

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-160	R-4076-2018	27 novembre 2019
Phase 2		

PRÉSENTS :

Simon Turmel
Françoise Gagnon
François Émond
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale sur la prolongation et les caractéristiques de contrats de transport, l'approbation des tarifs et du texte des *Conditions de service et Tarif* et décision sur les frais des intervenants

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 2019

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Hugo Sigouin-Plasse, Vincent Locas et Philip Thibodeau.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^e Nicolas Dubé;

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

représentée par M^{es} Jean-Philippe Therriault et André Turmel;

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

représenté par M^e Prunelle Thibault Bédard;

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 municipalités du Québec (UMQ)
représentée par M^e Jean-Philippe Fortin.**

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	6
2.	PROLONGATION DE CONTRATS SUR LE MARCHÉ PRIMAIRE AVEC TCPL ET SUR LE MARCHÉ SECONDAIRE AVEC UNE TIERCE PARTIE	8
2.1	DEMANDE D'ÉNERGIR	8
2.2	OPINION DE LA RÉGIE	10
3.	CARACTÉRISTIQUES DU CONTRAT DE TRANSPORT AVEC TCPL DÉCOULANT DU NCOS 2022	10
3.1	DEMANDE D'ÉNERGIR	10
3.2	OPINION DE LA RÉGIE	15
4.	INVESTISSEMENTS ET ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION	15
4.1	PROJETS D'INVESTISSEMENTS DE MOINS DE 4,0 M\$	15
4.2	ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION	16
4.3	OPINION DE LA RÉGIE	16
5.	MISE À JOUR DES INFORMATIONS RELATIVES À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS FINAUX DE L'ANNÉE 2019-2020	17
5.1	BASE DE TARIFICATION	17
5.2	REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE	18
5.3	TRAITEMENT COMPTABLE DE L'IMPACT DE LA BAISSSE DE LA BONIFICATION RELATIVE AUX TRANSACTIONS D'OPTIMISATION RÉALISÉES AU COURS DE L'EXERCICE 2018	19
5.4	OPINION DE LA RÉGIE	20
6.	TRAITEMENT CONFIDENTIEL	21
7.	TEXTE DES <i>CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF</i>	22
8.	FRAIS DES INTERVENANTS	22
	DISPOSITIF	25

1. INTRODUCTION

[1] Le 10 décembre 2018, Énergir, s.e.c (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation de son plan d'approvisionnement 2020-2023 (le Plan d'approvisionnement) et de modification de ses *Conditions de service et Tarif* à compter du 1^{er} octobre 2019. Cette demande est réamendée à quelques reprises, la dernière étant la 10^e demande réamendée déposée le 20 novembre 2019¹ (la Demande). La Demande est présentée en vertu des articles 31 (1^o), (2^o) et (2.1^o), 32, 34 (2^o), 48, 49, 52, 72 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi).

[2] Le 8 mars 2019, la Régie rend sa décision D-2019-028 sur le fond portant sur la demande d'Énergir déposée en phase 1³.

[3] Les 5 avril et 10 mai 2019, la Régie rend ses décisions procédurales D-2019-044 et D-2019-057⁴ relatives à la phase 2. Elle se prononce également sur les demandes de paiement de frais des intervenants pour leur participation à la phase 1.

[4] Les 12 avril et 15 mai 2019, OC et l'ACEFQ cessent leur participation à la phase 2 du présent dossier.

[5] Le 23 août 2019, la Régie crée une phase 3 et y reporte l'examen des pièces B-0206, B-0209 et B-0225 portant sur la répartition des coûts de l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) entre les activités réglementées et non réglementées⁵.

[6] Du 26 au 30 août 2019, la Régie tient une audience sur les sujets retenus de la phase 2.

[7] Le 18 septembre 2019, la Régie rend sa décision D-2019-115 portant sur la méthode allégée de traitement des demandes d'investissement à des fins d'injection et la reconduction provisoire des tarifs à compter du 1^{er} octobre 2019⁶.

¹ Pièce [B-0324](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ Décision [D-2019-028](#).

⁴ Décisions [D-2019-044](#) et [D-2019-057](#).

⁵ Pièce [A-0048](#).

⁶ Décision [D-2019-115](#).

[8] Entre les 18 septembre et 4 octobre 2019, les intervenants déposent leur demande de paiement de frais pour leur participation aux travaux de la phase 2.

[9] Le 9 octobre 2019, Énergir dépose ses commentaires sur les demandes de paiement de frais déposées par les intervenants. Le jour suivant, l'ACIG dépose sa réponse aux commentaires d'Énergir.

[10] Le 28 octobre 2019, la Régie autorise la mise à jour du tarif de réception applicable à la Ville de Saint-Hyacinthe à compter du 1^{er} novembre 2019⁷.

[11] Le 7 novembre 2019, la Régie rend sa décision D-2019-141⁸ relative à la phase 2, à l'exception des conclusions recherchées relatives aux caractéristiques du contrat découlant de la soumission déposée par Énergir auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL), dans le cadre du New Capacity Open Season (NCOS) 2022.

