

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2022-084	R-3867-2013	23 juin 2022
Phase 2		

---

**PRÉSENTS :**

Françoise Gagnon  
Simon Turmel  
François Émond  
Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**  
Demanderesse

et

**Intervenants et personne intéressée dont les noms  
apparaissent ci-après**

---

**Décision sur la refonte des services de fourniture, de  
transport et d'équilibrage et le traitement procédural pour  
l'examen des coûts marginaux en approvisionnement ainsi  
que la décision sur les frais aux intervenants**

*Demande relative au dossier générique portant sur  
l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir*



**Demanderesse :**

**Énergir, s.e.c.**

**représentée par M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse, M<sup>e</sup> Vincent Locas et M<sup>e</sup> Marie Lemay Lachance.**

**Intervenants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)**

**représentée par M<sup>e</sup> Paule Hamelin et M<sup>e</sup> Nicolas Dubé;**

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

**représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;**

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

**représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Option consommateurs (OC)**

**représentée par M<sup>e</sup> Éric David;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Union des consommateurs (UC)**

**représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard.**

**Personne intéressée :**

**Stratégies énergétiques (SÉ)**

**représentée par M<sup>e</sup> Dominique Neuman.**

## TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION .....	6
2.	CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE .....	9
3.	TARIFICATION AU SERVICE DE FOURNITURE .....	9
3.1	Frais de migration au service de fourniture .....	9
3.2	Suivi de la décision D-2016-126 portant sur le service de fourniture avec transfert de propriété .....	12
4.	TARIFICATION AU SERVICE DE TRANSPORT .....	14
4.1	Règles à l'entrée du service de transport .....	14
4.2	Règles à la sortie du service de transport .....	17
4.3	Obligation minimale annuelle .....	20
5.	TARIFICATION AU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE .....	28
5.1	Tarif d'équilibrage proposé .....	30
5.2	Prix minimum et maximum .....	36
5.3	Mesure transitoire pour les clients au tarif D <sub>5</sub> .....	40
5.4	Transposition des volumes pour les clients en achat direct .....	41
6.	TARIFICATION DES COÛTS D'AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES .....	47
6.1	Proposition d'Énergir .....	47
6.2	Opinion de la Régie .....	48
7.	MODIFICATIONS AUX <i>CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF</i> .....	48
7.1	Chapitre 11 - fourniture .....	48
7.2	Chapitre 12 - transport .....	49
7.3	Chapitre 13 - équilibrage .....	50
7.4	Autres modifications .....	51
7.5	Entrée en vigueur .....	51
8.	AUTRES SUIVIS DE LA DÉCISION D-2016-126 .....	53
8.1	Position d'Énergir .....	53
8.2	Opinion de la Régie .....	55
9.	SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-080 PORTANT SUR LES COÛTS MARGINAUX EN APPROVISIONNEMENT – TRAITEMENT PROCÉDURAL .....	55

---

9.1	Proposition d'Énergir.....	55
9.2	Opinion de la Régie.....	55
10.	DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS DES INTERVENANTS .....	56
	DISPOSITIF .....	58

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 15 novembre 2013, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le distributeur), alors désignée sous la dénomination sociale de Société en commandite Gaz Métro<sup>1</sup>, dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et sa structure tarifaire.

[2] Le 30 janvier 2014, la Régie rend sa décision procédurale D-2014-011 par laquelle, notamment, elle scinde le dossier en deux phases<sup>2</sup>.

[3] Les 4 août et 8 novembre 2016, la Régie rend ses décisions procédurales D-2016-126 et D-2016-169 par lesquelles elle scinde le dossier en quatre phases<sup>3</sup>. De plus, dans la décision D-2016-126, la Régie demande à Énergir de déposer une preuve additionnelle sur certains sujets en matière de tarifs et de conditions de service.

[4] Le 23 août 2017, la Régie scinde la phase 2 en deux étapes<sup>4</sup>. La première étape (ou le volet 1) porte notamment sur l'étude d'allocation des coûts de fourniture (F), de transport (T) et d'équilibrage (É), incluant la flexibilité opérationnelle. La seconde étape (volet 2) porte sur les sujets relatifs à la tarification et aux conditions de service à mettre en place relativement aux services de fourniture, de transport et d'équilibrage, de même que sur l'interfinancement de ces services entre les différentes catégories tarifaires (refonte des services FTÉ).

[5] Le 9 juillet 2018, dans sa décision D-2018-080 rendue en phase 3 du présent dossier, la Régie transfère à la phase 2 l'examen de l'inclusion des coûts marginaux des services de fourniture, de transport et d'équilibrage dans la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau<sup>5</sup>.

[6] Le 20 novembre 2019, par sa décision D-2019-153, la Régie distingue les éléments examinés en phase 2 entre le sujet A (conduites de Champion) et le sujet B (ci-après

---

<sup>1</sup> Société en commandite Gaz Métro a modifié sa dénomination sociale, en français, pour Énergir, s.e.c. le 29 novembre 2017.

<sup>2</sup> Décision [D-2014-011](#), p. 8.

<sup>3</sup> Décisions [D-2016-126](#), p. 9, et [D-2016-169](#), p. 12.

