

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2023-033	R-3867-2013	23 mars 2023
Phase 2		

PRÉSENTS :

Françoise Gagnon

Simon Turmel

François Émond

Régisseurs

Énergir, s.e.c.

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le suivi de la décision D-2018-080 portant sur les coûts marginaux d'approvisionnement, l'entrée en vigueur des modifications aux *Conditions de service et Tarif* relatives aux obligations minimales annuelles et les frais des intervenants

Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Hugo Sigouin-Plasse, Vincent Locas et Marie Lemay Lachance.

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Nicolas Dubé;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAMÉ)

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)

représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. CONCLUSION PRINCIPALE	8
3. SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-080 PORTANT SUR LES COÛTS MARGINAUX D'APPROVISIONNEMENT	8
3.1 Contexte.....	8
3.2 Position d'Énergir	10
3.3 Position des intervenants.....	14
3.4 Réponse d'Énergir.....	15
3.5 Réplique des intervenants.....	16
3.6 Opinion de la Régie.....	16
4. ENTRÉE EN VIGUEUR DES MODIFICATIONS AUX CST RELATIVES AUX OMA.....	18
4.1 Proposition d'Énergir.....	18
4.2 Position des intervenants.....	20
4.3 Opinion de la Régie.....	21
5. DEMANDE DE PAIEMENT DE FRAIS DES INTERVENANTS	22
DISPOSITIF :	23

1. INTRODUCTION

[1] Le 15 novembre 2013, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur), alors désignée sous la dénomination sociale de Société en commandite Gaz Métro¹, dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1^o), 31 (5^o), 32 (3^o), 49 (6^o) et 51 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi), une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et sa structure tarifaire.

[2] Le 30 janvier 2014, la Régie rend sa décision procédurale D-2014-011 dans laquelle, notamment, elle scinde l'examen du dossier en deux phases³.

[3] Les 4 août et 8 novembre 2016, la Régie rend ses décisions procédurales D-2016-126 et D-2016-169 par lesquelles elle scinde l'examen du dossier en quatre phases⁴.

[4] Le 9 juillet 2018, dans sa décision D-2018-080⁵ rendue en phase 3 du présent dossier, la Régie transfère à la phase 2 l'examen de l'inclusion des coûts marginaux des services de fourniture, de transport et d'équilibrage (FTÉ ou services d'approvisionnement) dans la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau (la Méthodologie).

[5] Le 23 octobre 2020, Énergir dépose sa preuve complémentaire portant sur les coûts marginaux en approvisionnement en suivi de la décision D-2018-080.

[6] Le 18 novembre 2020, par sa décision procédurale D-2020-153⁶, la Régie reporte l'examen du suivi de la décision D-2018-080 portant sur les coûts marginaux en approvisionnement à une date ultérieure.

¹ Société en commandite Gaz Métro a modifié sa dénomination sociale, en français, pour Énergir, s.e.c. le 29 novembre 2017.

² [RLRQ, c. R-6.01.](#)

³ Décision [D-2014-011](#), p. 8.

⁴ Décisions [D-2016-126](#), p. 9, et [D-2016-169](#), p. 12.

⁵ Décision [D-2018-080](#), p. 36 et 37.

⁶ Décision [D-2020-153](#), p. 18 et 19.

[7] Le 23 juin 2022, la Régie rend sa décision D-2022-084⁷ par laquelle elle retient un examen par voie de consultation pour le suivi de la décision D-2018-080 relatif aux coûts marginaux en approvisionnement et fixe sommairement le calendrier de traitement.

[8] Le 11 juillet 2022, Énergir dépose une 11^{ème} demande réamendée.

[9] Le 17 novembre 2022, par sa décision procédurale D-2022-128⁸, la Régie détermine le cadre d'examen du dossier, établit une enveloppe globale maximale par intervenant pour leurs frais et fixe le calendrier de traitement.

[10] Le 10 janvier 2023, la FCEI, le ROEE et SÉ-AQLPA déposent leurs commentaires.

[11] Le 17 janvier 2023, Énergir dépose ses réponses aux commentaires des intervenants.

[12] Le 19 janvier 2023, SÉ-AQLPA justifie le retard pour le dépôt de ses commentaires.

[13] Le 20 janvier 2023, la FCEI dépose une réplique aux commentaires d'Énergir.

[14] Le 24 janvier 2023, SÉ-AQLPA demande à la Régie d'uniformiser le droit des intervenants de répliquer ou non aux réponses d'Énergir déposées précédemment.