[12] Le 20 novembre 2019, en suivi de la décision D-2019-141, Énergir dépose sa Demande portant sur la mise à jour des informations relatives au revenu requis, aux projets d'investissements inférieurs au seuil prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁹ (le Règlement) et à la base de tarification, ainsi qu'à l'ajustement tarifaire pour l'établissement des tarifs finaux de l'année 2019-2020. Elle dépose également les textes révisés des *Conditions de service et Tarif*¹⁰.

[13] Le 22 novembre 2019, Énergir ajoute un élément ayant été omis dans le cadre de la mise à jour des informations relatives au revenu requis et propose un traitement comptable pour pallier cette omission¹¹.

[14] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les conclusions recherchées dans la Demande en ce qui a trait à la prolongation des contrats sur le marché primaire avec TCPL et sur le marché secondaire avec une tierce partie, les caractéristiques du contrat découlant de la soumission pour les capacités de transport déposée auprès de TCPL dans le cadre du NCOS 2022, les suivis de la décision D-2019-141, les tarifs finaux de

⁷ Pièce [A-0077](#).

⁸ Décision [D-2019-141](#).

⁹ [RLRQ c. R-6.01, r. 2](#).

¹⁰ Pièces [B-0324](#), [B-0331](#) et [B-0332](#).

¹¹ Pièce [B-0334](#).

l'année 2019-2020 et le texte des *Conditions de service et Tarif*. Elle se prononce également sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

2. PROLONGATION DE CONTRATS SUR LE MARCHÉ PRIMAIRE AVEC TCPL ET SUR LE MARCHÉ SECONDAIRE AVEC UNE TIERCE PARTIE

2.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[15] Énergir indique que TCPL a initié, le 29 avril 2019, une procédure de « *Term up* » exigeant des expéditeurs qu'ils prolongent certains contrats de transport existants ayant une date de fin inférieure à cinq ans après le 1^{er} novembre 2022, à défaut de quoi ils ne pourront pas être renouvelés à leur échéance (Procédure de prolongation).

[16] Le tableau suivant présente sept contrats avec TCPL et un contrat avec une tierce partie qu'Énergir détient et qui sont visés par la Procédure de prolongation :

TABLEAU 1
CONTRATS DE TRANSPORTS VISÉS PAR LA PROCÉDURE DE PROLONGATION

Contrat de transport visé par la procédure de <i>Term up</i>	Capacité (10 ³ m ³ /jour)	Date d'échéance actuelle	Date d'échéance requis
Transport FTSH Dawn-EDA	1 320	2024-10-31	2026-10-31
	872	2024-10-31	2026-10-31
Transport STS-Pkwy/GMI	3 313	2024-10-31	2026-10-31
	676	2024-10-31	2026-10-31
	1 188	2024-10-31	2026-10-31
	528	2024-10-31	2026-10-31
Transport FTSH Parkway-EDA	1 715	2024-10-31	2026-10-31
Marché Secondaire - Dawn/EDA	2 164	2024-10-31	2026-10-31

Source : Pièce [B-0214](#), p. 4. Les acronymes sont définis en note de bas de page¹².

¹² FTSH : Firm Transportation Short Haul; EDA : Eastern Delivery Area; STS : Storage Transportation Service; Pkwy : Parkway; GMI : ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et ceux des transporteurs situés dans une zone de livraison.

[17] Pour le contrat d'échange avec une tierce partie, bien qu'Énergir ne détienne pas directement le contrat de transport lui permettant de recevoir le volume de 82 000 GJ/jour ($2\,164\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$) sur le tronçon Dawn/Énergir-EDA, elle soumet qu'il fait aussi l'objet de la Procédure de prolongation.

[18] Énergir explique que cette Procédure de prolongation résulte du fait que ces contrats de transport peuvent affecter la calibration des nouvelles infrastructures de TCPL nécessaires afin d'offrir plus de capacité de transport à la suite de deux NCOS, tenus en septembre et novembre 2018.

[19] Énergir dépose également ses analyses au soutien de son choix de prolonger l'entièreté de ses contrats sur le marché primaire avec TCPL visés par la Procédure de prolongation ainsi que le contrat d'échange de 82 000 GJ/jour ($2\,164\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$) avec la tierce partie.

[20] À cet égard, le Distributeur présente la prévision de la demande en journée de pointe pour les hivers 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026 déterminée en utilisant la même méthodologie que celle prévue au Plan d'approvisionnement pour évaluer les besoins en journée de pointe et ceux de la marge excédentaire. Pour ces trois hivers, Énergir prévoit des déficits d'approvisionnement même si elle prolongeait entièrement les contrats de transport¹³.

[21] En ce qui a trait au contrat d'échange permettant de recevoir 82 000 GJ/jour sur le tronçon Dawn/Énergir-EDA, Énergir mentionne avoir échangé avec la tierce partie afin de déterminer les options disponibles. Compte tenu du manque de transparence et de profondeur dans le marché de Niagara et du risque financier associé aux transactions à ce point, le Distributeur et la tierce partie ont conclu qu'il était préférable de conserver la structure de prix actuelle. Énergir fait valoir que cette structure de prix, en plus de limiter les risques de surcoûts importants et de volatilité dans le prix du gaz de réseau, lui accorde une flexibilité opérationnelle supplémentaire à un prix inférieur au marché primaire.

