Réponse d'Énergir, s.e.c. (Énergir) à la
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE POUR RÉALISER UN PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU POUR UNE STATION DE GAZ NATUREL COMPRIMÉ (GNC) À LAVAL

ANALYSE FINANCIÈRE

1. Références :
(i) Pièce B-0015, réponse 5.1;
(ii) Pièce B-0015, réponse 8.4;
(iii) Pièce B-0023, réponse 1.1;
(iv) Pièce B-0024 (accès restreint).
(v) Décision D-2018-080, R-3867-2013 phase 3b, par. 226 et 227;
(vi) Décision D-2018-061, R-3867-2013 phase 3b, par. 81.

Préambule :

(i) « *En ce qui a trait au critère interne de la référence (iii), à l'effet que 80 % de la marge brute prévue à la première année soit garantie par contrat avant d'entreprendre les travaux, il est respecté dans le présent projet. En effet, le client s'engage avec une OMA à 100 % de son volume projeté et ce, pour les 10 prochaines années. Pour l'autre critère interne de la référence (iii), soit que la baisse de tarifs doit se produire à l'intérieur du premier terme du contrat, celui-ci est en partie atteint. En effet, bien que le point mort tarifaire (nombre d'années où les hausses tarifaires cumulatives des premières années sont compensées par les baisses tarifaires cumulatives des années subséquentes) soit atteint après la première période contractuelle de 10 ans, le projet génère des baisses tarifaires entre les années 6 et 7 du projet (année où les revenus et les coûts s'équilibrent et où le projet commence à générer des baisses tarifaires)* ». [nous soulignons]

(ii) « *De surcroît, Énergir tient à rassurer la Régie qu'elle fera tous les efforts nécessaires pour que le client renouvelle son contrat au-delà de la période initiale de 10 ans. Dans l'analyse de rentabilité, l'hypothèse utilisée présume qu'en moyenne, les contrats seront renouvelés au cours de la vie utile des installations. Énergir est confiante que le client renouvellera son contrat à l'échéance du terme de 10 ans. Compte tenu de l'information fournie au dossier sur la place croissante que devraient prendre les carburants alternatifs, tels que le gaz naturel compressé dans le domaine du transport (voir notamment la réponse à la question 3.2), Énergir est convaincue de livrer du gaz naturel à cette installation sur la durée de l'analyse financière. Les perspectives de ce nouveau marché sont très favorables et appuyées par les différents paliers de gouvernement. Les investissements privés du client (plus de 2,5 M$) et la prise de risques qui en découle démontrent qu'un potentiel de marché en croissance et porteur de bénéfices au niveau environnemental doit être comblé.*

Finalement, il est probable que de nouveaux clients puissent se raccorder à la conduite sur l'horizon du Projet (voir la réponse à la question 4.4). Le TRI serait ainsi plus élevé que le CCP après impôt et le projet générerait des baisses tarifaires plus importantes de près de 1,3 M$ si les volumes sont plus élevés et que d'autres clients sont raccordés au réseau. En effet, Énergir tentera de minimiser les risques en sollicitant d'autres clients dans la région qui pourraient être desservis par ce nouveau réseau. En résumé, la preuve au dossier démontre qu'il y a une capacité résiduelle, un potentiel additionnel de consommation d'EBI au-delà de l'OMA et d'autres clients potentiels dans le secteur (voir notamment les réponses aux questions 4.2 à 4.4) ». [nous soulignons]

(iii) « *Comme plusieurs de ces conditions ne sont pas rencontrées dans l'analyse économique de projets en général, et dans le Projet d'Énergir en particulier, les résultats des deux approches sont différents. Ainsi, en intégrant l'économie d'impôt due aux frais d'intérêt dans le flux monétaire du Projet, le TRI du Projet passe de 5,01 % à 5,33 % (et non à 5,43 %). Pour amener le TRI à 5,43 %, il faudrait augmenter la contribution du client à 183 600 $ (soit une hausse de 23 700 $ par rapport à la contribution prévue de 159 900 $). Le fichier Excel présentant les hypothèses et les résultats de l'approche intégrant l'économie d'impôt relative aux intérêts de la dette dans le flux monétaire du projet est déposé à l'annexe Q-1.1.*

