

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-054

R-4077-2018

1^{er} mai 2019

PRÉSENT :

François Émond
Régisseur

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

Décision finale

Projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^e Philip Thibodeau.

TABLE DES MATIÈRES

1.	DEMANDE.....	5
2.	CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE	6
3.	MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET	6
4.	DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET	7
5.	COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	11
6.	IMPACT TARIFAIRE	11
7.	IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU OU SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE.....	13
8.	AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D’AUTRES LOIS	13
9.	OPINION DE LA RÉGIE.....	14
10.	AUTRES DEMANDES.....	16
	DISPOSITIF.....	17

1. DEMANDE

[1] Le 11 décembre 2018, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin d'obtenir l'autorisation de réaliser un projet d'extension de son réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde (le Projet). Cette demande est présentée en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement).

[2] Le Distributeur demande également la création d'un compte de frais reportés (CFR) dans lequel seront comptabilisés les coûts reliés au Projet, jusqu'à leur intégration dans le coût de service d'Énergir pour l'année tarifaire 2020-2021. Il demande enfin à la Régie d'émettre une ordonnance de confidentialité à l'égard des informations caviardées de la pièce B-0006.

[3] En vertu de l'article 73 de la Loi, Énergir doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, notamment pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution de gaz naturel et pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de distribution de gaz naturel. Selon le Règlement, Énergir doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 1,5 M\$.

[4] Le 9 janvier 2019, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet, indiquant qu'elle compte procéder à l'étude de la demande du Distributeur par voie de consultation, et fixe au 5 mars 2019 la date limite pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées. La Régie n'a reçu aucun commentaire de personnes intéressées.

[5] Les 15 et 27 février 2019, la Régie transmet deux demandes de renseignements (DDR) au Distributeur et ce dernier y répond le 22 février et le 5 mars 2019, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

[6] Par la présente décision, la Régie se prononce sur la demande d'autorisation du Projet, la demande de création d'un CFR ainsi que la demande d'ordonnance de traitement confidentiel des renseignements relatifs aux coûts du Projet, déposés sous pli confidentiel aux pièces B-0007 et B-0011.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[7] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie autorise la réalisation du Projet tel que soumis. Elle autorise également la création d'un CFR dans lequel seront cumulés les coûts reliés au Projet, jusqu'à ce qu'il soit complété.

3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[8] Le secteur de Saint-Rémi est alimenté par un poste de livraison situé au nord de la municipalité, laquelle est présentement desservie par un réseau de distribution de basse pression de classe de 400 kPa. Le réseau d'alimentation de la section au sud de la municipalité est actuellement utilisé à pleine capacité. La pression minimale étant atteinte, elle fait l'objet d'une surveillance et tout ajout de volume doit être approuvé au cas par cas par la direction de l'ingénierie d'Énergir. Le Distributeur précise que les principaux clients ne peuvent plus ajouter d'équipement utilisant le gaz naturel.

[9] De plus, malgré la réalisation de projets de doublage en 2015 et en 2017, il persiste un manque de capacité au bout du réseau où sont situés les clients les plus importants dans ce secteur.

[10] Enfin, dans la municipalité de Sainte-Clotilde, un important producteur maraîcher désire obtenir le gaz naturel pour ses prochaines phases d'agrandissement. Ce producteur a déjà exprimé le souhait de recevoir le gaz naturel pour ses phases de développement, mais la contribution financière demandée pour l'extension du réseau vers ses installations était trop importante. Prévues pour 2020, sa prochaine phase d'expansion vise 10 hectares supplémentaires.

[11] Dans ce contexte, le Projet raccordera la municipalité de Sainte-Clotilde et ce client important. Il bouclera également le réseau sud de Saint-Rémi et augmentera significativement la capacité résiduelle au bout du réseau existant.