[22] Enfin, selon Énergir, aucun expéditeur ne dispose de capacités de transport significatives vers Énergir-EDA qui permettraient d'envisager une transaction sur le marché secondaire pour éviter de prolonger les capacités sujettes à la Procédure de prolongation.

¹³ Pièce [B-0214](#), p. 5 et 6.

2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[23] En ce qui a trait à la prolongation des contrats présentés au tableau 1 de la présente décision, la Régie note qu'Énergir a effectué les mêmes analyses que celles présentées au dossier tarifaire 2018-2019.

[24] Dans sa décision D-2018-182 rendue dans ce dossier, la Régie prenait acte du suivi déposé par Énergir et s'en déclarait satisfaite¹⁴.

[25] La Régie prend acte de la décision d'Énergir de prolonger les contrats sur le marché primaire avec TCPL et le contrat d'échange de 82 000 GJ/jour avec une tierce partie, visés par la Procédure de prolongation.

[26] Par ailleurs, dans sa décision D-2012-175¹⁵, la Régie demandait à Énergir de déposer, dans le cadre des rapports annuels pour les années 2013 à 2023, un rapport de suivi pour la transaction d'échange de 82 000 GJ/jour avec la tierce partie. Considérant la prolongation de ce contrat d'échange, **la Régie demande à Énergir de poursuivre le dépôt de ce suivi jusqu'au terme du contrat.**

3. CARACTÉRISTIQUES DU CONTRAT DE TRANSPORT AVEC TCPL DÉCOULANT DU NCOS 2022

3.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[27] Le Distributeur indique que TCPL a lancé un appel d'offres pour une nouvelle capacité de transport FTSH dans le cadre du NCOS 2022. Cet appel d'offres exigeait que les soumissionnaires déposent leur demande au plus tard le 14 novembre 2018.

¹⁴ Dossier R-4018-2017, décision [D-2018-182](#), p. 7, par. 15.

¹⁵ Dossier R-3809-2012, décision [D-2012-175](#), p. 36, par. 142, réitérée au dossier R-3951-2015, décision [D-2016-111](#), p. 29, par. 76.

[28] En fonction de ses analyses, Énergir mentionne avoir identifié un besoin en capacités additionnelles d'environ $602 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ ($22 \text{ } 817 \text{ GJ/jour}$) à compter du 1^{er} novembre 2022 et a donc soumissionné pour cette capacité auprès de TCPL.

[29] Énergir explique que des analyses subséquentes au dépôt de la soumission ont révélé que ce besoin de capacités additionnelles était erroné. La quantité soumissionnée incluait un besoin de pointe pour les clients en volet C alors qu'aucune demande interruptible ne doit être incluse dans la demande de pointe¹⁶.

[30] Toutefois, considérant l'approche de la finalisation de la prévision de la demande pour l'horizon 2020-2023, Énergir a décidé de ne pas retirer sa soumission et d'éviter le paiement d'une somme de 50 000 \$¹⁷. Ce faisant, elle maintenait la possibilité de contracter des capacités additionnelles en transport de $602 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ advenant une prévision de la demande plus élevée que celle prévue à l'automne 2018 au moment du NCOS 2022.

[31] En effet, Énergir mentionne avoir mis à jour ses besoins en outils d'approvisionnement en février 2019 en tenant compte de la nouvelle prévision de la demande, soit celle présentée au Plan d'approvisionnement, incluant le besoin de capacités de transport associé à la marge excédentaire. À l'horizon du Plan d'approvisionnement, le Distributeur présente les excédents et déficits en outils d'approvisionnement suivants¹⁸ :

¹⁶ Pièce [B-0242](#), p. 6, réponse à la question 1.5.

¹⁷ Pièce [B-0213](#), p. 3.

¹⁸ Pièce [B-0184](#), p. 75, tableau 27.

TABLEAU 2
EXCÉDENTS (DÉFICITS) EN OUTILS D'APPROVISIONNEMENT À L'HORIZON 2023

Cause tarifaire 2019-2020	Excédents (déficits) en outils d'approvisionnement (10 ³ m ³)			
Année 2019-2020	(21,1)			
Marge excédentaire de 660 10 ³ m ³ à compter de 2021	Sans marge	Avec marge		
Année 2020-2021	(92,4)	(752,2)		
Année 2021-2022	(108,2)	(768,0)		
Contrat NCOS à compter du 1 ^{er} nov. 2022 de 602 10 ³ m ³	Sans marge et sans NCOS	Avec Marge et sans NCOS	Avec marge et avec NCOS	Sans marge et avec NCOS
Année 2022-2023	(870,9)	(1 530,7)	(929,0)	(269,2)

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0184](#), p. 75, tableau 27. Initialement, le contrat découlant du NCOS 2022 devait débiter le 1^{er} novembre 2022. Cependant, la date de début de ce contrat est devancée au 1^{er} novembre 2021.

