu'il en soit, étant donné que ces coûts sont intégralement transférés aux clients par le biais d'ajustements aux tarifs de fourniture, de transport et d'équilibrage, le cas échéant, ils n'ont aucune incidence sur la rentabilité du projet. Comme les coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage sont annulés par un revenu équivalent, ils n'ont pas d'impact sur le TRI des projets de distribution et n'ont pas à être pris en compte dans l'analyse de rentabilité économique des projets de distribution ». [nous soulignons]

(iii) « Énergir reconnaît qu'il est possible que le raccordement d'un client de plus grande envergure nécessitant des outils d'approvisionnement important ait un impact sur le coût moyen. Énergir note toutefois que de tels cas exceptionnels seront désormais mitigés par la marge excédentaire de capacité de transport pour favoriser le développement des activités industrielles. Étant donné que cette marge de manœuvre fait déjà partie des outils d'approvisionnement, l'impact sera nul sur le coût moyen. De plus, advenant une situation exceptionnelle où la capacité excédentaire ne serait pas suffisante, le recours à des outils d'approvisionnement à court terme, dont les coûts pourraient différer du coût moyen, ne serait que temporaire en attendant la livraison des nouvelles capacités sur le tronçon privilégié pour les approvisionnements ». [nous soulignons]

(iv) « Énergir soumet qu'à moyen et long terme, les coûts marginaux des services de transport et d'équilibrage sont égaux aux coûts moyens. La présente section démontre la dynamique de ces coûts à plus court terme.

*Au niveau du transport (fonctionnalisé au service de transport ou d'équilibrage), le processus de contractualisation de nouvelles capacités auprès de TCPL (New Capacity Open Season (NCOS)) permet d'obtenir la livraison de ces capacités trois ans après la signature de l'entente. À partir de l'entrée en service des nouvelles capacités de transport, les tarifs de TCPL s'appliquent. Ces tarifs sont les mêmes qu'Énergir paie pour ses capacités déjà contractées.*

[...]

### 5.1 MÉTHODOLOGIE

*Dans le but de simuler l'impact de l'ajout d'un nouveau client ou projet sur le plan d'approvisionnement, Énergir a ajouté la demande relative au projet à celle prévue au plan d'approvisionnement et a procédé à une nouvelle évaluation des coûts en ajustant les outils requis pour répondre à cette nouvelle demande. Ceci permet théoriquement de déterminer l'impact marginal du projet sur les coûts. Le coût marginal du projet est donc égal à la différence entre le coût du plan d'approvisionnement incluant la demande estimée de ce projet et celui du plan d'approvisionnement sans cette demande marginale.*

*Cette approche se veut, d'après Énergir, la façon la plus précise et optimale d'estimer l'impact marginal de l'ajout d'un projet sur l'ensemble de ses coûts d'approvisionnement. Il importe cependant de préciser que cette méthode requiert une quantité de travail considérable et qu'il ne serait donc pas possible pour Énergir de l'appliquer aux milliers d'ajouts annuels de clients ou projets.*

### 5.2 RÉSULTATS

[...]

*Après avoir analysé les différentes versions du plan d'approvisionnement, Énergir a constaté que le coût moyen d'approvisionnement total diminuait pour chacune des versions où des clients étaient ajoutés, en fonction des outils disponibles sur le marché au moment de l'évaluation. Ceci signifie donc que le coût marginal à court terme lié à l'ajout de projets ou clients est plus faible que le coût moyen. Il importe cependant de spécifier qu'étant donné que les résultats de l'évaluation des coûts marginaux sont influencés par plusieurs éléments, notamment le moment où les coûts marginaux sont calculés, la résultante de l'analyse aurait pu démontrer l'effet inverse, c'est-à-dire que le coût marginal à court terme lié à l'ajout de projets/clients soit plus élevé que le coût moyen.». [nous soulignons]*

(v) Question 1.2 :