<sup>4</sup> Pièce [A-0128](#).

<sup>5</sup> Décision [D-2018-080](#), p. 36 et 37.

phase 2A ou 2B) et maintient le classement par étapes pour la phase 2B, à savoir les volets 1 et 2<sup>6</sup>.

[7] Les 29 avril et 28 mai 2020, la Régie rend ses décisions D-2020-047 et D-2020-061 portant sur la phase 2A et les frais des intervenants<sup>7</sup>.

[8] Le 18 novembre 2020, par sa décision procédurale D-2020-153<sup>8</sup>, la Régie reporte l'examen du suivi de la décision D-2018-080 portant sur les coûts marginaux des services de fourniture, de transport et d'équilibrage à une date ultérieure.

[9] Les 26 août 2021 et 24 janvier 2022, la Régie rend ses décisions sur le fond D-2021-109 et D-2022-005 portant sur le volet 1 de la phase 2B et sur les frais des intervenants<sup>9</sup>.

[10] Le 1<sup>er</sup> décembre 2021, la Régie rend sa décision procédurale D-2021-157 relative au volet 2 de la phase 2B<sup>10</sup>.

[11] Le 21 décembre 2021, Énergir tient une séance de travail sur les sujets du volet 2 de la phase 2B, par visioconférence, à laquelle participe le personnel technique de la Régie, l'ACIG, la FCEI et le ROÉÉ.

[12] Le 17 janvier 2022, en vertu des articles 31(1), 31(5), 32(3<sup>o</sup>), 49(6<sup>o</sup>) et 51 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>11</sup> (la Loi), Énergir dépose une 9<sup>e</sup> demande réamendée afin d'ajouter une conclusion recherchée visant une mesure transitoire pour le service interruptible. Le distributeur dépose également une version révisée de la pièce portant sur la refonte des services de fourniture, de transport et d'équilibrage.

---

<sup>6</sup> Décision [D-2019-153](#), p. 14.

<sup>7</sup> Décisions [D-2020-047](#) et [D-2020-061](#).

<sup>8</sup> Décision [D-2020-153](#), p. 18 et 19.

<sup>9</sup> Décisions [D-2021-109](#) et [D-2022-005](#) (conformité d'application de la décision D-2021-109).

<sup>10</sup> Décision [D-2021-157](#).

<sup>11</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

[13] Le 15 février 2022, Énergir dépose ses réponses aux demandes de renseignements (DDR) de la Régie et des intervenants relatives au volet 2 ainsi qu'une 10<sup>e</sup> demande réamendée (la Demande)<sup>12</sup>.

[14] Les 24 et 25 février 2022, l'ACIG, la FCEI et le ROEE déposent leur mémoire.

[15] Le 22 mars 2022, le ROEE dépose ses réponses à la DDR d'Énergir. L'ACIG et Énergir déposent leurs réponses aux DDR de la Régie.

[16] Les 5 et 6 avril 2022, la Régie tient une audience sur les sujets du volet 2, soit la refonte des services de fourniture, de transport et d'équilibrage. Elle entame son délibéré au terme de celle-ci.

[17] Entre les 5 et 12 mai 2022, l'ACIG, la FCEI et le ROEE déposent leur demande de paiement de frais. Le 16 mai 2022, Énergir dépose ses commentaires sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

[18] Par la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande, à l'exception du suivi de la décision D-2018-080 portant sur les coûts marginaux en approvisionnement présenté à la pièce B-0547<sup>13</sup>. Pour ce dernier sujet d'examen de la Demande, le mode procédural ainsi que le calendrier de traitement sont prévus à la section 9 de la présente décision.

[19] La Régie se prononce également sur les demandes de paiement de frais de l'ACIG, de la FCEI et du ROEE.

---

<sup>12</sup> Pièce [B-0687](#).

<sup>13</sup> Pièce [B-0547](#).



## 2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[20] La Régie accueille favorablement la refonte des services de fourniture, de transport et d'équilibrage telle que proposée par Énergir et se déclare satisfaite des derniers suivis de la décision D-2016-126. Elle approuve également la mesure transitoire proposée pour les clients au tarif D<sub>5</sub>.

[21] La Régie retient qu'une partie des modifications aux *Conditions de service et tarif* (CST) approuvées à la section 7 de la présente décision pourraient entrer en vigueur à court terme alors que l'autre partie nécessite des développements informatiques aux fins de leur application.

[22] Aux fins de la mise en œuvre des CST approuvées par la présente décision, la Régie demande à Énergir de déposer une mise à jour reflétant les modifications approuvées ne nécessitant pas de délais administratifs pour leur application.

## 3. TARIFICATION AU SERVICE DE FOURNITURE

### 3.1 FRAIS DE MIGRATION AU SERVICE DE FOURNITURE

#### 3.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[23] En ce qui a trait au service de fourniture, Énergir demande à la Régie d'approuver l'abolition des frais de migration et de réduire les préavis d'entrée et de sortie à 60 jours afin de couvrir les délais administratifs.

