

Mémoire de la fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)

Portant sur la

**Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des
Conditions de service et Tarif d'Énergir s.e.c. à compter du 1er octobre 2019**

Préparé dans le cadre du dossier

R-4076-2018 Phase 2

de la Régie de l'énergie du Québec

Par

Antoine Gosselin, économiste

Montréal, le 11 juillet 2019

Table des matières

1. Introduction	3
2. Proposition d'allègement réglementaire.....	3
2.1. Autorisation pour trois ans des investissements inférieurs à 1,5 M\$	4
2.2. Découplage des revenus	5
2.3. Risque d'affaires	6
2.4. Nouveau mode de partage des excédents de rendement.	10
2.5. Sommaire des recommandations sur la proposition d'allègement réglementaire.....	11
3. Indicateurs de qualité de service	11
3.1. Choix des indicateurs	12
3.2. Cibles, seuils et calcul des pourcentages de réalisation par indicateur	14
3.3. Pondération des indicateurs.....	16
4. Plan d'approvisionnement.....	19
4.1. Évaluation de la marge excédentaire.....	19
4.2. Prévision de la demande.....	21
4.3. Contribution de l'usine LSR à la pointe et redondance	22
4.3.1. Impact des défaillances	22
4.3.1. Risque de défaillance avec conséquence importante	24
4.3.2. Coût.....	25
4.3.3. Conclusion	25
4.4. Outil de remplacement pour l'usine LSR.....	25
4.4.1. Optimisation du plan d'approvisionnement 2019-2020	26
4.4.2. Optimisation des plans futurs.....	26
5. Méthode d'allocation des coûts de l'usine LSR	27
5.1. Compression.....	27
5.1.1. Source 1 : Évaporation des réservoirs.....	28
5.1.2. Sources 3 et 4: Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2 et des chargements de camions citernes	29
5.2. Chargements quai 0.	30
6. Stratégie tarifaire.....	31
6.1. Contexte.	31
6.2. Proposition d'ajustement tarifaire	35
7. Sommaire des recommandations	36

1. Introduction

Pour l'année 2019-2020, Énergir prévoit une importante baisse tarifaire de 14,39% tous services et tarifs confondus. Cette baisse globale est le reflet de baisses importantes au niveau des services de transport (-26,34%) et du coût d'équilibrage (-20,33%) de même qu'au service de distribution (-10,34%).

Le dossier tarifaire d'Énergir se distingue également par le dépôt de la première étude d'allocation de coûts depuis la révision des règles d'allocation par la Régie. Cette étude révèle un interfinancement très significatif et en progression au service de distribution. La FCEI formule une proposition visant à renverser cette tendance.

Énergir formule une proposition d'allègement réglementaire comportant plusieurs volets de même que des ajustements significatifs aux indicateurs et cibles de qualité de service.

Le plan d'approvisionnement soulève également des questions importantes et dont les impacts financiers pourraient être considérables, notamment, l'établissement de la marge excédentaire en transport, la contribution de l'usine LSR à la journée de pointe et l'apparition d'un nouvel outil d'approvisionnement en pointe.

Finalement, Énergir propose plusieurs ajustements à l'allocation des coûts de l'usine LSR entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée.

Le mémoire de la FCEI aborde tour à tour chacun de ces enjeux.

2. Proposition d'allègement réglementaire

Énergir formule une proposition d'allègement réglementaire et de modification du rendement de l'actionnaire qu'elle présente comme un tout indissociable. Cette proposition comporte quatre volets :

- Établissement des dépenses d'exploitation selon une formule paramétrique
- Autorisation pour trois ans des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$
- Découplage des revenus
- Maintien du taux de rendement et modification des taux de partage des excédents de rendement à la faveur de l'actionnaire.

La Régie a déjà accepté l'établissement des dépenses d'exploitation selon une formule paramétrique et le maintien du taux de rendement à 8,90% en phase 1 du présent dossier.

Les sous-sections suivantes abordent les questions qui demeurent en suspens.

2.1. Autorisation pour trois ans des investissements inférieurs à 1,5 M\$

Énergir propose de faire approuver pour trois ans des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$. En plus des investissements liés aux immobilisations, la demande d'autorisation sur trois ans serait également faite pour les actifs intangibles de développement informatique, ainsi que pour les programmes commerciaux PRC/PRRC.¹

Selon Énergir, il serait approprié de traiter ces coûts de la sorte puisqu'ils sont très stables, et que les erreurs de prévisions devraient être faibles et avoir un impact faible sur les écarts de coût constatés au réel.

« bien que l'horizon de trois ans puisse amener une potentielle perte de précision dans la prévision des investissements, [...] ce risque demeure faible. D'une part, les additions à la base de tarification inférieures à 1,5 M\$ sont peu volatiles à travers le temps. Le Graphique 2 montre en effet qu'une fois agrégés, ces coûts croissent de manière très stable dans le temps. Si des erreurs de prévision de coûts sont constatées, elles devraient demeurer faibles.

[...]

D'autre part, les additions à la base de tarification ont un impact sur le coût de service et les tarifs plus faible que les dépenses d'exploitation qui ont un impact direct. Par exemple, un investissement de 5 M\$, amorti sur une période de 40 ans, a un impact sur le coût de service d'environ 500 k\$ annuellement²⁸. Étant donné la faible volatilité des investissements à travers le temps, Énergir juge que les erreurs de prévision des investissements devraient avoir un impact faible sur les écarts de coûts constatés au réel. »²

Énergir indique également que ce traitement permettra un allègement de sa charge de travail de seulement 15 jours de travail par année pour les deux dernières années de l'allègement qu'elle explique ainsi.

« Si la Régie accueillait favorablement la proposition de prévisions en immobilisations inférieures à 1,5 M\$ présentée à la section 3.2, Énergir estime que la charge de travail pourrait être réduite de 15 jours pour les deux dernières années de l'allègement (2020-2021 et 2021-2022). Ceci s'explique par le fait qu'une prévision sur un horizon de trois ans serait préparée dans le présent exercice et que, pour les années subséquentes, des travaux visant notamment la détermination des valeurs historiques et de l'amortissement demeuraient requis. »

¹ B-0148, section 3.2

² B-0148, pp. 19 et 20.

De plus, elle indique que 7% des questions posées par la Régie et les intervenants ont porté sur la rubrique L portant sur les investissements à la cause tarifaire 2018-2019. Cette proportion semble également faible. De plus, la rubrique en question couvrant plus que les seuls investissements de moins de 1,5 M\$. Par conséquent la proportion de 7% surestime leur impact sur la charge de travail réglementaire.

Par contre, et de manière apparemment contradictoire, Énergir affirme que la prévision des investissements inférieurs à 1,5 M\$ pour trois ans constitue un nouveau facteur de risque et utilise cet argument pour justifier un partage différent des écarts de rendement.³

La FCEI est opposée à l'approbation pour trois ans des investissements de moins de 1,5 M\$. Les bénéfices de cette approche en termes d'allègement réglementaire sont minimes. De plus, elle conduit à une perte de précision des prévisions, mais également à une perte d'information pour la Régie et les participants. Les faibles bénéfices en allègement ne justifient pas ces inconvénients.

Finalement, Énergir semble utiliser l'approbation pour trois ans des investissements de moins de 1,5 M\$ pour appuyer sa demande de modification du mode de partage des excédents de rendement. La FCEI serait d'autant plus opposée à l'approche proposée par Énergir si celle-ci avait en plus comme inconvénient d'engendrer une modification du partage des écarts de rendement.

2.2. Découplage des revenus

Énergir propose un mécanisme de découplage complet des revenus avec pour résultat que tout écart de prévision sur les revenus serait au bénéfice ou à la charge des clients. Énergir identifie trois avantages principaux au découplage : compenser la décroissance de la consommation moyenne par client, favoriser les mesures d'efficacité énergétique et réduire la volatilité des trop-perçus (TP) et manques à gagner (MAG). Selon Énergir ce dernier avantage favoriserait également une meilleure gestion des coûts puisque ce serait le seul moyen pour elle de générer des trop-perçus.⁴

Selon la FCEI, l'effet principal de cette proposition est de transférer la quasi-totalité du risque de prévision des ventes vers la clientèle alors qu'une part significative de ce risque est supportée par Énergir dans le modèle actuel. Seule la variation de revenu due aux écarts sur la prévision du nombre de clients demeurerait sous la responsabilité de l'actionnaire et agirait en fait pour réduire le risque de ce dernier étant donnée la corrélation positive entre les coûts et les revenus associés aux écarts sur les ajouts de clients. Du point de vue d'Énergir, le risque de MAG est donc réduit considérablement par rapport à la situation actuelle, laquelle présente des écarts de revenus importants depuis la fin du mécanisme incitatif en 2012. Par exemple, les revenus de distribution réels ont dévié de la prévision de près de 42 M\$ en 2018, 23 M\$ en 2014 et 16 M\$ en 2017. À titre comparatif, les déviations relatives aux coûts de

³ B-0174, p. 9, réponse 3.2

⁴ B-0148, pp. 22 à 24

distribution sont beaucoup moins importantes. La déviation des coûts la plus importante sur la même période est survenue en 2017 et était de 6 M\$.

Cela dit, les écarts de revenus importants tendent à être favorables (revenus plus élevés qu'anticipés). Ainsi, l'écart de revenu moyen sur la période 2013-2018 est de 12,8 M\$.

Il en va de même des écarts de coûts qui sont généralement favorables (coûts plus faibles qu'anticipés) et présentent une moyenne de -0,8 M\$ de 2013 à 2018.

Par ailleurs, la FCEI ne conteste pas que des écarts de rendements dépendant seulement de l'évolution des coûts pourraient améliorer l'incitatif à l'optimisation.

Quant aux autres effets identifiés par Énergir, bien que le découplage ait effectivement pour effet de compenser pour la décroissance de la consommation moyenne par client et de favoriser l'efficacité énergétique dans le cadre d'un mécanisme incitatif de type plafonnement du revenu lorsque comparé à un mécanisme de plafonnement des prix, la FCEI estime que cet effet est moins important dans le cas présent puisqu'à la fois le modèle actuel et le modèle proposé permettent une réévaluation des tarifs à chaque dossier tarifaire sur la base d'une nouvelle prévision des ventes.

Au total, la FCEI est favorable au découplage des revenus. Empiriquement, elle constate que les écarts de revenus ont été plus souvent positifs que négatifs et par des marges plus importantes de telle sorte que les clients auraient eu avantage à se voir allouer la totalité des écarts de revenus sur la période 2013-2018.

De plus, la FCEI estime qu'à court terme, Énergir a relativement peu de contrôle sur le niveau des revenus outre par l'ajout de clients. Or, selon la FCEI, Énergir a, de toute manière, intérêt à favoriser l'ajout du maximum de clients considérant l'impact de ses ajouts sur sa base de tarification et le modèle retenu pour la fixation des dépenses d'exploitation.

Ainsi, il paraît approprié et dans l'intérêt des clients qu'Énergir ne supporte par l'incertitude sur les revenus pour les trois prochaines années.

