

S U I V I D E L A R E D O N D A N C E À L ' U S I N E L S R

(SUIVI DE LA DÉCISION D-2019-141)

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	4
1 MISE EN CONTEXTE.....	4
2 ANALYSES EFFECTUÉES	6
2.1 Rapport d'expert sur la question	6
2.2 Calcul de la capacité de regazéification quotidienne « garantie ».....	7
2.3 Meilleures pratiques de l'industrie.....	8
2.4 Des probabilités inacceptables	9
2.5 Probabilité de défaillance lors de la journée de pointe	9
3 RISQUES ET CONSÉQUENCES DE DÉFAILLANCES	10
3.1 Conséquences de défaillances	10
3.2 Mesures afin d'atténuer l'impact des risques de défaillances	11
4 SOLUTIONS PERMANENTES ÉVALUÉES	12
4.1 Capacité de transport SH.....	12
4.2 interruptible	13
4.3 Augmentation de la capacité de regazéification	13
CONCLUSION	14

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
GNL	Gaz naturel liquéfié
Joule	Unité de mesure de l'énergie – 1 m ³ équivaut à 37 890 000 joules
LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
TCPL	TransCanada PipeLines Limited

INTRODUCTION

1 Dans sa décision D-2019-141 relative au dossier tarifaire 2019-2020, la Régie de l'énergie (la
2 Régie) demandait un suivi à Énergir, s.e.c. (Énergir) :

3 « [246] À cet égard, la Régie demande à Énergir de déposer un suivi et de tenir une séance
4 de travail, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, portant notamment sur les éléments
5 suivants :

- 6 • les évaluations effectuées aux fins de l'établissement de la capacité « garantie »
7 quotidienne ferme de l'usine LSR;
- 8 • les solutions envisagées et la solution permanente retenue afin de mitiger le risque
9 découlant d'une réduction de la capacité « garantie » quotidienne de l'usine LSR;
- 10 • les risques et les conséquences de défaillances à l'usine LSR, ainsi que les mesures
11 qu'elle entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques. »

12 Le présent document vise à répondre à la demande de la Régie et à réitérer le caractère prudent,
13 justifié et adéquat de la redondance à l'usine LSR.

14 Cependant, et pour les raisons exprimées dans le présent document, Énergir n'est pas en mesure
15 de communiquer de façon définitive quelle sera la solution permanente retenue afin de répondre
16 à la baisse de capacité « garantie » à l'usine LSR.

1 MISE EN CONTEXTE

17 La sécurité d'approvisionnement est au cœur des responsabilités et priorités d'Énergir. En suivi
18 de décision D-2009-010, Énergir déposait, dans le cadre de la Cause tarifaire 2011
19 (R-3720-2010), sa stratégie de gestion des actifs. Énergir y mentionnait le changement de
20 philosophie de la manière suivante :

21 « La nouvelle approche vers laquelle tend [Énergir] dans la stratégie de gestion de ses actifs est
22 un processus axé sur l'évaluation des risques à partir de diagnostics de son réseau. Elle vise à
23 gérer l'équilibre entre les risques, les coûts et la performance, à partir d'une meilleure
24 compréhension du profil actuel, de l'identification du profil souhaité et de la détermination des
25 façons de combler les écarts entre ces deux profils.

26 La différence par rapport au passé est la direction proposée qui est une approche centrée sur les
27 risques. Le changement fondamental de la philosophie est qu'auparavant [Énergir] réalisait des
28 projets pour régler des problèmes alors que dorénavant la réalisation des projets visera à mitiger

1 *des risques. Pour ce faire, [Énergir] s'inspire des meilleures pratiques élaborées à travers le monde*
2 *en matière de gestion des actifs qu'elle adapte à sa réalité. »¹*

3 L'implantation de redondance sur certains actifs s'inscrit dans cette philosophie. À titre d'exemple,
4 en 2015, dans sa demande d'investissement pour le renforcement du réseau de transmission du
5 Saguenay (R-3919-2015), Énergir proposait l'application du principe de redondance pour les
6 compresseurs des stations de Saint-Maurice et de La Tuque². Cette approche avait à l'époque
7 été validée par le rapport de la firme d'experts DNV³. Sous la recommandation des experts,
8 Énergir a appliqué la philosophie de redondance N+1⁴ pour les équipements critiques que sont
9 les compresseurs.