[32] Pour l'année 2022-2023, Énergir constate ainsi un déficit en outils d'approvisionnement de 1 530,8 10³m³/jour (57 993 GJ/jour), en tenant compte du besoin associé à la marge excédentaire de capacité de transport.

[33] Afin de confirmer la nécessité de contracter une capacité de transport dans le cadre du NCOS 2022 pour les années subséquentes à l'année 2022-2023, Énergir mentionne avoir repris les hypothèses sur la prévision de la demande qui avaient été présentées dans le document « *Échéance de l'obligation de conserver des capacités de transport LH et analyse des alternatives possibles* », déposé au dossier tarifaire 2018-2019¹⁹.

[34] Énergir a donc déterminé dans quelles circonstances, en tenant compte de l'échéance pour l'ensemble des outils d'approvisionnement qu'elle détient, elle n'aurait pas besoin de contracter une capacité de transport dans le cadre du NCOS 2022. Dans la situation où elle ne renouvellerait pas ses autres outils d'approvisionnement venant à échéance d'ici 2030, Énergir mentionne que les outils d'approvisionnement de long terme qui demeureraient disponibles en 2030 seraient de 23,9 10⁶m³/jour²⁰.

[35] Le Distributeur explique qu'une diminution de la demande de pointe en 2030 jusqu'à environ 23,9 10⁶m³/jour représenterait une perte de 33 % par rapport à la demande de pointe projetée pour 2019. Pour qu'une telle situation se présente, il soumet quatre

¹⁹ Dossier R-4018-2017 Phase 2, pièce [B-0289](#).

²⁰ Pièce [B-0213](#), p. 4 et 5.

conditions défavorables²¹. À cet égard, Énergir est d'avis qu'il est peu probable que l'ensemble de ces conditions se matérialisent et fassent en sorte que la demande de pointe en 2030 soit inférieure aux engagements d'approvisionnement de long terme, incluant la capacité de 602 10³m³/jour demandée dans le cadre du NCOS 2022.

[36] En ce qui a trait au déficit en outils d'approvisionnement de 1 531 10³m³/jour (58 TJ/jour) constaté pour l'année 2022-2023, Énergir privilégie une stratégie à deux volets pour y répondre. D'une part, elle contracterait des nouvelles capacités dès le 1^{er} novembre 2022 et, le cas échéant, elle s'ajusterait à la demande projetée à compter de 2024-2025 en ne renouvelant pas, au besoin, un ou des contrats de transport entre Dawn/Parkway et Énergir-EDA en fonction de la fluctuation de la pointe.

[37] Ainsi, Énergir s'assure de diminuer le déficit en outils d'approvisionnement pour les années 2022 et 2023 et de profiter d'une opportunité, à compter de 2024, de réduire le coût unitaire de ses contrats de transport en ne renouvelant pas, en tout ou en partie, des capacités de transport Dawn-EDA, qu'elle considère plus onéreuses que les capacités de transport Parkway et Énergir-EDA²².

[38] Pour les années subséquentes à 2023, et dans l'éventualité d'une baisse des besoins de pointe, Énergir mentionne qu'elle aura suffisamment de flexibilité contractuelle afin de retourner des capacités de transport, dès 2024. Elle indique également que dans l'éventualité où TCPL lancerait un nouvel appel d'offres, elle pourrait retourner prématurément d'autres capacités de transport si le transporteur effectuait un exercice de « *Turn back* ».

[39] En ce qui a trait à la période contractuelle, Énergir indique avoir soumissionné pour une durée de 19 ans plutôt que la durée minimale de 15 ans, afin de réduire le risque de ne pas se voir allouer les capacités demandées. Considérant que les capacités de transport offertes par TCPL vers Énergir-EDA et East Hereford étaient limitées à 792 10³m³/jour (30 000 GJ/jour) et que les soumissions sont concurrentes, TCPL accordera toujours les capacités selon l'offre qui génère le plus de revenus. Le Distributeur indique qu'en soumissionnant pour quatre années additionnelles, sa soumission serait considérée comme supérieure du point de vue économique pour TCPL,

²¹ Pièce [B-0213](#), p. 6.

²² Pièce [B-0242](#), p. 4, réponse à la question 1.3.

par rapport à une offre d'une durée de 15 ans d'un expéditeur ayant un point de livraison à East Hereford²³.

[40] En audience, Énergir confirme certaines caractéristiques du contrat qui découle de la soumission déposée dans le cadre du NCOS 2022, soit le point de réception Parkway et le point de livraison Énergir-EDA. Elle dépose également le « *Precedent agreement* », signé dans le cadre du NCOS 2022²⁴.

[41] Énergir mentionne qu'elle ne prévoit pas contracter de capacités de transport M12 afin d'acheminer le gaz naturel vers sa franchise à partir de Dawn, considérant la liquidité observée au point de réception Parkway. Cependant, elle surveille la situation afin de poser une action à cet égard, le cas échéant²⁵.