[24] Selon Énergir, ces changements permettent de mettre en application les principes de causalité des coûts et la méthode de fonctionnalisation par étapes retenus dans le volet 1 de la phase 2 du présent dossier et ayant fait l'objet de la décision D-2021-109<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> *Supra note 9.*

[25] Énergir rappelle que des frais de migration sont présentement prévus aux CST pour tout client désirant utiliser le service de fourniture du distributeur ou s'en retirer sans respecter les préavis d'entrée ou de sortie de six mois (article 11.1.2.3). Elle rappelle que ces frais ont été introduits en 2007 et modifiés à la suite de la décision D-2014-077<sup>15</sup>.

[26] Actuellement, les frais de migration correspondent à l'écart de coût cumulatif projeté, calculé à la section « Frais reportés du service de fourniture de gaz » du calcul mensuel du coût du service de fourniture<sup>16</sup>. Le prix de migration, déterminé mensuellement sur la base du volume annuel d'achat prévu en gaz de réseau, est facturé sur le volume annuel projeté du client migrant, lorsqu'applicable, plutôt que sur 6/12<sup>e</sup> de la consommation comme c'était le cas auparavant.

[27] Ainsi, dans la méthode de calcul actuelle, l'écart de coût cumule la différence entre le prix payé par Énergir pour le gaz naturel qu'elle acquiert (coût d'acquisition) et le prix projeté sur une période de 12 mois (prix facturé). Cet écart de coût est donc remis à la clientèle ou récupéré de la clientèle via le tarif de fourniture.

[28] Cependant, Énergir souligne que l'écart de coût cumulatif contient des coûts reliés à la saisonnalité, jusqu'au transfert de ces coûts vers l'équilibrage qui s'effectue une fois par année. De plus, entre le moment où le coût de saisonnalité est constaté et le moment où le transfert du coût est approuvé, plusieurs mois du nouveau dossier tarifaire s'écoulent pendant lesquels des coûts saisonniers peuvent s'accumuler dans le compte d'écart de coût. Par conséquent, le compte d'écart de coût cumulatif contient en tout temps des coûts reliés à la saisonnalité.

[29] Énergir est d'avis que tarifier ces coûts saisonniers ultérieurement à l'ensemble de la clientèle via le service d'équilibrage, peu importe que cette clientèle soit au service de fourniture d'Énergir ou non, puis en frais de migration constitue une double facturation. Pour cette raison, Énergir propose d'éliminer les frais de migration et de conserver les préavis d'entrée et de sortie en les réduisant à 60 jours afin de couvrir les délais administratifs<sup>17</sup>.

---

<sup>15</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision [D-2014-077](#), p. 129 et 130.

<sup>16</sup> Pièce [B-0696](#), p. 5 et 6 et [Prix du service de fourniture de gaz naturel pour les 12 mois débutant le 1<sup>er</sup> juin 2022](#).

<sup>17</sup> Pièce [B-0696](#), p. 6.

### 3.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[30] La Régie retient que les coûts saisonniers de fourniture sont pris en compte à la fois dans l'établissement des coûts annuels du service d'équilibrage et dans les frais mensuels de migration au service de fourniture. Elle partage la conclusion d'Énergir selon laquelle il s'agit d'une double facturation, ce qui n'est pas souhaitable.

[31] La Régie retient aussi les observations d'Énergir portant sur les tableaux relatifs à l'interfinancement, à savoir que la présence d'interfinancement au service de fourniture s'explique par une différence au niveau de la méthodologie d'allocation des coûts utilisée qui diffère de celle de répartition des revenus. Plus précisément, un coût de fourniture moyen et uniforme est présumé pour allouer les coûts de l'ensemble de la clientèle, alors qu'un prix de fourniture variable en fonction du type de fourniture (gaz naturel traditionnel ou gaz naturel renouvelable (GNR), avec entente à prix fixe ou non) est utilisé pour déterminer les revenus<sup>18</sup>.

[32] La Régie considère que le niveau d'interfinancement constaté est acceptable puisqu'il découle uniquement du biais méthodologique et, qu'en réalité, chaque client paie un tarif de fourniture équivalent au type de fourniture qu'il consomme.

**[33] Pour ces raisons, la Régie approuve la proposition d'Énergir quant à l'abolition des frais de migration au service de fourniture ainsi que la mise en place de préavis d'entrée et de sortie de 60 jours.**

---

<sup>18</sup> Pièce [B-0696](#), p. 48 et 49.

## 3.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-126 PORTANT SUR LE SERVICE DE FOURNITURE AVEC TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ

### 3.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[34] Dans sa décision D-2016-126<sup>19</sup>, la Régie demandait à Énergir d'analyser l'utilité de conserver le service de fourniture avec transfert de propriété, qui est offert par Énergir depuis 1985, à la suite de la dérèglementation de la fourniture.

[35] Énergir présente les coûts et avantages du service de fourniture avec transfert de propriété. Elle rappelle que ce service est une alternative au service de fourniture sans transfert de propriété pour les clients qui désirent fournir leur propre gaz naturel<sup>20</sup>.