[15] Le 26 janvier 2023⁹, la Régie fait suite aux correspondances d'Énergir, de la FCEI et de SÉ-AQLPA. Elle n'accepte pas le dépôt de la pièce SÉ-AQLPA-0113, la retire du Système de dépôt électronique et de son site internet. En conséquence, la Régie ne permet pas à SÉ-AQLPA de répliquer aux commentaires d'Énergir. Elle accepte toutefois la réplique de la FCEI et permet à Énergir de déposer une supplique.

[16] Le 30 janvier 2023, Énergir confirme qu'elle ne compte pas déposer de supplique en réponse à la réplique de la FCEI.

⁷ Décision [D-2022-084](#), section 9, p. 55 et 56.

⁸ Décision [D-2022-128](#).

⁹ Pièce [A-0359](#).

[17] Le 6 février 2023, Énergir dépose une 12^{ème} demande réamendée (la Demande)¹⁰ ainsi qu'une pièce à son soutien. Elle demande, notamment, à la Régie de reporter l'entrée en vigueur des modifications aux *Conditions de service et Tarif* (CST) relatives aux obligations minimales annuelles (OMA) identifiées à la pièce B-0730¹¹.

[18] Le 9 février 2023¹², la Régie permet le dépôt de commentaires des intervenants ayant participé au volet 2 de la phase 2B du présent dossier, soit l'ACIG, la FCEI et le ROÉÉ.

[19] Le 17 février 2023, Énergir dépose ses réponses à la demande de renseignements (DDR) n° 9 de la Régie.

[20] Le 24 février 2023, l'ACIG dépose ses commentaires.

[21] Le 1^{er} mars 2023, Énergir soumet à la Régie qu'elle n'a pas de réponse à formuler aux commentaires des intervenants en lien avec le report de l'entrée en vigueur de certaines dispositions des CST relatives aux OMA et qu'elle s'en remet à la Régie pour la suite.

[22] Du 16 février au 3 mars 2023, la FCEI, le ROÉÉ et SÉ-AQLPA déposent leur demande de paiement de frais.

[23] Le 3 mars 2023, Énergir dépose ses commentaires relatifs à ces demandes de paiement de frais.

[24] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande et sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

¹⁰ Pièce [B-0728](#).

¹¹ Pièce [B-0730](#).

¹² Pièce [A-0360](#).

2. CONCLUSION PRINCIPALE

[25] À la suite de l'examen de la preuve complémentaire portant sur les coûts marginaux d'approvisionnement déposée en suivi de la décision D-2018-080, la Régie conclut que la Méthodologie ne doit considérer que le service de distribution.

[26] Cependant, pour tout projet d'investissement d'envergure, la Régie ordonne à Énergir de déposer, au soutien de sa demande d'autorisation selon l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*¹³ (le Règlement), une analyse de sensibilité des risques de coûts échoués en transport et une évaluation des choix possibles dans la gestion des contrats de transport afin de mitiger les impacts sur la clientèle.

[27] La Régie reporte à une date ultérieure l'entrée en vigueur des modifications aux CST relatives aux OMA approuvées dans la décision D-2022-082. Dans l'intervalle, la Régie maintient les CST actuelles relatives à l'OMA en transport et demande à Énergir de déposer ses analyses additionnelles d'ici la fin de l'été 2023.

3. SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-080 PORTANT SUR LES COÛTS MARGINAUX D'APPROVISIONNEMENT

3.1 CONTEXTE

[28] Dans sa décision D-2018-080, la Régie se prononçait ainsi :

« [112] Interrogé par la Régie sur l'opportunité d'intégrer ce type de coûts à la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau, le Distributeur fait valoir qu'à la marge, certains projets d'extension du réseau de distribution peuvent occasionner des coûts marginaux de services FTÉ qui diffèrent des coûts moyens et donc des tarifs en vigueur. »

¹³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

[113] Il précise que de tels cas sont très rares, qu'ils ont un effet très faible sur les coûts moyens des services FTÉ, et ce, pour une très courte durée. Pour les services FTÉ, le principe d'« utilisateur-payeur » doit être respecté et l'interfinancement doit être le plus près possible de zéro. Énergir soutient donc qu'elle vise à établir les tarifs pour ces services afin qu'ils se rapprochent le plus possible du prix de marché.

[114] Aucun intervenant ne se prononce sur ce sujet.

[115] La Régie est d'avis qu'au fil du temps, la relation entre les coûts marginaux et les coûts moyens des services FTÉ peut évoluer dans tous les sens et cette évolution est difficilement prévisible. En conséquence, elle considère que ce n'est pas la position relative actuelle de ces coûts moyens et marginaux qui doit la guider pour décider d'inclure ou non les coûts marginaux FTÉ dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet.

[116] La Régie ne retient donc pas l'argument d'Énergir soutenant que puisque l'écart entre les coûts marginaux FTÉ et les revenus est nul ou très faible, il n'y a pas lieu de le considérer.

