

RÉPONSE D'ÉNERGIR AU SUIVI RELATIF AU  
PROCESSUS OUVERT D'ATTRIBUTION DES  
CAPACITÉS DE LIQUÉFACTION  
RÉGLEMENTÉES ET DES CAPACITÉS  
D'ENTREPOSAGE DE L'USINE LSR

SUIVI DES DÉCISIONS  
D - 2015 - 181 ET D - 2016 - 191

## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>3</b>
<b>1 CONTEXTE ET AVANTAGES DE L'ACTIVITÉ GNL .....</b>	<b>4</b>
1.1 Activités non réglementées .....	5
1.2 Principes afférents au calcul des coûts .....	7
1.3 Décisions d'affaires et avantages pour la daQ .....	10
1.4 Résumé.....	12
<b>2 RÉPONSE AU SUIVI .....</b>	<b>14</b>
2.1. Limite au droit de propriété d'Énergir à l'endroit de l'usine LSR.....	15
2.2. Remise en question des principes actuels fixés par la Régie .....	17
2.2.1. Fondement des principes : absence d'interfinancement.....	17
2.2.2. Arrimage du processus ouvert d'attribution aux sphères réglementées et non réglementées.....	19
2.3. L'arrivée sur le marché de nouveaux joueurs .....	21
<b>DEMANDE À LA RÉGIE .....</b>	<b>23</b>

## INTRODUCTION

1 À l'issue de l'examen du Code de conduite soumis par Énergir, dans le cadre du dossier tarifaire  
2 2015 (R-3879-2014), la Régie demandait à Énergir, par la décision D-2015-181, ce qui suit:

3 « [363] De plus, considérant le développement récent de l'industrie du GNL et l'arrivée sur le  
4 marché de nouveaux joueurs, la Régie demande à [Énergir] une analyse de faisabilité relative à  
5 un processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités  
6 d'entreposage de l'usine LSR. La Régie demande à [Énergir] de déposer une proposition à cet  
7 égard, le cas échéant, dans un prochain dossier tarifaire. »

8 Dans sa décision D-2016-191, portant sur le dossier tarifaire 2017 (R-3970-2016), la Régie  
9 prenait acte du fait que la réponse d'Énergir à ce suivi serait déposée dans le cadre du dossier  
10 tarifaire 2018 :

11 « [156] La Régie prend acte que [Énergir] déposera l'analyse de faisabilité relative au processus  
12 ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités d'entreposage de  
13 l'usine LSR dans le dossier tarifaire 2018. »

14 La présente pièce constitue la réponse d'Énergir au suivi requis par la Régie.

## 1 CONTEXTE ET AVANTAGES DE L'ACTIVITÉ GNL

1 La cohabitation de l'activité réglementée de distribution de gaz naturel par canalisation (« daQ »)  
2 et des activités non réglementées (« ANR ») est une réalité qui existe depuis longtemps. Dans son  
3 ordonnance G-339, rendue le 20 mai 1983, la Régie de l'électricité et du gaz écrivait notamment  
4 ce qui suit :

5 *« La requérante GMI s'est engagée, en 1982, dans une diversification de ses activités en*  
6 *investissant dans une entreprise dont l'objet est de développer l'utilisation du gaz naturel comprimé*  
7 *comme carburant dans les véhicules moteurs. Cet investissement, encore modeste, est appelé à*  
8 *s'accroître de façon sensible dans les années à venir. La requérante se propose aussi de fournir*  
9 *un service complémentaire à ses ventes de gaz en offrant du mazout lourd à ses abonnés au tarif*  
10 *interruptible. Elle demande à la Régie de considérer ces activités comme des activités de*  
11 *l'entreprise de gaz.*

12 *La Régie croit utile de préciser que la Loi sur la Régie de l'électricité et du gaz ne soumet à sa*  
13 *réglementation que le commerce du gaz naturel canalisé.*

14 *La Régie souligne que les distributeurs sous sa juridiction sont entièrement libres d'entreprendre*  
15 *toute autre activité qu'ils jugent à propos en autant que les profits et pertes générés par telle activité*  
16 *ne soient imputables qu'aux actionnaires.*

17 (...)

18 *La Régie rappelle que l'exclusivité territoriale dont jouit la requérante et la contrepartie qui est la*  
19 *réglementation tarifaire par la Régie, ne s'applique qu'au seul gaz naturel canalisé. En*  
20 *conséquence, tout commerçant, y compris la requérante, peut, selon la Régie, vendre du gaz*  
21 *naturel liquéfié sans intervention réglementaire dans le marché intérieur du Québec ou à*  
22 *l'exportation en commerce libre avec les autres formes d'énergie offertes sur ces marchés. »<sup>1</sup>*

23 C'est dans ce contexte de cohabitation qu'Énergir déposait, il y a maintenant huit ans, une  
24 demande dans le dossier R-3727-2010 par laquelle elle exposait son projet consistant à utiliser  
25 son usine LSR afin de permettre l'éclosion du marché du gaz naturel liquéfié, notamment pour le  
26 secteur des transports. Par sa demande, Énergir désirait obtenir l'approbation de la Régie à  
27 l'égard d'une méthode de calcul des coûts facturés pour l'utilisation de son usine de gaz naturel  
28 liquéfié dans le cadre de l'activité de vente de GNL. Durant ces huit années, la Régie a rendu une  
29 série de décisions fixant les principes à l'utilisation de l'usine LSR pour ces nouveaux marchés.

---

<sup>1</sup> G-339, p. 38.

## 1.1 ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

1 Dans sa décision D-2010-057 disposant de cette demande déposée dans le dossier  
2 R-3727-2010, la Régie rapportait notamment ainsi les positions de l'ACIG et de la FCEI :

3 « [6] L'ACIG souligne que le projet proposé par [Énergir] comporte deux étapes, soit le transfert du  
4 gaz extrait de l'usine LSR à un camion-citerne cryogénique appartenant au client GNL et, ensuite,  
5 la revente, par ce client, du gaz ainsi acquis pour approvisionner des véhicules lourds.

6 [7] L'ACIG mentionne que la première étape du projet comporte l'utilisation d'un actif réglementé,  
7 soit l'usine LSR. L'ACIG considère qu'il est donc important que l'utilisation de cet actif, pour des  
8 fins de vente de gaz à un tiers non réglementé, ne comporte aucun préjudice à la clientèle  
9 réglementée, notamment en ce qui a trait à l'impact tarifaire de cette activité et de ses effets  
10 potentiels sur le plan d'approvisionnement d'[Énergir]. L'ACIG est d'avis que la Régie a juridiction  
11 pour se pencher sur l'utilisation de cet actif réglementé à des fins de la nature de celles proposées  
12 dans le présent dossier.

13 [8] Si la Régie décide qu'elle a juridiction sur cette étape, il sera nécessaire, selon l'ACIG, de  
14 s'assurer que l'accès au gaz produit par l'usine LSR soit ouvert à tout client désireux de se livrer à  
15 la revente de GNL.

16 [9] En ce qui a trait à la deuxième étape du projet, soit la revente de GNL, l'ACIG soutient qu'elle  
17 constitue une activité non réglementée.