Énergir réitère qu'il serait inéquitable de faire supporter un plus grand risque au client qui accepte, aujourd'hui, de contribuer financièrement à mettre en place une infrastructure permettant de développer, maintenant et pour l'avenir, le réseau du service public dans un secteur donné ». [nous soulignons]

(iv) Énergir dépose une analyse financière, en tenant compte de l'approche intégrant l'économie d'impôt relative aux intérêts de la dette dans le flux monétaire du Projet.

- Aux lignes 33 et 34 de la référence, l'analyse financière prend en considération des volumes de ventes constants à partir de l'année 7 jusqu'à l'année 40 du Projet, établis sur la base d'un seul client.

- Aux lignes 159 et 161 de la référence, l'analyse financière présente les montants de contribution tarifaire et contribution tarifaire actualisée cumulée pour chacune des 40 années du Projet. Notamment, à l'année 7 du Projet, l'analyse établit une contribution tarifaire de -10 176 $ et une contribution tarifaire actualisée cumulée de +339 485 $; tandis qu'à de l'année 11, une contribution tarifaire de -~~10 176~~16 816 $ et une contribution tarifaire actualisée cumulée de +~~339 485~~305 254 $, selon l'hypothèse que le contrat est renouvelé au cours de la vie utile des installations.

(v) À la section 5.6.2 EFFRITEMENT DES VENTES :

« [226] *À la suite d'études internes portant sur les nouveaux clients issus des Plans de développement 2013 et 2014, le Distributeur évalue à 2,4 % au marché résidentiel, et à 0,7 % au marché commercial, le pourcentage de compteurs non générateurs de revenus.*

[227] *Il estime également à environ 5 % au marché résidentiel et à 13,7 % au marché commercial la portion des volumes qui ne se concrétiseront pas*. » [notes de bas de page omises].

(vi) À la décision D-2018-061, la Régie avait retenu la balise minimale de rentabilité pour les projets à l'étude selon la suivante :

> « [81] *En ce qui a trait aux dossiers d'autorisation d'investissement actuellement à l'étude et dont la preuve n'est pas conforme à la balise minimale de rentabilité approuvée dans la décision D-2017-094, soit le CCP de 5,43 %, la Régie est d'avis qu'Énergir devrait mettre à jour sa preuve à cet égard* ». [nous soulignons]

Demandes :

Considérant que la rentabilité du Projet repose notamment sur l'hypothèse du maintien des volumes de consommation établis sur la base d'un client unique, pour une période prévue de 40 ans, tel que présenté à la référence (iv) et que l'échéance de l'engagement contractuel avec ce client est atteinte au terme de 10 ans, tel que mentionné à la référence (ii), la Régie note un risque de non matérialisation des revenus et d'un impact tarifaire actualisée cumulée dès la 11e année du Projet, supporté par la clientèle du Distributeur.

La Régie désire obtenir plus d'informations sur les évaluations effectuées par Énergir et les mesures possibles au Projet à cet égard, en complément aux explications présentées à la référence (ii).

1.1 En référence à la citation (v), la Régie constate que Énergir a appliqué un « taux de maturation » par type de client, associé à l'effritement des ventes aux Plans de développement 2013-2014.

Veuillez indiquer si Énergir a considéré un « taux de maturation » afin de refléter l'effritement des ventes sur l'horizon du Projet.

- Si oui, veuillez élaborer quant au taux de maturation appliqué dans le cadre du Projet, en pourcentage (%) et en volumes (m3). Le cas échéant, veuillez illustrer votre réponse en référence aux volumes de consommation présentés à la ligne 34 de l'analyse financière du Projet, à la référence (iv).

- Si non, veuillez justifier et le cas échéant, déposer une mise à jour de l'analyse financière en tenant compte d'un taux de maturation et du critère de rentabilité énoncé en (vi). Veuillez déposer votre réponse selon le format présenté à la référence (iv).