[12] Le Projet vise, entre autres, les objectifs suivants :

- améliorer la capacité du réseau actuel;
- prolonger le réseau actuel;
- desservir un nouveau secteur;
- permettre l'accès au gaz naturel à de nouveaux clients;
- contribuer à l'attraction d'autres producteurs en serres à venir s'établir dans la région de Saint-Rémi et Sainte-Clotilde et ainsi contribuer au développement économique régional et du Québec;
- favoriser la réduction des polluants atmosphériques par l'utilisation du gaz naturel;
- proposer un tracé d'extension du réseau gazier minimisant les impacts environnementaux et agricoles qui permettra une croissance future du réseau vers d'autres secteurs.

4. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

[13] Le Projet requiert l'installation de deux tronçons de conduite d'une longueur totale de 33,7 km. Il comprend également la reconstruction d'un poste de livraison et la construction d'un poste de détente. De plus, le poste de livraison actuel doit être remplacé puisqu'il ne permet pas une sortie du gaz naturel en classe de 2 400 kPa.

[14] La construction d'une conduite d'alimentation d'une pression de classe de 2 400 kPa permettra d'installer un réseau central dans une région qui regroupe plusieurs exploitations de productions en serres et facilitera des extensions futures vers les municipalités de Saint-Michel, Sherrington et Saint-Urbain. Cette conduite sera installée dans la Ville de Saint-Rémi et se prolongera vers la municipalité de Sainte-Clotilde.

[15] Au bout de cette conduite, un poste de détente sera construit. De ce poste, une première conduite de distribution (400 kPa) sera construite et permettra d'atteindre un important client de production en serres. Une deuxième conduite sera installée afin de boucler le réseau de Saint-Rémi.

[16] Le projet permettra donc la prolongation du réseau actuel dans le secteur de Saint-Rémi et en améliorera la capacité par un bouclage permettant d'accompagner les clients actuels dans leur croissance, qui est présentement limitée.

[17] Le Projet sera réalisé conformément à l'ensemble de la réglementation applicable, notamment aux exigences de la dernière édition disponible de la norme CSA Z662 – Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz ainsi qu'au *Règlement sur le gaz et la sécurité publique*, lequel intègre les exigences des codes applicables de l'Association canadienne de normalisation.

[18] Les données techniques des conduites sont présentées au tableau suivant :

Conduite	Classe	Longueur (m)
168,3 Mm en acier	2 400 kPa	17 700
168,3 Mm en polyéthylène	400 kPa	15 984
Longueur totale		33 684

Source : Pièce B-0007, p. 15, tableau 5 (sous pli confidentiel).

4.1 MARCHÉ POTENTIEL

[19] Énergir présente une ventilation du marché potentiel, en termes de nombre de clients et de volume potentiel de consommation de gaz naturel par secteur et par marché³. Le Projet permettra de raccorder 20 clients dont le volume potentiel de consommation annuelle à maturité est estimé à 8,2 Mm³.

[20] Le Distributeur présente également la liste des principaux clients dont les volumes ont été garantis contractuellement pour une période de cinq ans⁴. Énergir soumet que, pour la première année du Projet, les volumes des six clients⁵ sous contrat totalisent 3,1 Mm³ et représentent environ 90 % des volumes totaux⁶. Ces volumes totaux correspondent à la somme des volumes sous contrat et des volumes potentiels connus et identifiés par Énergir.

³ Pièce [B-0006](#), p. 7, tableaux 1 et 2.

⁴ Pièce [B-0006](#), p. 8, tableau 3.

⁵ Pièce [B-0022](#), p. 6.

⁶ Pièce [B-0006](#), p. 9.

Il est à noter que le client principal prévoit une augmentation considérable de sa consommation, passant de 3 Mm³ à l'an un à 7,5 Mm³ à la quatrième année de son contrat de cinq ans, représentant alors 92 % des volumes totaux.

[21] Questionné sur les contributions éventuelles des six clients sous contrat qui permettront de générer des revenus qui rentabiliseront les investissements nécessaires, Énergir détermine qu'en tenant compte des volumes contractuels et avec l'objectif d'atteindre un indice de profitabilité (IP) de 1,0, une contribution supplémentaire de 145 000 \$ est nécessaire.