2.3. Risque d'affaires

Énergir soutient que son risque d'affaires aurait augmenté depuis 2011 et que cela justifierait une hausse du rendement de l'actionnaire. Elle indique notamment :

« Dans sa preuve, Énergir a détaillé comment elle justifiait un accroissement de son risque d'affaires (B-0148, pages 27 à 29). Essentiellement, dans le cadre du dossier R-3867-2013, les intervenants et la Régie ont identifié plusieurs nouveaux risques, notamment l'efficacité énergétique, la réduction de la taille des ménages, les coûts de raccordement des nouveaux clients, la difficulté croissante de rentabilisation des projets d'extension de réseau dans le cadre réglementaire actuel, la forte concurrence de l'électricité, la transition énergétique, etc.

De surcroît, la nouvelle proposition d'allégement réglementaire d'Énergir augmente le risque d'affaires. La croissance contrainte des dépenses d'exploitation et l'autorisation sur trois ans des investissements inférieurs au seuil sont deux nouveaux facteurs de risque. En effet, un mode réglementaire où les dépenses d'exploitation sont fixées par une formule paramétrique expose Énergir à un niveau de risque supérieur à celui que le distributeur assume sous la méthode du coût de service. Ce mécanisme de fixation des dépenses d'exploitation, jumelé à l'autorisation pour les trois prochaines années des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$, fait en sorte qu'une proportion importante du revenu requis en distribution ne peut être révisée annuellement sur la base des besoins anticipés. Énergir s'expose donc à des écarts de coûts supérieurs à ceux d'un dossier présenté en coût de service annuellement, en particulier pour les années 2 et 3. »⁵

Elle affirme également que la Régie a identifié les risques suivants au paragraphe 68 de sa décision D-2018-080.

- *« les progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique, combinés à la réduction observée dans la taille des ménages, ont eu pour conséquence de faire chuter les consommations unitaires par branchement, et donc les revenus unitaires, créant ainsi une pression à la hausse sur les tarifs, toutes choses étant égales par ailleurs;*
- *les coûts de raccordement des nouveaux clients seront de plus en plus élevés;*
- *la difficulté croissante de rentabilisation des projets d'extension de réseau dans le cadre réglementaire actuel;*
- *la forte concurrence de l'électricité à laquelle font face les distributeurs de gaz naturel au Québec pour satisfaire les besoins de chauffe du marché commercial et, encore plus vivement, dans le marché résidentiel;*
- *la faible densification du réseau d'Énergir en termes de nombre de clients par kilomètre de conduites, comparativement à ses pairs;*
- *le taux d'attrition important de la clientèle constaté au cours des dix dernières années, notamment dans le marché résidentiel;*
- *le rôle incertain du gaz naturel dans l'avenir du bilan énergétique québécois, notamment en raison des objectifs de réduction des émissions de GES. »*

La FCEI ne partage pas l'évaluation d'Énergir quant à l'évolution du risque d'affaires.

Tout d'abord, la FCEI note que la décision D-2018-080 présente les items rapportés par Énergir comme des éléments de contexte et non pas comme des risques contrairement à ce qu'affirme Énergir.

⁵ B-0174, p. 9 réponse 3.2

À cet égard, la faible densification du réseau d'Énergir, la forte concurrence de l'électricité et la décroissance des volumes unitaires sont connues depuis longtemps. La FCEI ne voit pas de raison de croire que le risque d'affaires d'Énergir aurait augmenté en lien avec ces éléments de contexte. Au contraire, l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes au gaz contribue à améliorer sa position concurrentielle en dépit d'une hausse du tarif unitaire. De plus, la position concurrentielle du gaz naturel est généralement en amélioration depuis 2013-2014 et s'améliore sur l'horizon du plan d'approvisionnement.⁶

Le FCEI ne voit pas davantage en quoi la hausse des coûts de raccordement et la difficulté croissante de rentabilisation des projets contribueraient à faire augmenter le risque d'affaires. Le seul impact de ces constats est que certains projets pourraient ne pas être réalisés. Il n'en demeure pas moins que les projets qui seront réalisés auront été jugés rentables malgré ces coûts en hausse.

Quoi qu'il en soit, dans la décision D-2018-080 la Régie s'est assurée de fixer les critères de rentabilité de manière prudente. Elle y indiquait:

«[69] La Régie considère que le contexte énergétique évolue rapidement et que les tendances à moyens et longs termes laissent entrevoir peu d'opportunités porteuses en matière de développement de réseau. Elle est d'avis que l'ensemble des éléments contextuels mis en preuve dans le présent dossier milite en faveur d'une approche teintée, en ce domaine, d'une prudence accrue par rapport aux années passées.

[...]

[74] Pour l'ensemble des considérations qui précèdent, la Régie juge que les paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau doivent être fixés de manière prudente et pondérée, de telle sorte que les Plans de développement futurs d'Énergir soient constitués de projets porteurs qui représenteront de réelles opportunités de croissance, d'optimisation et de baisses tarifaires pour l'ensemble de la clientèle, actuelle et nouvelle. »

Pour ce qui est du rôle incertain du gaz naturel dans l'avenir du bilan énergétique québécois, la FCEI remarque qu'en sus des éléments de contexte rapportés par Énergir, la Régie en a identifié un autre, l'asymétrie, au paragraphe 68 de sa décision D-2018-080:

« l'asymétrie des risques assumés par la clientèle et l'actionnaire quant à la réalisation de projets d'extension de réseau non rentables. »

⁶ R-3837-2013-B-0043, section 3 et B-0184, section 3

Relativement à cette asymétrie, elle indique :

« [47] La Régie en déduit que c'est la clientèle du Distributeur qui assume la plus grande part du risque associé aux projets d'extension de réseau. Elle est d'avis qu'il existe une asymétrie importante entre les risques qu'assume le Distributeur, d'une part, et ceux qu'assument ses clients, d'autre part.

[48] Dans ce contexte, il est de la responsabilité de la Régie, en vertu notamment de l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie¹⁷ (la Loi), de faire preuve de pondération et de prudence lorsqu'elle détermine les paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau d'Énergir. »

Au-delà des items soulevés par la Régie, Énergir identifie également la proposition d'allègement réglementaire comme source de risque d'affaires additionnel. Elle mentionne en particulier le fait que les dépenses d'exploitation sont établies selon une formule pour trois années et l'approbation des investissements inférieurs à 1,5 M\$ pour trois ans.

Avec égard, la FCEI soumet qu'Énergir n'a pas présenté de démonstration crédible de cette prétention. D'abord, s'il est vrai que les dépenses d'exploitation sont fixées selon une formule pour trois ans, elles sont aussi réévaluées au rapport annuel ce qui n'était pas le cas précédemment. Par exemple, au rapport annuel 2018, Énergir a présenté des coûts de distribution supérieurs de 4,4 M\$ à la prévision du dossier tarifaire. Cet écart résulte principalement de deux facteurs : une base de tarification plus importante que prévu due à une croissance de la clientèle plus forte qu'anticipée (1,9 M\$) et une structure de capital comportant plus de dettes à long terme que prévu (2,0 M\$). La FCEI calcule que le risque de coût lié à la croissance du nombre de clients aurait été pleinement compensé par le mécanisme de réévaluation du revenu requis au rapport annuel si celui-ci avait été en place en 2018. En effet, cet ajout de clients imprévus aurait fait augmenter le revenu requis de 2,4 M\$, soit plus que la hausse des coûts liés à la croissance de la clientèle. Pour ce qui est du risque sur la structure de capital, il est indépendant de la proposition d'allègement réglementaire.

Ensuite, tel que discuté précédemment, le découplage des revenus réduit considérablement le risque auquel est exposé l'actionnaire puisque selon ce mécanisme, tous les écarts de revenus, positifs ou négatifs, seraient reflétés dans les tarifs de la clientèle isolant l'actionnaire de cet aléa.

Finalement, la FCEI note les propos en apparence contradictoires d'Énergir sur le risque associé à la prévision sur trois ans des investissements de moins de 1,5 M\$, tel que discuté à la section 2.1. La FCEI rappelle qu'elle est opposée à cet aspect de la proposition d'Énergir.

En somme, la FCEI ne partage pas l'avis d'Énergir selon lequel le risque d'affaires du distributeur serait en augmentation. Elle considère que ni les éléments contextuels soulevés par Énergir ni sa proposition d'allègement réglementaire n'augmentent son risque d'affaires.

2.4. Nouveau mode de partage des excédents de rendement.

Énergir propose de modifier le mode de partage des excédents de rendement établi par la Régie dans la décision D-2015-045.

Le partage proposé accorderait 100% des premiers 50 points de base d'excédent de rendement et 50% de tout excédent additionnel. L'approche actuelle accorde 50% des premiers 100 points de base à l'actionnaire et 25% au-delà des premiers 100 points de base.

Énergir estime que cette modification permettrait de compenser l'actionnaire pour l'augmentation du risque d'affaires découlant de sa proposition et de l'évolution de son contexte d'affaires. Tel que mentionné précédemment, la FCEI estime qu'Énergir n'a pas démontré de manière convaincante qu'elle faisait face à une hausse de son risque d'affaires.

De plus, Énergir indique que le mode de partage actuel a été justifié en partie par l'asymétrie d'information et les prévisions conservatrices. Elle ajoute que la proposition d'allègement élimine cette possibilité de prévision conservatrice.

« D'une part, Énergir n'aurait pas recours à des prévisions budgétaires pour la fixation de ses dépenses d'exploitation, lesquelles seraient autorisées sur la base de la croissance réelle des clients et sur un indice pondéré d'inflation.

D'autre part, avec le mécanisme de découplage des revenus, il ne serait plus possible de générer des TP à partir d'écarts de prévision volumétrique. Le seul moyen de générer des TP reposerait sur la capacité du distributeur à contrôler l'accroissement de ses coûts. »

S'il est vrai que, selon la proposition d'allègement, Énergir ne pourrait plus bénéficier de prévisions de revenu conservatrices, elle ne serait plus non plus exposée au risque de revenus moindres que prévus. De plus, à la connaissance de la FCEI, Énergir n'a jamais elle-même affirmé que ses prévisions étaient conservatrices. Au contraire, elle a toujours soutenu que ses prévisions étaient centrées. Ainsi, le découplage représente pour elle une véritable réduction du risque.

Pour ce qui est des charges d'exploitation, le fait que les prévisions soient basées sur une formule n'implique pas qu'elles ne soient pas conservatrices si le point de départ est conservateur. À cet égard, la FCEI soumet que l'incitatif à produire des prévisions budgétaires conservatrices est d'autant plus grand que cette prévision sert de base de fixation des dépenses pour plusieurs années.

La FCEI soumet finalement que la Régie a jugé que le mode de partage actuel est cohérent avec les objectifs visant à :

« [22] L'adoption de ce mode de partage favorise la fixation de tarifs justes et raisonnables et permet de rattraper, dans la mesure du possible, le retard réglementaire. La Régie considère que les objectifs visant à inciter le Distributeur à mettre en place des mesures d'efficacité et à établir les meilleures prévisions possible sont toujours présents. »⁷

Considérant ce qui précède, la FCE est opposée à la modification du mode de partage proposée par Énergir. Notamment, elle estime qu'il n'y a pas lieu de modifier le mode de partage pour les premiers 50 points de base. Dans la mesure où la Régie jugeait en 2015 qu'un partage à 50% étant suffisant pour inciter le distributeur à l'efficacité, la FCEI estime que ce partage demeure suffisant pour stimuler l'efficacité en 2020 et pour les années suivantes.