Réponse :

Tout d'abord, bien que la rentabilité du projet présentée à la Régie inclut les projections d'un seul client sous contrat, la preuve au dossier démontre très clairement que le projet d'extension du réseau, dans lequel se retrouve notamment un parc industriel lourd en

développement à Laval, permettra de desservir un nouveau secteur et de raccorder plusieurs autres nouveaux clients au réseau. Énergir estime le potentiel probable de volumes supplémentaires à plus de 1,9 Mm^3 (1,5 Mm^3 à 80% de maturation). Le raccordement de clients additionnels permettra ainsi d'augmenter la rentabilité de cette extension de réseau. À cet effet, Énergir réfère la Régie aux sections 2.1, 2.5 et 5 de la pièce B-0019 ainsi qu'à la réponse à la question 4.4 de la demande de renseignements (pièce B-0015). Énergir rappelle que le Projet est situé dans la région administrative de Laval, laquelle offre un potentiel de développement important, notamment dans le secteur est de la montée Masson desservi par l'extension du réseau. L'accès au gaz naturel contribuera à la compétitivité des approvisionnements énergétiques dans la région, tout en permettant d'accroître son potentiel industriel. En résumé, Énergir est d'avis que ce projet ne constituera pas à terme une extension desservant un client unique, mais bien qu'il s'agira d'un projet structurant permettant à d'autres clients d'accroître leur compétitivité avec une source d'énergie peu coûteuse et peu polluante. Énergir comprend des références à la question 1.1 que la Régie cherche à soupeser les risques de non matérialisation des revenus d'EBI Laval, mais elle se doit tout autant de prendre en considération les bénéfices du raccordement de nouveaux clients potentiels supplémentaires, de l'intérêt public, ainsi que de la cohérence du projet avec les orientations gouvernementales.

Énergir soutient que le dépôt d'un projet visant l'atteinte du CCP après impôt avec contribution externe à partir seulement de revenus engagés contractuellement est une approche plus conservatrice que la règle interne historique visant à sécuriser 80% de la marge brute à la première année, tout en étant en ligne avec les paragraphes 222 et 356 de la décision D-2018-080. En effet, Énergir présente en l'instance un projet rentable économiquement (générant des baisses tarifaires) en fonction des volumes engagés contractuellement, et ce, avec un contrat de 10 ans, en plus de présenter un potentiel de raccordement de clients additionnels. Énergir rappelle qu'habituellement, la durée des contrats signés dans le cadre d'une extension de réseau est de cinq ans. Le projet présente un TRI de 5,01% et un IP de 1 (**ci-après scénario 1**). Bien que ce projet permette de desservir un nouveau secteur à Laval et de raccorder de nouveaux clients à terme, EBI Laval est présentement le premier client à demander le raccordement au réseau de gaz naturel, est prêt à s'engager contractuellement sur 10 ans et à contribuer financièrement à l'extension du réseau. En lien avec la décision D-2018-61 ainsi que les décisions D-2018-070 et D-2018-075 des dossiers d'investissement rendues suivant celle-ci, si la Régie l'ordonnait, Énergir demanderait au client d'augmenter sa contribution à 183 600 $, équivalant à une hausse de 23 700 $ par rapport à la contribution de 159 900 $, prévue initialement au contrat, comme présenté à la réponse 1.1 de la pièce B-0023. Cette hausse de la contribution aurait comme impact d'augmenter la baisse tarifaire et constituerait une marge additionnelle de gestion du risque du projet. Cela dit, Énergir considère qu'il serait inéquitable de faire supporter un plus grand risque au client qui accepte, aujourd'hui, de contribuer financièrement à mettre en place une infrastructure permettant de développer, aujourd'hui et pour l'avenir, le réseau du service public dans un secteur donné.