[42] En suivi de la décision D-2019-115²⁶, Énergir confirme les caractéristiques finales du contrat découlant de la soumission dans le cadre du NCOS 2022. Plus particulièrement, il entrera en vigueur à compter du 1^{er} novembre 2021 et non le 1^{er} novembre 2022, tel qu'annoncé initialement. Les autres caractéristiques demeurent inchangées. Les caractéristiques finales soumises pour approbation sont donc :

- type de contrat : Contrat d'achat de transport primaire auprès de TCPL;
- point de réception : Parkway;
- point de livraison : Énergir-EDA;
- volume quotidien : 22 817 GJ/jour (602 10³m³/jour);
- prix : tarif de TCPL en vigueur;
- date de début : 1^{er} novembre 2021;
- durée du contrat : 228 mois, soit 19 ans;
- date de fin : 31 octobre 2040²⁷.

²³ Pièces [B-0213](#), p. 9, et [A-0062](#), p. 196 à 198.

²⁴ Pièces [A-0062](#), p. 196, et [B-0302](#).

²⁵ Pièce [A-0062](#), p. 199 et 200.

²⁶ Décision [D-2019-115](#), p. 8, par. 22.

²⁷ Pièce [B-0321](#).

3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[43] La Régie note que, selon la prévision de la demande du Plan d'approvisionnement, en tenant compte du besoin de 660 10³m³/jour associé à la marge excédentaire, Énergir aura besoin d'outils d'approvisionnement de 768 10³m³/jour en 2021-2022 et de 1 531 10³m³/jour en 2022-2023 afin de satisfaire la demande de la journée de pointe. De plus, en excluant le besoin lié à la marge excédentaire pour l'année 2022-2023, le déficit en outils d'approvisionnement est établi à 871 10³m³/jour.

[44] **Considérant que le contrat découlant de la soumission pour les capacités de transport déposée auprès de TCPL dans le cadre du NCOS 2022 permet de répondre, en partie, aux besoins des années 2021-2022 et 2022-2023, la Régie en approuve les caractéristiques.**

[45] Dans sa décision D-2019-141²⁸, la Régie constate que la justesse de la prévision de la pointe diminue avec les années. Elle s'attend à ce qu'Énergir agisse avec prudence lorsqu'elle entend participer à un appel d'offres de long terme, considérant les montants engagés et l'impact possible sur la flexibilité contractuelle. Cette prudence doit s'exercer tant dans la négociation des modalités contractuelles que dans la détermination des besoins.

4. INVESTISSEMENTS ET ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

4.1 PROJETS D'INVESTISSEMENTS DE MOINS DE 4,0 M\$

[46] Énergir demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 4,0 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du Règlement.

[47] En suivi de la décision D-2019-141²⁹, Énergir révisé le montant global afin d'y inclure les projets d'investissements à des fins d'injection de gaz naturel renouvelable (GNR) dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$. Elle présente également les autres

²⁸ Décision [D-2019-141](#), p. 63, par. 276.

²⁹ Décision [D-2019-141](#), p. 99, par. 427 et 428.

informations requises à l'article 5 du Règlement. Entre autres, les projets d'investissements à des fins d'injection sont présentés dans la catégorie « Développement de réseau », sous la rubrique « Biométhane ».

[48] Au présent dossier, le montant global des investissements soumis pour autorisation est représenté par les additions à la base de tarification, pour lesquelles Énergir demande également une autorisation.

4.2 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[49] Énergir révisé le montant des additions à la base de tarification afin de tenir compte des projets d'investissements à des fins d'injection de GNR de moins de 4,0 M\$. Pour l'année 2019-2020, le montant total révisé passe de 239,9 M\$ à 249,6 M\$³⁰. En ce qui a trait aux projets d'investissements de moins de 4,0 M\$, le montant soumis pour autorisation passe de 192,7 M\$ à 202,4 M\$.

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[50] Dans la décision D-2019-141, la Régie approuvait, pour 2019-2020, un montant de 192,7 M\$ pour les additions à la base de tarification liées aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$, sous réserve de la mise à jour des informations au présent dossier.

[51] La Régie note que le montant des additions à la base de tarification pour les projets d'investissements à des fins d'injection totalise 9,8 M\$ au 30 septembre 2020.

[52] Elle juge satisfaisante l'information déposée en suivi de la décision D-2019-141.

[53] La Régie approuve donc un montant global de 202,4 M\$ pour les additions à la base de tarification relatives à des projets d'investissements inférieurs à 4,0 M\$ pour 2019-2020.

³⁰ Décision [D-2019-141](#), p. 102, tableau 13 et pièce [B-0328](#) (une version confidentielle est déposée comme pièce B-0329).

[54] **Conséquemment, la Régie autorise les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 4,0 M\$ au montant global de 202,4 M\$ pour 2019-2020.**

5. MISE À JOUR DES INFORMATIONS RELATIVES À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS FINAUX DE L'ANNÉE 2019-2020

[55] Énergir dépose la pièce B-0326³¹ portant sur la mise à jour des informations relatives au revenu requis et à l'ajustement tarifaire pour l'établissement des tarifs finaux de l'année 2019-2020. Cette mise à jour est présentée conformément à l'approche autorisée par la décision D-2018-011³².