[117] La Régie juge que, dans la mesure où la réalisation d'un projet qui prévoit l'ajout de nouveaux clients peut créer des impacts, à la hausse ou à la baisse, sur les coûts et les tarifs des services FTÉ, ces impacts doivent être pris en compte dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet.

[118] La Régie note également que, bien qu'il ne considère pas opportun ni utile de prendre en compte les coûts marginaux FTÉ dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet, le Distributeur mentionne que le cadre de la phase 2 du présent dossier constituerait le forum approprié pour examiner la quantification de ces coûts.

[119] La Régie est d'avis que les coûts et revenus marginaux FTÉ associés à la réalisation d'un projet doivent être pris en compte dans l'évaluation de sa rentabilité. Cependant, c'est en phase 2 du présent dossier que la Régie déterminera la quantification de ces intrants, ainsi que la façon d'en tenir compte dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet.

[120] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de prévoir l'inclusion, dans la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau, des coûts marginaux des services FTÉ, à la suite de la décision qu'elle

rendra à cet égard dans le cadre de la phase 2 du présent dossier »¹⁴. [notes de bas de page omises]

3.2 POSITION D'ÉNERGIR

[29] Énergir comprend qu'en suivi de sa décision D-2018-080, la Régie s'attend à ce qu'une grille de coûts soit établie pour tous les coûts d'approvisionnement qu'un client marginal lui occasionnera par rapport au revenu généré par ce client sur l'horizon d'analyse, soit une analyse équivalente à celle en place au service de distribution.

[30] En fonction des éléments présentés dans la pièce B-0547¹⁵ et relatés aux sections suivantes, Énergir conclut que les coûts marginaux d'approvisionnement sont généralement égaux aux coûts moyens sur la période d'analyse qui est, en règle générale, de 40 ans. Considérant que les tarifs pour les services d'approvisionnement reflètent les coûts moyens, Énergir soumet que l'inclusion des coûts marginaux d'approvisionnement dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet n'est pas nécessaire et, qu'en plus, cela alourdiraient indûment l'analyse.

[31] Toutefois, si la Régie le demandait, Énergir pourrait, même si l'impact sur l'analyse de rentabilité était nul, ajouter à l'analyse de rentabilité des coûts marginaux d'approvisionnement égaux aux revenus d'approvisionnement.

3.2.1 DROIT EXCLUSIF ET STRUCTURE DE MARCHÉ

[32] Énergir rappelle que, contrairement au service de distribution, les services d'approvisionnement sont transigés sur un marché libre et compétitif ou sur un marché avec des tarifs règlementés. Ainsi, les économies d'échelle relatives à des investissements ne sont pas une prémisses de l'offre de ses services d'approvisionnement.

¹⁴ Décision [D-2018-080](#), p. 35 à 37.

¹⁵ Pièce [B-0547](#).

[33] De plus, considérant que les services d'approvisionnement ne sont pas des services exclusifs, Énergir maintient les tarifs les plus près possible du prix du marché, donc les tarifs sont égaux aux coûts moyens. Dans ce contexte, elle considère que les critères d'ajout de clients au réseau ne devraient concerner que le service de distribution.

3.2.2 FOURNITURE

[34] Énergir soumet qu'elle transige régulièrement la molécule de gaz naturel sur un marché qui est concurrentiel et liquide. Les achats qu'elle effectue portent sur une période donnée ne dépassant pas un an. Ainsi, Énergir achète chaque année l'ensemble des approvisionnements en fourniture nécessaires pour desservir sa clientèle en gaz de réseau.

[35] La structure d'approvisionnement est donc caractérisée par une importante flexibilité qui lui permet de s'adapter en cours d'année en fonction de l'évolution des clients et de leur demande. Énergir indique qu'elle ne dispose pas de pouvoir d'achat significatif sur le marché et que la variation de sa demande n'a pas d'impact sur le prix du marché ni sur le prix qu'elle paie pour ses achats en fourniture.

[36] Dans ce contexte, Énergir conclut que l'augmentation marginale des besoins d'approvisionnement due à l'arrivée d'un ou de plusieurs nouveaux clients n'est pas de nature à augmenter le coût moyen de la fourniture qu'elle contracte.

3.2.3 TRANSPORT ET ÉQUILIBRAGE

[37] Au niveau du transport, Énergir soumet que le processus de contractualisation de nouvelles capacités auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) permet l'ajout 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 règlementés de TCPL s'appliquent. Ces tarifs sont les mêmes qu'Énergir paie pour ses capacités déjà contractées.

[38] Énergir soumet également qu'elle renouvelle une partie de ses capacités d'entreposage hors franchise sur une base annuelle. Pour ce service, l'ajustement serait donc théoriquement seulement d'un an.