10 Au fil du temps, Énergir a étendu sa philosophie de gestion des actifs à d'autres installations et
11 notamment à son usine LSR. Les composantes du système de regazéification de l'usine ont été
12 identifiées comme étant des équipements critiques de l'approvisionnement gazier, au même titre
13 que les compresseurs d'un réseau de transmission. À l'automne 2018, Énergir a mandaté la firme
14 Jenmar Concepts afin d'évaluer la disponibilité des équipements de l'usine LSR dans le contexte
15 de l'implantation d'une philosophie de redondance N+1⁵. La firme a confirmé une disponibilité
16 supérieure à 99 % avec la philosophie de redondance N+1. L'analyse montre également que
17 sans philosophie de redondance N+1, la disponibilité de l'outil est inférieure au niveau souhaité
18 par Énergir de 99 %.

19 L'objectif premier du plan d'approvisionnement est de s'assurer que les approvisionnements
20 soient suffisants tout en considérant leur impact sur la fixation des tarifs afin que ceux-ci
21 demeurent justes et raisonnables. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, Énergir doit
22 disposer des outils fermes nécessaires pour répondre à la demande continue des clients en
23 journée de pointe et à la demande saisonnière des clients aux services continus et interruptibles.
24 Ainsi, dans la gestion de son plan d'approvisionnement gazier, Énergir détient des outils fermes
25 auprès de fournisseurs. D'ailleurs, afin de garantir la capacité contractée, TCPL applique de son
26 côté les principes de redondance sur ses équipements critiques et la disponibilité de son service

¹ R-3720-2010, Gaz Métro-11, Document 1, p. 4.

² R-3919-2015, B-0044, Gaz Métro-1, Document 1.

³ R-3919-2015, B-0015, Gaz Métro-1, Document 8, pp. 6 à 8.

⁴ Signifiant que la quantité d'équipement disponible est supérieure de 1 à la quantité requise, « N », pour offrir le service garanti.

⁵ Énergir a mandaté cette firme pour faire une étude RAM (Reliability, Availability and Maintainability).

1 est supérieure à 99 %. Dans ce contexte, le seuil de disponibilité atteint par la redondance N+1
2 à l'usine LSR a été jugé satisfaisant afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

3 Par conséquent, suivant l'application de cette philosophie de redondance N+1 à l'usine LSR, la
4 capacité de regazéification quotidienne garantie en prévision de l'hiver 2018-2019 a été revue à
5 la baisse. En effet, lors de la dernière cause tarifaire, celle-ci est passée de 220 000 GJ/jour à
6 195 000 GJ/jour, soit une baisse de 25 000 GJ/jour⁶.

2 ANALYSES EFFECTUÉES

2.1 RAPPORT D'EXPERT SUR LA QUESTION

7 Comme mentionné dans la section précédente, un mandat d'évaluation a été confié en 2018 à la
8 firme Jenmar Concepts⁷ afin de calculer la disponibilité de l'outil dans l'état actuel des choses et
9 afin d'identifier une façon d'atteindre un niveau de disponibilité acceptable.

10 En se référant aux données historiques de défaillances et sur la conception du système de
11 regazéification, Jenmar Concepts a calculé que la probabilité que les quatre unités de
12 regazéification de l'usine LSR soient en mesure d'injecter la capacité quotidienne maximale de
13 220 000 GJ/jour est de 92 %. Depuis la Cause tarifaire 2019-2020, Énergir a été en mesure de
14 reproduire ces calculs à l'interne avec des résultats similaires, puis de calculer la probabilité
15 combinée du système complet de regazéification (pompes et vaporisateurs) d'injecter la capacité
16 quotidienne maximale de 220 000 GJ/jour. Le résultat est que celle-ci diminue à 90 % (voir
17 section 2.2).