[56] En réponse à une question de la Régie, Énergir constate que l'impact de la baisse de la bonification relative aux transactions d'optimisation réalisées au cours de l'exercice 2018 autorisée dans la décision D-2019-124³³ n'a pas été reflété dans la pièce B-0326, plus particulièrement au niveau des comptes de frais reportés (CFR) liés aux trop-perçu/manque à gagner (TP/MAG) de l'année 2018.

[57] Considérant ce qui précède, Énergir propose, à la section 5.3 de la présente décision, le traitement comptable qu'elle compte appliquer pour remédier à la situation.

5.1 BASE DE TARIFICATION

[58] Énergir révisé la base de tarification 2019-2020 afin d'y inclure les projets d'investissements à des fins d'injection de GNR de moins de 4,0 M\$. L'impact de cette révision sur la moyenne des 13 soldes est établi à 2,3 M\$.

[59] De plus, Énergir révisé les CFR liés aux TP/MAG de l'année 2018 intégrés dans la base de tarification 2019-2020 afin de tenir compte des ajustements découlant de la décision

³¹ Pièce [B-0326](#).

³² Dossier R-4018-2017, décision [D-2018-011](#).

³³ Dossier R-4079-2018, décision [D-2019-124](#), p. 27 et 28, par. 75 et 78.

D-2019-148 rendue dans le dossier R-4079-2018, à l'exception de l'impact de la baisse de la bonification relative aux transactions d'optimisation réalisées au cours de l'exercice 2018. Finalement, elle révisé le montant de l'encaisse réglementaire afin de tenir compte de la baisse des dépenses d'exploitation.

[60] À la suite de cette révision, Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification à 2 195 835 k\$.

5.2 REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

[61] En excluant l'impact de la baisse de la bonification relative aux transactions d'optimisation réalisées au cours de l'exercice 2018, Énergir établit le revenu requis révisé de l'année tarifaire 2019-2020 à 790 868 k\$. Les éléments du revenu requis ayant fait l'objet d'une révision sont les dépenses d'exploitation, l'amortissement des CFR, le rendement sur la base de tarification et l'impôt sur le revenu ainsi que le coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par le client GM GNL.

[62] Tel que présenté au tableau 3, pour l'année 2019-2020, l'ajustement tarifaire du service de distribution est de - 10,51 % et celui du service de transport est de - 26,34 %. Pour l'ensemble des services, la présente demande se traduit par une baisse globale des tarifs de 135 044 k\$ ou 14,59 %.

TABLEAU 3
CALCUL DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL 2019-2020

Service (En milliers de \$)	Distribution (D)	Fourniture (F)	SPEDE (S)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu requis	544 598	3 007	1 949	98 053	143 261	790 868
Tarifs 2018-2019 ¹	608 527	2 342	1 907	133 110	180 026	925 912
Ajustement tarifaire	(63 929)	665	42	(35 057)	(36 765)	(135 044)
Ajustement tarifaire en %	-10,51%	28,40%	2,18%	-26,34%	-20,42%	-14,59%

Note 1 : Tarifs dégroupés 2018-2019 appliqués aux volumes projetés de 2019-2020. Pour le revenu requis, l'écart entre ce tableau et la demande est dû aux arrondis.

Source : Pièce [B-0326](#), p. 12.

[63] En tenant compte des modifications apportées par Énergir, l'ajustement des tarifs pour l'année 2019-2020 se répartit comme suit :

TABLEAU 4
AJUSTEMENT DES TARIFS EN 2019-2020

Répartition tarifaire	Service de distribution (D)	Tous les services (D, F, S, T et É)
Total au tarif D ₁	-10,51%	-13,98%
Total au tarif D ₃	-10,51%	-15,20%
Total au tarif D ₄	-10,51%	-16,82%
Total au tarif D ₅	-10,51%	-19,06%
Total¹	-10,51%	-14,59%

Note 1 : Inclut l'ajustement tarifaire lié au gaz d'appoint concurrence et autres.

Source : Pièce [B-0326](#), p. 15.

5.3 TRAITEMENT COMPTABLE DE L'IMPACT DE LA BAISSÉ DE LA BONIFICATION RELATIVE AUX TRANSACTIONS D'OPTIMISATION RÉALISÉES AU COURS DE L'EXERCICE 2018

[64] En ce qui a trait à la bonification relative aux transactions d'optimisation réalisées au cours de l'exercice 2018, le tableau suivant présente les ajustements du revenu requis de chacun des services, qui auraient dû être appliqués par Énergir dans la mise à jour des informations du présent dossier, en suivi de la décision D-2019-148.

TABLEAU 5
IMPACT DE LA BAISSÉ DE LA BONIFICATION SUR LES TRANSACTIONS D'OPTIMISATION
POUR L'ANNÉE 2018 DÉCOULANT DE LA DÉCISION D-2019-148

Bonification sur transactions d'optimisation <i>(En milliers de \$)</i>	Fourniture (F)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Montant de la bonification autorisée	-	119	34	153
Montant de la bonification demandée	30	216	36	283
Écart	(30)	(97)	(2)	(129)
Écart par service plus intérêts en 2019	(32)	(103)	(2)	(138)

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0334](#). Les écarts sont dus aux arrondis.