[39] Énergir indique qu'elle dispose, en général, d'un délai entre le moment où elle connaît la demande d'un futur client et celui où elle doit y répondre. Cette période d'ajustement lui permet de planifier l'intégration de cette nouvelle demande et de modifier son portefeuille en conséquence et ainsi réduire les écarts entre les coûts marginaux et les coûts moyens d'approvisionnement.

[40] Ainsi, selon Énergir, s'il y a un écart entre le coût marginal et le coût moyen des services de transport et d'équilibrage, il ne durera qu'entre un et trois ans.

[41] Par ailleurs, Énergir fait valoir qu'elle dispose d'une multitude d'outils gaziers pour optimiser son plan d'approvisionnement. Ainsi, le coût d'un plan d'approvisionnement marginal dépend grandement du contexte en vigueur au moment de l'exercice, ce qui rendrait les résultats de l'analyse de rentabilité beaucoup moins stables que ceux de l'étude de rentabilité en distribution.

[42] Dans ce contexte, Énergir considère que la quantification des coûts marginaux des services de transport et d'équilibrage pour les premières années est imprévisible et que l'inclusion de ces coûts pourrait potentiellement entraîner de l'iniquité entre les multiples clients sujets à l'évaluation de la rentabilité. Cette imprévisibilité pourrait également provoquer un biais dans sa décision d'accepter ou non un nouveau client puisque l'évaluation des coûts marginaux pourrait changer, par exemple, entre la date du calcul des coûts marginaux et la date de branchement du client.

[43] Enfin, Énergir mentionne que la Méthodologie est utilisée pour évaluer la rentabilité de quelques milliers de nouveaux clients potentiels annuellement. Elle est d'avis que cette méthode doit être simple d'utilisation et ne peut être une étude au cas par cas. De plus, cette Méthodologie doit présenter une certaine stabilité au niveau de l'évaluation des coûts dans le temps afin de permettre une prise de décision efficace et cohérente.

3.2.4 IMPACT DE L'AJOUT DE CLIENTS SUR LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT

[44] Malgré sa conclusion selon laquelle les coûts marginaux d'approvisionnement sont égaux aux coûts moyens, Énergir a tenté d'évaluer, sur une période d'un à trois ans, l'impact de l'ajout d'un client ou d'un projet sur le plan d'approvisionnement.

[45] Pour les fins de cette évaluation, Énergir a ajouté la demande de ce client ou de ce projet à celle prévue au plan d'approvisionnement 2020-2021 déposé dans le dossier R-4119-2020 et a procédé à une nouvelle évaluation des coûts en ajustant les outils requis pour y répondre. Énergir précise que cette méthode requiert une quantité de travail considérable et qu'il ne serait donc pas possible de l'appliquer aux milliers d'ajouts annuels de clients ou de projets.

[46] Les tests effectués ont pris en compte des clients avec des volumes de consommation et des profils différents (stable et interruptible) sur la période durant laquelle il pourrait y avoir un écart entre le coût moyen et le coût marginal, soit pour une période de trois ans.

[47] À la suite des résultats obtenus, Énergir a constaté que le coût moyen d'approvisionnement total diminuait pour chacune des versions du plan d'approvisionnement où des clients étaient ajoutés, en fonction des outils disponibles sur le marché au moment de l'évaluation. Ceci signifie qu'à court terme, le coût marginal d'approvisionnement lié à l'ajout de projets ou de clients est plus faible que le coût moyen.

[48] Considérant que les résultats sont notamment tributaires des variations des prix du marché et du moment choisi pour prévoir la consommation de la clientèle actuelle, Énergir soumet que la résultante de l'analyse aurait pu démontrer l'effet inverse, c'est-à-dire que le coût marginal d'approvisionnement à court terme lié à l'ajout de projets ou clients soit plus élevé que le coût moyen.

[49] Selon Énergir, le critère de stabilité temporelle doit être respecté afin d'assurer l'équité de la clientèle dans l'évaluation de projets d'investissement. Or, elle est d'avis que les coûts d'approvisionnement ainsi que le marché dans lequel elle évolue ne lui permettent pas de satisfaire à ce critère de stabilité et rendent le choix d'une méthodologie juste et équitable extrêmement difficile, voire impossible, à déterminer.

[50] Énergir précise que 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 (CU) plutôt faible¹⁶.

¹⁶ Pièce [B-0722](#), p. 4 et 5, réponses aux questions 1.1 et 1.2.

[51] Dans ces circonstances, malgré les limites reliées à la complexité et la volatilité dans les résultats, 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 m³/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 CST) et un CU prévu en deçà de 50 %.