[22] Conformément à l'annexe Q-1.2.1 de l'entente de Contribution financière du gouvernement déposée⁷, Énergir affirme qu'aucune contribution ne sera demandée aux clients. Sa propre contribution s'établira à 17,1 M\$⁸.

[23] Le Distributeur dit comprendre de la DDR n° 2 que la Régie pourrait envisager qu'il exige une contribution aux clients dans des cas où l'analyse financière, tenant compte des volumes sous contrat et de la contribution gouvernementale envisagée, montrerait un IP inférieur à 1,0. Cependant, il est d'avis que le Projet commande un traitement exceptionnel de la part de la Régie et, conséquemment, qu'elle ne devrait pas considérer l'application de ce scénario et l'analyse financière en résultant.

[24] À cet égard, le Distributeur précise qu'il importe de faire la distinction entre les projets d'extension de réseau visant le développement régional et les projets visant le branchement d'un client unique. Étant donné que les projets de développement de réseau contribuent à la croissance économique et que différents paliers de gouvernement y participent financièrement, ils constituent des cas exceptionnels permettant l'exemption de la contribution de la clientèle visée.

[25] Énergir soumet que, de par leurs caractéristiques particulières, le présent Projet ainsi que les autres projets régionaux d'extension de réseau supérieurs au seuil de 1,5 M\$ commandent le traitement exceptionnel énoncé par la Régie au paragraphe 357 de la décision D-2018-080⁹. Conséquemment, la rentabilité de ces projets ne devrait pas être analysée en ne tenant compte que des volumes sous contrat au moment du dépôt du dossier d'investissement à la Régie.

⁷ Pièce [B-0010](#).

⁸ Pièce [B-0022](#), p. 7.

⁹ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 84.

[26] Le Distributeur est d'avis que le Projet possède des caractéristiques particulières parce qu'il constitue plus largement un projet de développement régional subventionné par le gouvernement. Il ajoute que les modalités entourant l'entente avec le gouvernement sont basées sur la prémisse d'un potentiel de développement et non seulement sur des clients engagés contractuellement. Conséquemment, le Distributeur inclut dans ses analyses de rentabilité non seulement les volumes sous contrat, mais également tous les volumes potentiels connus et identifiés concrètement¹⁰. De ce fait, Énergir signale que :

« [D]ans le cas d'un projet de développement économique avec plusieurs clients et une contribution gouvernementale, Énergir ne prévoit pas demander de contribution aux clients. Énergir réitère que l'article 4.3.4. [de l'entente] permet, dans certains cas exceptionnels où la rentabilité a priori n'est pas atteinte, de ne pas convenir de contribution avec le client et de le justifier a posteriori »¹¹. [nous soulignons]

[27] Énergir mentionne ne pas avoir inclus les volumes associés aux conversions résidentielles. Elle ajoute néanmoins que le raccordement de clients de type résidentiel pourra se réaliser sur les conduites de basse pression de classe 400 kPa.

4.2 CARACTERISATION DES SOLS

[28] Le Distributeur soumet qu'une analyse des sols a été effectuée aux endroits stratégiques et aux endroits où des traverses seront installées. Au total, 99 puits d'exploration ont été réalisés sur une profondeur moyenne de 2 mètres. De plus, 35 puits de forage ont été effectués pour toutes les traverses de la conduite. Deux forages ont été réalisés à une profondeur d'environ 15 mètres, les autres forages ont une moyenne de 7 mètres de profondeur.

4.3 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[29] Aucune autre solution n'a été envisagée par Énergir.

¹⁰ Pièce [B-0006](#), p. 8.

¹¹ Pièce [B-0022](#), p. 2.

5. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[30] Le Projet nécessite des investissements totalisant 21,9 M\$ sur 40 ans. Il bénéficie d'une contribution financière maximale de 17,425 M\$ provenant du gouvernement du Québec. À la suite de l'analyse de rentabilité effectuée par Énergir, une contribution gouvernementale de 17,1 M\$ est suffisante afin d'atteindre un IP de 1,0 et ainsi permettre de réaliser le Projet. La contribution d'Énergir s'élève à 4,8 M\$.

