

Régie de l'énergie

Dossier R-4213-2022, phase 1

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR,
S.E.C. À COMPTER DU 1^{er} OCTOBRE 2023

Preuve de l'ACEF de Québec (ACEFQ)

préparée par
Jean-François Blain, analyste externe

Le 13 janvier 2023

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	3
1. Modifications à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau	4
2. Suivi de la décision D-2022-098, par. 194	9
Sommaire des conclusions et recommandations	13

Introduction

Le 11 novembre 2022, Énergir a déposé une demande visant à scinder en deux phases l'examen de son Plan d'approvisionnement et des ses conditions de service et tarif qui seront applicables à compter du 1^{er} octobre 2023.

Dans le cadre de la première phase du dossier, Énergir demande à la Régie de rendre une décision prioritaire, d'ici le 15 février 2023, portant sur l'approbation des demandes suivantes :

- **Approuver, à compter du 1^{er} mars 2023, les modifications suivantes à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau pour certains marchés¹ :**
 - Une réduction de 40 à 20 ans de la période considérée pour la projection des volumes et des revenus, et
 - L'élimination à la 21^e année du nombre de clients, des coûts marginaux de prestation de service de long terme (CMPSLT) et des coûts relatifs au réinvestissement des compteurs.
- **Prendre acte du suivi demandé au paragraphe 194 de la décision D-2022-098 et s'en déclarer satisfaite.**

Dans sa décision D-2022-135 du 21 novembre 2022, la Régie a accepté de procéder en 2 phases tel que proposé par Énergir et a fixé un échéancier procédural pour le traitement, dans le cadre d'une phase 1, des demandes soumises à titre prioritaire.

L'ACEF de Québec (ACEFQ) a confirmé sa participation à la phase 1 du dossier le 28 novembre 2022 et a retenu les services de M. Jean-François Blain, à titre d'analyste externe, pour traiter des sujets en lien avec les intérêts qu'elle représente dans le cadre du présent dossier.

L'ACEFQ n'a pas été en mesure de soumettre des demandes de renseignements (DDR) à Énergir mais elle a pris connaissance de la preuve soumise par Énergir² au soutien de ses demandes pour la phase 1, des réponses d'Énergir aux demandes de renseignements de la Régie et d'autres intervenants³ ainsi que de différentes informations provenant de dossiers connexes (R-3867-2013, R-4008-2017, R-4169-2021 notamment).

¹ Les marchés « visés » sont : les bâtiments résidentiels 15 000 m³ / an et moins (19 portes), les bâtiments commerciaux 15 000 m³ / an et moins, les bâtiments institutionnels 500 000 m³ / an et moins; les modifications ne s'appliquent pas aux projets ayant un engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou un engagement à installer un système biénergie.

² Pièces B-0005 et B-0006.

³ Pièces B-0011 et B-0025, 26 et suivantes.

1. Modifications à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau

Au soutien des modifications à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau soumises pour approbation par la Régie dans le présent dossier, Énergir indique ce qui suit :

« Afin d'assurer une cohérence avec les objectifs de décarbonation du Gouvernement, Énergir s'est donné une vision (Cap sur 2030) [note de bas de page omise] et a revu son positionnement à l'égard du développement de ses marchés de manière à :

- promouvoir la biénergie dans les marchés admissibles à l'entente entre HQD et Énergir;*
- privilégier la commercialisation du gaz naturel renouvelable (GNR) dans les marchés prometteurs, dont celui de la biénergie; et*
- cesser la commercialisation active du gaz naturel traditionnel (GNT) dans les marchés visés par la biénergie. »⁴*

Mentionnant notamment le Plan pour une économie verte (PEV 2030) et le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* adoptés par le Gouvernement du Québec ainsi que la feuille de route *Vers des bâtiments montréalais zéro émission dès 2040* annoncée par la Ville de Montréal, Énergir conclut que « les développements récents et ceux à venir feront en sorte que certains clients qui choisissent uniquement du GNT aujourd'hui pourraient abandonner vraisemblablement le réseau lors du remplacement de leurs appareils dans environ 20 ans. »⁵

(nous soulignons)