Par conséquent, la FCEI recommande le maintien du mode de partage actuel.

Subsidiairement, si la Régie devait juger que le découplage des revenus le justifie et qu'il est crédible qu'Énergir produise des écarts de coûts résultant de mesure d'efficacité excédent les 100 points de base au cours des trois prochaines années, un partage à 50% au-delà des 100 points de base pourrait être envisagé.

2.5. Sommaire des recommandations sur la proposition d'allègement réglementaire

Sur l'ensemble des éléments de la proposition d'allègement réglementaire, les recommandations de la FCEI sont :

- **Maintenir la fixation annuelle des investissements inférieurs à 1,5 M\$**
- **Accepter le découplage des revenus**
- **Rejeter les prétentions d'Énergir relativement à l'augmentation du risque d'affaires**
- **Maintenir le mode de partage actuel des excédents de rendement**
 - **Subsidiairement, augmenter le niveau à partir duquel la part du distributeur des excédents de rendement passe de 50% à 25%**

3. Indicateurs de qualité de service

Les indicateurs de qualité de service visent à s'assurer que le distributeur maintient un niveau de service adéquat pour sa clientèle. Ils visent également à s'assurer que le distributeur ne laisse pas la qualité de service se détériorer indûment lorsque certains coûts ne sont pas établis sur la base du coût de service.

L'obtention par Énergir de sa part des excédents de rendement est conditionnelle à l'atteinte de cibles de qualité de service. Énergir propose au présent dossier d'apporter certaines modifications à ces indicateurs, à leur pondération et aux cibles à atteindre.

⁷ D-2015-045

3.1. Choix des indicateurs

Depuis la fin de l'application du mécanisme incitatif, les indicateurs suivants sont utilisés :

1. Entretien préventif (Pourcentage de réalisation du programme déposé annuellement)
2. Rapidité de réponse aux situations d'urgence (Pourcentage d'appels couverts en 35 minutes ou moins)
3. Rapidité de réponse aux appels téléphoniques (Pourcentage de réalisation des objectifs visés)
4. Fréquence de lecture des compteurs (Pourcentage de réalisation des objectifs visés)
5. ISO 14001 (Maintien de la certification)
6. Émissions de gaz à effet de serre (Pourcentage de réalisation de l'objectif visé)
7. Satisfaction de la clientèle des tarifs D1 et D3 (Pourcentage de satisfaction)
8. Satisfaction de la clientèle des tarifs D4 et D5 (Pourcentage de satisfaction)
9. Procédure de recouvrement et d'interruption de service (Nombre d'interruptions contrevenant à la procédure)

Énergir propose de retirer les indicateurs de rapidité de réponse aux appels téléphoniques et d'émissions de gaz à effets de serre. Il propose également de remplacer le sondage actuel (« Indicatif client » sous-jacent à l'indicateur de satisfaction de la clientèle des tarifs D1 et D3 par un autre sondage (« expérience client »). Finalement, il propose certains ajustements à l'indicateur d'entretien préventif.

La FCEI commente ci-après sur le retrait de l'indicateur de réponse aux appels téléphoniques. Également, elle formule un commentaire d'ordre plus général sur les indicateurs d'entretien préventif et de fréquence de lecture des compteurs.

Rapidité de réponse aux appels téléphoniques

Concernant l'indicateur de réponse aux appels téléphoniques, Énergir justifie son retrait par le fait que le sondage « expérience client » capte déjà cette dimension de la qualité de service.

« L'indice de rapidité de réponse aux appels téléphoniques serait retiré. Considérant que la rapidité de réponse aux appels téléphoniques serait déjà mesurée au sondage Expérience client dans la strate relative aux demandes d'information et que la pondération des résultats de cette strate a un impact significatif sur le résultat de l'indicateur de satisfaction de la clientèle PMD, Énergir propose d'éliminer cet indice. »⁸

⁸ B-0183, p. 8

La FCEI recommande le maintien de l'indicateur de rapidité de réponse aux appels téléphoniques. Elle estime que l'argument soulevé par Énergir est insuffisant pour en justifier le retrait. Bien que le temps de réponse puisse affecter la satisfaction dans la strate des demandes d'information, plusieurs autres facteurs entrent en compte dans l'appréciation du service reçu. La FCEI craint qu'une détérioration des temps de réponse puisse passer inaperçue dans cet indicateur. Le temps de réponse pourrait ainsi s'allonger sans que cela n'ait d'effet perceptible sur les réponses au sondage. D'ailleurs, la FCEI calcule une corrélation négative (-0,36) entre le résultat de l'indicateur de rapidité de réponse aux appels téléphoniques et le résultat de la satisfaction de la clientèle des tarifs D1 et D3, sur la période 2008-2017 ce qui soulève un doute additionnel quant à la capacité de l'indice de satisfaction de la clientèle à capter l'évolution de la rapidité de réponse.

De plus, selon la preuve d'Énergir, l'ancien sondage (« Indicatif client ») utilisait une formulation semblable au nouveau pour évaluer la satisfaction des clients.

« La formulation des questions : l'ancienne formulation du sondage Indicatif client fait état d'appréciation, tandis que la nouvelle formulation du sondage Expérience client fait état de satisfaction. Il s'agit de deux construits similaires, mais qui ne sont pas interprétés de la même façon par les participants au sondage. Également, la nouvelle question précise la récence de l'événement qui est mesuré puisqu'un client peut contacter Énergir à plusieurs reprises durant l'année pour différents événements. L'impact est jugé minime sur l'écart entre les résultats. »⁹

Considérant cette similitude, si l'indicateur de temps de réponse était pertinent jusqu'ici malgré la présence de l'indice de satisfaction de la clientèle, la FCEI estime qu'il devrait l'être encore en présence du nouveau sondage.

Finalement, la FCEI note que la Régie a récemment approuvé un ensemble d'indicateurs de qualité de service pour Hydro-Québec Distribution lequel inclut à la fois un indicateur de délai de réponse téléphonique et un indicateur de satisfaction de la clientèle. Tout comme dans le cas du sondage « expérience client » d'Énergir, l'un des volets du sondage du Distributeur porte sur le service à la clientèle (accueil et traitement des demandes).¹⁰

Entretien préventif et fréquence de lecture des compteurs

Contrairement à la plupart des autres indicateurs retenus par Énergir, l'entretien préventif n'a pas d'impact direct sur les clients. La logique derrière cet indicateur est que l'entretien préventif permettra ultimement de réduire les bris et les coûts. Toutefois, l'impact sur le client dépend surtout du nombre de bris et non du respect du programme d'entretien. Le résultat recherché par le client est la réduction du nombre de bris et des inconvénients qu'ils induisent et non le respect du programme d'entretien. Un programme d'entretien respecté à la lettre n'est d'aucun intérêt pour les clients s'il n'est pas réalisé adéquatement et/ou ne

⁹ B-0183, p. 18

¹⁰ R-4057-2018, B-0011, p. 7

s'accompagne pas d'une réduction des bris ou que le nombre de bris et fuites dans la franchise d'Énergir est plus élevé que chez les distributeurs comparables.

De manière générale, la FCEI estime qu'il serait préférable d'avoir un indicateur qui reflète le nombre de bris qu'un indicateur qui fait le suivi des moyens mis en place pour éviter ces bris.

Dans une moindre mesure, l'indicateur de fréquence de lecture des compteurs présente le même enjeu. Le fait que les compteurs soient lus à l'intérieur d'une fréquence cible est de peu d'intérêt pour les clients s'ils vivent malgré tout des problèmes de facturation. Un indicateur qui reflèterait les problématiques liées à la facturation serait préférable selon la FCEI.

Cela dit, la FCEI ne propose pas de modification à ces deux indicateurs dans le cadre du présent dossier. La FCEI ne croit pas qu'il aurait été réaliste de développer et proposer de tels indicateurs dans le cadre du dossier tarifaire. Elle partage à cet effet le point de vue de la Régie qu'un groupe de travail serait plus approprié pour analyser ces questions.

« [213] La Régie est d'avis que la réflexion visait à réévaluer les indices de qualité de service, leur pondération respective ainsi que les seuils d'atteinte prescrits et que cette réflexion doit se faire pour chacun des indices et non sur un indice particulier.

[214] Selon elle, la création d'un groupe de travail serait le moyen le plus approprié pour faire cette réflexion. La question est de savoir quel serait le moment le plus opportun pour avoir cette réflexion. »¹¹

Toutefois, la FCEI tient compte de cet aspect dans sa recommandation de pondération en réduisant le poids accordé à ces deux indicateurs.

3.2. Cibles, seuils et calcul des pourcentages de réalisation par indicateur

Énergir propose une méthode simplifiée pour le calcul de réalisation des indicateurs. Cette méthode est basée sur la formule suivante :

R = Résultat de performance de l'indice

S = Seuil = 50 %

C = Cible

X = Pourcentage de réalisation de l'indice

Si $R \leq S$, alors $X = 0$

Si $R \geq C$, alors $X = 100$

Si $S < R < C$, alors $X = (R-S) * (100/(C-S))$

Cette formule implique un pourcentage de réalisation nul en deçà du seuil, une progression linéaire entre le seuil et un pourcentage de 100% au-delà de la cible.

¹¹ D-2016-191

Selon la FCEI, le cadre méthodologique général proposé est approprié sauf pour ce qui est de l'utilisation d'un seuil uniforme fixé à 50%. En effet, un tel seuil implique une très faible probabilité de conséquence significative pour Énergir en cas de non-atteinte de la cible. Par exemple, pour l'indicateur de satisfaction de la clientèle des tarifs D1-D3, Énergir propose une cible de 85% alors que les résultats annuels des quatre dernières années varient entre 87% à 88% et que le résultat trimestriel le plus faible sur cette période est de 82%.¹² Selon ces données une performance annuelle de 81,5% devrait sans aucun doute être considérée comme très mauvaise. Or, en fonction de la formule proposée, ce résultat correspondrait à un pourcentage de réalisation de 90%¹³ et l'impact sur le partage des excédents de rendement serait à toutes fins utiles négligeable¹⁴. Il en découle que la mécanique proposée n'agit nullement pour inciter Énergir à maintenir son niveau de qualité de service.

Dans la décision D-2019-060 portant sur les indicateurs de qualité de service du Transporteur, la Régie indiquait ce qui suit.

« [442] Dans le choix des seuils, la Régie réitère deux principes, à savoir que pour chaque indicateur, la zone de performance acceptable doit être suffisamment exigeante et la diminution des points doit être prononcée lorsqu'un indicateur quitte cette zone. »

À titre indicatif, la notion de points dans cette citation est analogue au pourcentage de réalisation de l'indice dans la proposition d'Énergir.

La FCEI partage le point de vue exprimé par la Régie dans cette décision et qui, concrètement, implique de fixer une cible suffisamment exigeante et des seuils suffisamment rapprochés de la cible pour qu'un résultat inférieur à la cible ait une conséquence prononcée sur le pourcentage de réalisation de l'indice.