[31] L'aide financière de 17,1 M\$ est accordée par le ministre de l'Énergie et des ressources naturelles¹², tel que mentionné au paragraphe 22.

[32] Quant aux aides financières à la conversion issues du Programme de rabais à la consommation (PRC), Énergir soumet que les montants octroyés à ce titre dans le cadre du Projet ont été déterminés afin d'assurer la rentabilité des branchements, conformément à l'article 2.3.4 du PRC.

[33] La répartition des coûts est présentée au tableau 6 de la pièce B-0007, déposée sous pli confidentiel. Le coût de la reconstruction du poste de livraison est évalué à 2,6 M\$ et est inclus dans les coûts du Projet.

[34] Énergir mentionne que des plages d'incertitudes¹³ ont été fixées pour chacune des activités du Projet. Ces plages ont été utilisées dans les simulations Monte-Carlo afin d'établir la contingence à ajouter au Projet.

6. IMPACT TARIFAIRE

[35] L'analyse financière est basée sur les paramètres approuvés par la Régie dans ses décisions D-2017-092 et D-2018-080. Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse financière.

¹² Pièce [B-0010](#).

¹³ Pièce B-0007 (sous pli confidentiel).

ANALYSE FINANCIÈRE DU PROJET

	Rentabilité
IP	1,00
TRI (%)	5,16
Point mort tarifaire (années)	40
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	1 002
Impact tarifaire 10 ans (000 \$)	72

Source : Pièce [B-0006](#), p. 19.

[36] Énergir procède à une analyse de sensibilité en fonction de variations des volumes de vente de 20 % et des coûts de construction de 15 %. Le tableau suivant présente les résultats de cette analyse.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Sensibilité	IP	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 10 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 20 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 40 ans (000 \$)
Scénario de base • volume 100 % • coûts 100 %	1,00	5,16	40	1 002	1 005	703	72
Volumes							
-20 %	0,79	3,73	> 40	1 288	1 575	1 652	1 366
+20 %	1,21	6,46	16,18	716	436	(246)	(1 223)
Coûts de construction							
-15 %	2,76	13,32	3,67	(272)	(1 167)	(2 552)	(3 896)
+15 %	0,62	2,32	> 40	2 275	3 178	3 958	4 040
Coûts +15 % et Volumes -20 %	0,49	1,21	> 40	2 561	3 747	4 907	5 334
Croissance du client principal Ajout d'une phase de développement à l'année 8	1,32	7,00	14,67	1 002	549	(537)	(1 883)

Source : pièce [B-0006](#), p. 20.

[37] Les résultats de cette analyse indiquent que l'impact tarifaire demeure sensible sur 40 ans quant à une variation des coûts ou bien des volumes. La hausse ou la baisse des coûts de 15 % induit un impact tarifaire oscillant entre +4,0 M\$ à -3,9 M\$. En contrepartie, une baisse ou une hausse des volumes de 20 %, fait varier l'impact tarifaire de +1,4 M\$ à -1,2 M\$.

[38] Conséquemment, une baisse de 20 % de volumes combinée à une hausse de 15 % des coûts résulterait en un impact tarifaire défavorable et une hausse tarifaire de 5,3 M\$ sur 40 ans.

7. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU OU SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[39] Le Projet offre à Énergir l'opportunité d'installer un réseau de distribution qui permettra éventuellement, lorsque des clients se connecteront au réseau, d'accroître les volumes distribués, sans impact sur la qualité de sa prestation de service à sa clientèle.

8. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[40] Outre l'autorisation de la Régie, le projet requiert l'obtention des autorisations suivantes :

- Ministère des Transports;
- permis de construction des Municipalités de Saint-Rémi et de Sainte-Clotilde;
- Hydro-Québec;
- Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques;
- Commission de protection du territoire agricole du Québec;
- TransCanada PipeLines Limited.