[36] Énergir souligne que, pour un client qui s'engage à fournir son gaz naturel avec transfert de propriété et livre de manière uniforme comme pour un client au service de fourniture d'Énergir, des écarts de coûts de même nature sont observés puisque le prix du gaz de réseau des douze mois d'une année n'est pas égal à la moyenne uniforme du prix réel d'acquisition, soit le coût fonctionnalisé au service de fourniture. Énergir note que, dans les deux cas, il s'agit d'écarts qui tendent vers zéro lorsque les prix de fourniture sont stables à long terme et sont liés à la variabilité du prix mensuel. Par comparaison, Énergir ne procède pas au rachat de la molécule lorsqu'il est question du service de fourniture sans transfert de propriété. En conservant un profil de livraison uniforme, ces clients ne génèrent pas d'écart de coûts équivalant aux écarts générés par les clients en service de fourniture avec transfert de propriété.

[37] Sous l'hypothèse de stabilité du prix à long terme, Énergir considère donc que le service de fourniture avec transfert de propriété ne crée aucun préjudice ni à la clientèle en gaz de réseau ni à la clientèle au service de fourniture sans transfert de propriété.

[38] À l'égard des avantages du service de fourniture avec transfert de propriété, Énergir relève qu'un client de ce service qui connaît un déséquilibre volumétrique en cours d'année s'expose à un règlement financier de fin d'année moins important. En effet, si le client livre une quantité inférieure (supérieure) à sa consommation, il aura déjà payé au prix du gaz de réseau les unités retirées excédant (déficitaires à) sa livraison. Selon le prix du marché, un

---

<sup>19</sup> Décision [D-2016-126](#), p. 20, par. 74.

<sup>20</sup> Pièce [B-0696](#), p. 6 à 8.

ajustement de fin d'année pourrait s'appliquer. Le service avec transfert mitige donc le risque associé au règlement financier de fin d'année.

[39] Énergir souligne par ailleurs que la livraison uniforme peut s'avérer contraignante pour un client qui désire s'approvisionner directement auprès d'un fournisseur de gaz naturel puisqu'elle force le client à acquérir du gaz naturel plusieurs mois avant qu'il ne le consomme. Comme le service de fourniture avec transfert de propriété prévoit qu'Énergir achète le gaz naturel livré à un prix équivalent à celui du gaz de réseau, un client peut alors bénéficier d'un approvisionnement auprès du fournisseur de son choix, indépendamment de l'état de son crédit. Énergir note aussi que cette mécanique ne se fait pas au détriment des clients en gaz de réseau. En effet, ces derniers bénéficient d'une mécanique équivalente puisque le tarif est basé sur un achat uniforme, après fonctionnalisation, et ils ne déboursent qu'au moment de la consommation.

[40] Enfin, Énergir rappelle que la décision D-2017-041<sup>21</sup> a fait en sorte que le service de fourniture avec transfert de propriété a été retenu comme condition pour que soit appliquée la combinaison de service des clients qui consomment du GNR et du gaz de réseau. Ainsi, selon Énergir, il est pertinent de conserver ce service pour l'ensemble de ces avantages et parce qu'il est essentiel au bon fonctionnement de la combinaison de service GNR, d'autant plus qu'il ne nuit pas à la clientèle au service de fourniture d'Énergir.

[41] En conséquence, Énergir demande à la Régie de prendre acte des réponses au suivi lié à la décision D-2016-126 concernant le service de fourniture avec transfert de propriété.

### 3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[42] La Régie est satisfaite des précisions fournies par Énergir relativement aux coûts et avantages du service de fourniture avec transfert de propriété et à son utilité. Ainsi, **la Régie prend acte du suivi lié à la décision D-2016-126 et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>21</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision [D-2017-041](#), p. 6 à 14, section 2.

#### 4. TARIFICATION AU SERVICE DE TRANSPORT

[43] Énergir indique que la manière d'établir les tarifs au service de transport n'est pas modifiée à proprement parler, comparativement à ce qui est fait actuellement. Le taux unitaire de transport est dérivé des coûts totaux de transport obtenus à l'étape préalable de fonctionnalisation des coûts et des volumes prévus au dossier tarifaire. Ce taux unitaire ne varie pas en fonction du profil de consommation, saisonnier ou non, d'un client.

[44] Toutefois, les étapes préalables à l'établissement des tarifs du service de transport ont permis de découvrir la nécessité de réviser les modalités d'entrée et de sortie au service de transport, ainsi que les obligations minimales annuelles (OMA) de ce même service.

#### 4.1 RÈGLES À L'ENTRÉE DU SERVICE DE TRANSPORT

##### 4.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[45] Afin de répondre aux préoccupations exprimées par les différents intervenants concernés, en suivi des décisions D-2015-181 et D-2016-156<sup>22</sup>, Énergir propose de revoir les règles de préavis d'entrée du service de transport de façon à trouver un compromis entre la protection de la clientèle et la possibilité de lui offrir de la flexibilité.

[46] À cet effet, elle demande à la Régie d'approuver l'imposition de frais de retard correspondant à 20 % du prix de transport applicables pour une période de 12 mois, lorsque l'échéance du 1<sup>er</sup> mars du préavis d'entrée au service de transport du distributeur n'est pas respectée.

[47] Énergir explique que sa demande vise à établir une règle claire et simple qui s'appliquerait en tout temps et uniformément, et qui inciterait les clients à aviser le distributeur avant le 1<sup>er</sup> mars, plutôt que d'établir une règle qui aurait pour objectif de couvrir des coûts échoués spécifiques qui pourraient être générés par certaines migrations. Pour ces raisons, Énergir propose l'imposition de frais de retard pour les clients qui feraient leur demande de retour au service de transport après la date butoir du 1<sup>er</sup> mars.