Dans une autre décision récente portant, celle-là, sur les indicateurs de qualité de service du Distributeur, la Régie indiquait également :

« [80] Globalement, la Régie est d'accord avec la position de l'AHQ-ARQ selon laquelle les seuils fournis par le Distributeur ne sont pas suffisamment proches des pires valeurs enregistrées entre 2013 et 2017 pour constituer un maintien adéquat de la qualité du service.

[81] La Régie partage également l'avis de la FCEI selon lequel il n'est pas déraisonnable que certains aléas hors du contrôle du Distributeur puissent occasionner une diminution de sa part des écarts de rendement. La Régie précise que le Distributeur est confronté à de l'incertitude et qu'il est rémunéré en conséquence par le biais de son taux de rendement. Elle souligne que la calibration des seuils vise un juste équilibre entre la mise en place d'un incitatif adéquat pour s'assurer que le

¹² B-0183, Annexe 3, p. 6

¹³ $(81,5-50)/(85-50)=31,5/35=0,9$

¹⁴ Perte de 1,5 % de la part d'Énergir considérant une pondération de 15% pour cet indicateur.

Distributeur réalise des gains d'efficience tout en maintenant la qualité du service et la prise en compte de la fluctuation normale des indicateurs. »¹⁵

La FCEI s'inspire de ces principes pour proposer des cibles et seuils selon la logique suivante.

En partant de l'hypothèse que la performance historique d'Énergir a été généralement acceptable, la cible de chaque indicateur serait établie au niveau du deuxième moins bon résultat historique pour l'indicateur.¹⁶ De plus, le seuil serait fixé de sorte que le pire résultat historique correspondrait à un pourcentage de réalisation de 50%. **Le tableau 1 présente les cibles et seuils résultant de cette approche et que recommande la FCEI.**

Tableau 1 : Recommandation de cibles et seuils de la FCEI

Indicateur	Cible	Seuil
Entretien préventif	98,1	96,9
Rapidité de réponse aux urgences ¹⁷	92,0	89,2
Rapidité de réponses aux appels téléphoniques ¹⁸	94,1	92,7
Fréquence de lecture des compteurs	97,1	96,3
Satisfaction de la clientèle des tarifs D1 et D3 ¹⁹	84,0	80,0
Satisfaction de la clientèle VGE	82,5	77,5
ISO 14001 (version 2015)	Maintenu	Perdu
Procédure de recouvrement et interruption de service	0 cas	2 cas

3.3. Pondération des indicateurs

Afin de déterminer la pondération à appliquer à chaque indicateur, Énergir s'est basé sur des indications formulées par la Régie dans la décision D-2012-076.

¹⁵ D-2019-027, p.24

¹⁶ Les résultats historiques utilisés pour l'application de la méthode sont présentés à la page 1 de l'annexe 1 de la pièce B-0183.

¹⁷ Considérant les résultats réels récents pour l'indicateur de rapidité de réponse aux urgences, la FCEI augmente la cible et le seuil de 2 points par rapport à sa méthode de base. Cet ajustement ramène la cible au niveau proposé par Énergir.

¹⁸ Basé sur les données historiques 2006-2017 (voir annexe 1). La FCEI exclut les années antérieures à 2006 parce qu'elle observe un bris dans la cohérence des résultats entre 2005 et 2006.

¹⁹ En l'absence de données historiques suffisantes, la cible et le seuil sont basés sur les résultats trimestriels.

« [177] La Régie considère que la pondération accordée à chacun des indices de qualité de service doit être en lien avec les coûts et les conséquences, autant pour le distributeur que pour les clients, de ne pas atteindre le seuil minimal de cet indicateur. La Régie demande donc à Gaz Métro de revoir la pertinence de chacun des indices de qualité de service et d'en justifier la pondération. »

Afin d'opérationnaliser ces indications, Énergir a retenu six critères²⁰ :

1. Coûts;
2. Sécurité (du public, des clients et des employés);
3. Réputation;
4. Impact commercial (perte de clients ou ralentissement de l'acquisition de nouvelle clientèle)
5. Fiabilité d'approvisionnement;
6. Expérience client.

L'application de ces critères²¹ conduit Énergir à proposer les pondérations présentées au tableau 2.

Tableau 2 : Pondérations proposées

Indicateur	Énergir	FCEI
Entretien préventif	20 %	15 %
Rapidité de réponse aux situations d'urgence	25 %	20 %
Rapidité de réponses aux appels téléphoniques ²²	0 %	10 %
Fréquence de lecture des compteurs	10 %	10 %
Satisfaction de la clientèle des tarifs D1 et D3 ²³	15 %	15 %
Satisfaction de la clientèle VGE	15 %	15 %
ISO 14001 (version 2015)	10 %	10 %
Procédure de recouvrement et interruption de service	5 %	5 %

La FCEI estime que la méthode d'établissement de la pondération proposée par Énergir est basée sur une interprétation de la décision D-2012-076 avec laquelle elle est en désaccord.

²⁰ B-0183, pp. 4 et 5

²¹ B-0183, annexe 4

²² Basé sur les données historiques 2006-2017 (voir annexe 1). La FCEI exclut les années antérieures à 2006 parce qu'elle observe un bris dans la cohérence des résultats entre 2005 et 2006.

²³ En l'absence de données historiques suffisantes, la cible et le seuil sont basés sur les résultats trimestriels.

Lorsque la décision mentionne les conséquences et coûts pour les clients, la FCEI interprète qu'elle réfère aux conséquences directes d'une baisse des indicateurs sur les activités des clients. Par exemple, une interruption du service, le bris d'équipements, la facilité à communiquer avec le service à la clientèle et la prévisibilité des factures.

Lorsqu'elle mentionne les conséquences et coûts pour le distributeur, deux groupes peuvent être affectés, les actionnaires et les clients. La FCEI interprète la décision comme une référence aux impacts sur le distributeur qui affectent les clients. Par exemple, augmentation du revenu requis et des tarifs.

La proposition d'Énergir suggère qu'elle accorde une pondération à certains indicateurs en fonction des intérêts de l'actionnaire. Par exemple, les considérations relatives à la réputation de l'entreprise sont liées directement aux intérêts de l'actionnaire. Il en va de même, dans une très large mesure, des considérations commerciales. La FCEI estime que les considérations relatives à l'actionnaire ne devraient pas avoir d'impact sur la pondération des indicateurs. Le rôle des indicateurs de qualité de service est de s'assurer que le monopole réglementé maintient un intérêt élevé pour la satisfaction des clients malgré l'absence de concurrence. L'entreprise n'a pas à être incitée à veiller aux intérêts de ses actionnaires.

Par ailleurs, la FCEI juge que l'ajout du critère de fiabilité d'approvisionnement induit une double comptabilisation de l'impact sur les coûts subis par le client. En effet, le manque de fiabilité d'approvisionnement implique des coûts pour les clients. Ce sont ces coûts qui sont problématique en non le manque de fiabilité en soi.

Finalement, la FCEI note que le critère 6 (expérience client) n'est pas reflété dans l'analyse d'Énergir.

Les pondérations recommandées par la FCEI sont présentées au tableau 2. La grille d'évaluation utilisée par la FCEI pour obtenir ces pondérations est quant à elle présentée à l'annexe 2. Cette grille est basée sur une approche binaire similaire à celle d'Énergir quant à l'attribution des points et elle reprend à plusieurs égards les constats du distributeur. Par contre, elle ne retient que quatre critères (environnement, coûts, expérience client et type d'indicateur). De plus, elle accorde une plus grande importance au critère d'expérience client (10 points ou 0) et réduit la pondération des indicateurs d'entretien préventif et de fréquence de lecture des compteurs tel que discuté à la section 3.1. Finalement, elle limite à 5 la pondération de l'indicateur de procédure de recouvrement et interruption de service. Considérant qu'un seul cas de non-respect de la procédure a été observé historiquement, une pondération supérieure à 5 serait difficilement justifiable selon la FCEI. L'abandon complet de ce critère pourrait également être envisagé.

4. Plan d'approvisionnement

4.1. Évaluation de la marge excédentaire

Suite à une demande de la Régie, Énergir présente la méthode d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets (la Méthode) de même qu'une analyse de « back testing » de sa performance.

La Méthode utilisée actuellement est en place depuis 2018-2019 et représente selon Énergir une amélioration de la méthode précédente.

Selon Énergir, la réalisation ou non des projets n'a pas d'importance aux fins de déterminer la marge excédentaire. Elle écrit :

« En fonction de ce qui précède, Énergir est d'avis que la réalisation éventuelle d'un projet, quelle que soit l'évaluation de sa probabilité, n'a pas vraiment d'importance aux fins bien spécifiques du modèle d'évaluation de la Marge excédentaire et qu'une analyse de la performance prévisionnelle du modèle n'est alors pas utile. Énergir soumet cependant que ce qui est important, depuis l'instauration de la Marge excédentaire, est d'évaluer les besoins d'approvisionnement, en tenant compte de cette dernière, afin d'être en mesure de réserver les capacités de transport nécessaires à la réalisation d'un projet industriel. »

Énergir semble également d'avis qu'il n'est pas important de prédire avec justesse le moment où les projets vont se réaliser. Elle écrit :

« Comme indiqué à la page 8 de la pièce B-0192, Énergir-H, Document 10, les dates de réalisation de chacun des projets ne sont pas tenues en compte dans la méthodologie, car la marge excédentaire n'est pas associée à un ou plusieurs projets spécifiques et ne dépend donc pas d'une date d'implantation spécifique.

Énergir soumet qu'il faut dissocier l'année de réalisation d'un projet de l'année prévue lors de l'application de la méthodologie visant à calculer la marge excédentaire une année donnée. »²⁴

A priori, la FCEI partage l'opinion d'Énergir à l'effet que la nouvelle approche est préférable à l'ancienne. Toutefois, elle juge que l'exercice de « backtesting » présenté par Énergir est insuffisant et non conclusif quant à l'absence de biais significatif dans la nouvelle approche.

D'ailleurs, la FCEI souligne que, bien qu'elle ait réalisé un exercice pour évaluer la probabilité de réalisation de projets antérieurs avec sa nouvelle Méthode dans son complément de preuve²⁵, elle n'a pas répondu à la demande de la Régie de produire une analyse de la performance prévisionnelle de celle-ci. La Régie a formulé cette demande dans

²⁴ B-0219, p. 21

²⁵ B-0192

un premier temps dans sa décision D-2018-158²⁶ puis l'a réitérée au paragraphe 29 de la décision D-2019-057.

[29] Par ailleurs, la Régie est d'avis qu'un test de validité de type « backtesting » demeure la façon éprouvée de tester une méthodologie. Ce test rétroactif consiste à appliquer la méthodologie avec des données historiques et à s'assurer que les résultats produits par cette dernière correspondent aux résultats escomptés.

Contrairement à Énergir, la FCEI estime qu'une bonne performance prévisionnelle est essentielle pour établir la marge excédentaire de manière valide, et ce, tant en termes de taux de réalisation que de délai de réalisation. Un biais dans le sens d'une prévision trop précoce peut être tout aussi dommageable en termes de coûts d'approvisionnement qu'un biais dans le sens d'une probabilité trop grande. Les deux situations peuvent mener à une surévaluation du besoin de marge et, par conséquent, entraîner des achats d'outils d'approvisionnement non requis.