« 1.2 À la ligne 51 de la référence (i), le total du débit quotidien d'approvisionnement prévu pour 2015-2016, selon le plan révisé en juillet 2015, est de 34 263 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j. Selon la référence (iii), le volume souscrit par IFFCO à compter du 1<sup>er</sup> mai 2019 serait de 2 138 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j, ce qui représenterait 6,2 % du débit quotidien d'approvisionnement. Si le contrat relatif à l'approvisionnement en gaz naturel envisagé par IFFCO auprès d'un tiers ne se concrétise pas et que l'entreprise demande à Gaz Métro le service de fourniture (y incluant, entre autres, le service de transport) :

1.2.1. *Gaz Métro a-t-elle évalué le risque de se retrouver avec un excédent de capacités de transport, dans l'hypothèse où, par la suite, le projet d'IFFCO ne se réalise pas ou dans l'hypothèse d'un abandon du projet après quelques années d'opération? Veuillez élaborer et, notamment, expliciter votre réponse en tenant compte de celle fournie à la référence (ii);*

Réponse :

*Gaz Métro est sensible à la question des capacités excédentaires et demeure soucieuse de minimiser celles-ci.*

*À ce stade-ci, Gaz Métro n'entrevoit pas que les scénarios semblables à ceux évoqués à la référence (ii) soient envisageables. C'est pourquoi une demande par IFFCO à Gaz Métro afin qu'elle lui fournisse son transport serait accompagnée de conditions permettant d'éviter des coûts échoués à être assumés par la clientèle en cas d'abandon du projet avant sa mise en service.*

*Advenant qu'IFFCO fasse une demande à Gaz Métro afin qu'elle lui fournisse le transport, et tel que mentionné à la réponse précédente, Gaz Métro demandera l'approbation de la Régie à l'égard des caractéristiques des contrats. Gaz Métro y informera également la Régie des règles contractuelles de mitigation des risques mises en place. Dans le cas où IFFCO serait assujettie au service de transport de Gaz Métro et qu'elle ferait l'usine après quelques années d'opération (une fois le projet mis en service), les règles concernant les obligations minimales annuelles (OMA) s'appliqueraient comme pour tous autres clients (article 12.1.3 des Conditions de service et Tarif). Ainsi, pour chacune des années contractuelles restantes, IFFCO serait assujetti à une OMA équivalente au plus élevé entre le volume des 12 mois de l'année précédente et l'OMA définie pour la même année, multiplié par 78%. Cette OMA lui serait facturée au prix de transport en vigueur. Il est à noter que dans le cadre du dossier générique R-3867-2013 portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro, les règles d'OMA seront revues.*

1.2.2. *Compte tenu des modifications aux Conditions de service et Tarif approuvées par la Régie aux paragraphes mentionnés à la référence (vii), veuillez indiquer les mesures permettant, le cas échéant, dans les hypothèses mentionnées à la question 2.1, de diminuer le risque que Gaz Métro se retrouve avec un excédent de capacités de transport, compte tenu de la durée contractuelle de 15 ans avec TCPL mentionnée à la référence (iv). Veuillez expliquer.*

Réponse:

*Gaz Métro comprend que la Régie fait référence à la question 1.2.1 et non 2.1.*

*Les modifications aux Conditions de service et Tarif approuvées par la Régie aux paragraphes mentionnés à la référence (vii), ne vise pas à réduire les risques si un client abandonnait un projet ou fermait après la mise en service. Si IFFCO fermait l'usine après quelques années d'opération (une fois le projet mis en service), les règles entourant les OMA s'appliqueraient, tel qu'expliqué en réponse à la question 1.2.1, ce qui permettrait de mitiger le risque encourus de coûts échoués. En cas d'abandon du projet avant sa mise en service, veuillez-vous référer à la réponse à la question 1.2.1.*

*Si IFFCO était assujettie au service de transport de Gaz Métro et décidait par la suite de se retirer du service, les articles 12.1.4.2 et 12.2.3.2 portant sur les préavis de sortie du service de transport (respectivement 13.1.4.2 et 13.2.3.2 avant le 1<sup>er</sup> novembre 2015), et modifiés selon la décision D-2015-181 s'appliqueraient. Le client se verrait alors céder la capacité de transport entre Parkway et GMT EDA ayant une durée résiduelle la plus près possible de la durée résiduelle moyenne totale de tous les contrats, combinés à des contrats de transport M12 Dawn-Parkway contractés auprès d'Union Gas. Les coûts échoués seraient donc réduits ». [nous soulignons]*