De surcroît, comme mentionné auparavant, le risque d'un projet doit s'apprécier par une approche équilibrée, laquelle ne doit pas seulement considérer les pires scénarios, mais également prendre en considération qu'il est probable que le TRI du projet soit plus élevé

que le CCP après impôt (**scénario 1**) et générer des baisses tarifaires plus importantes dans la mesure où le client actuel, EBI Laval, pourrait consommer plus que son volume projeté au contrat et/ou que d'autres clients du secteur se raccordent au réseau gazier. Énergir et son client sont confiants que des volumes supplémentaires à ceux contractuellement prévus puissent se concrétiser à moyen terme, ce qui résulterait en des baisses tarifaires additionnelles pour l'ensemble de la clientèle. De plus, il est fort probable que de nouveaux clients puissent se raccorder à la conduite. À cet effet, Énergir a présenté en demande de renseignements et dans la section 5 de la preuve, des analyses de rentabilité démontrant qu'il est probable que le projet présente une rentabilité plus élevée :

- **Scénario 2 :** Analyse de rentabilité du projet d'EBI Laval déposée dans ce dossier (**scénario 1** à 5,01 %) plus les revenus de raccordement d'autres clients = TRI de 6,33 % et IP de 1,21;

- **Scénario 3 :** Analyse de rentabilité du projet d'EBI Laval déposée dans ce dossier (**scénario 1** à 5,01 %) plus des volumes additionnels d'EBI Laval, ainsi que les revenus de raccordement d'autres clients = TRI de 7,10 et IP de 1,35.

Énergir considère que bien que l'ensemble de ses clients potentiels additionnels ne sont présentement pas engagés contractuellement, ils ne peuvent être écartés dans l'analyse de la viabilité du projet par la Régie. Les **scénarios 2 et 3** présentent des rentabilités supérieures à 5,01% soit le CCP après impôt. En plus des clients potentiels déjà présentés dans cette analyse, Énergir tient à mentionner qu'elle est également en discussion avec deux autres projets potentiels, soit une nouvelle bâtisse d'environ 24 000 pi^2 sur les terrains d'American Iron & Metal (AIM) Fer et métaux américains et un complexe commercial mixte avec condominiums, station-service, dépanneur et restauration.

En ce qui concerne la non-matérialisation des revenus, Énergir présente les scénarios suivants permettant de répondre directement aux demandes de renseignements de la Régie.

1. *Taux de maturation/effritement*

   En lien avec la référence (v), Énergir rappelle que les taux associés à l'effritement des ventes par type de client sont appliqués au niveau du plan de développement et non projet par projet. Énergir n'a donc pas appliqué le taux d'effritement commercial de 13,7 % au projet d'EBI Laval de façon individuelle.

   EBI a fourni à Énergir les prévisions de volumes pour lesquelles il était prêt à s'engager contractuellement. Énergir considère que les volumes de consommation projetés à la station EBI Laval, lesquels sont engagés contractuellement à 100 % sur 10 ans (ce qui rendrait l'utilisation d'un taux de maturation illogique pour cette période), sont tout à fait cohérents avec la dynamique actuelle et anticipée du marché du gaz naturel comme carburant dans le secteur du transport et sont réalistes en

fonction de l'historique des autres points de consommation d'EBI (voir réponse à la question 1.2, pièce B-0015). Généralement, les clients s'engagent avec une OMA de 80 % qui constitue en soit un taux de maturation implicite de 20 %. Énergir considère qu'elle n'a pas à appliquer un taux de maturation dans ce projet pour les années sous contrat et que, même si Énergir réduisait les volumes d'un pourcentage pour les années 1 à 10, les revenus ne seraient pas affectés car le client est au tarif D_3, tarif majoritairement fixe, avec un volume souscrit optimal et a également convenu d'une OMA à 100 % du volume convenu.

Afin de répondre à la Régie, Énergir a produit une analyse de rentabilité avec un taux de maturation (effritement) de 15 % à partir de l'année 11 et suivantes, et ce, en recalculant un volume souscrit optimal au tarif D_3 (nouveau contrat) :

- **Scénario 4** : À partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 1** (à 5,01 %), application d'une réduction du volume prévu d'EBI Laval de 15 % à 3,1 Mm^3 (ligne 34 de l'analyse financière du Projet, à la référence (iv)) à partir de l'année 11 et suivantes = TRI de 4,47 % et IP de 0,92.