De plus, au-delà de la marge excédentaire, cette Méthode sert, d'abord et avant tout, à établir la prévision de la demande. Elle permet notamment de déterminer quels projets doivent être intégrés au scénario de base de la prévision de la demande et, là encore, a un impact direct sur les coûts d'approvisionnement. Il est donc très important de s'assurer qu'elle produise des prévisions qui soient globalement cohérentes avec la réalité.

Par ailleurs, la FCEI est en désaccord avec la notion que « la marge excédentaire n'est pas associée à un ou plusieurs projets spécifiques et ne dépend donc pas d'une date d'implantation spécifique. » Par exemple, si l'année de réalisation du projet 6 du présent plan d'approvisionnement était 2023 plutôt que 2021²⁷, serait-il raisonnable de se procurer 592 10³ m³ de capacité pour les années 2020 à 2022? La FCEI soumet que non. Selon la FCEI, la marge excédentaire devrait être évaluée indépendamment pour chacune des années du plan plutôt que d'utiliser un besoin uniforme pour les quatre années.

En somme, la FCEI soumet qu'Énergir n'a pas répondu à la demande de la Régie de s'assurer que les résultats produits par la Méthode correspondent aux résultats escomptés. Elle demande qu'une telle analyse soit réalisée. Énergir devrait minimalement produire l'information suivante pour chacun plans d'approvisionnement et chacun des projets.

- **La probabilité de réalisation attribuée à chacun des projets au moment de cette évaluation**
- **l'année prévue de réalisation au moment de cette évaluation**
- **l'année réelle de réalisation**
- **le statut actuel du projet**

²⁶ Paragraphe 181

²⁷ B-0175, p. 11

De plus, un même projet devrait pouvoir être suivi entre les différents plans d’approvisionnement. La note obtenue pour chacun des critères d’évaluation pourrait également être pertinente pour juger du niveau approprié pour les filtres mis en place par Énergir.

4.2. Prévion de la demande

Aux pages 8 et 9 de la pièce Énergie-H, Document 10²⁸, Énergir présente les résultats de l’application de la Méthode pour dix projets évalués entre 2013 et 2017. À partir de ces résultats, la FCEI fait les constats suivants :

- 1) 2 des 10 projets se sont réalisés.
- 2) 1 projet est sur le point d’être réalisé.

[REDACTED]

Cette recommandation n’a aucun impact sur la prévision de demande au présent dossier.

Par ailleurs, la FCEI note qu’Énergir détermine le besoin de pointe des projets 2,3 et 4²⁹ sur la base du coefficient d’utilisation global de la clientèle continue. La FCEI estime qu’il est méthodologiquement erroné de leur appliquer ce ratio de manière systématique si celui-ci est incohérent avec leur profil de consommation réel. Bien que ces clients seront fondus à l’ensemble de la clientèle continue pour l’évaluation future du besoin de pointe, ils ne sont actuellement pas reflétés dans les données historiques et par conséquent le ratio moyen de la consommation à la pointe sur la consommation quotidienne moyenne de 2,72 rapporté par Énergir ne tient pas compte de leur consommation. Si ces clients ont un profil de consommation stable, ils influenceront à la baisse ce ratio dans les années futures et il sera alors cohérent de les traiter dans l’analyse globale. Par contre, leur appliquer ce ratio alors

²⁸ B-0193

²⁹ B-0175, p. 11

qu'ils ne sont pas reflétés dans les données historiques pourrait entraîner un biais important dans l'évaluation du besoin à la pointe.

Dans la mesure où Énergir sait que ces clients sont de type procédé, elle devrait les traiter en conséquence avec un CU se rapprochant davantage de 1 comme elle le fait pour le projet 6. Considérant l'ampleur des volumes en cause pour ces clients, l'impact de ne pas tenir compte de leur profil attendu sur le besoin de capacité pourrait atteindre plus de $300 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.

4.3. Contribution de l'usine LSR à la pointe et redondance

Énergir propose d'appliquer à une règle de redondance aux vaporisateurs de l'usine LSR. Elle base cette recommandation sur une analyse réalisée par la firme Jenmar Concepts.

Selon cette étude le degré de redondance requis pour un système est déterminé par son aspect critique, sa fiabilité et sa disponibilité de même que par les risques et impacts des défaillances et du coût de la redondance.

“The degree of redundancy is determined by the criticality of the system, reliability and availability of the system components and configuration, risk and impact of system failure and incremental cost to add the redundancy.”

Énergir pour sa part affirme que:

« La philosophie vise à trouver un équilibre entre, d'une part, le risque de défaillance et ses conséquences et, d'autre part, le coût de couvrir le risque et ce, tel qu'indiqué à la référence (ii). »

L'Étude de Jenmar Concepts ayant été produite dans les réponses aux demandes de renseignements, la FCEI n'a pas eu l'occasion de questionner Énergir sur les hypothèses et calculs sous-jacents à l'évaluation de l'aspect critique, de la fiabilité et de la disponibilité des vaporisateurs. Conséquemment, elle ne commente pas à ce stade-ci ces évaluations bien qu'elle estime qu'il est important qu'elles soient testées.

Les commentaires de la FCEI porteront donc sur les dimensions de l'analyse touchant les impacts, le risque et le coût.

4.3.1. Impact des défaillances

Une autre dimension qui doit être considérée est l'impact des défaillances. Sur cet élément Énergir affirme :

« L'usine LSR est un équipement critique du réseau d'Énergir utilisé en fine pointe. Les conséquences d'une défaillance sont très importantes. Ainsi, afin d'atteindre un niveau de fiabilité comparable aux autres outils d'approvisionnement, Énergir soumet

que l'application de la philosophie de redondance N+1 est raisonnable pour couvrir le risque de défaillance. »³⁰

Considérant la fonction des vaporisateurs, l'impact pertinent à considérer est la capacité d'Énergir à alimenter sa clientèle. Autrement dit, est-ce qu'une défaillance a pour conséquence d'empêcher Énergir d'alimenter sa clientèle?

La FCEI constate que la preuve au dossier est à l'effet qu'aucune défaillance n'a empêché Énergir de répondre aux besoins de sa clientèle avec les vaporisateurs actuels tel que l'indique Énergir dans la réponse à une question de la FCEI.

« 6.11 Veuillez présenter les statistiques de défaillance des vaporisateurs actuels.

Réponse : Aucune défaillance ayant empêché de répondre aux besoins d'approvisionnement journaliers n'a été observée sur les vaporisateurs actuels. Cela dit, Jenmar Concepts [note omise] a évalué que la disponibilité de l'équipement de vaporisation sans la philosophie de redondance N+1 (permettant de fournir une capacité de 5 805 10³m³/jour) est 92,1 %. La disponibilité totale de l'équipement à l'usine avec la philosophie de redondance N+1 est de 99,9 %, permettant de fournir une capacité garantie de 5 147 10³m³/jour. »³¹

Il est à noter que cela ne signifie pas qu'il n'y a pas eu de défaillance, simplement qu'aucune défaillance n'a eu de conséquences importantes. Tout porte à croire que de telles défaillances sont effectivement survenues considérant les hypothèses retenues par Jenmar Concepts

“The following failure frequency for the vaporizers modeled were assumed based on discussion with Energir staff: V1 = 1 out of 10 seasons, V2 = 1 out of 10 seasons, V3 = once per season, and V4 = 0.2% of the operating hours.”

La FCEI soumet donc que l'affirmation d'Énergir selon laquelle les conséquences d'une défaillance sont très importantes n'est pas supportée par l'historique d'utilisation de l'usine LSR. De plus, Énergir ne présente pas d'analyse prospective ou théorique de l'impact d'une défaillance sur sa capacité à desservir sa clientèle. L'étude de Jenmar Concepts n'aborde pas cette dimension. Tout au plus, l'analyse de l'impact des défaillances se limite à observer que les quatre vaporisateurs ont été opérés de manière concomitante à 8 occasions entre 2013 et 2018.³²

Cela n'implique en rien que la défaillance à l'une ou l'autre de ces huit occasions aurait empêché Énergir de desservir sa clientèle adéquatement.

Par exemple, le rapport de Jenmar Concepts indique que l'évènement où les quatre vaporisateurs étaient en opération et où le plus haut débit de vaporisation a eu lieu le 5 janvier

³⁰ B-0175, p. 48

³¹ B-0175, p. 51

³² B-0175, Annexe Q-6.2, p. 9, tableau 4.1.2

2018 entre le début de la journée gazière (10 heures du matin) et 20 heures.³³ La FCEI calcule que la vaporisation totale durant cette période est d'environ $2\,400\,10^3\text{m}^3$. De plus, la vaporisation totale pour cette journée a été de $2837\,10^3\text{m}^3$.³⁴ C'est donc sûre que l'essentiel de la vaporisation cette journée a eu lieu au cours de ces dix heures. Quelle aurait été la conséquence de la défaillance d'un vaporisateur dans ce contexte? Selon toute vraisemblance, il aurait été nul. En effet, Énergir n'aurait eu qu'à prolonger d'une ou deux heures la vaporisation sur les trois vaporisateurs restant pour combler le besoin total de vaporisation de la journée.

4.3.1. Risque de défaillance avec conséquence importante

Bien sûr, le fait qu'aucune défaillance n'ait jamais eu de conséquences importantes n'implique pas que cela ne puisse jamais arriver. Lorsqu'on admet qu'il est possible qu'une défaillance ait des conséquences importantes, la question suivante à se poser est de savoir quel est le risque que cela survienne. Non pas le risque qu'il y ait une défaillance, mais le risque qu'il y ait une défaillance et qu'elle ait des impacts importants.

L'étude de Jenmar Concepts a évalué que la disponibilité de l'équipement de vaporisation sans la philosophie de redondance N+1 (permettant de fournir une capacité de $5\,805\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$) est 92,1 %.³⁵

Toutefois, elle n'a pas évalué la probabilité qu'une indisponibilité ait une conséquence importante.

Sans que cela ne constitue une évaluation formelle de cette probabilité, la FCEI soumet ce qui suit. Énergir présente au tableau 1 de l'annexe 7 de son plan d'approvisionnement le besoin de pointe pour les cinq journées avec les conditions climatiques les plus défavorables des 30 dernières années. La journée avec la demande la plus élevée est le 15 janvier 2004 avec une demande de $35\,771\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. La journée avec la deuxième demande la plus élevée est le 15 janvier 1994 avec une demande de $34\,772\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, soit $1\,000\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de moins. Puisque la perte de capacité garantie induite par la philosophie N+1 est de $658\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, il n'y a qu'une seule journée à tous les trente ans où les quatre compresseurs de l'usine LSR sont essentiels pour desservir la clientèle.

Par ailleurs, advenant un évènement où les trois compresseurs disponibles ne suffisent pas à la tâche, l'évaluation des risques de conséquences devrait également tenir compte des moyens alternatifs ou de mitigation disponibles à Énergir pour répondre à la demande.