## **Demandes :**

- 1.1 Veuillez expliquer et déposer un exemple d'application de la méthodologie, citée en référence (iv), pour évaluer le coût marginal du projet entre le coût du plan d'approvisionnement incluant la demande estimée de ce projet et celui du plan d'approvisionnement sans cette demande marginale.

### **Réponse :**

D'entrée de jeu, Énergir souhaite souligner que l'application de la méthodologie est fort complexe et requiert une quantité de travail considérable.

Pour évaluer l'impact, il faut ajuster les intrants à la méthodologie de calcul de la pointe, du plan d'approvisionnement et de l'hiver extrême. Pour ajuster ces intrants, un profil de consommation pour le client doit être déterminé, puis celui-ci doit être ajouté à la demande de l'année de référence ainsi qu'à la prévision de la demande pour l'année d'entrée en vigueur de l'approvisionnement du client. Une fois les intrants ajoutés, de nouveaux besoins d'approvisionnement sont calculés en fonction des différents scénarios de température. Selon les nouveaux besoins et la situation des outils d'approvisionnement pour l'entrée en vigueur de l'approvisionnement du client, les outils d'approvisionnement doivent être ajoutés en utilisant les hypothèses de marché au moment de l'évaluation.

Par exemple, de façon simplifiée, si après l'ajout du client, le plan d'approvisionnement demeure en situation où la demande de pointe est supérieure au besoin de l'hiver extrême, et

que l'ajout du client génère un besoin de pointe additionnel de 10 000 GJ/j, des outils pouvant couvrir cette demande au plan seront alors ajoutés. Au moment de l'évaluation effectuée au présent dossier en 2020, comme du service de pointe était disponible à faible coût sur le marché en comparaison des autres options disponibles et que la situation du plan d'approvisionnement demeurait en besoin de pointe, les coûts marginaux d'approvisionnement pour les trois premières années étaient évalués en dessous du coût moyen de transport et d'équilibrage, ce qui faisait en sorte que l'ajout de tous les projets évalués était rentable. À plus long terme, les hypothèses de coût ne peuvent se baser sur le prix du marché au moment de l'évaluation, et l'utilisation du coût moyen de la structure actuelle représente l'hypothèse la plus raisonnable dans la majorité des cas.

Ainsi, en raison de la complexité de l'évaluation de l'impact d'un client, de l'évolution parfois rapide des hypothèses économiques à court terme (produisant une grande volatilité dans les résultats des analyses) et du fait que le coût marginal pour la plupart des ajouts ne variera qu'au cours des premières années (produisant ainsi une portée très limitée sur la rentabilité globale), Énergir soumet que l'ajout des coûts marginaux en approvisionnement dans le calcul de la rentabilité n'est pas souhaitable.

- 1.2 Dans l'éventualité d'un raccordement d'un client de plus grande envergure nécessitant des outils d'approvisionnement importants ayant un impact sur le coût moyen, veuillez commenter la possibilité de déposer, en soutien de la demande d'autorisation du projet, une simulation de l'impact sur le plan d'approvisionnement selon la méthodologie mentionnée en référence (iv).

**Réponse :**

Pour qu'un client ait un impact sur le coût moyen à long terme, il faut que son volume consommé ait un impact important sur les besoins d'approvisionnement et que son profil de consommation ait un coefficient d'utilisation plutôt faible.

Dans ces circonstances, Énergir pourrait déposer une simulation de l'impact d'un projet sur le plan d'approvisionnement lors de l'examen de celui-ci, dans la mesure où le projet devrait avoir (pour un nouveau client) ou augmenter (pour un client existant) la consommation quotidienne de pointe prévue d'au moins 300 000 m<sup>3</sup>/jour (soit le même seuil que pour l'exigibilité de la garantie financière au service de transport prévue à l'article 4.1.3.1 des *Conditions de service et Tarif*) et un coefficient d'utilisation prévu en deçà de 50 %.