18 (...)

19 [12] La FCEI considère également qu'en vertu de l'article 31(1) de la Loi, la Régie a compétence  
20 pour approuver les tarifs et conditions auxquels le GNL est fourni par [Énergir]. Elle soutient que la  
21 vente de GNL par [Énergir] doit être réglementée. À cet égard, elle mentionne que la compétence  
22 de la Régie est plus large que celle de la Régie de l'électricité et du gaz, telle que décrite à  
23 l'Ordonnance G-339, puisque la notion de gaz a évolué et inclut maintenant le méthane à l'état  
24 liquide.

25 [13] Enfin, la FCEI mentionne qu'en approuvant les tarifs et conditions de vente de GNL, la Régie  
26 pourra s'assurer que toute personne ou entité puisse avoir accès à du GNL auprès d' [Énergir],  
27 conformément à l'article 77 de la Loi. »

28 [nous soulignons]

29 Dans cette décision, la Régie a d'abord réitéré ce qui avait été établi plusieurs années auparavant  
30 par l'ordonnance G-339, soit que la vente de GNL est une activité non réglementée (« ANR »),  
31 donc non soumise à sa juridiction (schéma B de l'annexe 1):

32 « [24] La Régie est d'avis que la vente de GNL est une activité non réglementée qui n'est pas  
33 soumise à sa juridiction, et ce, tel que l'avait mentionné à l'époque la Régie de l'électricité et du  
34 gaz dans l'Ordonnance G-339. <sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> D-2010-057, par. 24.

1 *[27] La Régie partage l'avis d'Énergir selon lequel l'interprétation de l'expression canalisation*  
2 *prévue à l'article 1 de la Loi ne peut englober le tuyau et la pompe cryogénique allant de l'usine*  
3 *LSR au camion chargé de transporter le GNL. La Régie est d'avis que ce tuyau et cette pompe ne*  
4 *peuvent être considérés comme une canalisation faisant partie du droit exclusif de distribution dont*  
5 *jouit [Énergir]. »*

6 [nous soulignons]

7 La Régie déclarait ainsi que la demande d'Énergir, telle que libellée, était irrecevable :

8 « *[29] En ce qui a trait à la conclusion recherchée par [Énergir] dans sa demande, la Régie*  
9 *considère qu'approuver la méthode de calcul des coûts facturés aux clients GNL reviendrait à*  
10 *approuver indirectement un prix pour une activité non réglementée, ce que la Régie ne peut faire.*  
11 *En conséquence, la demande d' [Énergir], telle que libellée, est irrecevable. »*

12 [nous soulignons]

13 Par contre, la Régie précisait que ses pouvoirs de tarification et de surveillance lui permettaient  
14 de déterminer « les coûts devant être déduits du revenu requis d'Énergir, car se rapportant à  
15 l'activité non réglementée de vente de GNL » :

16 « *[30] Par ailleurs, la Régie partage l'avis de certains intéressés, selon lequel elle a compétence*  
17 *pour surveiller les opérations d' [Énergir] afin de s'assurer que les clients des services règlementés*  
18 *aient des approvisionnements suffisants. De plus, en vertu de son pouvoir de tarification des*  
19 *activités réglementées et de son pouvoir de surveiller les opérations d' [Énergir] afin de s'assurer*  
20 *que les clients des services règlementés paient selon un juste tarif, la Régie a compétence pour*  
21 *déterminer les coûts devant être déduits du revenu requis d' [Énergir], car se rapportant à l'activité*  
22 *non réglementée de vente de GNL .»<sup>3</sup>*

23 La Régie demandait conséquemment à Énergir de produire, dans le cadre du dossier tarifaire,  
24 une « prévision des coûts pour cette activité qui devra être déduite de son revenu requis »<sup>4</sup>.

25 Par ailleurs, comme il appert de la décision D-2010-057, la Régie n'a pas donné écho à la position  
26 de l'ACIG quant au libre accès des revendeurs au GNL produit par l'usine LSR. Aussi, ayant  
27 conclu que la vente de GNL, selon le modèle mis en place à l'usine LSR (schéma B de l'annexe  
28 1), était une activité non réglementée, et donc qu'elle ne pouvait approuver un tarif et des  
29 conditions encadrant cette activité, la Régie n'a pas non plus donné suite à l'argument soulevé  
30 par la FCEI et rapporté au paragraphe 13 de sa décision D-2010-057. Ainsi, en n'approuvant pas  
31 des tarifs et conditions de vente de GNL à l'usine LSR (modèle d'affaires reproduit au schéma A  
32 de l'annexe 1), la Régie ne pouvait que réduire du revenu requis les coûts d'utilisation des actifs

---

<sup>3</sup> Id., par. 30.

<sup>4</sup> Id., par. 32.

1 de la daQ par l'ANR d'Énergir. Dès lors, et suivant cette décision, le modèle d'affaires qui s'est  
2 développé concrètement a fait en sorte que toute personne ou entité désirant avoir accès à du  
3 GNL produit à l'usine LSR doit s'adresser à l'ANR d'Énergir (aujourd'hui GM GNL) tel que  
4 schématisé à l'annexe 1 (schéma B de l'annexe 1). Depuis la décision D-2010-57, et dans  
5 plusieurs décisions rendues jusqu'à aujourd'hui<sup>5</sup>, la Régie a établi des principes, conditions et  
6 modalités (ci-après « principes ») applicables à la daQ concernant l'ANR de vente de GNL. À ces  
7 différentes occasions, la Régie n'a pas repris les préoccupations énoncées par l'ACIG et la FCEI  
8 reproduites aux paragraphes 8 et 13 de la décision D-2010-057 et le modèle d'affaires reproduit  
9 au schéma B de l'annexe 1 perdure depuis huit ans.

10 La Régie viendra à nouveau réitérer que l'activité de GNL est une ANR (schéma B de l'annexe  
11 1), dans le cadre de sa décision D-2013-187 disposant d'une demande d'autorisation pour un  
12 projet d'investissement visant à augmenter la capacité de liquéfaction de gaz naturel de l'usine  
13 LSR. Elle y indique spécifiquement que les actifs associés à la nouvelle fonction de liquéfaction  
14 ne peuvent être réglementés, notamment parce que le projet d'investissement ne porte pas sur  
15 la distribution du gaz naturel par canalisation. La Régie conclut donc qu'elle:

16 « [53] (...) ne peut autoriser l'investissement demandé par le Distributeur, car il ne s'agit pas d'un  
17 actif visé par le premier paragraphe de l'article 73 (1) de la Loi. »

## 1.2 PRINCIPES AFFÉRENTS AU CALCUL DES COÛTS SELON L'HISTORIQUE DES DÉCISIONS DE LA RÉGIE

18 Ayant déterminé que la vente de GNL était une ANR, la Régie a établi, par ses différentes  
19 décisions<sup>6</sup>, les principes afférents au calcul des coûts à déduire du revenu requis pour l'utilisation  
20 de l'usine LSR par sa filiale ANR. Les éléments suivants ressortent des différentes décisions  
21 rendues par la Régie:

- 22 • La vente de GNL par Énergir à sa filiale devra se faire sans interfinancement de la part ou  
23 envers les clients des services réglementés - D-2010-57 :

24 « [28]. (...) Toutefois, la vente de GNL par [Énergir] à sa filiale devra se faire sans  
25 interfinancement de la part ou envers les clients des services réglementés. »

---

<sup>5</sup> Notamment les décisions D-2010-144, D-2011-30, D-2012-171, D-2013-187, D-2014-032 et D-2015-012.