La FCEI identifie au moins trois tels moyens :

- L'étude de Jenmar Concepts fait l'hypothèse d'un temps de réparation de 3 heures pour les vaporisateurs³⁶. C'est donc dire qu'un vaporisateur pourrait tout de même

³³ B-0175, Annexe Q-6.2, p. 10

³⁴ R-4079-2018, B-0055, p. 2

³⁵ B-0175, p. 51, réponse 6.11

³⁶ B-0175, Annexe Q-6.2, p. 18

produire un volume de gaz naturel considérable dans une journée où il subit une défaillance. Le déficit de vaporisation ne serait alors que de $82 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.³⁷

- La perte de volume pourrait être compensée par une baisse du line pack si de la marge de manœuvre est disponible.
- Un déséquilibre volumétrique sur TCPL pourrait être généré.

4.3.2. Coût

Tel que mentionné en préambule, Énergir affirme que:

« La philosophie vise à trouver un équilibre entre, d'une part, le risque de défaillance et ses conséquences et, d'autre part, le coût de couvrir le risque et ce, tel qu'indiqué à la référence (ii). »

Toutefois, elle ne présente aucune estimation de ce que serait un juste coût pour justifier l'adoption de la philosophie N+1 pour les vaporisateurs.

Dans le présent dossier, Énergir a pu se procurer un outil de remplacement à un prix relativement faible. Toutefois le prix de cet outil ne représente pas le coût d'adoption de la philosophie N+1. [REDACTED]

En l'absence d'une évaluation d'un coût acceptable et du coût effectif de cette philosophie, la FCEI soumet qu'on ne peut déterminer la raisonnable de l'adopter.

4.3.3. Conclusion

Considérant ce qui précède, la FCEI estime qu'Énergir n'a pas fait la démonstration du bien-fondé de l'application de la philosophie N+1 aux vaporisateurs de l'usine LSR. Elle demande à la Régie de rejeter cette approche et de maintenir la contribution de l'usine LSR au plan d'approvisionnement à $5\,805 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.

4.4. Outil de remplacement pour l'usine LSR

Afin de pallier à la baisse de contribution à la pointe de l'usine LSR, Énergir a contracté un outil de pointe sur le marché secondaire. Tel que mentionné à la section précédente, la FCEI conteste la nécessité de réduire l'apport à la pointe de l'usine LSR.

³⁷ $658 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ multiplié par 3/24.

4.4.1. Optimisation du plan d'approvisionnement 2019-2020

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

4.4.2. Optimisation des plans futurs

[Redacted text block]

[Redacted text block]

³⁸ B-0154, annexe 9.

³⁹ B-0175, p. 54, réponse 7.6

⁴⁰ B-0175, p. 54, réponse 7.7

5. Méthode d'allocation des coûts de l'usine LSR

Afin d'améliorer le respect du principe de causalité, Énergir propose des modifications à la méthode d'allocation des coûts de l'usine LSR entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée.

Elle recommande dans un premier temps la création de trois nouvelles activités : « compression », « chargements quai 0 » et « activité réglementée ». L'activité « liquéfaction 2 » est de plus renommée « activité non réglementée ».

Elle propose également une méthode pour allouer les coûts regazéification afin de tenir compte de l'utilisation de cette activité par GM GNL.

La FCEI commente ci-après les propositions relatives aux nouvelles activités « compression » et « chargement quai 0 ».

5.1. Compression

Énergir propose que l'activité de compression soit traitée de la même indépendante des frais généraux de la même manière que le sont l'entreposage, la liquéfaction et la regazéification.

Selon l'évaluation d'Énergir, la totalité des coûts de la fonction compression sont fixes. Comme pour l'entreposage, la liquéfaction et la regazéification, elle propose de répartir ces coûts en fonction de la proportion d'utilisation attribuable à la DaQ et à GM GNL. L'équité de la méthode est donc tributaire de la manière dont leur utilisation respective est évaluée.

Énergir identifie les quatre sources suivantes de gaz naturel devant être compressé.

- 1) Source 1 : Évaporation régulière du GNL des réservoirs
- 2) Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1
- 3) Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2
- 4) Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions-citernes

⁴¹ B-0175, p. 54, réponse 7.3

L'attribution de la responsabilité de ces quatre sources est présentée au tableau 3 de la pièce B-0225 à la page 18. Ce tableau est reproduit à l'annexe 3. Suite à l'analyse de ce tableau, la FCEI est en désaccord avec l'attribution proposée par Énergir pour les sources 1, 3 et 4.

5.1.1. Source 1 : Évaporation des réservoirs

L'évaporation des réservoirs est attribuable aux cinq facteurs suivants.

- Évaporation régulière
- Évaporation de liquéfaction train 1
- Évaporation de liquéfaction train 2
- Évaporation de regazéification
- Évaporation liée aux chargements

La FCEI estime que la proposition d'Énergir reflète adéquatement la causalité pour ce qui est de l'évaporation régulière et de l'évaporation de liquéfaction train 1. Par contre, elle juge que la proposition d'Énergir eu égard aux trois autres facteurs ne respecte pas le principe de causalité.

L'évaporation dans les réservoirs est influencée par les autres activités de l'usine LSR. Ainsi, lorsque le train 2 est en fonction, l'évaporation des réservoirs augmente. L'évaporation de liquéfaction train 2 correspond à la hausse de l'évaporation dans les réservoirs lorsque le train 2 est en fonction par rapport à une situation sans liquéfaction. Énergir confirme d'ailleurs que l'évaporation train 2 serait nulle si le train 2 ne fonctionnait pas.⁴² Autrement dit, il y a évaporation de liquéfaction si et seulement s'il y a liquéfaction.

À la connaissance de la FCEI, il s'agit là de la définition même du concept de causalité. Puisque c'est l'activité non réglementée qui utilise le train 2, la FCEI se serait attendue à ce qu'Énergir attribue la totalité de l'évaporation train 2 à l'activité non réglementée.

Pourtant, Énergir propose d'attribuer la responsabilité de la liquéfaction train 2 non pas en fonction de l'entité qui liquéfie, mais plutôt en fonction de la capacité d'entreposage. Elle explique ainsi cette décision.

« En ce qui concerne la source 1, il est vrai que les différentes activités de l'usine LSR (liquéfaction 1, liquéfaction 2, regazéification et chargements) ont un impact plus ou moins élevé sur le niveau d'évaporation du GNL des réservoirs à compresser. Toutefois, cette source est issue de l'activité d'entreposage et le niveau d'évaporation est lié à la capacité des réservoirs. En d'autres termes, le niveau d'évaporation à compresser serait moins élevé si la capacité des réservoirs était moins élevée, et ce, peu importe l'activité en fonction. En conséquence, puisque GM GNL ne réserve qu'une portion de la capacité totale, la quote-part des volumes de compression issue de la source 1 lui est attribuée en fonction de la capacité qu'il réserve. » (Nous soulignons)

⁴² B-0291, p. 14, réponse 3.11

Cette explication est problématique à au moins deux égards. Premièrement, le fait que la taille de l'entreposage puisse influencer le niveau d'évaporation de liquéfaction n'implique pas qu'il en soit la cause. C'est bel et bien la liquéfaction qui cause cette évaporation et non pas l'entreposage, c'est d'ailleurs pour cette raison qu'elle est nommée évaporation de liquéfaction et c'est également pour cette raison que cette évaporation est nulle si le liquéfacteur ne fonctionne pas. Il ne fait donc aucun doute que c'est la liquéfaction qui cause l'évaporation de liquéfaction et non l'entreposage. La taille des réservoirs de l'usine LSR est une caractéristique inhérente à celle-ci avec laquelle les utilisateurs qui font le libre choix d'y avoir des activités doivent composer.

Deuxièmement, Énergir n'a soumis aucune étude ou analyse démontrant le lien entre le niveau d'évaporation de liquéfaction et la taille des réservoirs. La FCEI soumet qu'une telle relation, bien qu'attrayante à première vue, peut également paraître contre-intuitive.⁴³

Énergir applique pour l'évaporation de regazéification une logique similaire à celle utilisée pour l'évaporation de liquéfaction du train 2.

La FCEI formule les mêmes objections à savoir que ce n'est pas l'entreposage qui cause la baisse d'évaporation liée à la regazéification, c'est la regazéification elle-même.

Là encore, il n'y a aucune preuve au dossier d'une relation entre la taille des réservoirs et l'évaporation de regazéification.⁴⁴

Les mêmes commentaires peuvent être faits en ce qui concerne l'évaporation liée à l'activité de chargement.

Considérant ce qui précède, la FCEI soumet que le respect du principe de causalité exige que l'attribution de la responsabilité de ces trois facteurs soit indépendante des capacités d'entreposage. **Elle recommande que l'évaporation de liquéfaction train 2 soit entièrement attribuée à l'activité non réglementée de même que l'évaporation liée aux chargements. Quant à l'évaporation de regazéification, elle devrait être attribuée en fonction des volumes de regazéification exclusivement.**

5.1.2. Sources 3 et 4: Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2 et des chargements de camions-citernes

⁴³ Le fait que l'évaporation régulière soit fonction de la taille des réservoirs n'implique pas nécessairement que l'évaporation de liquéfaction le soit également. Par exemple, si l'on peut accepter assez facilement qu'à condition équivalente, une piscine olympique avec une surface de 1000 m² génère 1000 fois plus d'évaporation qu'un contenant dont la surface est de 1 m², il n'est absolument pas évident qu'un verre d'eau versé dans la piscine y causera 1000 fois plus de remous que s'il est versé dans le récipient. Le verre d'eau versé dans la piscine aura un effet très local et ne perturbera pas l'ensemble de la surface de l'eau.

⁴⁴ Dans ce cas, l'intuition à l'effet contraire paraît encore plus frappante. Selon la compréhension de la FCEI, retirer 1 000 m³ de GNL de l'entreposage libère dans le réservoir 1 000 m³ pour accueillir de l'évaporation. Que le 1 000 m³ de GNL ait été retiré d'un grand réservoir ou d'un petit, il aura tout de même libéré 1 000 m³ de volume.

Tel qu'expliqué par Énergir ces deux sources découlent du fait que certaines activités de GM GNL génèrent un apport de du gaz naturel non liquéfié dans les réservoirs de GNL. Ce gaz étant déjà à l'état gazeux, il n'aurait selon Énergir pas d'impact sur l'évaporation dans les réservoirs. Il s'ajoute par contre au gaz présent dans les réservoirs et augmente d'autant le besoin de compression.

Bien que ce gaz résulte clairement des activités de GM GNL, Énergir propose d'attribuer la responsabilité de sa compression à l'activité réglementée pour les fins du partage des coûts de compression. Elle justifie cette proposition par le fait que la DaQ rachète ce gaz de GM GNL en vertu d'une entente-cadre. Puisque, le point de transfert de propriété étant situé en aval des compresseurs, Énergir argumente que c'est à elle qu'incombe la responsabilité de compresser ce gaz naturel.

La FCEI estime que cette proposition est inéquitable pour les clients de la DaQ et ne respecte pas la causalité. Les activités de GM GNL étant la cause évidente de la production de ces gaz, elle doit assumer les coûts de leur compression. Toute autre solution serait en contradiction directe du principe de causalité.

La FCEI recommande donc que la responsabilité du gaz naturel provenant de ces deux sources soit attribuée en totalité à l'activité non réglementée pour les fins de l'allocation des coûts de compression.