---

<sup>22</sup> Dossiers R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 38 et R-3970-2016, décision [D-2016-156](#), p. 84.

[48] Énergir précise que ces frais de retard n'auraient pas pour objectif de couvrir l'ensemble des coûts attribuables au fait que le client aurait annoncé son retour après la date d'échéance mais seraient établis à un niveau suffisamment élevé pour inciter les clients à soumettre leur demande avant le 1<sup>er</sup> mars.

[49] Ainsi, un client qui souhaiterait revenir au service de transport du distributeur, mais qui en ferait la demande après le 1<sup>er</sup> mars, serait assujéti au prix de transport ajusté suivant :

$$\begin{aligned} &\ll \text{Prix de transport ajusté} = \text{Prix } T \times (1 + 20 \%) \\ &\text{où } \text{Prix } T = \text{Prix du transport du service du distributeur (article 12.1.2 des CST)} \gg^{23}. \end{aligned}$$

[50] L'ajustement du prix proposé par Énergir serait applicable pendant les 12 mois suivant le retour du client au service de transport du distributeur, peu importe que ce retour soit avantageux ou non pour la clientèle existante. Ainsi, la notion de rentabilité n'aurait pas à être ajoutée à l'article. Dans tous les cas, le retour du client demeurerait conditionnel à la disponibilité de la capacité additionnelle requise.

[51] En audience, en réponse aux représentations initiales de la FCEI, Énergir rappelle que l'article 12.1.4.1 des CST relatif au préavis d'entrée au service de transport ne prévoit pas de prise en compte de la notion de rentabilité. De plus, elle indique qu'il n'est pas souhaitable d'y ajouter cette notion, considérant la difficulté d'isoler les coûts relatifs à un client en particulier. Selon Énergir, l'instauration d'une pénalité de 20 % pendant un an incitera les clients à respecter la date de préavis d'entrée, permettant ainsi de s'assurer que le tarif de transport soit le mieux calibré possible chaque année<sup>24</sup>.

---

<sup>23</sup> Pièce [B-0696](#), p. 14.

<sup>24</sup> Pièce [A-0348](#), p. 26 et 27.

#### 4.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[52] Initialement, la FCEI maintenait au présent dossier sa recommandation formulée dans le dossier tarifaire 2015 visant à inclure une notion de rentabilité pour le préavis d'entrée du service de transport<sup>25</sup>. Toutefois, en audience, l'intervenante se dit rassurée à la suite du témoignage d'un représentant d'Énergir et de sa réponse présentée dans la pièce B-0697<sup>26</sup>. Conséquemment, la FCEI souhaite plutôt insister sur les conditions de sortie du service de transport<sup>27</sup>.

#### 4.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[53] À l'instar d'Énergir, la Régie est d'avis que l'imposition de frais de retard correspondant à 20 % du prix de transport sur une période de 12 mois est suffisamment élevée pour inciter les clients à respecter l'échéance du préavis d'entrée au service de transport du distributeur.

[54] De plus, considérant que le taux unitaire de transport est dérivé des coûts totaux de transport obtenus à l'étape préalable de fonctionnalisation et des volumes prévus, la Régie est d'avis que le fait de connaître au 1<sup>er</sup> mars les clients qui désirent se prévaloir du service de transport du distributeur pour l'année tarifaire suivante permettra une meilleure acuité des prévisions et, conséquemment, une meilleure calibration du tarif de transport annuel.

[55] Pour ces raisons, **la Régie approuve la proposition d'Énergir quant à l'imposition de frais de retard correspondant à 20 % du prix de transport applicables pour une période de 12 mois, lorsque l'échéance du 1<sup>er</sup> mars du préavis d'entrée au service de transport du distributeur n'est pas respectée.**

---

<sup>25</sup> Pièce [C-FCEI-0286](#), p. 5 et 6.

<sup>26</sup> Pièces [A-0348](#), p. 99 et 100, et [B-0697](#), p. 3 et 4, réponse à la question 2.1.

<sup>27</sup> Pièce [C-FCEI-0290](#), p. 2, par. 4 et p. 4, par. 16.



## 4.2 RÈGLES À LA SORTIE DU SERVICE DE TRANSPORT

### 4.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[56] Énergir demande à la Régie d'approuver le retrait de la notion de rentabilité dans les règles de sortie du service de transport du distributeur ainsi que les nouvelles règles de cession des capacités de transport, comme décrites à la section 2.5.1 de la pièce B-0696.

[57] Dans un premier temps, selon les règles actuelles de sortie prévues aux articles 12.1.4.2 et 12.2.3.1 des CST, Énergir mentionne que le client qui ne désire plus se prévaloir du service de transport du distributeur pour fournir le service lui-même doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours à l'avance. Le client pourrait se voir refuser le retrait du service de transport, advenant qu'il ne soit pas rentable ou opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter. De plus, le client se voit céder, de façon permanente, la capacité de transport déjà acquise par Énergir pour son utilisation. La capacité cédée provient des contrats M12 (Dawn-Parkway) et SH (Parkway-EDA), ayant une durée résiduelle la plus rapprochée de la durée résiduelle moyenne de l'ensemble de ces contrats. Le distributeur indique qu'au 1<sup>er</sup> novembre 2020, la durée moyenne des contrats SH Parkway-EDA était de 9,3 ans et que la cession serait alors faite à partir de contrats de 10 ans<sup>28</sup>.