Bien qu'il soit possible qu'EBI Laval révise à la baisse son volume souscrit à partir de la 11e année, il est également fort probable qu'Énergir soit en mesure de signer d'autres clients à partir de cette extension de réseau. À partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 2,** qui inclut les revenus d'autres clients, Énergir a appliqué un taux de maturation (effritement) de 15 % à partir de l'année 11 et suivantes, et ce, en recalculant un volume souscrit optimal au tarif D_3 pour EBI Laval (nouveau contrat):

- **Scénario 5**: À partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 2** (à 6,33 %), application d'une réduction du volume prévu d'EBI Laval de 15 % à 3,1 Mm^3 (ligne 34 de l'analyse financière du Projet, à la référence (iv)) à partir de l'année 11 et suivantes = TRI de 5,81 % et IP de 1,12.

Ainsi, malgré le risque de révision à la baisse du volume souscrit par EBI Laval à partir de la 11e année, le résultat de l'analyse de rentabilité tenant compte de l'expectative **(scénario 5**) présente clairement un projet rentable économiquement. Les revenus des clients potentiels additionnels permettent amplement de balancer ce risque.

2. *Non remplacement des équipements à la fin de vie utile*

En réponse à une demande de renseignements, Énergir mentionnait que la durée de vie utile des équipements mécaniques de la station (compresseurs, assécheurs, réservoirs et distributrices) du client était d'environ 25 ans. Afin de répondre à la Régie, Énergir a produit une analyse de rentabilité où le client ne procède pas au remplacement de ses équipements et cesse de consommer à partir de l'année 26 (ligne 34 de l'analyse financière du Projet, à la référence (iv)) :

- **Scénario 6** : À partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 1** (à 5,01 %), arrêt de consommation d'EBI Laval à partir de la 26e année = TRI de 3,03 % et IP de 0,79.

Ce **scénario 6** doit être considéré comme étant pessimiste et peu probable. Énergir ne voit pas de raison de traiter ce projet différemment des autres clients qui doivent également procéder à des changements d'équipements sur la durée de l'analyse en raison de la fin de leur durée de vie utile. De plus, la desserte de ce nouveau secteur de Laval permettra notamment de raccorder d'autres clients. À partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 2,** qui inclut les revenus d'autres clients, Énergir a appliqué la même hypothèse, soit que le client EBI Laval cesse de consommer à partir de l'année 26 :

- **Scénario 7** : À partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 2** (à 6,33 %), arrêt de consommation d'EBI Laval à partir de la 26e année = TRI de 5,72 % et IP de 1,10.

Énergir a aussi fait le même exercice mais à partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 3** où EBI Laval présentait une hausse des volumes par rapport à la prévision déposée dans ce dossier (**scénario 1**) :

- **Scénario 8** : À partir de l'analyse de rentabilité du **scénario 3** (à 7,10 %), arrêt de consommation d'EBI Laval à partir de la 26e année = TRI de 6,40 % et IP de 1,20.

Les **scénarios 7 et 8** démontrent que l'arrivée de nouveaux clients et la consommation additionnelle d'EBI Laval (**scénario 8)** permet amplement de balancer le risque de non remplacement des équipements et d'avoir un projet rentable à terme.