Il s'agit là de la prémisse justifiant la proposition de modification de la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau soumise. Cette proposition aurait essentiellement pour effet d'imposer une méthode d'évaluation différente (revenus pris en compte sur 20 ans seulement, plutôt que 40 ans) lors de l'évaluation de la rentabilité de projets destinés à la consommation de GNT par rapport à celle appliquée aux autres projets comportant un engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR (à déterminer selon des décisions à venir dans le dossier R-4008-2017) ou un engagement à installer un système biénergie (selon les modalités de l'offre biénergie approuvée par la décision majoritaire D-2022-061, décision visée par trois demandes de révision actuellement prises en délibéré).

⁴ B-0005, Énergir-E doc 1, p. 4, lignes 1 à 8.

⁵ *Ibid*, p.4, lignes 19 à 29.

Aucune justification au soutien d'une décision prioritaire

L'ACEFQ soumet dans un premier temps qu'aucune situation d'urgence n'est alléguée par la Demanderesse qui justifierait un traitement prioritaire de cette demande afin que les modifications proposées puissent entrer en vigueur dès le 1^{er} mars 2023.

Qui plus est, les modifications proposées constituent un dispositif visant à favoriser les projets comportant un engagement ferme de consommer une quantité minimum de GNR ou un engagement ferme à installer un système biénergie.

Or, d'une part, la Régie n'a rendu qu'une décision interlocutoire partielle (avec motifs à suivre) en conclusion de l'étape D du dossier R-4008-2017⁶ et, d'autre part, la Régie n'a pas encore disposé des demandes en révision de la décision majoritaire D-2022-061, actuellement prises en délibéré, dans le dossier R-4169-2021.

L'ACEFQ soumet que, à des fins de cohérence et de prudence réglementaire, la Régie ne devrait pas rendre décision sur la présente demande de façon prioritaire dans les délais demandés parce que :

- Aucune urgence n'est démontrée, ni même alléguée à cet effet;
- Une telle décision risquerait d'entrer en conflit, voire en contradiction, avec les décisions à venir relevant de deux autres formations dans deux autres dossiers en cours.

Par ailleurs, l'ACEFQ constate qu'aucune démonstration concluante ni aucunes projections chiffrées ne sont produites par la Demanderesse au soutien de sa prétention à l'effet que les clients consommant uniquement du GNT seraient plus susceptibles de quitter le réseau d'Énergir d'ici 20 ans que ceux consommant une certaine quantité de GNR et/ou adhérant à l'offre biénergie. La demande soumise ne repose que sur des allégations.

Une énergie « de transition »

Depuis quelques années déjà, le gouvernement du Québec qualifie le gaz naturel « d'énergie de transition » dans le contexte de la transition énergétique et de la décarbonation de l'économie annoncées. Compte tenu des défis majeurs et urgents posés par le réchauffement climatique et l'accélération (en fréquence et en intensité) des événements météorologiques qui y sont

⁶ Décision D-2022-156 du 20 décembre 2022.

associés, la question suivante doit être considérée en 2023 tant d'un point de vue politique que législatif et réglementaire : le gaz naturel sera une « énergie de transition » jusqu'à quand ?

Et, subsidiairement :

Pour combien d'années encore pouvons-nous nous permettre de brûler du gaz naturel ?

Est-il raisonnable et conséquent d'autoriser encore, en 2023, des extensions des réseaux de gaz naturel ?

Si nous devons cesser de consommer du gaz naturel à moyen terme – d'ici 10 ans, 15 ans, 20 ans ? – quel est le plan financier pour compléter l'amortissement des actifs des distributeurs gaziers dans un délai déterminé afin d'éviter la désertion de la clientèle, l'éventualité d'une spirale tarifaire et un déversement de coûts échoués ?

Devant ces échéances qui se rapprochent, Énergir a décidé de jouer sa survie financière et la pérennisation de ses activités (et de ses actifs) en misant sur la mutualisation des risques : par la mise à contribution de la collectivité via l'offre biénergie (un distributeur d'électricité monopolistique servant de courroie de transmission des coûts) et par l'introduction du GNR, le « verdissement » de son réseau étant présenté comme une panacée (dans ce cas, la mutualisation des risques concerne les producteurs et les consommateurs de GNR, l'existence-même du réseau étant rendue essentielle à la poursuite de leurs activités et à l'usage du GNR).