Toutefois, Énergir soumet que bien qu'il serait possible de déposer une telle simulation, elle comporterait les mêmes limites que celles identifiées en réponse à la question 1.1 et à la preuve d'Énergir (pièce B-0547, Gaz Métro-5, Document 15).

- 1.3 En référence (ii), Énergir indique que « certains projets de distribution peuvent occasionner des coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage qui diffèrent des coûts moyens » et que « les coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage sont annulés par un revenu équivalent, ils n'ont pas d'impact sur le TRI des projets de distribution et n'ont pas à être pris en compte dans l'analyse de rentabilité économique des projets de distribution ».

En référence (v), le volume souscrit du client IFFCO représentait 6,2 % du débit quotidien d'approvisionnement et qu'Énergir, pour éviter des capacités de transport excédentaires, informerait la Régie des règles contractuelles de mitigation des risques mises en place.

Dans l'éventualité qu'un projet de raccordement d'un client demandant une capacité importante pour le service de transport ne pouvant être comblée que partiellement par la marge excédentaire, citée en référence (iii), et par conséquent exigeant qu'une capacité importante doit être contractée auprès de TCPL via un contrat à long terme et que finalement le client fasse faillite après quelques années suite à la mise en service, veuillez expliquer comment Énergir pourrait, lors du dépôt auprès de la Régie de la demande d'autorisation du projet, faire une analyse de sensibilité des risques de capacités excédentaires de transport incluant la marge excédentaire pouvant mener à des coûts échoués qui seraient absorbés par la clientèle.

**Réponse :**

Énergir comprend que « l'analyse de sensibilité des risques » de coûts échoués en transport serait séparée et indépendante de l'analyse prévue à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau. À l'instar de sa réponse à la question 1.2, Énergir soumet qu'une telle analyse pourrait être déposée, le cas échéant, lors de l'examen du projet dans la mesure où celui-ci devrait avoir une consommation quotidienne de pointe prévue d'au moins 300 000 m<sup>3</sup>/jour et un coefficient d'utilisation prévu en deçà de 50 %.

Toutefois, Énergir soumet que bien qu'il serait possible de déposer une telle « analyse de sensibilité des risques », elle comporterait les mêmes limites que celles identifiées en réponse à la question 1.1 et à la preuve d'Énergir (pièce B-0547, Gaz Métro-5, Document 15).

Plus précisément, cet exercice demanderait, d'une part, de prévoir la faillite du client à un moment donné sur l'horizon de 40 ans et, d'autre part, d'émettre des hypothèses quant au contexte gazier à ce même moment afin de quantifier une éventuelle capacité excédentaire, mais également de quantifier le coût échoué de cette capacité au moment où elle devient « excédentaire ». La capacité excédentaire dépendrait de plusieurs éléments de contexte qu'il est difficile de prévoir, considérant le fait qu'il pourrait s'écouler quelques années, voire plusieurs, entre la demande d'autorisation du projet et la faillite simulée du client.

L'analyse de sensibilité reposera notamment sur des hypothèses relatives aux contrats de transport (venant à terme ou non) et à l'arrivée d'un nouveau grand client ou d'un ajout de charge important à un moment rapproché de la faillite simulée du client. Ces deux ensembles d'hypothèses pourraient avoir un impact significatif sur l'amplitude de la capacité excédentaire dont Énergir devrait se départir.

Les coûts échoués associés à cette capacité excédentaire dépendront aussi d'hypothèses quant au prix en vigueur sur le marché secondaire au moment de la faillite du client. L'écart entre le prix payé pour du transport et le prix en vigueur sur le marché secondaire peut varier de façon importante et être à la fois positif ou négatif, ce qui aura un impact déterminant sur la valeur des coûts échoués reliés à la faillite du client.

L'analyse de sensibilité présenterait dès lors un intervalle considérablement large de coûts échoués et sa valeur probante pourrait ainsi être limitée.