9. OPINION DE LA RÉGIE

[41] La Régie retient que le Projet est un projet de développement économique régional subventionné par le gouvernement.

[42] Elle retient également que l'installation d'un réseau central à 2 400 kPa de pression rend possible l'augmentation de la capacité du réseau actuel, en plus de le prolonger et de le boucler, ce qui permettra d'accompagner les clients actuels dans leur croissance et de donner accès au gaz naturel à de nouveaux clients. Par ailleurs, ce nouveau réseau central favorisera le développement d'extensions futures vers des municipalités limitrophes de Saint-Rémi et de Sainte-Clothilde.

[43] La Régie note la volonté du Distributeur de différencier les projets d'extension de réseau visant le développement régional de ceux visant le branchement d'un client unique. Par cette distinction, Énergir souhaite que le Projet, ainsi que tous les projets régionaux d'extension de réseau, soient considérés par la Régie comme ayant des caractéristiques particulières, ce qui autoriserait le traitement exceptionnel énoncé par la Régie au paragraphe 357 de la décision D-2018-080¹⁴. Ce traitement exceptionnel permettrait, notamment, de juger de la rentabilité du projet en tenant compte non seulement des volumes sous contrat mais également des volumes potentiels connus et identifiés par Énergir.

[44] La Régie constate qu'Énergir, dans ses analyses de rentabilité du Projet, a pris en considération les clients et volumes sous contrat ainsi que ceux potentiellement connus et identifiés.

[45] La Régie rappelle que dans le dossier R-3867-2013, lorsqu'Énergir a soumis les modifications à la méthode d'évaluation de la rentabilité de ses projets d'extension de réseau en vertu de l'article 73 de la Loi, elle a proposé de considérer seulement les revenus engagés contractuellement. Dans sa décision D-2018-080, la Régie a accueilli cette proposition comme une amélioration de la précision ainsi que de la prudence dans l'évaluation des projets d'extension de réseau.

[46] Conséquemment, en utilisant seulement les revenus engagés contractuellement, la Régie constate que le Projet dégage un IP de 0,97¹⁵. Or, dans la décision D-2018-080¹⁶,

¹⁴ Pièce [B-0022](#).

¹⁵ Pièce [B-0022](#), p. 6 et 7.

¹⁶ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#).

la Régie décidait que chacun des projets supérieurs au seuil de 1,5 M\$ devait satisfaire le critère du seuil minimal de rentabilité *a priori*, soit l'obtention d'un IP équivalant à 1,0.

[47] L'IP étant inférieur à 1,0, le Distributeur doit convenir avec les clients sous contrat de contributions financières, sauf dans des cas exceptionnels devant être justifiés *a posteriori* à la Régie. Or, dans le présent dossier, aucune contribution financière ne sera exigée des clients afin de faire augmenter l'IP à un niveau de 1,0.

[48] La Régie rappelle l'importance de la prudence dans la décision d'exonérer un client de sa contribution financière. Elle s'attend, le cas échéant, à ce que le Distributeur justifie *a posteriori* ces exemptions lors de la fermeture réglementaire de ses livres, en septembre 2019.

[49] La Régie constate que cette extension de réseau est subventionnée par un programme de financement du gouvernement visant le développement régional. Le Projet constitue également une étape importante dans le processus de régionalisation du réseau de distribution gazier d'Énergir. Toutefois, même si le Projet en est un de développement régional où il existe un potentiel de croissance et de développement futur, sa viabilité et sa stabilité reposent principalement sur un seul client.

[50] La Régie est d'avis que chaque projet régional d'extension de réseau doit être évalué individuellement afin de déterminer s'il peut faire l'objet d'un traitement exceptionnel. Dans le cas présent, la Régie juge que le Projet répond à des caractéristiques particulières permettant un traitement exceptionnel.