Mais pour combien de temps ce scénario de « verdissement » sera-t-il financièrement viable ? Pour les raisons exposées ci-dessous, l'ACEFQ soumet que ce scénario n'est pas susceptible de « tenir la route », financièrement, au-delà d'un horizon de 10 à 15 ans tout au plus.

Clients biénergie et clients GNR vs clients GNT

Dans le présent dossier, Énergir allègue – sans fournir quelque démonstration probante – que les nouveaux clients consommant uniquement du GNT seront plus susceptibles de quitter le réseau d'ici 20 ans (à l'échéance de la vie utile des équipements) que les clients consommant une quantité minimale de GNR ou adhérant à l'offre biénergie.

L'ACEFQ note d'abord que, si cette prétention d'Énergir était fondée et valable (ce que l'ACEFQ conteste), elle pourrait s'appliquer indifféremment à tous les clients consommant du GNT, qu'il s'agisse de clients actuels ou nouveaux.

L'ACEFQ considère que cette distinction faite par Énergie en ce qui a trait au maintien de la clientèle selon qu'il s'agit de clients consommant du GNT ou, plutôt, de clients consommant une quantité minimum de GNR (indéterminée) et/ou adhérant à l'offre biénergie, ne s'avérera pas.

Tel qu'il a été démontré dans l'étape D du dossier R-4008-2017, l'introduction d'un pourcentage de 10 % de GNR dans les volumes de GN livrés par Énergir d'ici 2030⁷ se traduira par un surcoût de l'ordre de 600 M\$ / an à compter de 2030⁸.

Il s'agit d'une estimation fort probablement conservatrice puisque le surcoût projeté à l'horizon 2030, basé sur les volumes réglementaires, a été calculé à partir de l'écart de coûts du GNR vs le GNT de 2022, alors que les prix du GNT étaient significativement poussés à la hausse par la conjoncture géopolitique (guerre en Ukraine). D'autre part, le coût moyen du GNR utilisé par l'ACEFQ afin de projeter le surcoût GNR à l'horizon 2030 est inférieur aux coûts moyens maximum autorisés par la Régie pour les volumes réglementaires prévus à l'horizon 2025.⁹

Dans la mesure où le principe de socialisation des coûts du GNR invendu (aux clients volontaires) a été reconnu, le surcoût tarifaire important lié à l'introduction du GNR à hauteur de 10 % des volumes livrés d'ici 2030 sera récupéré auprès de tous les clients d'Énergir. Le surcoût absorbé par les acheteurs volontaires de GNR (une infime minorité de clients) ne sera généralement pas beaucoup plus élevé que celui absorbé par la très grande majorité des clients.

Une faible proportion des acheteurs volontaires étant susceptible de s'engager à consommer un pourcentage de GNR beaucoup plus élevé que le seuil réglementaire (compte tenu de l'incidence sur leur facture) il en résultera que la très grande majorité des clients, qui ne sont pas des acheteurs volontaires, devra absorber un surcoût correspondant à presque 10 % de GNR par rapport à leurs volumes consommés, soit à peine moins que la plupart des acheteurs volontaires.

Énergir n'a par ailleurs soumis aucune prévision de la valeur des droits d'émission pour les prochaines années qui permettrait de conclure que le coût du GNT serait influencé à la hausse dans des proportions suffisantes pour se rapprocher des coûts prévus pour le GNR.

D'autre part, compte tenu de l'incidence des prix du GNR sur les coûts d'approvisionnement et de l'impossibilité technique d'introduire plus de 7 à 8 % d'hydrogène dans les réseaux de distribution de GN (limites de résistance des conduites à la pression et à la corrosion), le « verdissement » du réseau d'Énergir ne dépassera vraisemblablement jamais une proportion de plus de 15 à 20 %.

⁷ Tel que le prévoit le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*, 22 juin 2012.