[58] Énergir propose de maintenir le préavis d'au moins 60 jours avant la prise d'effet de la cession de transport, ainsi que l'impossibilité pour un client de se retirer du service de transport du distributeur sans se voir céder des capacités de transport, à moins que ce soit pour acheter du GNR produit en franchise.

[59] Toutefois, Énergir propose que soit retirée la notion de rentabilité mentionnée à l'article 12.1.4.2 des CST puisque, selon elle, les coûts échoués reliés à un client qui quitte le service de transport du distributeur sont presque impossibles à quantifier, pour les mêmes raisons que celles énoncées à la section relative aux préavis d'entrée.

[60] Énergir relève aussi que, même dans l'éventualité où il serait possible d'isoler les coûts associés à un client, l'analyse de la rentabilité de la cession de capacités de transport serait difficile en raison de la volatilité des prix du transport sur les marchés<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup> Pièce [B-0696](#), p. 15.

<sup>29</sup> Pièce [A-0348](#), p. 57 à 59.

[61] En ce qui a trait aux nouvelles règles de cession de capacités décrites à la section 2.5.1 de la pièce B-0696<sup>30</sup>, Énergir soumet que sa proposition permettrait aux clients qui désirent se retirer du service de transport du distributeur d'avoir plus de latitude, puisque la cession serait de cinq ans et serait permise en tout temps, à condition qu'il soit possible pour Énergir de l'accepter. Les clients auraient donc la possibilité de profiter d'opportunités du marché, respectant ainsi le principe du dégroupement des tarifs.

[62] Malgré cette plus grande flexibilité offerte aux clients, Énergir souhaite mettre en place des règles visant à limiter le va-et-vient possible de clients entre le service de transport du distributeur et l'achat direct. Cette mesure de mitigation pourrait prendre la forme d'OMA plus stricte. Énergir propose donc d'arrimer les règles de sortie du service de transport à celles d'OMA au service d'équilibrage, afin de réduire les impacts potentiels de la migration sur le reste de la clientèle et d'assurer la rentabilité globale du service de transport.

[63] Questionnée par la FCEI, Énergir précise en audience que les modalités de sortie proposées feraient en sorte que, dans tous les cas, un client pourrait se voir refuser la sortie du service de transport du distributeur s'il n'était pas possible pour ce dernier de l'accepter pour des raisons opérationnelles. Le retrait du service de transport par le client se ferait systématiquement avec cession de capacités. Toutefois, dans des cas d'exception, il serait possible pour Énergir d'accepter un retrait sans cession de capacités sur le critère de rentabilité ou s'il était opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter<sup>31</sup>.

#### 4.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[64] En audience, la FCEI indique qu'il n'est probablement plus nécessaire d'approuver ses recommandations présentées dans son mémoire<sup>32</sup>. L'intervenante conclut qu'elle cherche d'abord à être rassurée sur le principal risque pour la clientèle, soit celui de l'occurrence de circonstance exceptionnelle, où lorsqu'une baisse importante des volumes au service de transport serait constatée sans cession de capacités de transport, ce qui aurait un impact significatif sur la clientèle. Dans ce contexte, la FCEI soumet une nouvelle recommandation. Elle demande qu'en cas de changement de circonstances sur le marché du transport, Énergir en informe la Régie, dans le cadre d'un dossier tarifaire ou d'un

---

<sup>30</sup> Pièce [B-0696](#), p. 16 et 17.

<sup>31</sup> Pièce [A-0348](#), p. 49.

<sup>32</sup> Pièce [C-FCEI-0286](#), p. 7.

rapport annuel, afin de débattre de l'opportunité de la cession des capacités de transport de façon proactive<sup>33</sup>.

[65] À cet égard, la FCEI souligne qu'Énergir se dit prête à volontariser la transmission de l'information, dans la mesure où il lui serait possible d'anticiper les changements perçus dans le marché, comme par exemple, des changements contractuels auprès de TransCanada Pipelines Limited ou auprès d'Enbridge, pour le transport entre Dawn et Parkway<sup>34</sup>.

#### 4.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[66] La Régie considère que la proposition d'Énergir, comprenant les éléments suivants, est raisonnable :

- le maintien d'un préavis d'au moins 60 jours avant la prise d'effet de la cession de transport;
- l'impossibilité pour un client de se retirer du service de transport du distributeur sans se voir céder des capacités de transport, à moins que ce ne soit que pour acheter du GNR produit en franchise;
- le retrait de la notion de rentabilité mentionnée à l'article 12.1.4.2 des CST;
- la modification des règles de cession de capacités à la sortie; outre le prix, Énergir devrait évaluer ce qu'il est optimal de céder en fonction de son portefeuille d'outils d'approvisionnement au moment de faire la cession.