18 De plus, les hypothèses utilisées par Jenmar Concepts sur les temps moyens pour effectuer les
19 réparations (MTTR) sont optimistes et présument que le personnel et les pièces de rechange sont
20 immédiatement disponibles au moment de la panne. Cette variable n'influe pas sur le risque de
21 défaillance, mais bien sur le délai nécessaire pour la remise en service de l'actif, qui pourrait être
22 plus long si les ressources et les pièces ne sont pas immédiatement disponibles.

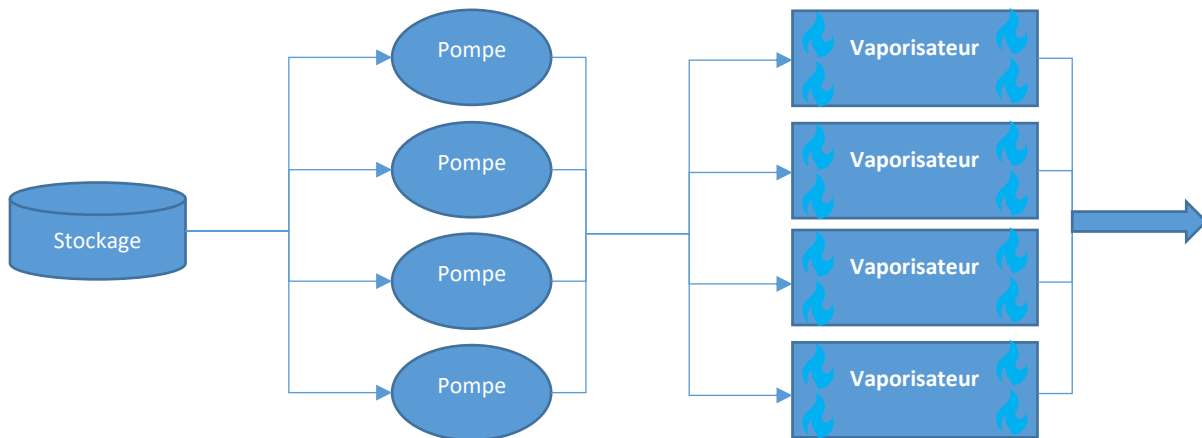
⁶ Ceci représente une diminution de 5 805 10³m³/jour à 5 147 10³m³/jour, soit une baisse de 658 10³m³/jour. Pour la suite du document, l'unité de mesure utilisée sera le GJ/jour.

⁷ R-4076-2018, Énergir-T, Document 3, annexe Q-6.2.

2.2 CALCUL DE LA CAPACITÉ DE REGAZÉIFICATION QUOTIDIENNE « GARANTIE »

- 1 Les composantes critiques du système de regazéification à l'usine LSR consistent en quatre
- 2 pompes cryogéniques installées en parallèle et qui sont reliées à quatre vaporisateurs (chacun
- 3 comportant quatre brûleurs), eux aussi installés en parallèle.

Schéma du système de regazéification à l'usine LSR



- 4 La défaillance d'une pompe, d'un vaporisateur ou de quatre brûleurs (sur l'un ou l'autre des
- 5 vaporisateurs) aura pour effet de réduire du quart (65 000 GJ/jour) la capacité maximale installée
- 6 (260 000 GJ/jour⁸), offrant ainsi une capacité de 195 000 GJ/jour. L'usine LSR ne serait pas en
- 7 mesure de fournir la capacité de vaporisation « garantie » dans les cas où l'équivalent de la
- 8 capacité de vaporisation de plus d'un vaporisateur ne soit pas disponible. Voici quelques
- 9 exemples :

- 10 • 2 pompes de GNL non disponibles;
- 11 • 5 brûleurs ou plus non fonctionnels sur les 16 brûleurs des vaporisateurs; et
- 12 • 1 vaporisateur hors service et un brûleur ou plus non disponible sur les 12 brûleurs
- 13 des 3 vaporisateurs en service.