⁸ R-4008-2017 étape D, C-ACEFQ-0143, p. 3 à 5.

⁹ Voir D-2022-156, paragraphe 35, Tableau 1, p. 12.

Il en découle que la quasi-totalité des clients, qu'ils soient acheteurs volontaires ou pas, continueront de consommer (et de se voir facturés pour) au moins 80 à 85 % de GNT dans tous les cas. L'incidence d'une éventuelle augmentation des droits d'émission sera donc à peu près la même pour l'ensemble des clients, qu'ils consomment volontairement du GNR dans des proportions légèrement supérieures au seuil réglementaire ou, pour tous les autres, qu'ils soient mis à contribution pour la socialisation des coûts du GNR invendu, vraisemblablement à un niveau très proche de 10 % de leurs volumes consommés.

Enfin, même dans l'éventualité où les demandes de révision de la décision D-2022-061 devaient être rejetées par la Régie, la « contribution GES » versée à Énergir par Hydro-Québec en vertu des modalités de l'offre biénergie est limitée à une durée de 15 ans. Cela signifie que, d'un point de vue financier, Énergir devra assumer pleinement les écarts de revenus associés à la consommation de ses clients biénergie à compter de la 16^e année.

Compte tenu de ce qui précède, la prémisse d'Énergir à l'effet que la situation des clients GNT serait significativement différente dans 20 ans de celle des clients consommant une quantité « minimum » de GNR et/ou adhérant à l'offre biénergie ne tient pas la route.

L'ACEFQ soumet que les défis relatifs à la poursuite des activités des distributeurs gaziers, même sur un horizon de 15 à 20 ans, justifient un examen beaucoup plus large et approfondi quant à la nécessité d'imposer un amortissement accéléré de l'ensemble de leurs actifs existants. L'ACEFQ soumet également qu'il serait très mal avisé d'autoriser, dans un tel contexte, la poursuite des investissements dans des projets d'extension des réseaux gaziers, a fortiori en maintenant la période d'amortissement de 40 ans actuellement en usage.

En ce qui concerne plus particulièrement la demande de modification de la méthode d'évaluation des projets d'extension de réseau soumise par Énergir, l'ACEFQ conclut que l'utilisation de critères différenciés selon le type de GN consommé (GNT vs GNR) ou selon le mode de consommation (adhésion à l'offre biénergie) n'est aucunement supportée par une démonstration chiffrée ou le moindre probante.

Pour l'ensemble de ces raisons, **l'ACEFQ recommande à la Régie de rejeter les modifications à la méthode d'évaluation des projets d'extension de réseau proposées par Énergir.**

2. Suivi de la décision D-2022-098, par. 194

Au paragraphe 194 de la décision D-2022-098, la Régie formulait la demande suivante :

« (...) dans le cadre du dossier tarifaire 2023-2024, la Régie demande à Énergir de lui présenter une proposition intégrant des critères de garanties additionnelles aux projets d'extension de réseau, supérieurs au seuil, possédant des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel conformément au paragraphe 357 de la décision D-2018-080, afin d'assurer la rentabilité et la viabilité de tels projets à moyen et à long terme. »

(nous soulignons)

L'ACEFQ considère important de rappeler les constats énoncés par la Régie aux paragraphes 188 à 193 de cette décision et dont découlait sa demande :

[189] Lors du dépôt de la demande initiale du projet d'investissement¹⁰, la Régie constatait que le projet St-Rémi/Ste-Clotilde dégageait un IP de 0,97, et donc, ne satisfaisait pas au critère de rentabilité a priori établi dans la décision D-2018-080 pour les projets d'investissement supérieurs au seuil, soit l'obtention d'un IP d'au moins 1,0 estimé à partir uniquement des revenus engagés contractuellement.

(nous soulignons)

[190] De plus, la Régie constatait que (...) la rentabilité et la viabilité du projet dépendent en grande partie des revenus générés par celui-ci [et que] ceux-ci reposaient principalement sur un seul client.

[191] La Régie (...) a jugé que le projet St-Rémi/Ste-Clotilde répondait à des caractéristiques particulières permettant un traitement exceptionnel, lors du processus d'évaluation, conformément au paragraphe 357 de la décision D-2018-080.