3.3 POSITION DES INTERVENANTS

[52] Bien que, selon la FCEI, l'équivalence entre le coût marginal et le coût moyen soit discutable pour les services d'approvisionnement, elle n'entend pas la remettre en cause dans le cadre du présent dossier.

[53] En ce qui a trait aux services de fourniture et de transport, la FCEI partage l'évaluation d'Énergir selon laquelle les tarifs sont égaux aux coûts moyens.

[54] Cependant, pour le service d'équilibrage, l'intervenante est d'avis que la prémisse selon laquelle le tarif d'équilibrage équivaut au coût moyen d'équilibrage est erronée pour les clients de moins de 75 000 m³. Pour ces clients, le CU qui peut de façon réaliste être anticipé ne correspond pas à celui utilisé pour établir le tarif d'équilibrage dans le cadre de l'analyse de rentabilité.

[55] La FCEI conclut que les revenus marginaux d'équilibrage ne sont pas toujours équivalents aux coûts moyens d'équilibrage ni à court, ni à moyen, ni à long terme. Selon l'intervenante, l'ajout de clients de moins de 75 000 m³ avec des CU plus faibles que le CU moyen de ce groupe induit un impact à la hausse sur les tarifs d'équilibrage de la clientèle existante.

[56] Par conséquent, la FCEI est d'avis que l'intégration du service d'équilibrage aux analyses de rentabilité devrait être considérée¹⁷.

[57] Pour le ROEE, aux fins de la simulation de l'impact d'un nouveau client ou projet sur le plan d'approvisionnement, il apparaît nécessaire de prendre des hypothèses de plus de 5 ans ou 10 ans pour déterminer le coût marginal. Cela permet de prendre en compte un facteur de risque de baisse de consommation plus réaliste considérant que la Régie retient un amortissement de 40 ans pour les extensions de réseau.

[58] Par ailleurs, l'intervenant convient que la simulation sur le plan d'approvisionnement n'est pas indispensable pour l'ensemble des nouveaux clients. Cependant, il pourrait être opportun d'y avoir recours pour les projets où la consommation quotidienne de pointe prévue est d'au moins 300 000 m³/jour, combiné à un CU prévu inférieur à 50 %. À cet égard, le ROEE soumet que la complexité alléguée par le Distributeur ainsi que la quantité de travail considérable ne devrait pas être un obstacle à une bonne gestion règlementaire¹⁸.

3.4 RÉPONSE D'ÉNERGIR

[59] En réponse aux commentaires de la FCEI, Énergir souligne que la Méthodologie ne s'appuie pas sur les coûts ayant déterminé le tarif utilisé, mais plutôt sur les coûts marginaux de long terme. Ainsi, l'écart entre les revenus et les coûts d'un service pour un client donné n'a pas d'incidence sur la rentabilité. De plus, l'intégration du service d'équilibrage aux analyses de rentabilité ne viendrait pas répondre à l'enjeu soulevé par l'intervenante en matière d'interfinancement allégué à l'équilibrage.

[60] Par ailleurs, Énergir rappelle que la phase 4 du présent dossier sera consacrée, en partie, à la question du seuil d'accessibilité au prix individualisé à l'équilibrage, qui est actuellement de 75 000 m³ annuellement.

[61] En ce qui a trait aux commentaires du ROEE, Énergir précise que, dans tous les cas, elle suppose la présence du client sur la durée de l'analyse et celle-ci n'est pas basée sur

¹⁷ Pièce [C-FCEI-0304](#), p. 2 à 4.

¹⁸ Pièce [C-ROEE-0217](#), p. 4 à 6.

des données réelles. De plus, Énergir se questionne quant au caractère relativement arbitraire des périodes de 5 et 10 ans suggérées par le ROEE.

[62] Enfin, Énergir souligne qu'elle ne propose pas de déposer, en soutien à la demande d'autorisation, la simulation de l'impact sur le plan d'approvisionnement dans l'éventualité d'un raccordement d'un client de plus grande envergure nécessitant des outils d'approvisionnement importants ayant un impact potentiel sur le coût moyen, et ce, peu importe les critères applicables.

3.5 RÉPLIQUE DES INTERVENANTS

[63] Selon la FCEI, Énergir déforme sa position. L'intervenante soumet que pour le service d'équilibrage, elle ne fait que mentionner la réalité de l'interfinancement sans en faire un enjeu. De plus, elle ne remet pas en question l'utilisation du coût moyen d'équilibrage pour l'ensemble des analyses de rentabilité. Le calcul des revenus d'équilibrage ne consiste qu'en la multiplication des volumes prévus par le tarif d'équilibrage.