⁸ Bien que la capacité totale de regazéification de l'usine LSR soit de 260 000 GJ/j, le réseau gazier à proximité de l'usine n'a qu'une capacité d'injection de 220 000 GJ/j.

- 1 Selon les calculs effectués par Jenmar Concepts et revalidés par Énergir, la probabilité que la
2 capacité de regazéification quotidienne « garantie » soit de 195 000 GJ/jour est de 99,883 %.

Probabilités de défaillance du système de regazéification à l'usine LSR

Capacité de regazéification (GJ/jour)	PROBABILITÉ CUMULATIVE		
	Pompes (%)	Vaporisateurs (%)	Combinée (P&V) (%)
0	100,000	100,000	100,000
65 013	100,000	100,000	100,000
130 025	100,000	100,000	100,000
195 038	99,972	99,910	99,883
260 050	97,304	92,730	90,230

2.3 MEILLEURES PRATIQUES DE L'INDUSTRIE

3 L'application de la redondance sur des équipements critiques est une pratique reconnue et
4 répandue dans l'industrie. Celle-ci stipule que, bien que les processus en place visent à assurer
5 la disponibilité de l'ensemble de la capacité, il est impossible de garantir qu'une défaillance ne
6 puisse survenir sur un des composants du système de regazéification lors de la journée de pointe.
7 Il s'agit d'une pratique commune dans les installations de GNL partout dans le monde. Non
8 seulement dans les installations de liquéfaction pour l'exportation, mais aussi dans les
9 installations pour la gestion de la pointe.

10 À titre d'exemple, Fortis BC, pour son site d'écrêtage (*peak shaving*) de Tilbury, applique la
11 redondance N+1 sur son système de regazéification depuis 1971. Le site, une installation très
12 semblable à celle d'Énergir, a une capacité de regazéification installée de 216 000 GJ/jour, mais
13 un des quatre vaporisateurs est considéré comme redondant et la capacité maximale du système
14 considéré pour les approvisionnements est de 162 000 GJ/jour⁹. D'ailleurs, l'ensemble des
15 installations critiques de Fortis (stations de compression, postes de détente, regazéification) ont
16 été conçues selon l'approche de redondance N+1.

⁹ https://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2012/DOC_31973_B-1_FEI-Application-Amendment-RateSchedule16.pdf, p. 34.

2.4 DES PROBABILITÉS INACCEPTABLES

1 Dans la conception du plan d’approvisionnement gazier, l’ensemble des besoins – y compris pour
2 la journée de pointe – doivent être couverts par des outils fermes ayant une probabilité de
3 défaillance assez faible pour être acceptables. Le transport par TCPL, qui représente la majorité
4 des outils d’approvisionnement, offre une disponibilité supérieure à 99 %. C’est un niveau de
5 disponibilité équivalent aux stations de compression de TCPL qui est recherché pour l’outil de
6 l’usine LSR.

7 Lors du projet de renforcement du réseau de transmission du Saguenay, la probabilité de
8 défaillance des compresseurs de Saint-Maurice et de La Tuque a été jugée inacceptable. La firme
9 DNV a recommandé l’application de la redondance N+1 à ces équipements critiques et
10 l’installation d’une deuxième unité en parallèle, chacune pouvant répondre à 100 % de la
11 demande. La Régie a reconnu la valeur de la philosophie N+1 pour le renforcement de la
12 transmission au Saguenay¹⁰. D’ailleurs, dans le cadre de la décision D-2019-141 (paragr. 243),
13 celle-ci réitère qu’elle « favorise l’application des bonnes pratiques de l’industrie dans la
14 conception de réseaux gaziers ».