La FCEI soumet de plus que le fait qu'un transfert de propriété soit fait en amont des compresseurs n'empêche en rien d'attribuer la responsabilité de sa compression à GM GNL. **Si la Régie devait en juger autrement, la FCEI recommande à la Régie d'interdire l'achat de fourniture auprès de GM GNL tant que le point de transfert de propriété ne sera pas déplacé en aval des installations de compression, que la formule d'établissement du prix d'achat n'intégrera pas une compensation adéquate pour les coûts de compression encourus par la DaQ ou simplement que GM GNL assume la responsabilité de la compression de quelque manière que ce soit. La preuve démontre que la formule pour le prix d'achat de ce gaz ne prévoit pas de tel ajustement.**⁴⁵

5.2. Chargements quai 0.

Énergir propose de créer cette activité pour l'éventualité où GM GNL utiliserait le quai 0 pour ces activités.⁴⁶ Elle propose une méthodologie basée sur un coût unitaire similaire à celle utilisée pour la plupart des autres fonctions de l'usine. Ce coût unitaire serait calculé sur la base de la capacité de chargement du quai 0.

« La capacité de chargements du quai 0 est utilisée pour établir le coût unitaire moyen de cette activité. Si le client GM GNL utilise le quai 0, la part des coûts qui lui est attribuée est calculée en fonction de sa demande de chargements par rapport à la capacité de chargements. Cette façon de faire permet de respecter le lien de causalité

⁴⁵ B-0220, p. 19

⁴⁶ Contrairement aux autres, ce quai fait partie des actifs de l'activité réglementée.

et Énergir s'assure que le client GM GNL assume la totalité des coûts qui lui revient. »⁴⁷

La FCEI est opposée à cette approche. Selon la FCEI, la fonction de chargement est différente des autres fonctions de l'usine en ce que, contrairement aux équipements de liquéfaction, regazéification ou entreposage, le quai 0 n'a pas été dimensionné en fonction d'un besoin de chargement précis. Supposons par exemple que le quai 0 permette 3650 chargements par années. Cela ne signifie pas qu'il a été construit en vue de 3650 chargements par année. La FCEI ne connaît la motivation initiale ayant mené à la construction du quai 0, mais on peut douter que le besoin de chargement fût de 3650 lors de la construction. Si seulement 10 chargements étaient prévus dans l'année, il aurait tout de même fallu construire un quai au complet.

Si l'activité réglementée est susceptible à n'importe quelle année d'avoir besoin de la totalité de la capacité d'entreposage, de liquéfaction ou de regazéification, elle n'est pas susceptible d'avoir besoin de la totalité de la capacité de chargement. En fait, elle n'en a aucun besoin. En somme, contrairement aux autres fonctions, le lien entre le dimensionnement de la fonction quai 0 et le besoin de l'activité réglementé est très faible. Attribuer par défaut à l'activité réglementée un besoin de chargement équivalent à la capacité maximale de chargement est non seulement illogique, mais c'est également incohérent avec les activités réglementées actuelles. Selon la FCEI cette approche est inéquitable et elle estime qu'elle devrait être rejetée.

De plus, considérant que l'activité non réglementée ne fait pas usage du quai 0 pour l'instant, la FCEI estime qu'il n'est pas requis de statuer dès à présent sur l'allocation des coûts de l'activité « chargements quai 0 ».

La FCEI demande à la Régie de rejeter la méthode d'allocation des coûts de la fonction « chargement quai 0 ».

6. Stratégie tarifaire

6.1. Contexte.

Pour l'année 2019-2020, Énergir prévoit une baisse tarifaire importante tous tarifs et services confondus de 14,39%. Cette baisse est notamment le reflet de baisses importantes au niveau des services de transport (-26,34%) et du coût d'équilibrage (-20,33%) de même qu'au service de distribution (-10,34%).

Les ajustements tarifaires aux tarifs de transport et équilibrage sont calculés selon les méthodologies approuvées par la Régie. Quant au service de distribution, Énergir propose de

⁴⁷ B-0209, p. 10

poursuivre l'application de l'approche approuvée par la Régie dans la décision D-2013-106⁴⁸ soit, un ajustement uniforme à l'ensemble des tarifs.

Elle justifie cette proposition par le fait que le dossier R-3867-2013 devant traiter de la refonte du service de distribution et des niveaux acceptables d'interfinancement (phase 4) est toujours en cours.

« La phase 1 du dossier R-3867-2013 portait sur la méthode d'allocation des coûts. La phase 4 de ce même dossier est en suspens et abordera, notamment, la structure tarifaire au service de distribution et les niveaux d'interfinancement acceptable pour la clientèle. Pour cette raison, la méthode d'établissement des tarifs a été maintenue. »⁴⁹

La FCEI est en désaccord avec la position du Distributeur de maintenir l'approche approuvée dans la décision D-2013-106. Dans cette décision, la Régie a accepté la stratégie tarifaire proposée parce qu'elle la jugeait raisonnable dans le contexte de ce dossier.

« [623] Tenant compte de la décision relative à la répartition tarifaire, la Régie accepte la stratégie tarifaire proposée par le distributeur. Elle juge que, dans le contexte actuel, la proposition du distributeur est raisonnable. Cependant, pour le tarif D1, la Régie demande au distributeur de répartir la hausse tarifaire du revenu requis de distribution entre les frais de base et les frais variables, de manière à conserver les ratios actuels. » (Nous soulignons)

Bien qu'aucun changement de contexte n'ait été invoqué pour modifier cette approche jusqu'ici, la FCEI soumet que trois éléments contextuels importants justifient d'adopter une approche différente au présent dossier.

Le premier élément est l'existence de nouvelle information. En effet, Énergir a produit la première étude d'allocation du coût de service⁵⁰ depuis que la Régie a statué sur la méthode d'allocation des coûts en phase 1 du dossier R-3867-2013 en suivi de la décision D-2019-044⁵¹. Cette analyse révèle un important interfinancement en distribution, lequel est favorable aux petits clients (3 650 m³/an et moins du tarif D₁) de même qu'à la clientèle industrielle (tarifs D₄ et D₅) et est très défavorable à beaucoup de consommateurs du marché affaires (10 950 m³/an et plus au tarif D₁ et tarif D₃). Les taux d'interfinancement montrent que la très grande majorité de ce dernier groupe paie une prime de 30 % ou plus sur les coûts de distribution qui lui sont attribués, atteignant environ 60% dans le cas des 7^e et 8^e paliers du tarif D₁.⁵² En moyenne, ils paient 46% plus que les coûts qui leur sont attribués, soit 115 M\$ pour 2018-2019. À l'opposé, les clients des trois premiers paliers du tarif 1 paient en moyenne 31% de moins que leurs coûts alloués (-38 M\$) alors que les clients des tarifs D₄ et

⁴⁸ Paragraphe 623

⁴⁹ B-0219, p. 23, réponse 5.1

⁵⁰ B-0194

⁵¹ Paragraphe 20.

⁵² B-0194, annexe 3, p. 1

D₅ paient respectivement 37% (51 M\$) et 20% (30 M\$) moins que le coût qui leur est attribué.

Tableau 3 : Interfinancement des tarifs de distribution 2018-2019 (M\$)

	Revenus	Coûts alloués	Écart
D1 <3 650	87	125	- 38,5
D1 >10 950	347	235	+ 111,5
D3	16	13	+ 3,0
D4	86	137	- 50,7
D5	7	37	29,8

Quant au fait que les « niveaux d'interfinancement acceptable » pour la clientèle seront discutés au dossier R-3867-2013, la FCEI soumet que cela n'empêche en rien d'entamer dès à présente une correction de l'interfinancement.

D'abord, un niveau d'interfinancement acceptable ne veut pas dire un niveau d'interfinancement idéal ou ni même souhaitable. La Régie peut très bien juger qu'il soit souhaitable de réduire l'interfinancement sans qu'un niveau acceptable d'interfinancement n'ait été établi. À cet égard, la Régie a indiqué lors du dossier R-3969-2016 qu'elle jugeait opportun d'infléchir les ratios d'interfinancement lorsque les circonstances s'y prêtent.

« [420] En ce qui a trait à l'ajustement proposé pour le tarif 2, la comparaison des différents scénarios fournis par Gazifère indique que le ratio R/C du tarif 2 est moins sensible aux variations tarifaires que celui des autres tarifs. La Régie considère cependant qu'il est opportun de tenter d'infléchir ce ratio lorsque les circonstances s'y prêtent. Elle est d'avis que c'est le cas en l'instance. »⁵³

Dans ce dossier, les circonstances soulevées par Gazifère étaient la situation concurrentielle et l'évitement de chocs tarifaires.

« Deuxièmement, Gazifère modifie cette répartition de façon discrétionnaire afin de considérer, entre autres, le degré d'interfinancement, la situation concurrentielle et l'évitement de chocs tarifaires [note omise]. La modification proposée par Gazifère est observable à la première ligne du tableau de la page 4 de la pièce B-0187 [note omise], la répartition finale proposée par Gazifère est présentée sous la colonne 4 de la pièce B-0188 [note omise]. »⁵⁴

La FCEI mettait de l'avant des circonstances semblables.

« [414] L'intervenante estime que, dans le contexte du présent dossier caractérisé par une baisse tarifaire, les objectifs prépondérants devraient être la recherche d'une plus grande équité par la correction des indices d'interfinancement, la stabilité tarifaire et

⁵³ D-2017-028

⁵⁴ D-2017-028, paragraphe 399

le respect de certains impératifs commerciaux, en l'occurrence la rentabilité du développement résidentiel. Sur la base de ces observations et principes, la FCEI a formulé et déposé en audience une recommandation d'ajustement tarifaire. [note omise] »

La FCEI soumet que le présent dossier affiche également les éléments contextuels qui justifient une correction de l'interfinancement : un contexte permettant d'éviter un choc tarifaire, une position concurrentielle favorable et bien sûr, l'existence en premier lieu d'un interfinancement significatif.

De plus, le fait d'appliquer une hausse tarifaire uniforme n'implique pas que l'on maintient le niveau d'interfinancement stable. Les documents préparés par Énergir sont éloquentes à ce propos. En effet, on observe pour certaines catégories de clients une détérioration marquée de l'interfinancement entre les années 2013-2014 et 2018-2019 malgré la stratégie tarifaire de hausse uniforme appliquée durant la totalité de cette période. Le tableau 3 présente une sélection des tarifs et paliers ayant subi les variations les plus marquées. On peut y constater que les clients plus grands clients du tarif D₁ ont été les plus touchés par cette détérioration.

Tableau 4 : Variation de l'interfinancement entre 2013-2014 et 2018-2019

Tarif/palier	Interfinancement 2013-2014 (D-2017-063)	Interfinancement 2018-2019 (D-2017-063)	Variation
D ₁ -[1 095 - 3 650]	98%	80%	-18%
D ₁ -[109 500 - 365 000]	128%	159%	+31%
D ₁ -[365 000 - 1 095 000]	121%	161%	+40%
D ₁ -[1 095 000+]	100%	131%	+31%
D303	107%	143%	+34%
D5	44%	20%	-24%

Source : B-0194, annexe 3, p. 1

Ainsi, il n'y a pas de lien entre le maintien de la stratégie tarifaire et l'interfinancement acceptable.