<sup>6</sup> Notamment les décisions G-339, D-2010-057, D-2010-144, D-2011-30, D-2012-171, D-2013-187, D-2014-032 et D-2015-012.

- 1 • Tous les biens et services fournis par la daQ à l'ANR (étape 1 de schéma B de l'annexe  
2 1) devront être facturés et établis sur la base du coût complet (coût moyen ou allocation  
3 directe lorsque possible) - D-2010-144 :

4 « [197] La Régie rappelle que, dans l'ordonnance G-339-1983, la Régie de l'électricité et du  
5 Gaz avait établi certains principes touchant la vente de GNL : « La Régie précise également  
6 que tous les biens et services fournis par l'entreprise de gaz à cette activité indépendante  
7 devront être facturés et en particulier que le prix de transfert du gaz naturel liquéfié devra être  
8 établi sur la base du coût moyen plutôt que du coût marginal; ce coût moyen comprenant tous  
9 les coûts de liquéfaction y compris l'amortissement de l'usine de liquéfaction et des réservoirs  
10 de GNL. »

11 D'ailleurs, dans cette même décision, la Régie approuve la compensation pour les coûts  
12 relatifs à la distribution en fonction de l'allocation des coûts et non des tarifs de distribution  
13 car ceux-ci incluent de l'interfinancement entre les clients et ne reflètent donc pas  
14 directement les coûts. Pour l'équilibrage, elle accepte que la compensation soit basée sur  
15 le taux du tarif d'équilibrage car celui-ci reflète les coûts :

16 « [204] Pour la composante équilibrage, la Régie accepte l'utilisation d'un taux sur la base du  
17 tarif d'équilibrage du distributeur, puisque celui-ci reflète effectivement le coût de ce service.

18 [205] [Énergir] établit les coûts liés à l'utilisation du réseau de distribution en utilisant l'étude  
19 d'allocation de coûts 2009-2010 et les données prévues pour le client GNL en 2011.

20 (...)

21 [207] La Régie considère que le coût unitaire moyen de distribution doit être établi en prenant  
22 comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation  
23 similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble. Pour 2011, la Régie retient la valeur de  
24 2,828 ¢/m<sup>3</sup> comme coût unitaire de distribution, soit le coût unitaire d'un client interruptible au  
25 palier 5.7. »

- 26 • L'ensemble des nouveaux investissements et coûts d'opération servant uniquement à  
27 l'ANR (étape 2 du schéma B de l'annexe 1) seront à la charge de l'ANR (coûts directement  
28 assumés par l'ANR). Elle mentionne notamment dans la décision D-2010-057 :

29 « [35] (...) La Régie comprend également que tous les investissements requis pour effectuer  
30 le transfert du GNL des réservoirs de l'usine LSR aux camions cryogéniques (pompe  
31 cryogénique, rampe de chargement, aménagement du site de transfert, etc.) seront à la charge  
32 du client GNL. »

- 33 • La méthode du coût moyen respecte les principes de causalité des coûts et d'équité. Dans  
34 la décision D-2012-171, la Régie réaffirme les mêmes principes. Elle mentionne que cette



1           approche (coût moyen par fonction de l'usine) respecte les principes de causalité des  
2           coûts et d'équité<sup>7</sup>.

3   La Régie a également statué à l'effet qu'elle peut approuver le Code de conduite du Distributeur  
4   afin de prévenir l'interfinancement entre les activités de la daQ et les ANR et prévenir toute forme  
5   de traitement préférentiel. Dans le cadre de la décision D-2014-31, elle mentionnait ce qui suit :

6           « [79] L'adoption d'un tel Code est également nécessaire afin d'assurer la protection des  
7           consommateurs, comme requis à l'article 5 de la Loi. À cet égard, la Régie écrivait ce qui suit dans  
8           sa décision D-2002-95 : « Le code de conduite est un outil utilisé par plusieurs organismes de  
9           régulation dans le cadre de leur mandat de protection de la clientèle du service réglementé. Par  
10          exemple, il est mentionné à l'article 4 du Règlement 659 et est l'un des objets de l'Ordonnance 889  
11          de FERC. Un code de conduite vise à prévenir toute forme de traitement préférentiel en faveur des  
12          autres unités et affiliés de l'entreprise intégrée en régissant les comportements, les échanges  
13          d'employés et d'informations. Il vise aussi à prévenir l'interfinancement en encadrant les  
14          transactions avec le transporteur qui ont des impacts financiers pour ce dernier. » »

15   Dans le cadre de l'évaluation du Code de conduite d'Énergir, la Régie précise également les  
16   principes en faisant référence à la méthode du coût complet qui est également utilisée par Hydro-  
17   Québec. Dans la décision D-2013-106, elle mentionnait :

18          « [214] La Régie croit qu'une méthode basée sur le coût complet est généralement plus pertinente  
19          pour mesurer le coût d'un revenu, d'une charge ou d'un actif. C'est d'ailleurs sur une telle base  
20          qu'elle a demandé que les coûts d'Hydro-Québec soient séparés entre activités réglementées et  
21          non réglementées. »

22   Ces principes sont d'ailleurs reflétés dans le Code de conduite d'Énergir qui a été approuvé par  
23   la décision D-2017-003. Celui-ci mentionne que, dans le cas où le Distributeur mène une activité  
24   réglementée et une ou des activités non réglementées, l'allocation des coûts et des bénéfices  
25   des ressources humaines et physiques communes aux deux activités doit être effectuée  
26   conformément à la politique d'établissement de la contrepartie reconnue par la Régie et décrite  
27   à la section 4 du Code de conduite (doit correspondre au coût complet des services offerts ou  
28   reçus).

29   Tel qu'il sera plus amplement ci-après exposé, les différentes décisions rendues par la Régie au  
30   fil des ans relativement aux principes afférents au calcul des coûts ont servi d'assises à la mise  
31   en place du modèle d'affaires décrit au schéma B de l'annexe 1. Il est nécessaire pour l'ANR que  
32   les grands principes de la méthode de partage des coûts aient une certaine pérennité. Des

---

<sup>7</sup> D-2012-171, paragraphe 52.

1 décisions d'affaires et des risques financiers sur la base des règles en vigueur et des décisions  
2 rendues ont été prises au cours de ces années. Une modification aux principes actuels pourrait  
3 changer le risque d'affaires et être préjudiciable à Énergir. Il va sans dire que cela n'empêche pas  
4 d'ajuster la méthode au fil des ans afin de permettre une répartition toujours plus précise des  
5 coûts communs.