2.5 PROBABILITÉ DE DÉFAILLANCE LORS DE LA JOURNÉE DE POINTE

15 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020, une des questions soulevées portait sur la
16 probabilité concomitante d’une défaillance sur la capacité maximale quotidienne de
17 220 000 GJ/jour (92 % ou 90 % en combiné) et de la probabilité d’occurrence de la journée de
18 pointe (journée la plus froide des 30 dernières années).

19 Énergir rappelle que la probabilité de défaillance est indépendante de la température¹¹. Ainsi, la
20 probabilité de défaillance en journée de pointe est la même que pour toute autre journée. Le
21 calcul de la journée de pointe est une méthode approuvée par la Régie et est utilisé pour calculer
22 les besoins d’outils pour le plan d’approvisionnement. Le fait que la journée de pointe ne se
23 produise qu’aux 30 ans découle des paramètres mêmes de cette méthode de calcul. Si, par
24 exemple, la période de référence était réduite à la journée la plus froide survenue au cours des

¹⁰ D-2015-118.

¹¹ R-4076-2018, B-0175, Énergir-T, Document 3, Q/R 6.12, p. 51.

1 cinq dernières années, le besoin d'outils en serait diminué annuellement, mais la fréquence
2 d'occurrence de la journée de pointe (ou du dépassement de celle-ci) serait plus élevée.

3 Si Énergir accepte le principe d'acquérir des outils d'approvisionnement gazier fermes afin de
4 couvrir les besoins de la journée de pointe selon une méthodologie approuvée par la Régie, le
5 calcul de la probabilité qu'une défaillance se produise au moment où elle sera requise n'est pas
6 pertinent. En effet, les outils doivent être disponibles lorsque requis. Dans le cas contraire, Énergir
7 devrait revoir la méthode de calcul afin de réduire le besoin de pointe et le besoin d'outils annuels
8 pour y répondre. Ce sujet ne fait pas partie du suivi demandé par la Régie dans le présent dossier.

3 RISQUES ET CONSÉQUENCES DE DÉFAILLANCES

3.1 CONSÉQUENCES DE DÉFAILLANCES

9 L'impact d'une défaillance en journée de pointe est difficile à modéliser et ne se concrétiserait
10 pas de façon instantanée. Comme mentionné dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020 en
11 réponse à une demande de renseignements d'une intervenante, une analyse des 20 dernières
12 années effectuée par Énergir révèle que deux mois ont nécessité une regazéification journalière
13 égale ou supérieure à 75 % de la capacité journalière de regazéification (soit plus de
14 195 000 GJ/j)¹². Ceci laisse sous-entendre que la capacité journalière actuelle « garantie » à
15 l'usine LSR n'aurait pas suffi à approvisionner les besoins en cas de défaillance lors de ces
16 occurrences.

17 Si une défaillance de l'envergure de 25 000 GJ/j venait qu'à survenir en journée de pointe, et une
18 fois le volume journalier atteint selon les modalités contractuelles et tarifaires avec TCPL, celle-
19 ci pourrait interrompre la livraison en cours de journée gazière. Sans action corrective, la pression
20 de l'ensemble du réseau s'équilibrerait graduellement à la baisse et les clients consommant les
21 volumes les plus importants seraient les premiers à être insuffisamment approvisionnés. Les
22 clients à proximité de ceux-ci pourraient aussi être impactés.

23 Une estimation interne à haut niveau a été produite pour quantifier l'impact d'une perte de
24 25 000 GJ/j en journée de pointe. En extrapolant le volume médian pour chacune des clientèles,
25 ceci représente plus de 39 000 clients résidentiels ou plus de 9 000 clients commerciaux. Il est

¹² R-4076-2018, B-0175, Énergir-T, Document 3, Q/R 6.1, p. 45.