Le deuxième élément de contexte important est que le dossier tarifaire 2019-2020 présente une baisse tarifaire en distribution, mais également au niveau global. Par conséquent, il présente une opportunité unique d'entamer une correction de l'interfinancement dans un contexte tarifaire favorable.

Pour ce qui est de la position concurrentielle du gaz naturel, la preuve démontre qu'elle est enviable dans tous les marchés et pour tout l'horizon du plan d'approvisionnement. Elle tend de plus à s'améliorer sur l'horizon du plan et est également, dans beaucoup de cas en amélioration par rapport à 2013-2014.⁵⁵

⁵⁵ R-3837-2013-B-0043, section 3 et B-0184, section 3

Dans le marché résidentiel, le mazout est au moins 50% plus cher que le gaz naturel dans presque toutes les circonstances. L'avantage face à l'électricité passe de 23% en 2019-2020 à 30% en 2022-2023 dans la construction neuve. Les valeurs correspondantes dans les bâtiments existants avec équipement efficace sont de 36% (2019-2020) à 46% (2022-2023).

Dans le marché industriel, le recours au gaz naturel est essentiellement deux fois moins cher que le mazout n° 6 dans tous les cas de figure analysés, tel qu'illustré par le tableau 10 du plan d'approvisionnement d'Énergir reproduit ci-dessous.

Tableau 10
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2020 à 2023
Marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 2019-2020				
2 Mazout n° 6 (1 % soufre)	194	213	194	219
3 2020-2021				
4 Mazout n° 6 (1 % soufre)	198	217	198	224
5 2021-2022				
6 Mazout n° 6 (1 % soufre)	199	220	199	225
7 2022-2023				
8 Mazout n° 6 (1 % soufre)	200	221	200	226

6.2. Proposition d'ajustement tarifaire

Considérant ce qui précède, la FCEI recommande de profiter du contexte favorable du présent dossier pour améliorer les ratios d'interfinancement. Elle soumet la proposition suivante qui consiste en quelques ajustements à la proposition d'Énergir. Dans l'élaboration de cette recommandation, la FCEI a pris en compte les taux d'interfinancement observés et les contraintes inhérentes à la structure des tarifs.

La FCEI propose dans un premier temps de limiter de la manière suivante les réductions tarifaires des tarifs D₁, D₄ et D₅.

- **Maintenir le frais de base du premier palier du tarif D₁ au niveau actuel (+ 1,5 M\$)**
- **Limiter à 2,5% la baisse tarifaire au tarif D₄ (+ 6,6 M\$)**
- **Maintenir le tarif D₅ au niveau actuel (+ 0,8 M\$)**

Ces trois ajustements génèrent des revenus additionnels d'environ 9 M\$.

Dans un deuxième temps, elle propose de répartir ce montant entre les tarifs D₁ et D₃ au prorata de leurs revenus respectifs afin d'en accentuer les réductions tarifaires. La réduction de revenu additionnelle au tarif D₁ devrait cibler autant que possible les paliers dont la consommation annuelle est supérieure à 10 950 m³ tout en maintenant la cohérence générale du tarif.

La FCEI calcule que la réduction tarifaire additionnelle découlant de ces ajustements serait de l'ordre de 1,7% pour les clients ciblés. Au total, ils verraient donc leur tarif de distribution réduit d'un peu plus de 12 %.

7. Sommaire des recommandations

Eu égard à la proposition d'allègement réglementaire, la FCEI recommande de :

- maintenir la fixation annuelle des investissements inférieurs à 1,5 M\$;
- accepter le découplage des revenus;
- rejeter les prétentions d'Énergir relativement à l'augmentation du risque d'affaires;
- maintenir le mode de partage actuel des excédents de rendement.

Eu égard aux indicateurs de qualité de service et à liaison au partage des écarts de rendement, la FCEI recommande le maintien de l'indicateur de rapidité de réponse aux appels téléphoniques et les cibles, seuils et pondération présentés aux tableaux 1 et 2.

Eu égard à l'évaluation de la marge excédentaire en transport, la FCEI recommande à la Régie d'exiger qu'Énergir réponde adéquatement à sa demande de s'assurer que les résultats produits par la méthode d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets correspondent aux résultats escomptés. Elle recommande d'exiger d'Énergir qu'elle produise l'information requise pour ce faire.

Eu égard à la prévision de la demande, la FCEI recommande à la Régie [REDACTED] Elle demande également que l'évaluation du besoin en pointe pour les nouveaux projets tienne compte de la nature du projet si celle-ci est connue et ce peu importe la taille du projet.

Eu égard à la contribution de l'usine LSR à la pointe, elle demande à la Régie de rejeter l'approche N+1 proposer par Énergir et de maintenir la contribution de l'usine LSR au à 5 805 10³m³/jour.

Eu égard au nouvel outil de pointe, la FCEI recommande à la Régie d'ordonner à Énergir de présenter les analyses 1 et 2 décrites à la section 4.4.1. [REDACTED]

Eu égard à l'allocation des coûts de l'activité « compression » de l'usine LSR, la FCEI recommande que :

- l'évaporation de liquéfaction train 2 de même que l'évaporation liée aux chargements soient entièrement attribuées à l'activité non réglementée pour les fins de l'allocation des coûts de compression;
- l'évaporation de regazéification, soit attribuée en fonction des volumes de regazéification exclusivement;

- la responsabilité du gaz naturel provenant des sources 3 et 4 soit attribuée en totalité à l'activité non réglementée.

Eu égard à l'allocation des coûts de l'activité « chargement quai 0 » de l'usine LSR, la FCEI recommande de rejeter la méthode proposée par Énergir.

Eu égard à la stratégie tarifaire, la FCEI recommande de limiter les réductions tarifaires en distribution au premier palier du tarif D_1 de même qu'aux tarifs D_4 et D_5 et d'accentuer celles des autres paliers du tarif D_1 et du tarif D_3 tel que détaillé à la section 6.2.

Annexes

Annexe 1 :

Rapidité de réponse aux appels téléphoniques 2001-2017

Année tarifaire	Résultat
2000-2001	88.4
2001-2002	91.2
2002-2003	85.6
2003-2004	70.6
2004-2005	87.7
2005-2006	94.3
2006-2007	98.7
2007-2008	97.9
2008-2009	95.1
2009-2010	94.6
2010-2011	95.2
2011-2012	97.3
2012-2013	93.4
2013-2014	94.1
2014-2015	95.7
2015-2016	97.7
2016-2017	94.7

Source: Rapports annuels 2001 à 2017, Gaz Métro-5, document 1.

Annexe 2 :

	Environnement	Coûts	Expérience client (10 ou 0)	Autres considérations	Pointage total
Entretien préventif	Détérioration de l'intégrité du réseau, donc augmentation du nombre de fuites et de bris. Impact environnemental mesurable.	S'il y a dégradation, les réparations seront plus nombreuses et surtout plus importantes. Impact à la hausse sur les tarifs.	Interruption de service plus fréquentes	Indicateur de moyen	15
Rapidité de réponse aux situations d'urgence	Augmentation des incidents importants. Plus le temps de réponse aux urgences est long, plus grand est le risque que survienne un incident important pouvant ultimement mener à un décès, que ce soit parmi le public ou les employés du distributeur. Impact environnemental mesurable.	Les incidents importants entraînent des dépenses importantes de réparation. Perte de revenu due à l'interruption de l'approvisionnement et hausse des primes d'assurance pour le distributeur. Perte de revenu	Interruption du service et dommage aux équipements possible pour les clients utilisant le gaz dans leurs procédés.		20
Rapidité de réponses aux appels téléphoniques			Désagréments dus au temps d'attente		10
Fréquence de lecture des compteurs		Potential de perdre des clients ayant vécu des réajustements de facture difficiles à acquitter.	Les factures estimées mènent à une correction lors de la lecture de la consommation réelle. Le client pourrait avoir un montant dû auquel il ne s'attendait pas et se trouver en difficulté d'acquitter son paiement.	Indicateur de moyen	10
Satisfaction de la clientèle des tarifs D1 et D3		Une perte importante de clients pourrait entraîner une hausse des tarifs et une perte de revenus pour le distributeur.	Impact direct sur l'expérience client par définition		15
Satisfaction de la clientèle VGE		La portion de ces clients peut utiliser une autre source d'énergie à laquelle ils pourraient transférer dans un court délai. Impact financier immédiat.	Impact direct sur l'expérience client par définition		15
ISO 14001 (version 2015)	Le fait de ne pas bien gérer nos activités, incluant les émissions de GES, pourrait entraîner des impacts environnementaux indésirables et mesurables.	Le développement durable, incluant la protection de l'environnement, est un élément important pour certains clients dans leurs choix énergétiques. La nonconformité pourrait les inciter à changer de source d'énergie.			10
Procédure de recouvrement et interruption de service			Impact direct sur l'expérience client	Fréquence d'incident très faible.	5

Annexe 3

Tableau 3 : Calcul de la capacité potentielle de compression			
	Calcul de la capacité potentielle de compression	Portion attribuable à l'activité non réglementée	Portion attribuable à l'activité réglementée
1	Sources de gaz naturel compressé (en 10 ³ m ³) (Énergir-N, Document 18, tableau 1, page 7)		
2	Source 1 : Évaporation régulière du GNL des réservoirs		
3	Évaporation régulière	8 147	7 452
4	Évaporation de liquéfaction train 1	(420)	(420)
5	Évaporation de liquéfaction train 2	4 460	4 080
6	Évaporation de regazéification	(160)	(149)
7	Évaporation liée aux chargements	417	382
8	Total source 1	12 445 ⁽¹⁾	11 344
9	Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1	11 510 ⁽⁵⁾	11 510
10	Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2	1 300	1 300
11	Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes	263	263
12	Total capacité potentielle de compression	25 538	24 438
13	⁽¹⁾ Reliquéfaction de l'évaporation régulière du GNL des réservoirs qui a été compressée au cours de l'exercice 2019-2020		
14	Évaporation régulière du GNL des réservoirs au cours de l'exercice 2019-2020	12 445	
15	Portion de l'évaporation régulière reliquée au cours de l'exercice 2019-2020	12 445	
16	Portion de l'évaporation régulière reliquée au cours de l'exercice 2020-2021	-	
17	⁽²⁾ La portion attribuable à GM GNL est obtenue en appliquant le ratio de la capacité réservée par GM GNL, soit 8,5% (tableau 1, ligne 3) sur la capacité potentielle de compression.		
18	⁽³⁾ Obtenu en appliquant au résultat de la note 2 le ratio de la quantité annuelle de demande regazéifiée par GM GNL, soit 79,6% (tableau 1, ligne 18).		
19	⁽⁴⁾ Résultat de zéro car il n'est pas prévu que GM GNL utilise le train de liquéfaction 1 au cours de l'exercice.		
20	⁽⁵⁾ Obtenu en multipliant la production de gaz naturel à compresser lors d'une journée de liquéfaction (Énergir-N, Document 18, tableau 1, page 7) par le nombre de jours de liquéfaction prévu pour remplir la capacité d'entreposage des réservoirs en excluant la capacité réservée par GM GNL (64,3 10 ³ m ³ X 179 jours).		