[65] Énergir estime donc l'écart sur les CFR liés aux TP/MAG de l'année 2018, pris en compte aux fins de la détermination des tarifs de l'année 2019-2020 pour les services de transport et d'équilibrage, à - 0,1 M\$.

[66] Elle confirme toutefois que ces ajustements ont été comptabilisés aux livres et que les soldes des CFR reliés aux TP/MAG des services de transport et d'équilibrage de l'exercice 2018, amortis en 2020, ont été ajustés conformément à la décision de la Régie.

[67] Conséquemment, le Distributeur propose que cet écart soit reflété et capté à même les TP/MAG des services de transport et équilibrage, qui seront constatés au rapport annuel de l'année 2020. Le solde réel des CFR reliés aux TP/MAG 2018 qui sera constaté à la base de tarification au 1^{er} octobre 2019 sera donc de 35 588 k\$ par rapport à un solde prévu au présent dossier de 35 482 k\$.

5.4 OPINION DE LA RÉGIE

[68] La Régie juge l'information présentée dans la pièce B-0326 conforme aux décisions D-2019-141 et D-2019-148, à l'exception de la baisse de la bonification sur les transactions d'optimisation de l'année 2018.

[69] En ce qui a trait à cette dernière, la Régie note que le traitement comptable proposé par Énergir fait en sorte que l'écart de - 0,1 M\$ pour l'année 2018 sera pris en compte aux fins de la détermination des tarifs de l'année 2022 plutôt que ceux de l'année 2020.

[70] **Considérant l'importance relative de cet écart, la Régie juge raisonnable le traitement comptable proposé par Énergir dans les circonstances et l'autorise.**

[71] **Conséquemment, la Régie prend acte que le solde réel des TP/MAG de l'année 2018 qui sera constaté à la base de tarification au 1^{er} octobre 2019 aux fins du rapport annuel de l'année 2020 sera de 35 588 k\$.**

[72] **Aux fins de la détermination des tarifs de l'année 2019-2020, la Régie établit la base de tarification à 2 195 835 k\$ et approuve un revenu requis de 790 868 k\$.**

[73] **La Régie approuve les modifications tarifaires ainsi que la répartition tarifaire, telles que proposées par le Distributeur, et fixe, à compter du 1^{er} octobre 2019, les tarifs d'Énergir tels que présentés dans les grilles tarifaires de la pièce B-0326.**

6. TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[74] Énergir dépose la pièce B-0328³⁴ portant sur les additions à la base de tarification, dont certaines informations sont caviardées. Il s'agit d'une mise à jour de la pièce B-0247 pour laquelle la Régie a ordonné le traitement confidentiel dans la décision D-2019-141³⁵.

[75] **Considérant qu'une ordonnance de traitement confidentiel a déjà été émise quant aux informations caviardées de la version antérieure de la pièce B-0328, la Régie ordonne le traitement confidentiel des informations caviardées de cette pièce et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'à la finalisation des différents projets, moment dont Énergir devra l'informer formellement.**

³⁴ Pièce [B-0328](#) (une version confidentielle est déposée comme pièce B-0329).

³⁵ Décision [D-2019-141](#), p. 152, par. 658 à 660.

7. TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

[76] En suivi de la décision D-2019-141, Énergir dépose les modifications requises au texte des *Conditions de service et Tarif*, dans ses versions française et anglaise, aux pièces B-0331 et B-0332, respectivement³⁶.

[77] **La Régie approuve les versions française et anglaise du texte des *Conditions de service et Tarif* déposées aux pièces B-0331 et B-0332, et fixe leur entrée en vigueur au 1^{er} décembre 2019.**

8. FRAIS DES INTERVENANTS

[78] L'ACEFQ, l'ACIG, la FCEI, le GRAME, le ROEÉ, SÉ-AQLPA et l'UMQ demandent le paiement de frais encourus pour leur participation à la phase 2 du présent dossier, dont les montants totalisent 327 627,12 \$.

[79] Énergir indique ne pas avoir de commentaires à formuler à l'égard des demandes de paiement de frais des intervenants, à l'exception de celle déposée par l'ACIG.

[80] Pour la demande de paiement de frais de l'ACIG, Énergir constate un écart marqué à la hausse comparativement aux heures initialement prévues pour le travail effectué par les avocats de l'intervenante. Le Distributeur note également l'absence de justification à cet effet dans la lettre accompagnant la demande de paiement de frais.

[81] Dans sa réponse aux commentaires d'Énergir, l'ACIG soumet notamment que l'analyse de la preuve a pris plus de temps que prévu, considérant les nombreux éléments de preuve ajoutés par Énergir en cours de dossier. De plus, l'intervenante soumet qu'une analyse détaillée de l'ensemble des décisions antérieures de la Régie relatives aux transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement a été requise aux fins du plan d'argumentation.

³⁶ Pièces [B-0331](#) et [B-0332](#).

Cadre juridique et principes applicables

[82] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Distributeur de payer tout ou partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[83] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*³⁷ et le *Guide de paiement des frais 2012*³⁸ (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer.

Frais réclamés, frais admissibles et frais octroyés

[84] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations en tenant compte des critères prévus à l'article 16 du Guide.