3.6 OPINION DE LA RÉGIE

[64] Dans le cadre de son examen de la phase 3 du présent dossier, à la suite des réponses d'Énergir à ses DDR, la Régie concluait que les coûts et revenus marginaux des services d'approvisionnement devaient être pris en compte dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement. Conséquemment, elle différerait à la présente phase du dossier l'examen de leur quantification ainsi que de la façon d'en tenir compte.

[65] Or, à la suite de l'examen de la preuve complémentaire déposée au présent dossier, la Régie conclut que la Méthodologie ne doit considérer que le service de distribution, comme c'est le cas actuellement.

[66] En ce qui a trait à la quantification des coûts marginaux d'approvisionnement, la Régie est satisfaite de la preuve qui démontre qu'ils sont généralement égaux aux coûts moyens.

[67] Certes, comme le démontrent les résultats des simulations sur le plan d'approvisionnement, il est possible que les coûts marginaux de court terme soient différents des coûts moyens. À cet égard, considérant le contexte de marché de l'approvisionnement gazier, la Régie partage la position d'Énergir selon laquelle s'il y a un écart entre le coût marginal et le coût moyen, celui-ci ne durera qu'entre un et trois ans.

[68] De plus, considérant la complexité et le travail requis pour simuler l'impact sur le plan d'approvisionnement ainsi que l'imprévisibilité au niveau de l'évaluation des coûts dans le temps, la Régie estime qu'il est raisonnable de retenir que les coûts marginaux sont égaux aux coûts moyens.

[69] En ce qui a trait aux revenus marginaux, considérant que les services d'approvisionnement ne sont pas des services exclusifs, la Régie retient que les tarifs sont maintenus le plus près possible du marché. Ainsi, les tarifs sont égaux aux coûts moyens.

[70] À cet égard, bien qu'il soit possible que pour certains clients, les revenus d'équilibrage soient différents des coûts moyens d'équilibrage, la FCEI n'a pas convaincu la Régie que l'impact sur la rentabilité d'un projet d'investissement sur la période d'analyse nécessite d'inclure le service d'équilibrage dans l'évaluation.

[71] Dans ce contexte, considérant que les coûts marginaux d'approvisionnement sont égaux aux revenus marginaux d'approvisionnement et que l'impact sur la rentabilité est nul, la Régie n'exige plus leur inclusion dans la Méthodologie.

[72] En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2018-080 et s'en déclare partiellement satisfaite.

Impacts sur les coûts de transport d'une demande significative d'un client

[73] La Régie a demandé à Énergir¹⁹ s'il lui était possible de 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 dans l'éventualité qu'un projet de raccordement d'un client demande une capacité importante pour le service de transport.

¹⁹ Pièce [B-0722](#), p. 6.

[74] Selon Énergir, cette analyse de sensibilité des risques de coûts échoués en transport serait séparée et indépendante de l'analyse prévue à la Méthodologie. Énergir souligne qu'une telle analyse pourrait être déposée 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 m³/jour et un CU prévu de moins de 50 %.

[75] La Régie est d'avis que ce type de demande par un client est plutôt exceptionnelle. Toutefois, elle demeure préoccupée par la possibilité de coûts échoués de transport et l'évaluation des choix possibles dans la gestion des contrats de transport afin de mitiger les impacts sur la clientèle dans l'éventualité d'un raccordement d'un client de plus grande envergure nécessitant des outils d'approvisionnement importants ayant un impact potentiel sur le coût moyen.

[76] En conséquence, pour tout projet d'investissement relatif à une demande d'un client ayant une consommation quotidienne de pointe prévue d'au moins 300 000 m³/jour et un CU prévu de moins de 50 %, la Régie ordonne à Énergir de déposer, en soutien à sa demande d'autorisation du projet selon l'article 73 de la Loi et du Règlement, une analyse de sensibilité des risques de coûts échoués en transport et une évaluation des choix possibles dans la gestion des contrats de transport afin de mitiger les impacts sur la clientèle.

4. ENTRÉE EN VIGUEUR DES MODIFICATIONS AUX CST RELATIVES AUX OMA

4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[77] Dans sa décision D-2022-084²⁰, la Régie approuvait l'abolition des OMA en transport actuellement en vigueur ainsi que la mise en place d'une nouvelle OMA à la fois en transport et en équilibrage. Dans sa décision D-2022-101²¹, en fonction de l'échéancier des travaux estimé par Énergir, la Régie fixait l'entrée en vigueur des modifications aux CST relatives aux OMA au 1^{er} octobre 2023.

²⁰ Décision [D-2022-084](#), sections 7.2 et 7.3, p. 49 et 50.

²¹ Décision [D-2022-101](#), p. 7, par. 19 (rectifiée par la décision [D-2022-128](#), p. 13, par. 38).