[51] **En conséquence, la Régie est d'avis que le Projet possède les caractéristiques particulières lui permettant de déroger au seuil minimal de rentabilité.**

[52] **Dans ce contexte, la Régie autorise le Projet, tel que soumis.**

[53] Bien que la Régie accepte de déroger à l'atteinte du seuil de rentabilité pour les raisons invoquées, elle note qu'Énergir pourrait avoir recours à la partie non utilisée de la contribution gouvernementale maximale d'un montant d'au moins 145 000\$, soutiendrait la vision de prudence qu'elle recherche à l'égard de la couverture des coûts du Projet et permettrait d'atteindre un IP de 1,0.

[54] La Régie constate que la rentabilité du Projet et son impact sur les tarifs dans leur ensemble demeurent sensibles à la variation des coûts et des volumes de consommation.

[55] La Régie ordonne, par conséquent, à Énergir de déposer en suivi, lors des prochains dossiers de rapports annuels, les données nécessaires à l'examen des coûts réels en fonction des coûts prévus ainsi que de la rentabilité et de l'impact tarifaire du Projet. Elle lui ordonne également d'effectuer un suivi du Projet, lors de la fermeture réglementaire de ses livres à compter de l'année tarifaire 2019, pour une période de six années.

[56] De plus, la Régie ordonne à Énergir de l'informer, dans les meilleurs délais, de l'éventualité d'une hausse des coûts totaux du Projet supérieure à 15 %.

10. AUTRES DEMANDES

10.1 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

[57] Énergir demande, conformément à la décision D-2009-156¹⁷, une autorisation pour créer un CFR afin d'y inscrire les coûts reliés au Projet. Ce compte sera exclu de la base de tarification jusqu'à son inclusion dans le dossier tarifaire 2020-2021, suivant l'autorisation du Projet par la Régie. Dans l'intervalle, des intérêts seront capitalisés sur le solde de ce CFR au dernier coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisé par la Régie¹⁸.

[58] La Régie autorise Énergir à créer un CFR, portant intérêts au taux du dernier coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisé, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au Projet, jusqu'à ce qu'il soit complété.

¹⁷ Dossier R-3690-2009, décision [D-2009-156](#).

¹⁸ Pièce [B-0002](#), p. 2

10.2 TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[59] Énergir demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, jusqu'à la finalisation du Projet, à l'égard des informations caviardées relatives aux coûts du Projet, lesquelles ont été déposées sous pli confidentiel.

[60] Le Distributeur demande ainsi d'interdire, pour cette période, la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées des pièces B-0006 et B-0010, lesquelles ont été déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007 et B-0011.

[61] Au soutien de sa demande, Énergir dépose une affirmation solennelle de madame Julie Pouliot, directrice, Ventes et développement de marché, chez Énergir. Cette dernière mentionne que la divulgation, la publication ou la diffusion des informations relatives aux coûts du Projet nuirait à la saine gestion du processus d'appel d'offres qu'elle entend lancer, notamment en permettant aux soumissionnaires d'ajuster leur offre en conséquence, et serait de nature à l'empêcher de bénéficier du meilleur prix possible, au détriment et au préjudice de l'ensemble de la clientèle de l'activité réglementée.

[62] Après examen de l'affirmation solennelle, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l'émission de l'ordonnance demandée à l'égard des informations caviardées contenues aux pièces B-0006 et B-0010, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007 et B-0011.

[63] En conséquence, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur relative à ces informations, jusqu'à ce que le Projet soit complété et demande à Énergir de l'informer dès que le Projet sera complété.

[64] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE Énergir à réaliser le Projet, tel que soumis;

AUTORISE la création d'un compte de frais reportés aux fins du Projet;

ORDONNE à Énergir de l'aviser, dans les meilleurs délais, de tout dépassement anticipé des coûts totaux du Projet égal ou supérieur à 15 %;

ORDONNE à Énergir d'effectuer un suivi du Projet, lors de la fermeture réglementaire de ses livres à compter de l'année tarifaire 2019, pour une période de cinq années;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel;

INTERDIT, jusqu'à la finalisation du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des informations relatives aux coûts du Projet déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007 et B-0011, lesquelles sont également caviardées aux pièces B-0006 et B-0010;

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

François Émond

Régisseur