### 1.3 DÉCISIONS D'AFFAIRES ET AVANTAGES POUR LA DAQ

6 Des décisions d'affaires et des risques financiers non réglementés ont été pris par Énergir, selon  
7 le modèle d'affaires décrit au schéma B de l'annexe 1, sur la base des décisions rendues par la  
8 Régie au cours des années, qui ont établi des principes clairs relativement à l'ANR. Notamment,  
9 l'accès aux réservoirs d'entreposage (incluant l'outil de maintien de fiabilité) et la méthodologie  
10 de la recharge basée sur le coût complet (étape 1 du schéma B de l'annexe 1) ont été des  
11 considérations centrales dans la décision de construire le nouveau train de liquéfaction (étape 2  
12 du schéma B de l'annexe 1).

13 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, Énergir a proposé des adaptations à la  
14 méthode de répartition des coûts de l'usine LSR entre la daQ et l'ANR (approuvées par la décision  
15 D-2014-32) en prévision de l'ajout d'un nouveau liquéfacteur (non réglementé en vertu de la  
16 décision D-2013-187) afin de respecter les principes établis par la Régie dans ses décisions  
17 précédentes. Énergir mentionne clairement que la décision d'investissement sera en fonction de  
18 la décision de la Régie sur la méthode de partage des coûts :

19 *« Par ailleurs, [Énergir] souligne que la décision d'investissement par l'activité non réglementée se*  
20 *prendra en fonction de la décision de la Régie sur la méthode de partage des coûts. Considérant*  
21 *l'investissement très important qui sera effectué et sa durée d'amortissement, il est nécessaire*  
22 *pour l'activité non réglementée que les grands principes de la méthode de partage des coûts aient*  
23 *une certaine pérennité. Ne pas fixer une période déterminée pour l'application de la méthode*  
24 *contribue à cette pérennité. Il va sans dire que cela n'empêchera pas d'ajuster la méthode au fil*  
25 *des ans afin de permettre une répartition toujours plus précise des coûts communs. »<sup>8</sup>*

26 Énergir y mentionne également que l'accès à la capacité maximale d'entreposage de 10 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
27 est une considération centrale dans la décision de construire de nouveaux trains de liquéfaction :

---

<sup>8</sup> Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, Gaz Métro – 2, Document 49 pages 13 et 14.

1       *« Il est important de souligner que l'activité non réglementée doit pouvoir disposer de cette capacité*  
2       *maximale d'entreposage. Celle-ci ne peut pas être sujette à une approbation annuelle ou être*  
3       *susceptible d'être réduite sans quoi l'activité non réglementée n'est pas viable. »<sup>9</sup>*

4       Finalement, et toujours dans le cadre du dossier tarifaire 2014, Énergir mentionne que la nouvelle  
5       méthodologie de calcul de l'outil de maintien doit également être acceptée par la Régie (qui sera  
6       approuvée par la décision D-2015-12) avant de débiter la construction du train de liquéfaction :

7       *« Comme précisé dans la phase 2 de la Cause tarifaire 2014, [Énergir] est dans l'attente d'une*  
8       *décision sur sa demande d'ajustement à la méthode de partage des coûts afin de décider de la*  
9       *poursuite ou non du projet. Si le projet se poursuit, [Énergir] voudra attendre la décision sur l'outil*  
10       *de maintien avant d'émettre l'Avis de démarrage de l'ensemble des travaux prévus au contrat avec*  
11       *l'entrepreneur retenu aux termes de l'appel de soumissions. »<sup>10</sup>*

12       Cet élément important est d'ailleurs reconnu par la FCEI dans sa preuve produite lors de l'examen  
13       du Code de conduite dans le cadre du dossier tarifaire 2015 (R-3879-2014) :

14       *« La FCEI est consciente que certaines décisions d'affaires ont pu être prises sur la base de*  
15       *décisions de la Régie par [Énergir] relativement à l'activité GNL au cours des dernières années et*  
16       *qu'un changement aux règles de fonctionnement actuelles pourrait être préjudiciable à l'activité*  
17       *non réglementée. Certainement, l'accès aux réservoirs d'entreposage a été une considération*  
18       *centrale dans la décision de construire de nouveaux trains de liquéfaction. »<sup>11</sup>*

19       Or, ces décisions d'affaires et la prise de risques financiers ont permis, et permettront, de générer  
20       d'importants bénéfices pour la daQ. En effet, l'ANR génère trois bénéfices directs pour la daQ et  
21       ce, à hauteur de plusieurs millions de dollars par année, soit en:

- 22       • Permettant à la clientèle réglementée de bénéficier d'une baisse du coût de service à  
23       récupérer (par la recharge). Ce bénéfice est et sera toujours présent avec la mise en  
24       production de la nouvelle usine et sera même en croissance. La présence de l'ANR à  
25       l'usine LSR demeure significativement profitable pour la daQ, indépendamment des  
26       capacités excédentaires disponibles;
- 27       • Permettant d'augmenter l'utilisation du réseau d'Énergir pour l'arrivée du nouveau client  
28       GM GNL;
- 29       • Permettant de réduire les coûts d'approvisionnement par échange de GNL à la suite de  
30       la mise en place d'une option relative à l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL

---

<sup>9</sup> Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, Gaz Métro – 2, Document 49 pages 14.

<sup>10</sup> Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, Gaz Métro – 2, Document 58 page 12.

<sup>11</sup> Cause tarifaire 2015, R-3879-2014, Mémoire de la FCEI, pièce C-FCEI-0081.

1 en journée de pointe<sup>12</sup>. Ce bénéfice serait difficilement possible avec un tiers non  
2 apparenté à Énergir.

3 Énergir pourrait également ajouter des bénéfices indirects tels que :

- 4 • La liquéfaction en hiver<sup>13</sup>, qui permet à la daQ d'avoir une option additionnelle  
5 d'optimisation des outils d'approvisionnement. La possibilité de liquéfier en période  
6 hivernale bénéficie à la clientèle de la daQ. Ceci n'aurait probablement pas été possible  
7 sans l'ANR qui a entraîné l'analyse d'une telle action;
- 8 • La présence du train de liquéfaction n° 2 qui pourrait servir de redondance en cas de  
9 problème avec le train n° 1.
- 10 • Le train de liquéfaction n° 2 pourrait également être utilisé pour liquéfier les besoins de la  
11 daQ au lieu du train n° 1 si cela permet une réduction des coûts pour la daQ et n'est pas  
12 préjudiciable à GM GNL.

13 La Régie a établi des principes clairs qui ont permis le développement de l'ANR qui bénéficie à  
14 la daQ et ce, tant par la diminution des coûts fixes à l'usine LSR que par l'ajout de revenus de  
15 distribution ainsi que par la réduction des coûts d'approvisionnement aux clients présents et futurs  
16 d'Énergir.

17 Énergir rappelle que des décisions d'affaires et des risques financiers ont été pris au cours des  
18 dernières années sur la base des règles et décisions rendues. Une réécriture périodique des  
19 règles de fonctionnement pourrait changer le risque d'affaires et être préjudiciable à Énergir.