[78] Cependant, à la suite d'une analyse des efforts de développement requis pour l'implantation de l'ensemble des modifications aux CST, Énergir soumet qu'une entrée en vigueur des nouvelles règles d'OMA devant être effectives pour les tarifs 2023-2024 pourrait s'avérer difficile dans un contexte où les ressources sont limitées.

[79] De plus, si l'OMA en approvisionnement approuvée était mise en place au 1^{er} octobre 2023, comme prévu initialement, des clients au tarif D₅ pourraient y être assujettis alors qu'elle a été conçue pour être appliquée dans un contexte où ce tarif était aboli.

[80] Par ailleurs, des analyses supplémentaires au sujet de l'OMA approuvée ont permis d'identifier qu'une erreur s'était glissée dans certains calculs effectués aux fins de réponses aux DDR de l'ACIG et de la Régie. Ainsi, contrairement à ce qui était mentionné dans les réponses aux DDR, si l'OMA avait été appliquée lors des années 2016-2017 à 2020-2021, des clients auraient potentiellement eu à s'acquitter d'un montant déficitaire lors de certaines années.

[81] De façon plus concrète, Énergir explique que selon les modalités actuelles de l'offre interruptible, les clients au tarif D₅ se voient facturer un prix d'équilibrage plus faible en raison des jours d'interruption. Or, selon les nouvelles modalités de l'OMA, un prix d'équilibrage plus faible augmente les probabilités pour un client d'avoir à s'acquitter d'une OMA ou en augmente le montant déficitaire. Ainsi, l'application d'une réduction découlant de l'offre interruptible actuelle serait pénalisée par l'application simultanée de la nouvelle OMA approuvée²².

[82] Devant ces constats, Énergir considère qu'il y a lieu de reporter l'application de l'OMA approuvée. Elle souhaite poursuivre les analyses de façon à fournir à la Régie toutes les informations adéquates et proposer des amendements, si cela s'avérait nécessaire.

[83] Énergir demande également à la Régie de maintenir, dans l'intervalle, les modalités actuelles des OMA en transport, telles que définies à l'article 12.1.3 des CST²³. Selon Énergir, bien qu'imparfaites, ces modalités sont en place depuis plusieurs années et leur maintien temporaire est souhaitable afin d'éviter un hiatus tarifaire.

²² Pièce [B-0730](#), p. 5, référant aux pièces [B-0697](#), p. 2, réponse à la question 1.3 et [B-0705](#), p. 4 et 5, réponse à la question 1.3.

²³ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur le 1^{er} décembre 2022, amendé le 7 décembre 2022, p. 48.

[84] Enfin, Énergir précise que sa demande est circonscrite aux seuls éléments suivants :

- Chapitre 1 : définition de l'OMA à l'article 1.3;
- Chapitre 12 : suppression de l'article 12.1.3 et renumérotation des articles suivants;
- Chapitre 13 : articles 13.1.5 et 13.1.6²⁴.

[85] Par ailleurs, Énergir soumet que l'enjeu de l'application de l'OMA à des clients au tarif D₅ pourrait être résolu via l'ajout d'une modalité relative à la détermination du montant déficitaire dans le texte des CST pour ces clients. Ainsi, il serait possible d'implanter l'OMA avant l'abolition du tarif D₅²⁵.

[86] À cet égard, Énergir prévoit déposer les conclusions des analyses ainsi qu'une demande réamendée au cours de l'été 2023. Le cas échéant, les modalités tarifaires approuvées par la Régie pourraient alors entrer en vigueur le 1^{er} octobre 2024.

[87] Énergir ajoute ne pas s'opposer au report du sujet à une date à être déterminée en phase 4 du présent dossier. Si la Régie privilégiait cet échéancier, Énergir déposerait alors ses analyses et ses conclusions recherchées au moment jugé opportun par la Régie.

4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[88] L'ACIG est satisfaite de la démarche d'Énergir qui va dans l'intérêt de ses membres, soit les grands clients. L'intervenante tient à rappeler qu'au moment de l'étude des modifications aux CST relatives à l'OMA, elle avait recommandé qu'une autre formule soit examinée en phase 4 du présent dossier. Ainsi, il serait pertinent de reporter l'étude de l'OMA à la phase 4 du présent dossier. Selon elle, ce report donnerait le temps nécessaire à Énergir d'affiner ses analyses et lui permettrait de les mettre en adéquation avec les modifications à venir pour les tarifs de distribution, incluant le devenir du tarif interruptible.

²⁴ Pièce [B-0696](#), p. 60 et 61.

²⁵ Pièce [B-0733](#), p. 2, réponse à la question 1.2.

[89] Par ailleurs, si la Régie acceptait la proposition d'Énergir de déposer les conclusions de ses analyses à l'été 2023, l'ACIG est d'avis que l'étude de ces analyses supplémentaires devrait se faire en audience publique.