1 facile d'imaginer qu'un tel scénario pourrait être catastrophique pour des dizaines de milliers de
2 clients s'il se matérialisait en pointe hivernale. Dans le cas d'une panne de gaz, la procédure est
3 beaucoup plus complexe pour la sécurisation et la remise en service des branchements des
4 clients que ce qu'elle peut être pour une panne électrique. En effet, dès l'avènement de la panne,
5 la procédure de « *make safe* » s'enclenche et les valves de sécurité (ou le compteur) des
6 branchements affectés sont scellées par un technicien le plus rapidement possible. Par la suite,
7 au moment de la remise en gaz, une inspection de sécurité est requise et les appareils des clients
8 affectés sont rallumés par un technicien. L'accès à l'intérieur des bâtiments affectés est donc
9 requis.

3.2 MESURES AFIN D'ATTÉNUER L'IMPACT DES RISQUES DE DÉFAILLANCES

10 Dans le cas d'une telle défaillance, Énergir prendrait des mesures pour atténuer l'impact des
11 risques et conséquences y étant associés. En effet, les conséquences ne seraient pas
12 immédiates et cela laisserait le temps à l'équipe du Transport et approvisionnement gazier et à
13 celle de l'Ingénierie du réseau de réagir. Énergir explorerait l'ensemble des solutions de rechange
14 disponibles à court terme à l'interne et/ou sur le marché. Par exemple, il serait vraisemblablement
15 plus judicieux d'interrompre quelques clients industriels en service continu à haute consommation
16 plutôt que de laisser la pression dans le réseau gazier s'abaisser au point où des milliers de
17 clients au profil de chauffage perdent le service de gaz en période de pointe hivernale. Il ne s'agit
18 pas d'une solution permanente, mais d'une façon contrôlée de répondre en dernier recours à une
19 situation exceptionnelle. Toutefois, ceci pourrait quand même générer des conséquences
20 financières et un risque d'atteinte à l'image de l'organisation.

21 D'autres actions pourraient être prises en situation d'urgence – avant même l'interruption de
22 clients –, comme une prolongation de l'utilisation de l'usine LSR à capacité réduite; l'utilisation du
23 « *line pack* » (si disponible); l'achat de capacité de transport sur le marché secondaire (si
24 disponible); ou même la génération d'un déséquilibre chez TCPL (si celle-ci n'a pas interrompu
25 les livraisons). Lors de la Cause tarifaire 2019-2020, il a été suggéré de compenser le manque à
26 gagner de 25 000 GJ par ce type d'actions¹³. Énergir réitère que ces alternatives ou mesures de
27 mitigation à l'application de la redondance ne peuvent se qualifier de services fermes ou offrant
28 une garantie de disponibilité. En effet, bien que toutes ces mesures de mitigation seraient

¹³ R-4076-2018, C-FCEI-0045, pp. 24 et 25.

1 évaluées avant d'utiliser des outils plus onéreux, et ce, en situation d'urgence, la philosophie de
2 conception du plan d'approvisionnement s'appuie sur l'acquisition d'outils fermes pour répondre
3 aux besoins de la journée de pointe, afin de garantir à la clientèle une sécurité
4 d'approvisionnement selon une méthodologie approuvée par la Régie.

5 Finalement, comme mentionné au plan d'approvisionnement¹⁴, dans l'attente d'une solution
6 permanente et afin de mitiger les risques ci-haut mentionnés, Énergir a contracté, pour l'année
7 tarifaire 2020-2021, une solution de dernier recours sous la forme d'un service de pointe
8 semblable à celui qu'elle avait contracté pour l'année 2019-2020. Ce service de pointe permet à
9 Énergir d'avoir accès à une capacité quotidienne de 25 000 GJ/j pendant cinq jours.