#### 1.4 RÉSUMÉ

20 En résumé, il appert notamment de ce qui précède que :

- 21 • La vente de GNL est une activité non réglementée sur laquelle la Régie affirme ne pas  
22 avoir juridiction (schéma B de l'annexe 1);
- 23 • En n'approuvant pas des tarifs et conditions de vente de GNL à l'usine LSR, la Régie ne  
24 pouvait que réduire du revenu requis les coûts d'utilisation des actifs de la daQ pour l'ANR  
25 d'Énergir et s'assurer de la sécurité d'approvisionnement;

---

<sup>12</sup> Cause tarifaire 2018, R-3987-2016, Gaz Métro – 6, Document 3.

<sup>13</sup> D-2012-171.

- 1 • La Régie a compétence pour déterminer les coûts devant être déduits du revenu requis  
2 d'Énergir car se rapportant à l'activité non réglementée de vente de GNL;
- 3 • Ces constats ont amené le développement du modèle d'affaires décrit au schéma B de  
4 l'annexe 1;
- 5 • La Régie a établi, par ses différentes décisions<sup>14</sup>, les principes afférents au calcul des  
6 coûts à déduire du revenu requis pour l'utilisation de l'usine LSR par la filiale d'Énergir  
7 dans le cadre de l'ANR de vente de GNL;
- 8 • Ces principes sont d'ailleurs reflétés dans le Code de conduite d'Énergir qui vient d'être  
9 approuvé par la décision D-2017-003;
- 10 • Dans ce modèle, toute personne ou entité voulant avoir accès à du GNL à l'usine LSR  
11 d'Énergir doit passer par l'ANR d'Énergir et c'est l'ANR qui est responsable de la gestion  
12 de cette activité (étape 3 du schéma B de l'annexe 1);
- 13 • La Régie n'a pas fait écho aux préoccupations formulées par l'ACIG et la FCEI dans le  
14 dossier R-3727-2010 concernant l'accès à toute personne ou entité à du GNL produit à  
15 l'usine LSR auprès d'Énergir;
- 16 • Des décisions d'affaires et des risques financiers non réglementés ont été pris par Énergir  
17 sur la base des principes établis par la Régie et dont découle la mise en place du modèle  
18 d'affaires décrit au schéma B de l'annexe 1;
- 19 • Une modification aux règles de fonctionnement et aux principes actuels pourrait changer  
20 le risque d'affaires et être préjudiciable à Énergir;
- 21 • Ces décisions d'affaires et ces risques financiers non réglementés génèrent d'importants  
22 bénéfices pour les clients de la daQ présents et futurs.

23 Ces constats doivent occuper une place centrale dans l'analyse du suivi requis par la Régie.

---

<sup>14</sup> Notamment les décisions G-339, D-2010-057, D-2010-144, D-2011-30, D-2012-171, D-2013-187, D-2014-032 et D-2015-012.

## **2 RÉPONSE AU SUIVI**

1 En fonction des constats soulevés dans la section précédente, Énergir ne croit pas qu'un  
2 processus ouvert d'attribution puisse être mis en place dans le cadre réglementaire actuel.  
3 Énergir soumet qu'un tel processus n'aurait été possible et viable que dans un modèle réglementé  
4 où la Régie aurait fixé des tarifs et conditions de service à l'usine LSR (schéma A de l'annexe 1).

5 Or, jusqu'à maintenant, la Régie a statué à l'effet qu'elle ne pouvait réglementer l'activité de vente  
6 de GNL et qu'elle n'avait donc pas juridiction pour établir les conditions, ni fixer les prix ou tarifs  
7 qui sont facturés par l'ANR à ses clients. Le cadre réglementaire actuel fait en sorte que toute  
8 personne ou entité désirant avoir accès à du GNL d'Énergir doit s'adresser à l'ANR et cette  
9 dernière assume les coûts de la recharge pour l'utilisation des actifs réglementés. L'ANR peut  
10 ensuite vendre du GNL, sans intervention réglementaire, dans le marché intérieur du Québec ou  
11 à l'exportation aux termes et aux conditions que cette dernière détermine.

12 Ainsi, l'ANR, en l'occurrence GM GNL, est l'entité qui offre le service de vente de GNL, qui en  
13 assume les risques ainsi que les coûts en plus d'assurer la logistique des opérations tels que la  
14 planification de la production, le chargement et la commercialisation du GNL. Comme nous le  
15 verrons dans la présente section, GM GNL fixe ses prix de vente de GNL selon une structure de  
16 coûts qui est composée notamment de la recharge de la daQ pour l'utilisation des actifs  
17 réglementés, mais également de l'ensemble des autres coûts nécessaires à la prestation de  
18 service qui lui sont propres et qui sont indépendants des actifs et coûts de la daQ.

19 La réflexion d'Énergir l'a amenée à conclure que l'imposition d'un processus ouvert d'attribution  
20 des capacités de liquéfaction et d'entreposage de l'usine LSR par la Régie dans le cadre  
21 réglementaire actuel où l'activité de vente de GNL est une ANR:

- 22 • limiterait l'exercice de son droit de propriété à l'endroit de l'usine LSR;
- 23 • remettrait en question les principes actuels fixés par la Régie, et pourrait avoir un impact  
24 sur le risque d'affaires et être préjudiciable à Énergir.

25 Énergir a également évalué la demande de la Régie en fonction de la prémisse dont semble  
26 découler sa demande, soit l'arrivée éventuelle de nouveaux joueurs potentiels dans le marché  
27 non réglementé du GNL.

## 2.1. LIMITE AU DROIT DE PROPRIÉTÉ D'ÉNERGIR À L'ENDROIT DE L'USINE LSR

1 Suivant le principe édicté par la Régie voulant que la vente de GNL soit non réglementée, Énergir  
2 a décidé de commercialiser cette activité par l'intermédiaire de GM GNL, une entité distincte. GM  
3 GNL a été créée pour séparer l'activité de vente de GNL des activités de la daQ, et pour assurer  
4 la logistique, tels que la planification de la production, le chargement et la commercialisation du  
5 GNL. C'est GM GNL qui offre l'accès au GNL, assure la gestion du service et fixe les prix en  
6 fonction de sa structure de coûts.

7 Énergir soumet respectueusement que lui dicter qui peut utiliser l'usine LSR constitue une  
8 immixtion dans le marché de la vente du GNL, qui est une ANR selon les décisions rendues par  
9 la Régie. Ceci reviendrait notamment à réglementer la vente de GNL à l'usine LSR, ce qui serait  
10 contraire au modèle réglementaire fixé par la Régie.

11 Par ailleurs, bien que l'usine LSR serve, en premier lieu, d'outil d'approvisionnement aux fins des  
12 activités réglementées de la daQ, un tel usage principal n'en altère pas pour autant la nature : il  
13 s'agit d'un actif à l'égard duquel Énergir détient, de manière exclusive, un droit de propriété entier.  
14 Notamment, Énergir détient tous les attributs du droit de propriété à l'égard de cet actif, incluant  
15 celui de permettre l'utilisation, ou non, par un tiers..

16 Énergir est d'avis que le pacte réglementaire ne peut pas la contraindre à procéder à un  
17 processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction et des capacités d'entreposage de  
18 l'usine LSR dont la résultante consisterait concrètement à permettre à un tiers d'accéder à sa  
19 propriété.