Ces différents **scénarios (1 à 8)** doivent également être analysés et soupesés en considérant le support externe des gouvernements. En effet, le marché du GNC ainsi que le projet sont soutenus par les deux paliers de gouvernement. Le gouvernement québécois a clairement énoncé son intention de soutenir le développement de la filière du gaz naturel dans le secteur du transport, lequel est responsable d'une quantité importante des émissions de GES au Québec. Celui-ci a des cibles à atteindre et le programme Écocamionnage offre, entre autres, une subvention pour couvrir une partie du surcoût d'un véhicule à gaz naturel. Pour sa part, le gouvernement fédéral est également impliqué directement dans le projet en fournissant du financement. EBI profite de la participation financière de 1 M$ pour la station par le biais du Programme d'infrastructure pour les énergies nouvelles du ministère des Ressources naturelles du Canada. L'atteinte de l'objectif de 12 000 véhicules, dont s'est doté le gouvernement dans la politique énergétique du Québec, passe par des actions concertées et la mise en place de conditions gagnantes, notamment la mise en place de stations de ravitaillement. Avoir un approvisionnement fiable et étendu est une préoccupation importante des clients désirant convertir leurs flottes de camions au gaz naturel. Il est clair pour Énergir qu'avec tous les efforts déployés et les objectifs établis par les différents paliers gouvernementaux, le marché du GNC est en plein essor et sera appelé à se développer davantage sur l'horizon de l'analyse financière augmentant d'autant les probabilités d'avoir un projet encore plus rentable à terme.

En conclusion, bien qu'il soit important de mitiger les risques, il est impératif de s'assurer d'une juste répartition de ceux-ci entre les parties afin de maintenir les opportunités commerciales et d'affaires. Énergir soutient que le Projet tel que soumis est un scénario conservateur qui génère des baisses tarifaires et que les risques assumés pour la clientèle existante ont été mitigés. Les perspectives de ce nouveau marché sont très favorables et appuyées par les différents paliers de gouvernements. Les investissements privés du client (plus de 2,5 M$), la contribution ainsi que l'engagement contractuel de 10 ans et la prise de risques qui en découle démontrent qu'un potentiel de marché en croissance et porteur de bénéfices au niveau environnemental doit être comblé. De plus, la prise en considération des clients et volumes additionnels potentiels permet d'avoir un projet ayant un TRI supérieur au à 5,01 % soit le CCP après impôt (voir **scénarios 2, 3, 5, 7 et 8**). Sur la base de l'ensemble des éléments au dossier, selon Énergir, il est plus probable qu'à terme le projet se situe à l'intérieur des balises données par les scénarios favorables (**scénarios 1, 3, 5, 7 et 8)** que dans un scénario défavorable (**scénarios 4 et 6**). La conséquence d'une décision mettant l'emphase sur les pires scénarios pourrait empêcher la réalisation de bonnes opportunités de développement de marché qui se ferait au détriment des clients existants et de l'intérêt public. Évidemment, exiger une contribution trop élevée basée sur les scénarios moins favorables ne permettrait pas de traiter équitablement ce client en lui faisant supporter un risque trop grand, ne permettrait pas la réalisation viable du projet et ne serait pas favorable à l'implantation d'une infrastructure de ravitaillement essentielle à l'atteinte des objectifs gouvernementaux de réduction des GES.

1.2 Veuillez indiquer si Énergir a évalué dans le cadre du Projet, les risques de non matérialisation des revenus sur la période de 40 ans prévue au Projet?

- Si oui, veuillez élaborer quant aux analyses effectuées et les hypothèses retenues par Énergir à cet égard. Le cas échéant, veuillez quantifier et déposer les baisses de volumes et des revenus estimés.

- Si non, veuillez justifier et déposer une analyse considérant les risques de non matérialisation des revenus sur l'horizon du Projet ainsi que les hypothèses considérées.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1

1.3 En complément à la réponse de la question précédente, veuillez élaborer si Énergir considère inclure au Projet, une provision ou une contribution externe additionnelle pour la réalisation du Projet afin d'atténuer les risques de revenus non matérialisés ainsi que les incertitudes

associées notamment à un nouveau marché émergeant en développement, pouvant affecter la rentabilité et l'impact tarifaire du Projet.