4 SOLUTIONS PERMANENTES ÉVALUÉES

10 La révision à la baisse de la capacité de regazéification « garantie » à l'usine LSR découlant de
11 l'application de la redondance N+1 crée un manque à gagner de 25 000 GJ/j. Dans le cadre du
12 plan d'approvisionnement gazier 2019-2020 ainsi qu'en 2020-2021, un outil de pointe sous forme
13 d'option a pu être contracté afin de se prémunir contre le risque d'une défaillance. La réservation
14 de cette option ferme est à coût fixe faible et offre une sécurité d'approvisionnement. Cependant,
15 l'activation de celle-ci peut être très onéreuse en raison des coûts variables qui y sont associés
16 lors de l'utilisation. De plus, l'outil de pointe ne constitue pas une solution à long terme, car il n'y
17 a aucune assurance qu'un tel outil demeurera disponible ou intéressant dans le futur. Il demeure
18 tributaire des possibilités et alternatives disponibles aux fournisseurs susceptibles d'offrir ce
19 service.

20 Les solutions à plus long terme envisagées pour remplacer de façon ferme le volume qui n'est
21 plus garanti par l'usine LSR sont décrites ci-dessous. Cependant, Énergir n'est pas en mesure
22 de communiquer pour le moment la solution permanente retenue afin de répondre à la baisse de
23 capacité « garantie » à l'usine LSR.

4.1 CAPACITÉ DE TRANSPORT SH

24 Le remplacement de la capacité n'étant plus garantie par la regazéification à l'usine LSR par du
25 transport SH se ferait à un coût d'environ 0,70 \$/GJ pour un total approximatif de 6 M\$/an. Dans

¹⁴ B-0005, Énergir-H, Document 1, pp. 76 et 77.

1 la décision D-2014-201, la Régie soulignait la faible récurrence des journées de pointe hivernale
2 et invitait Énergir à évaluer des solutions de recharge à l'achat de capacité de transport afin de
3 répondre à l'augmentation de la demande continue. Dans l'état actuel des choses, cette solution
4 n'est pas à privilégier.

4.2 INTERRUPTIBLE

5 Une option interruptible de pointe est présentement à l'étude par la Régie dans le cadre de la
6 Vision tarifaire, phase 2B (R-3867-2013). Cependant, le manque de stabilité des volumes
7 interruptibles à long terme fait en sorte que cette option n'est pas privilégiée pour remplacer une
8 capacité garantie offerte par une infrastructure de stockage.

9 En effet, le service interruptible comporte plusieurs désavantages comparativement à du
10 transport ou de l'entreposage : nombre de journées d'interruptions limité; effritement des outils
11 d'entreposage; aucune fenêtre de nomination; aucune modulation en cours de journée gazière;
12 aucune redondance; manque de stabilité des quantités disponibles à long terme et incertitude
13 quant au potentiel à long terme.

14 Dans les circonstances et avec les informations actuellement disponibles, Énergir considère qu'il
15 serait difficile et assurément onéreux d'obtenir 25 000 GJ/j additionnels¹⁵ de clients interruptibles,
16 en plus des 60 000 GJ/j déjà prévus dans le cadre de la Vision tarifaire, phase 2B. Énergir
17 considère donc que cette solution n'est pas à privilégier.

4.3 AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE REGAZÉIFICATION

18 L'ajout de capacité de regazéification à l'usine LSR avait été présenté à la Régie lors de la Cause
19 tarifaire 2015, en réponse à un suivi de la décision D-2013-179¹⁶. Les modifications requises à
20 l'usine LSR et au réseau à proximité afin d'ajouter 47 000 GJ/j avaient été estimées à 31,8 M\$ (à
21 l'époque) en plus de nécessiter un processus d'approbation du BAPE. L'ajout d'une nouvelle
22 unité de regazéification à l'usine LSR nécessitait, notamment, la construction d'un bassin de

¹⁵ Dans le cadre de la vision tarifaire, phase 2B (R-3867-2013), Énergir estime à 60 000 GJ/J le volume interruptible basé sur un crédit maximal représentant 75 % du coût de l'alternative (transport SH). Le crédit devrait possiblement être augmenté pour obtenir 25 000 GJ/j additionnels.

¹⁶ R-3879-2014, B-0047, Gaz Métro-6, Document 1.