20 Nonobstant ce qui précède, Énergir souligne par ailleurs que l'accès et la gestion de l'usine LSR  
21 ne pourraient être ouverts à tous pour des fins de sécurité et de besoin opérationnel. En effet, le  
22 modèle commercial de vente de GNL est complexe et nécessite une coordination telle qu'il n'est  
23 pas approprié de permettre un accès « libre » à l'usine LSR par plusieurs joueurs. L'activité de  
24 GNL est une chaîne logistique complexe qui inclut, notamment la coordination de la production  
25 tels que la liquéfaction et l'entreposage, la vente et le chargement de véhicules lourds. Cette  
26 chaîne doit être optimisée dans son ensemble par l'intermédiaire d'un seul opérateur. De plus, la  
27 disponibilité des volumes d'entreposage est essentielle pour accroître les volumes de GNL

1 vendus, et ainsi accroître les bénéfices pour la daQ. Pour ces raisons, il doit revenir à GM GNL  
2 seule d'assurer la logistique et la commercialisation du GNL.

3 De plus, la mise en place d'un processus ouvert d'attribution aurait pour conséquence de modifier  
4 de manière importante l'environnement actuellement non réglementé dans lequel évolue GM  
5 GNL en laissant d'autres joueurs utiliser l'usine LSR d'Énergir. Or, un éventuel accès à l'usine  
6 LSR par un tiers n'était pas envisagé lors des discussions ayant amené Investissement Québec  
7 (« IQ ») à devenir coactionnaire de GM GNL. En effet, Énergir et IQ ont pris des décisions  
8 d'affaires et des risques financiers sur la base des règles et principes en vigueur. Un changement  
9 aux règles de fonctionnement et aux principes actuels pourrait être préjudiciable à GM GNL et  
10 serait contraire à l'article 3.1 du Code de conduite devant, notamment, assurer l'intégrité  
11 financière et économique de chacune des sociétés apparentées. D'ailleurs, il importe de noter  
12 que l'entente entre Énergir et GM GNL relative à la possibilité d'interruption en journée de pointe  
13 avec échange de GNL<sup>15</sup> prévoit que GM GNL accepte cette entente sans rémunération ou  
14 contrepartie autre que la compensation des coûts dans le contexte des principes établis par les  
15 décisions rendues par la Régie :

16 « ATTENDU QUE le Client a accepté de conclure le présent Contrat dans le contexte des principes,  
17 conditions et modalités établis par les décisions rendues par la Régie dans le cadre de l'activité  
18 non réglementée de ventes de GNL. »<sup>16</sup>

19 [nous soulignons]

20 Si la Régie ordonnait la tenue d'un processus ouvert d'attribution dans le cadre réglementaire  
21 actuel où l'activité de vente de GNL est une ANR, Énergir soumet respectueusement qu'elle  
22 s'immiscerait alors dans un marché non réglementé et se trouverait à dicter des règles  
23 applicables à ce marché. La Régie devrait notamment tenir compte de la structure de coûts de  
24 l'ensemble de la chaîne logistique de vente du GNL et non uniquement de la recharge à la daQ,  
25 ce qui irait à l'encontre des principes qu'elle a établis depuis 2010. La section suivante abordera  
26 cet élément.

---

<sup>15</sup> Cause tarifaire 2018, R-3987-2016, Gaz Métro – 6, Document 3, page 3.

<sup>16</sup> Cause tarifaire 2018, R-3987-2016, Gaz Métro – 6, Document 3, page 3.



## 2.2. REMISE EN QUESTION DES PRINCIPES ACTUELS FIXÉS PAR LA RÉGIE

### 2.2.1. Fondement des principes : absence d'interfinancement

1 Énergir comprend des représentations effectuées par la FCEI dans le cadre du dossier  
2 R-3879-2014, et rapportées par la Régie au paragraphe 353 de sa décision D-2015-181,  
3 qu'un processus ouvert d'attribution viserait une « maximisation de la valeur [des actifs  
4 d'Énergir] » :

5 « [353] Conséquemment, la FCEI estime que l'AR devrait mettre en place un processus  
6 ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités  
7 d'entreposage, en visant la maximisation de la valeur de ses actifs, le tout en respectant la  
8 réalité historique du développement du GNL et le futur Code de conduite. »

9 [nous soulignons]

10 Or, afin de « maximiser » la valeur de l'actif qu'est l'usine LSR, Énergir comprend que le  
11 processus ouvert d'attribution viserait à obtenir du marché des offres pour les capacités  
12 de liquéfaction et d'entreposage plus élevées que la recharge actuelle basée sur le coût  
13 complet. Énergir comprend que, selon la position de la FCEI, ce processus ouvert et  
14 encadré par la Régie, devrait être mis en place par la daQ. Selon le modèle d'affaires  
15 actuellement en vigueur (schéma B de l'annexe 1), les prix résultant de ce processus  
16 devraient être chargés par l'ANR d'Énergir aux clients ayant obtenu ladite capacité. En  
17 effet, pour les raisons mentionnées à la section précédente, l'ANR devrait continuer de  
18 coordonner et d'offrir le service non réglementé de vente de GNL et non la daQ. Par la  
19 suite, l'ANR d'Énergir remettrait les revenus à la daQ sous forme de recharge. Dans le  
20 cadre d'un processus ouvert d'attribution de capacités, les prix offerts pourraient être plus  
21 élevés ou plus bas que le coût complet de la recharge actuelle de la daQ à l'ANR. Cette  
22 nouvelle dynamique remettrait en question les principes fixés par la Régie. Énergir croit  
23 qu'il n'y a pas lieu qu'une telle remise en question ait lieu dans le cadre réglementaire  
24 actuel où l'activité de vente de GNL est une ANR.

25 Énergir souligne que, dans le cadre de ses fonctions, la Régie doit notamment assurer la  
26 protection des consommateurs<sup>17</sup>. Or, les principes fixés jusqu'à présent par la Régie  
27 permettent d'atteindre cet objectif en s'assurant que la daQ soit tenue indemne de  
28 l'utilisation de l'usine LSR et que l'ANR n'entraîne pas de coût pour la clientèle de la daQ.

---

<sup>17</sup> Article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie

1 Il est important, tant pour GM GNL que pour la daQ, que la recharge soit juste, équitable  
2 et sans interfinancement. De plus, les coûts à partager doivent être tangibles et réellement  
3 encourus. Il n'a jamais été question, dans les différentes décisions rendues par la Régie,  
4 de « maximisation de la valeur » pour la daQ.

5 Les décisions rendues jusqu'à présent par la Régie et le Code de conduite approuvé par  
6 cette dernière sont clairs : la recharge doit être basée sur le coût complet (une allocation  
7 directe ou la méthode du coût moyen et non sur la valeur de marché ou le coût marginal)  
8 et ce, afin de prévenir l'interfinancement et prévenir toute forme de traitement préférentiel.  
9 Dans le cadre de la décision D-2011-030, la Régie exprime clairement, dans les termes  
10 suivants, la méthode qui permet de prévenir l'interfinancement entre la daQ et l'ANR :

11 « [63] Dans sa décision D-2010-057, la Régie indique clairement, dans la section traitant  
12 de sa juridiction, que la vente de GNL doit se faire sans interfinancement [référence omise].  
13 Dans la section suivante de cette même décision, traitant du pouvoir de surveillance et de  
14 tarification des activités réglementées, la Régie donne implicitement la recette pour éviter  
15 tout interfinancement possible, en indiquant à [Énergir] de déduire du revenu requis les  
16 coûts identifiés pour le client GNL [référence omise].