[67] La Régie retient, comme mentionné par Énergir, qu'il est difficile de quantifier les coûts échoués reliés à un client qui quitte le service de transport du distributeur ou d'évaluer la rentabilité de la cession de capacités de transport pour l'ensemble de la clientèle.

[68] Pour ces raisons, **la Régie approuve la proposition d'Énergir quant au retrait de la notion de rentabilité prévue aux règles de sortie au service de transport du distributeur ainsi que les nouvelles règles de cession des capacités de transport, telles que décrites à la section 2.5.1 de la pièce B-0696<sup>35</sup>.**

---

<sup>33</sup> Pièce [A-0348](#), p. 100 à 102 et 108.

<sup>34</sup> Pièce [C-FCEI-0290](#), p. 4, référant à la pièce [A-0350](#), p. 27, 28 et 51.

<sup>35</sup> Pièce [B-0696](#), p. 15 à 17.

[69] La Régie est toutefois sensible au risque associé à un éventuel changement de contexte sur le marché de transport ou à l'occurrence de circonstance exceptionnelle pour la clientèle qui demeurerait au service de transport du distributeur, tel que souligné par la FCEI.

[70] À cet égard, **la Régie demande à Énergir de l'informer, dans le cadre d'un dossier tarifaire, d'éventuels changements de circonstances relatifs au marché du transport de gaz naturel, la conduisant à envisager de permettre éventuellement le retrait de clients du service de transport sans cession de capacités de transport.**

[71] De plus, dans le cas où Énergir acceptait, de façon exceptionnelle, le retrait d'un client du service de transport du distributeur sans cession de capacités de transport, la Régie lui demande, dans le cadre du rapport annuel, de faire la démonstration que cette autorisation était à l'avantage de la clientèle.

### 4.3 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE

#### 4.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[72] Énergir demande à la Régie d'approuver l'élimination des OMA au service de transport et leur remplacement par des OMA applicables au service d'équilibrage, selon les modalités décrites à la section 2.6.2 de la pièce B-0696<sup>36</sup>.

[73] Énergir soumet que les règles proposées entourant l'OMA permettent de répondre aux préoccupations de la Régie formulées dans sa décision D-2014-065<sup>37</sup> de façon à s'assurer que la clientèle soit mieux protégée contre des fluctuations importantes de la demande des grands clients. Les règles de l'OMA ont également été revues afin de tenir compte des changements proposés aux préavis d'entrée et de sortie du service de transport, ainsi qu'aux règles de cession des capacités de transport, relatés aux sections 4.1 et 4.2 de la présente décision.

---

<sup>36</sup> Pièce [B-0696](#), p. 21 à 25.

<sup>37</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision [D-2014-065](#), p. 7 et 8.

[74] Énergir présente, pour les années 2010 à 2019, les OMA applicables, les revenus de transport ainsi que les coûts échoués. Sur la base de ces données, elle constate l'absence de corrélation entre les revenus d'OMA et les coûts échoués. En effet, selon Énergir, dans leur forme actuelle, les OMA permettent de récupérer uniquement les coûts de transport qui découlent de variations de consommation à la baisse de certains clients. Or, les coûts échoués ne sont pas seulement influencés par ce genre de variation mais peuvent également provenir d'autres facteurs, tels la variation de la température et les écarts de prévisions. Ainsi, le calcul actuel des OMA fait en sorte que les montants déficitaires facturés ne constituent pas un outil qui permet de récupérer entièrement les coûts échoués qui sont associés à la baisse de consommation des clients. De plus, les OMA s'appliquent, peu importe l'évolution des coûts échoués; les clients en déficit de consommation doivent payer une OMA de transport.

[75] Énergir indique que les OMA de transport sont des outils de stabilisation des revenus qui permettent de limiter les coûts échoués relatifs aux outils de transport non utilisés. Or, dans leur forme actuelle, les OMA n'ont pas de lien direct avec les coûts échoués et ne permettent pas de les récupérer dans leur totalité<sup>38</sup>.

[76] Énergir ne cherche pas, au moyen de l'OMA proposée, à lier tous les nouveaux clients pour lesquels elle pourrait avoir à contracter des capacités de transport. Des ententes contractuelles spécifiques devraient être mises en place pour limiter les risques dans de telles situations, lors de l'étude de rentabilité en début de projet. Avec la révision des conditions d'entrée et de sortie du service de transport, Énergir cherche également à mitiger les impacts des capacités de transport non utilisées issues des variations dans les profils de consommation de sa clientèle. Elle propose d'y arriver en arrimant les règles entourant les préavis de sortie et les OMA de transport.

[77] Plutôt que de demander des OMA à l'ensemble de la clientèle, Énergir propose d'imposer une OMA aux très grands clients, soit plus spécifiquement ceux dont les besoins de pointe durant la période hivernale sont supérieurs ou égaux à 300 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (cela touche 7 clients en 2020-2021). Énergir justifie ce critère par le fait que cette borne représente près de 1 % des besoins en outils de pointe. Elle indique que les besoins de ces grands clients peuvent représenter une partie importante des coûts totaux d'approvisionnement, et une baisse de leur consommation peut occasionner des coûts échoués significatifs, même s'ils ne peuvent être quantifiés précisément.