1 captation de GNL et d'un nouveau bâtiment. Afin d'injecter ce débit additionnel, des modifications
2 au réseau existant d'alimentation en gaz naturel devaient être réalisées.

3 Toutefois, depuis le dépôt de cette preuve, une évaluation interne a été produite par le service
4 d'Ingénierie afin de valider la faisabilité d'ajouter une cinquième unité de regazéification au
5 système actuel. Les conclusions de l'évaluation précisent que les normes instaurées depuis la
6 construction de l'usine LSR, dont le code *CSA Z276 Gaz naturel liquéfié : production, stockage*
7 *et manutention*, sont aujourd'hui plus exigeantes. Notamment, ces nouvelles normes exigent des
8 distances minimales entre les limites de terrain et les équipements incluant un bassin de rétention
9 dédié. Le site de l'usine LSR n'offre pas l'espace adéquat pour l'installation des nouvelles
10 infrastructures nécessaires.

11 Les solutions visant à augmenter les capacités de regazéification à l'usine LSR ne semblent pas
12 viables en raison de contraintes d'espace, d'exigences relatives aux normes aujourd'hui plus
13 strictes que celles en vigueur au moment de l'installation des équipements actuels et de l'enjeu
14 de la capacité du réseau de distribution demandant des investissements importants.

CONCLUSION

15 L'application de la redondance sur les équipements de regazéification à l'usine LSR s'inscrit dans
16 la stratégie de gestion des actifs d'Énergir. Elle s'appuie sur une expertise solide ainsi que sur
17 les meilleures pratiques de l'industrie dans le but d'améliorer la sécurité d'approvisionnement
18 gazier. Les outils qui sont ordonnancés dans le plan d'approvisionnement doivent être fermes et
19 avoir un très faible risque de défaillance. Ce sont ces principes qui ont guidé les évaluations
20 effectuées aux fins de l'établissement de la capacité « garantie » quotidienne ferme de
21 l'usine LSR.

22 Si la redondance n'était pas appliquée à l'usine LSR, une défaillance sur un des éléments
23 critiques du système de regazéification en journée de pointe hivernale pourrait avoir des
24 répercussions majeures. Le manque à gagner de 25 000 GJ/j représente la consommation en
25 pointe de plusieurs dizaines de milliers de clients résidentiels. Étant donné que les conséquences
26 d'une défaillance ne se feraient pas sentir immédiatement, un ensemble de mesures pourrait être
27 mis en place pour tenter d'atténuer l'impact de celle-ci. Cependant, il s'agirait alors de méthodes

1 correctives en réponse à la matérialisation d'un risque plutôt qu'une planification prudente et
2 judicieuse en amont de ce risque.

3 Des solutions potentielles ont été analysées afin de répondre à la réduction de la capacité
4 « garantie » quotidienne de l'usine LSR. Les options jugées « non fermes », trop coûteuses ou
5 incertaines ont été exclues. L'augmentation de la capacité totale de regazéification démontre en
6 revanche – et de façon générale – un potentiel intéressant, non seulement pour répondre au
7 besoin posé par l'application de la redondance à l'usine LSR, mais aussi pour l'optimisation du
8 plan d'approvisionnement. Cependant, des contraintes techniques rendent très difficile
9 d'envisager l'installation d'unités supplémentaires sur le site actuel de l'usine LSR.

10 Énergir est à explorer d'autres options pour répondre aux besoins ponctuels en journées de
11 pointe. Ces analyses sont en cours et Énergir reviendra à la Régie si celles-ci sont concluantes.
12 Par conséquent, Énergir soumet respectueusement qu'elle ne voit pas pour le moment la valeur
13 ajoutée associée à la tenue d'une séance de travail dans le présent dossier tarifaire, tel que
14 demandé au paragraphe 246 de la décision D-2019-141.

Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi contenu au présent document, afin de répondre à la demande de la Régie formulée au paragraphe 246 de la décision D-2019-141, et de s'en déclarer satisfaite.