17 [64] Par ailleurs dans sa décision D-2010-144, la Régie mentionne que le coût d'utilisation  
18 de l'usine LSR, conformément à l'ordonnance G-339, doit être établi sur la base du coût  
19 moyen de l'usine LSR et non sur la base du coût marginal [référence omise]. »

20 Or, Énergir soumet que la facturation, à l'ANR, d'un coût d'utilisation plus élevé (ou plus  
21 bas) que le coût complet génèrerait de l'interfinancement. Ce qui serait certainement le  
22 cas suivant l'application d'un processus ouvert d'attribution de capacités, remettant ainsi  
23 en question les principes établis par la Régie permettant d'établir la recharge pour  
24 l'utilisation de l'usine LSR. Énergir considère donc que le recours à un processus ouvert  
25 d'attribution des capacités ne permettrait pas de respecter les principes établis jusqu'ici  
26 par la Régie dans le cadre réglementaire actuel où l'activité de vente de GNL est une  
27 ANR.

28 Il est nécessaire pour l'ANR que les grands principes de la méthode de partage des coûts  
29 aient une certaine pérennité. Des décisions d'affaires et des risques financiers sur la base  
30 des règles en vigueur et des décisions rendues ont été prises au cours de ces années.  
31 Une modification aux principes actuels pourrait changer le risque d'affaires et être  
32 préjudiciable à Énergir. Il va sans dire que cela n'empêche pas d'ajuster la méthode au fil  
33 des ans afin de permettre une répartition toujours plus précise des coûts communs.

### 2.2.2. Arrimage du processus ouvert d'attribution aux sphères réglementées et non réglementées

1 Il est important de cerner comment, en pratique, s'opérationnaliserait la gestion des  
2 capacités issues d'un processus ouvert d'attribution de capacités entre les sphères  
3 réglementées et non réglementées. Par exemple, à la suite d'un processus ouvert  
4 d'attribution, un tiers se verrait attribuer une capacité d'entreposage de X m<sup>3</sup>/année et une  
5 capacité de liquéfaction de Y m<sup>3</sup>/année. Or, comment ce tiers accéderait-il à ces  
6 services ? En fonction du modèle réglementaire actuel, la daQ pourrait-elle répondre  
7 directement au besoin de ce tiers ou cette gestion serait-elle plutôt prise en charge par  
8 une ANR ? Concrètement, qui gérerait les demandes de ce tiers quant à ces besoins de  
9 retraits/injection à l'entreposage et au démarrage du processus de liquéfaction ? Qui  
10 opérerait le quai de chargement permettant le ravitaillement des véhicules lourds  
11 appartenant au tiers ou à sa clientèle ? Comment les coûts actuellement assumés  
12 directement par GM GNL, pour offrir le service non réglementé de GNL, seraient tarifés à  
13 ce tiers ? À l'heure actuelle, cette gestion se fait directement par GM GNL. Cette réalité  
14 est conforme aux décisions passées de la Régie qui a jugé qu'elle ne pouvait réglementer  
15 l'activité de vente de GNL en fixant les prix ou les tarifs facturés par l'ANR à ses clients.

16 Énergir est d'avis qu'afin que la Régie puisse dicter la tenue d'un processus ouvert  
17 d'attribution des capacités et que des tiers non affiliés à Énergir puissent directement  
18 accéder à du GNL auprès d'Énergir sans l'intermédiaire de GM GNL, la totalité de la  
19 chaîne logistique de vente de GNL devrait être réglementée (schéma A de l'annexe 1).  
20 D'ailleurs, la position exprimée par la FCEI, et rapportée par la Régie dans la décision D-  
21 2010-057, laisse également entendre que cette dernière était d'avis qu'il fallait d'abord  
22 qualifier la vente de GNL d'activité réglementée afin que la Régie puisse fixer les règles  
23 concernant l'accès au GNL :

24 *[12] La FCEI considère également qu'en vertu de l'article 31(1) de la Loi, la Régie a*  
25 *compétence pour approuver les tarifs et conditions auxquels le GNL est fourni par*  
26 *[Énergir] . Elle soutient que la vente de GNL par [Énergir] doit être réglementée. À cet*  
27 *égard, elle mentionne que la compétence de la Régie est plus large que celle de la*  
28 *Régie de l'électricité et du gaz, telle que décrite à l'Ordonnance G-339, puisque la*  
29 *notion de gaz a évolué et inclut maintenant le méthane à l'état liquide.*

1 [13] Enfin, la FCEI mentionne qu'en approuvant les tarifs et conditions de vente de  
2 GNL, la Régie pourra s'assurer que toute personne ou entité puisse avoir accès à du  
3 GNL auprès d' [Énergir], conformément à l'article 77 de la Loi. »<sup>18</sup>

4 *[nous soulignons]*

5 Or, comme mentionné précédemment, le cadre réglementaire actuel fait en sorte que  
6 toute personne ou entité voulant avoir accès à du GNL d'Énergir doit s'adresser à GM  
7 GNL (schéma B de l'annexe 1). En fonction de ce cadre, il revient à GM GNL d'offrir le  
8 service de GNL et d'en assumer les risques ainsi que les coûts et de veiller à assurer la  
9 logistique telle que la planification de la production (liquéfaction et entreposage), la vente  
10 et le chargement de GNL.

11 Avec la croissance de l'utilisation de l'usine LSR pour les ANR de GNL, des  
12 investissements et du personnel supplémentaires ont été ajoutés et ce, directement à la  
13 charge de l'ANR. Par exemple, des préposés aux chargements de GNL ont été  
14 embauchés pour assurer le chargement des camions et un nouveau quai de chargement  
15 a été construit, par l'ANR, pour des raisons de logistique et de sécurité. Il est à noter que  
16 ceci est en conformité avec ce qui était énoncé par la Régie dans sa décision D-2010-057 :

17 « [35] (...) La Régie comprend également que tous les investissements requis pour  
18 effectuer le transfert du GNL des réservoirs de l'usine LSR aux camions cryogéniques  
19 (pompe cryogénique, rampe de chargement, aménagement du site de transfert, etc.)  
20 seront à la charge du client GNL. »

21 Tous les coûts découlant d'investissements ou de coûts d'opération qui ne sont pas  
22 directement liés aux installations en place pour subvenir aux besoins réglementés doivent,  
23 en fonction des décisions rendues par la Régie, être supportés par l'ANR.

24 Ainsi, GM GNL fixe ses prix de vente, selon une structure de coûts qui est composée  
25 notamment :

- 26 • de la recharge de la daQ pour l'utilisation des actifs réglementés;
- 27 • des autres coûts nécessaires à la prestation de service qui lui sont propres et qui
- 28 ne concernent pas les actifs de la daQ (voir étape 2 du schéma B de l'annexe 1).