[192] Au regard du contexte de la réalisation du projet, la Régie constate que la faillite du principal client et son rachat subséquent par d'autres intérêts se sont accompagnés de volumes moins élevés que prévus, ainsi que de dépassements de coûts ayant affecté la rentabilité du projet. Au 30 septembre 2021, les coûts finaux du projet, assumés par Énergir, représentent 7 M\$, soit 2,3 M\$ de plus que le budget initialement prévu, dégageant un IP de 0,44. Son impact tarifaire projeté s'élève à 5,3 M\$ sur 40 ans, comparativement au 236 K\$ initialement estimé.

(nous soulignons)

¹⁰ Dossier R-4077-2018.

[193] Dans le cadre de projets futurs d'extension de réseau dont la rentabilité est assurée par l'ajout d'un client majeur ou d'un nombre limité de clients additionnels, la Régie juge qu'il y a lieu d'examiner, dans le cadre du processus d'évaluation de ces projets, l'ajout de critères afin d'exiger des clients engagés contractuellement des garanties supplémentaires. (...)

La demande formulée par la Régie dans sa décision D-2018-080 consiste à proposer de nouveaux critères visant à exiger des garanties supplémentaires (à celles existantes) pour les futurs projets d'extension de réseau supérieurs au seuil dont la rentabilité repose sur l'ajout d'un client majeur ou d'un nombre limité de nouveaux clients.

Dans le document produit en suivi de cette demande¹¹, Énergir ne propose aucun nouveau critère se traduisant par l'exigence de garanties additionnelles pour les projets visés. Énergir estime plutôt « *qu'il est préférable d'évaluer les « garanties additionnelles » et les perspectives de rentabilité de chacun des projets possédant des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel lors de leur examen par la Régie* ». ¹²

Énergir invoque ensuite différents motifs pour justifier son refus de donner suite à la demande formulée par la Régie au paragraphe 194 de sa décision D-2022-098.

1^{er} motif : le projet de Saint-Rémi/Sainte-Clotilde est le seul projet d'extension de réseau nécessitant un traitement exceptionnel présenté à la Régie depuis la décision D-2018-080 (...), le seul présentant un indice de profitabilité (IP) de moins de 1,0 en ne considérant que les volumes engagés contractuellement au moment du dépôt. Énergir ajoute qu'elle n'anticipe pas le dépôt de projets d'extension de réseau qui ne rencontreraient pas le seuil de rentabilité minimale.

L'ACEFQ soumet d'abord que les anticipations d'Énergir quant au dépôt éventuel de projets d'extension de réseau qui ne rencontreraient pas le seuil de rentabilité minimal n'ont rien à voir avec la demande formulée par la Régie dans sa décision D-2022-098.

L'ACEFQ constate par ailleurs qu'au moins deux autres projets parmi ceux mentionnés au Tableau 1 de la pièce B-0006 (Drummondville- St-Nicéphore et St-Henri – Montmagny) atteignaient tout juste le seuil de rentabilité minimale avec des IP de 1,00 et de 1,02 respectivement. Avec une aussi mince (voire inexistante) marge de manœuvre au-dessus du seuil de rentabilité minimale, le moindre défaut de respecter son OMA par un client important est susceptible de se traduire par un déficit de revenus que l'ensemble de la clientèle serait appelée à compenser.

¹¹ B-0006, Énergir-E doc 2.

¹² *Ibid*, p. 3, lignes 10 à 12.

2^e motif : l'aide financière offerte par le Gouvernement du Québec pour les projets régionaux d'extension de réseau est en forte baisse par rapport à celle offerte au cours des dernières années, ce qui devrait se traduire par un plus faible nombre de projets de cette nature au cours des prochaines années.

L'ACEFQ soumet que la demande formulée par la Régie demeure d'autant plus pertinente que, en disposant d'un niveau d'aide gouvernementale plus faible, l'atteinte du seuil de rentabilité minimale des projets à venir reposera sur le respect des volumes contractés par les clients dans des proportions d'autant plus fortes et ce, quel que soit le nombre de projets à venir.