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[90] Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie reporte, à une date à être déterminée ultérieurement, l'entrée en vigueur des modifications relatives aux OMA présentées au paragraphe 84 de la présente décision. Dans l'intervalle, la Régie maintient les CST actuelles pour l'OMA en transport.

[91] La Régie retient qu'il serait possible de résoudre l'enjeu de l'application de la nouvelle OMA à des clients au tarif D₅ avant de poursuivre, en phase 4 du présent dossier, l'examen de la proposition d'Énergir d'abolir le tarif D₅. Elle retient également qu'Énergir prévoit finaliser ses analyses au cours des prochains mois et qu'une demande réamendée pourrait être déposée au cours de l'été 2023. Le cas échéant, les modalités tarifaires qui seraient approuvées par la Régie pourraient alors entrer en vigueur le 1^{er} octobre 2024.

[92] Dans ce contexte et afin d'éviter l'ajout d'un sujet d'examen en phase 4 du présent dossier, la Régie demande à Énergir de déposer ses analyses supplémentaires dès qu'elles seront finalisées, au plus tard le 22 septembre 2023 à 12h. Le mode procédural pour leur examen sera déterminé à la suite du dépôt des analyses complémentaires et de la demande réamendée.

[93] À cet égard, la Régie juge important de préciser qu'elle ne prévoit pas examiner à nouveau les modalités de la nouvelle OMA approuvées par sa décision D-2022-084. L'examen à venir ne portera que sur la mesure transitoire pour le montant déficitaire.

5. DEMANDE DE PAIEMENT DE FRAIS DES INTERVENANTS

Cadre juridique

[94] En vertu de l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner au Distributeur de payer des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[95] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*²⁶ (le Règlement) et le *Guide de paiement des frais 2020*²⁷ (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[96] L'article 42 du Règlement prévoit qu'un participant, autre que le transporteur d'électricité ou un distributeur, peut déposer à la Régie une demande de paiement de frais.

[97] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 11 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 12 du Guide. Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

Frais réclamés, admissibles et octroyés

[98] Les frais réclamés par la FCEI, le ROEE et SÉ-AQLPA pour leur participation à l'examen du suivi de la décision D-2018-080 portant sur les coûts marginaux d'approvisionnement s'élèvent respectivement à 8 868,30 \$, 7 065,99 \$ et 5 826,47 \$.

[99] SÉ-AQLPA précise que sa demande de paiement de frais couvre uniquement la prise de connaissance de la preuve, la préparation de ses conclusions recherchées ainsi que la préparation de ses DDR. La demande de paiement de frais n'inclut pas de temps pour la préparation de son mémoire, vu son rejet par la Régie, ce qui a mis fin à son intervention²⁸.

²⁶ [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

²⁷ [Guide de paiement des frais 2020.](#)

²⁸ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0116.](#)

[100] Énergir demande à la Régie de limiter les frais de la FCEI au montant de l'enveloppe globale maximale fixé par la décision D-2022-128, qui est de 8 000 \$ pour cet intervenant.

[101] La Régie juge que la participation de la FCEI a été utile à ses délibérations. **Cependant, considérant l'absence de justification pour le dépassement de l'enveloppe maximale autorisée, la Régie lui octroie le montant admissible, soit la somme de 8 000 \$.**

[102] La Régie juge que la participation du ROEÉ a été utile à ses délibérations. **Considérant que les frais réclamés sont également admissibles, la Régie lui octroie le montant réclamé, soit la somme de 7 065,99 \$.**

[103] La Régie note que la demande de paiement de frais de SÉ-AQLPA n'inclut pas de temps pour la préparation de son mémoire, qui a été rejeté en raison de son dépôt tardif non justifié en temps opportun. **Dans ce contexte, considérant que les frais réclamés sont admissibles et raisonnables, la Régie lui octroie le montant réclamé, soit la somme de 5 826,47 \$.**

[104] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

PREND ACTE du suivi de la décision D-2018-080 et s'en déclare partiellement satisfaite;

REPORTE l'entrée en vigueur des modifications aux CST relatives à l'OMA approuvées dans la décision D-2022-084 et présentées au paragraphe 84 de la présente décision;

OCTROIE un montant de 8 000 \$ à la FCEI, de 7 065,99 \$ au ROEÉ et de 5 826,47 \$ à SÉ-AQLPA pour le paiement de leurs frais de participation ;

ORDONNE à Énergir de payer à la FCEI, au ROEÉ et à SÉ-AQLPA, dans un délai de 30 jours, les frais octroyés par la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus à la présente décision.

Françoise Gagnon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

François Émond
Régisseur