---

<sup>18</sup> D-2010-057

1 En présence du modèle d'affaires actuellement en place (schéma B de l'annexe 1), donner  
2 directement accès à du GNL de l'usine LSR à des tiers obligerait GM GNL à fournir des  
3 services pour l'utilisation des actifs ou services assumés directement par celle-ci. Dans  
4 un cas hypothétique d'octroi de capacité à la suite d'un processus ouvert d'attribution, les  
5 prix offerts et payés par les tiers ne pourraient pas se limiter uniquement aux coûts  
6 complets de la recharge. Ceux-ci devraient également inclure les coûts supportés  
7 directement par GM GNL. La Régie devrait tenir compte de la structure de coûts de  
8 l'ensemble de la chaîne logistique de vente du GNL et non uniquement de la recharge à  
9 la daQ. Ceci irait à l'encontre des principes établis par la Régie voulant qu'elle ne puisse  
10 pas tarifier ou allouer des coûts assumés directement par l'ANR, ni transférer ces coûts,  
11 directement alloués à l'ANR, vers l'activité réglementée. En effet, ceci entrerait en conflit  
12 avec les décisions de la Régie déterminant que l'activité de vente de GNL est une activité  
13 non réglementée.

14 Énergir en arrive donc à la conclusion qu'un processus ouvert d'attribution des capacités n'aurait  
15 été viable et possible que dans un modèle où la Régie aurait fixé des tarifs et conditions de service  
16 à l'usine LSR (schéma A de l'annexe 1), modèle que la Régie n'a pas retenu jusqu'à ce jour.

### 2.3. L'ARRIVÉE SUR LE MARCHÉ DE NOUVEAUX JOUEURS

17 Dans la décision D-2015-181, la Régie mentionne que :

18 « De plus, considérant le développement récent de l'industrie du GNL et l'arrivée sur le marché de  
19 nouveaux joueurs, la Régie demande à [Énergir] une analyse de faisabilité relative à un processus  
20 ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités d'entreposage de  
21 l'usine LSR. La Régie demande à [Énergir] de déposer une proposition à cet égard, le cas échéant,  
22 dans un prochain dossier tarifaire. »

23 *[nous soulignons]*

24 Énergir soumet que le fait qu'il y ait, ou non, d'autres joueurs dans un marché non réglementé,  
25 ne devrait pas avoir d'impact sur le droit de propriété d'Énergir à l'égard de l'usine LSR (section  
26 2.1 du présent document) ou les principes actuels fixés par la Régie (section 2.2 du présent  
27 document).

28 Par ailleurs, Énergir comprend que cette éventuelle réalité (le développement récent de l'industrie  
29 du GNL et l'arrivée sur le marché de nouveaux joueurs) était importante à prendre en  
30 considération aux fins de l'élaboration du Code de conduite. D'ailleurs, cette préoccupation de la

1 Régie formulée dans la décision D-2015-181 faisait suite aux propos tenus par les témoins  
2 d'Énergir lors des audiences du dossier tarifaire 2015 en lien avec le Code de conduite :

3 «(...) l'environnement autour du GNL a changé et, disons-le quand même, le principalement  
4 changement, c'est l'arrivée d'autres joueurs dans les derniers mois qui viennent... qui regardent du  
5 moins des projets pour s'installer dans le marché du GNL au Québec, puis appelons un chat, un  
6 chat, qui pourraient donc être des concurrents à l'entité non réglementée de GNL d' [Énergir]»<sup>19</sup>

7 Ceci faisait référence à des entreprises, sans lien de parenté avec Énergir, qui pourraient  
8 s'implanter dans la franchise d'Énergir et demander à être desservies par le réseau du  
9 Distributeur. Dans cette perspective, il y avait lieu de s'assurer que le Code de conduite  
10 envisageait cette possibilité afin d'éviter toute perception que le Distributeur confère un privilège  
11 ou un avantage concurrentiel indu à tout projet mené par une société apparentée. Énergir a donc  
12 redéposé une nouvelle version du Code de conduite dans le cadre du dossier tarifaire 2017.  
13 L'article 3.4 ainsi qu'une annexe ont été ajoutés pour couvrir spécifiquement ce point exprimé  
14 dans la demande de la Régie. Cet élément est bien couvert par le Code de conduite d'Énergir et  
15 il n'est donc pas requis de mettre en place un accès ouvert aux capacités de l'usine LSR pour  
16 assurer un traitement équitable des possibles nouveaux joueurs.

---

<sup>19</sup> Notes sténographiques de la cause tarifaire R-3879-2014 à la pièce A-0131\_3879-CT2016\_Vol3-09sept15 page 123 lignes 9 à 17.

**DEMANDE À LA RÉGIE**

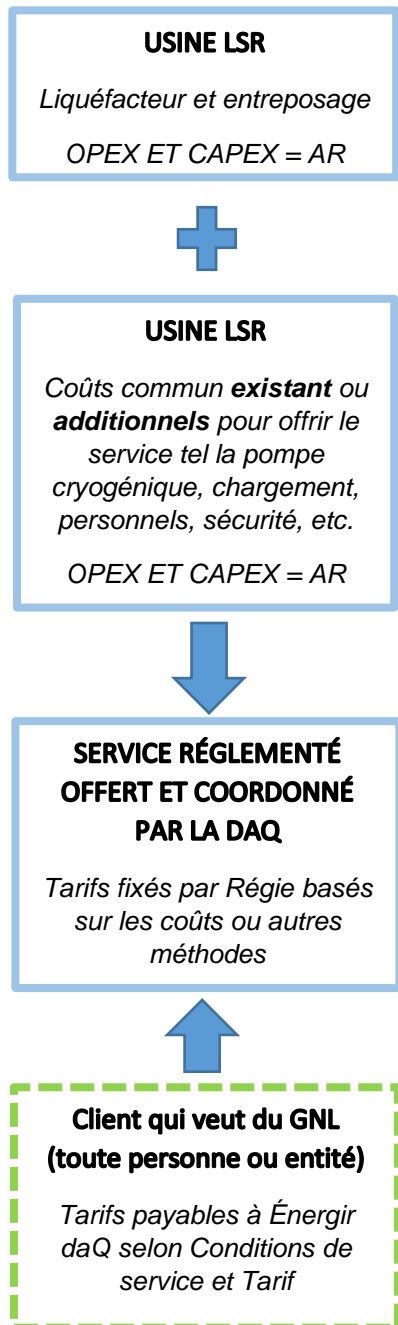
1 Compte tenu de ce qui précède, Énergir soumet qu'elle n'entend pas mettre en place un  
2 processus ouvert d'attribution des capacités et demande à la Régie de prendre acte de la  
3 présente réponse aux suivis requis par les décisions D-2015-181 et D-2016-191.

4 **Énergir demande à la Régie de prendre acte de la présente réponse aux suivis requis par**  
5 **les décisions D-2015-181 et D-2016-191**

## ANNEXE 1

## MODÈLE RÉGLEMENTÉ

## SCHÉMA A



## MODÈLE ANR SELON PRINCIPES RÉGIE

## SCHÉMA B



— Activités réglementées ou recharge

- - - - - Activités non réglementées