[85] La Régie a reçu les demandes de paiement de frais des intervenants, selon les modalités prévues au Guide. Au présent dossier, tous les frais réclamés par les intervenants sont jugés admissibles.

[86] La Régie juge que les frais réclamés par l'ACEFQ, l'ACIG, le GRAME, le ROEE et l'UMQ sont raisonnables et que leur participation a été utile à ses délibérations. **Conséquemment, la Régie leur octroie la totalité des frais réclamés.**

[87] Pour la participation de la FCEI, la Régie note qu'une partie de son mémoire porte sur les ajustements proposés par Énergir à la méthode de répartition des coûts de l'usine LSR³⁹.

[88] Considérant que l'examen de cette demande d'Énergir a été reporté en phase 3, la Régie a demandé aux intervenants, en cours d'audience, de retirer de leur demande de paiement de frais la portion qui concerne les sujets reportés dans cette phase⁴⁰.

³⁷ [RLRO, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

³⁸ [Guide de paiement des frais 2012.](#)

³⁹ Pièce [C-FCEI-0044](#), p. 27 à 31.

⁴⁰ Pièce [A-0073](#), p. 188.

[89] La demande de paiement de frais déposée par la FCEI totalise 81 270,95 \$. Selon les documents déposés au soutien de cette demande, la Régie observe que la facturation des heures de préparation pour l'audience est entièrement prise en compte dans la détermination des frais réclamés. La Régie conclut donc que les heures de préparation pour les sujets de la phase 2 qui ont été reportés en phase 3 n'ont pas été retirées de la demande de paiement de frais déposée par l'intervenante. La Régie ne peut donc pas se prononcer sur l'utilité des frais de 81 270,95 \$, tels que demandés par la FCEI.

[90] **Conséquemment, la Régie demande à la FCEI de déposer, au plus tard le 4 décembre 2019 à 12 h, une mise à jour de sa demande de paiement de frais afin d'indiquer la portion estimée des frais encourus pour les sujets de la phase 2 reportés à la phase 3.**

[91] Quant à SÉ-AQLPA, celui-ci recommandait, entre autres, une amélioration de la présentation du GNR dans le plan d'approvisionnement pour les fins d'évaluation de l'atteinte des cibles environnementales. La Régie constate que certains éléments d'analyse présentés au soutien de cette recommandation sont également présentés dans le cadre du dossier R-4008-2017⁴¹.

[92] Outre cette constatation, la Régie est d'avis que la profondeur de l'analyse est disproportionnée eu égard à la nature de sa recommandation.

[93] La Régie juge que la participation de SÉ-AQLPA a été partiellement utile à ses délibérations. **Par conséquent, la Régie lui octroie 50 000 \$, taxes incluses.**

[94] Le tableau suivant présente les demandes de paiement de frais réclamés par les intervenants et les frais octroyés par la Régie, incluant les taxes.

⁴¹ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0025](#), p. 25, et dossier R-4008-2017, pièce [C-SÉ-AQLPA-GIRAM-0031](#), p. 6 et 7.

TABLEAU 6
FRAIS RÉCLAMÉS ET OCTROYÉS

Intervenants	Frais réclamés (\$)	Frais octroyés (\$)
ACEFQ	2 667,06	2 667,06
ACIG	66 662,73	66 662,73
FCEI	81 270,95	en attente
GRAME	25 605,00	25 605,00
ROEÉ	54 846,16	54 846,16
SÉ-AQLPA	66 651,66	50 000,00
UMQ	29 923,56	29 923,56
TOTAL	327 627,12	229 704,51

[95] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

PREND ACTE de la prolongation jusqu'au 31 octobre 2026 des contrats présentés au tableau 1 de la présente décision;

APPROUVE les caractéristiques du contrat découlant de la soumission pour les capacités de transport déposée auprès de TCPL dans le cadre du NCOS 2022;

AUTORISE les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 4,0 M\$ au montant global de 202,4 M\$ pour 2019-2020;

APPROUVE un montant global de 202,4 M\$ pour les additions à la base de tarification relatives à des projets d'investissements inférieurs à 4,0 M\$ pour 2019-2020;

ÉTABLIT la base de tarification 2019-2020 à 2 195 835 k\$;

APPROUVE, pour l'exercice financier débutant le 1^{er} octobre 2019, un revenu requis de 790 868 k\$;

PREND ACTE que le solde réel des TP/MAG de l'année 2018 qui sera constaté à la base de tarification au 1^{er} octobre 2019 aux fins du rapport annuel de l'année 2020 sera de 35 588 k\$;

APPROUVE les modifications tarifaires ainsi que la répartition tarifaire, telle que présentée à la pièce B-0326;

FIXE, à compter du 1^{er} octobre 2019, les tarifs d'Énergir tels que présentés aux grilles tarifaires de la pièce B-0326;

APPROUVE les versions française et anglaise du texte des *Conditions de service et Tarif* déposées aux pièces B-0331 et B-0332 et **FIXE** leur entrée en vigueur au 1^{er} décembre 2019;

OCTROIE aux intervenants les frais établis au tableau 6 de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision.

Simon Turmel
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

François Émond
Régisseur