Énergir mentionne ensuite différents **outils réglementaires** dont elle dispose et qui lui permettraient de mitiger les risques financiers liés aux projets d'extension de réseau.

Le premier de ces outils est le recours à l'article 4.3.1 des CST lui permettant de facturer des montants engagés si le retrait d'une demande de raccordement devait survenir. Énergir ajoute que, dans certains cas (sans préciser lesquels) impliquant des travaux préparatoires importants, elle exigera des garanties financières au demandeur afin de réduire les risques liés à un éventuel retrait d'une demande de raccordement.

L'ACEFQ constate que le distributeur ne propose aucun critère en vertu duquel il serait tenu d'exiger de telles garanties financières. Le tout étant laissé à sa discrétion, aucune garantie additionnelle à cet effet n'est proposée au sens de la demande formulée dans la décision D-2022-098 de la Régie.

Le deuxième outil réglementaire mentionné par Énergir est la possibilité d'imposer une obligation minimale annuelle en vertu des dispositions des articles 14.2.5 et 14.3.6 des CST. Énergir indique notamment que cette OMA ne peut pas être reconduite lors d'un renouvellement de contrat.

Pour offrir des garanties additionnelles, l'ACEFQ soumet que le libellé de ces articles des CST devrait prévoir non pas que « Énergir peut convenir d'une OMA » mais plutôt que « Énergir doit convenir d'une OMA » dans le cas des projets d'extension de réseau excédant le seuil et dont la rentabilité repose principalement sur un seul client ou un nombre limité de clients. L'OMA devrait également s'appliquer dans ces cas pour un engagement contractuel de plusieurs années.

Aucun resserrement de cet outil réglementaire n'est proposé par Énergir en ce sens.

En dernier lieu, Énergir mentionne que, en vertu des dispositions des articles 8.1 à 8.4 des CST, elle peut procéder à l'évaluation de crédit d'un demandeur (usage autre que domestique) et exiger un dépôt. Selon les dispositions actuelles des CST, le montant de ce dépôt ne peut pas

excéder les montants de deux factures consécutives les plus élevées sur une période de 12 mois.

Sur ce point, en réponse à la question 2.4.2 de la DDR No 1 de la Régie¹³ qui lui demandait de commenter l'opportunité d'exiger un dépôt d'un montant équivalent à celui de plus que deux factures consécutives, Énergir indique :

« Énergir ne voit pas la nécessité d'apporter une telle modification aux CST, notamment en raison de l'utilisation limitée qu'Énergir peut faire du dépôt en vertu de la section 8.6 des CST. »

(nous soulignons)

L'ACEFQ conclut donc que le distributeur ne propose aucun nouveau critère visant à offrir des garanties additionnelles dans le cas des projets d'extension de réseau supérieurs au seuil susceptible de satisfaire la demande formulée au paragraphe 194 de la décision R-2022-098.

L'ACEFQ considère donc que la formation au présent dossier ne peut pas se déclarer satisfaite du suivi de la décision D-2022-098 effectué par Énergir à moins de considérer que la demande formulée au paragraphe 194 de ladite décision n'était pas exécutoire ou était sans objet.

L'ACEFQ recommande à la Régie de ne pas se déclarer satisfaite du suivi effectué par le distributeur et de lui ordonner de déposer lors de la phase 2 du présent dossier R-4213-2022 des propositions satisfaisant la demande formulée au paragraphe 194 de la décision D-2022-098.

¹³ B-0011, Énergir-F doc 1, p. 13.

Sommaire des conclusions et recommandations

En ce qui concerne la proposition de modifications de la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau,

l'ACEFQ recommande à la Régie de rejeter les modifications à la méthode d'évaluation des projets d'extension de réseau proposées par Énergir.

En ce qui concerne le suivi de la décision D-2022-098, paragraphe 194,

l'ACEFQ recommande à la Régie :

- **de ne pas se déclarer satisfaite du suivi effectué par le distributeur et**
- **de lui ordonner de déposer lors de la phase 2 du présent dossier R-4213-2022 des propositions satisfaisant la demande formulée au paragraphe 194 de la décision D-2022-098.**