Le cas échéant, veuillez déterminer la provision et présenter les détails permettant de l'établir. Veuillez également déposer l'analyse financière tenant compte de cette provision estimée et du critère de rentabilité énoncé en (vi). Veuillez déposer votre réponse selon le format présenté à la référence (iv).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1

1.4 Veuillez commenter sur l'opportunité pour Énergir de recourir à une augmentation de la contribution additionnelle de 23 700 $, tel que mentionné à la référence (iii), afin que la rentabilité du Projet (TRI), établie selon l'approche intégrant l'économie d'impôt dû aux frais d'intérêts dans le flux monétaire du Projet, puisse rencontrer le CCP mixte de 5,43 %, approuvé par la décision D-2017-094 aux fins de l'évaluation des projets d'investissement prévus au cours de l'année tarifaire 2017-2018.

Le cas échéant, veuillez indiquer les options envisageables par Énergir, afin de recourir au montant de 23 700 $ en contribution additionnelle afin que le Projet atteigne le seuil de rentabilité du CCP mixte de 5,43 %.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1

1.5 Veuillez également commenter sur l'opportunité pour Énergir de recourir une contribution additionnelle (au-delà de la contribution requise afin de rencontrer le seuil de rentabilité du Projet) afin de prévoir une provision permettant d'atténuer les risques de non matérialisation des revenus et considérant les incertitudes du Projet, voué à un nouveau marché émergeant en développement.

Le cas échéant, veuillez confirmer la contribution estimée et indiquer les options envisageables par Énergir à cet égard.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1

2. Références : (i) Pièce B-0019, p. 15;
(ii) Pièce B-0023, réponse 2.1.

Préambule :

(i) « *Énergir soumet que le Projet tel que soumis, en plus de générer des baisses tarifaires, est d'intérêt public. En effet, les différents paliers gouvernementaux ont des objectifs de réduction de GES et le secteur du transport est dans leur mire. Le GNC fait partie de la solution à court, moyen et long termes, tel qu'on peut le retrouver dans les différentes politiques, programmes et plan d'actions des gouvernements* » [nous soulignons]

(ii) « *En effet, depuis plusieurs années, Énergir travaille conjointement avec des entreprises d'ici, à introduire le gaz naturel comme carburant dans l'industrie du transport et ainsi contribuer à la diminution de GES et autres polluants atmosphériques causant le smog urbain. Ces efforts sont orientés afin de contribuer à l'objectif de 12 000 véhicules lourds, pour 350 000 tonnes de GES évitées, dont s'est doté le gouvernement dans la politique énergétique du Québec. L'atteinte de l'objectif de 12 000 véhicules passe par des actions concertées et la mise en place de conditions gagnantes notamment la mise en place de stations de ravitaillement* ».

Demande :

2.1 Veuillez indiquer si Énergir a évalué la quantité de GES évitées associées au Projet. Dans l'affirmative, veuillez déposer la quantité de GES évitées (en tonnes de GES), estimés au Projet ainsi que les hypothèses permettant d'établir ces volumes.

Le cas échéant, veuillez déposer tout document au soutien de l'établissement des quantités de GES évités estimées au Projet.

Réponse :

La quantité des GES réduits dans le cadre de ce dossier est calculée sur le volume total de gaz naturel anticipé de chaque année. Ce résultat est issu de la différence entre les émissions d'un moteur au diesel et de son équivalence au gaz naturel en tenant compte des efficacités moteurs et des pouvoirs calorifiques inférieurs. La réduction de GES anticipée sur la période complète analysée, soit 40 années, est de 54 819 tonnes de CO_2. La réduction uniquement sur la durée du contrat est de 10 022 tonnes de CO_2. Cette donnée est basée sur les hypothèses suivantes :

- Un rendement moteur gaz naturel de 87 % versus l'équivalent diesel;
- Le calcul tient compte des pouvoirs calorifiques inférieurs de référence des deux produits. Diesel : 34 132 Btu/L et gaz naturel : 32 330 Btu/m³;
- Le facteur d'émission du gaz naturel et du diesel est tiré des données du gouvernement du Québec. Diesel: 2 789,793 g/L CO_2e et gaz naturel: 1 889,320 g/ m³ CO_2e . Voir lien pour le tableau de référence:

  http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/Facteurs_emissions.pdf