---

<sup>38</sup> Pièces [B-0696](#), p. 21, [A-0348](#), p. 34 et 35, et [A-0350](#), p. 94 et 95.

[78] Énergir propose de déterminer l'OMA en fonction de la consommation maximale des clients au cours d'une année, soit en fonction du paramètre P et non plus en fonction du paramètre A comme c'est le cas actuellement<sup>39</sup>. Cette OMA ne serait plus strictement liée au service de transport et concernerait également le service d'équilibrage. Elle s'appliquerait autant pour les clients au service de transport du distributeur que pour ceux qui fournissent leur propre service. Elle serait donc identifiée dans les CST comme un élément du service d'équilibrage.

[79] Pour les clients au service de transport du distributeur, l'OMA proposée par Énergir correspondrait au montant minimal en dollars à récupérer aux services de transport et d'équilibrage (et non définie comme un volume, tel qu'actuellement). L'OMA serait évaluée à partir des coûts d'approvisionnement associés à la desserte de la pointe réelle ou prévue du client. Ce montant serait multiplié par un pourcentage fixe de 75 %, correspondant à la portion cible des coûts protégés par l'OMA qui serait comparée aux revenus réels générés par le client en transport et en équilibrage. Dans le cas où ces revenus seraient inférieurs à l'OMA, le client devrait déboursier la différence à Énergir.

[80] Ainsi, l'OMA serait calculée de la façon suivante :

$$\ll OMA_t (\$) = (\text{Prix } T_t \times \text{Volume annuel pointe} \times 75 \%)$$

Où  $\text{Prix } T_t = \text{prix de transport du service d'Énergir à l'année } t$ ;

$$\text{Volume annuel de pointe} = P \times 365;$$

$$P = \text{Max} (\text{Pointe réelle } t-1 ; \text{Pointe prévue } t-1 ; \text{Pointe prévue } t) \gg.$$

[81] En audience, Énergir précise que le paramètre P correspond à la pointe maximale du client observée au cours de la période d'hiver proposée par ailleurs dans le cadre de la Demande et présentée à la section 5.1 de la présente décision<sup>40</sup>.

[82] Pour les clients fournissant leur propre service de transport, la proposition d'Énergir adopte le même principe pour déterminer l'OMA. Toutefois, de la pointe annuelle serait soustraite la consommation moyenne annuelle du client prévue ou réelle, telle que déterminée pour évaluer la capacité de transport à céder. Selon Énergir, la mise en place d'une OMA pour les clients qui fournissent leur propre transport permettrait d'éviter toute sortie de clients du service de transport du distributeur qui voudraient se soustraire de leurs

<sup>39</sup> Pièce [B-0696](#), p. 22.

<sup>40</sup> Pièce [A-0348](#), p. 77.

obligations annuelles, puisque la portion « transport » serait récupérée par le biais des capacités de transport cédées et que la portion « équilibrage » serait récupérée par le biais de l'OMA.

[83] L'OMA serait comparée aux revenus effectivement générés par le client au service d'équilibrage seulement. La durée des OMA serait la même que celle des clients au service de transport du distributeur, en fonction des différentes catégories identifiées préalablement. Dans le cas où ces revenus seraient inférieurs à l'OMA, le client devrait déboursier la différence à Énergir.

[84] Selon la proposition d'Énergir, l'OMA serait alors calculée de la façon suivante :

*«  $OMA_t (\$) = (\text{Prix } T_t \times \text{Volume annuel pointe} \times 75 \%)$*

*Où  $\text{Prix } T_t = \text{prix de transport du service d'Énergir à l'année } t$ ;*

*$\text{Volume annuel de pointe} = (P-A) \times 365$ ;*

*$P - A = \text{Max} (\text{Pointe réelle } t-1 - \text{Consommation moyenne réelle } t-1 ; \text{Pointe prévue } t-1 - \text{Consommation moyenne prévue } t-1 ; \text{Pointe prévue } t - \text{Consommation moyenne prévue } t)$  »<sup>41</sup>.*

[85] Énergir propose aussi d'éliminer la notion d'allègement, car le pourcentage d'OMA de 75 % ferait déjà en sorte que 25 % des coûts devraient être absorbés par le distributeur. Les revenus associés à la vente de transport excédentaire viendraient compenser en partie les pertes liées aux baisses de consommation de l'ensemble des clients. De plus, un client pourrait réclamer qu'Énergir lui cède des outils de transport afin de revendre lui-même la capacité de transport associée et réduire ses pertes, dans le cas où il jugerait que la valeur résiduelle se situait au-delà de 25 % du coût total.

[86] En réponse à une question d'audience, Énergir précise que le pourcentage d'OMA de 75 % est un niveau qu'elle juge suffisant pour répondre à l'objectif de stabiliser les revenus et protéger sa clientèle en cas de baisse de consommation<sup>42</sup>.

[87] En réponse à des DDR de l'ACIG et de la Régie, Énergir a évalué les revenus qui auraient résulté de l'application de l'OMA proposée et les a comparés avec les données des années les plus récentes (2016-2017 à 2020-2021). Elle observe qu'aucun des clients

<sup>41</sup> Pièce [B-0696](#), p. 25.

<sup>42</sup> Pièce [A-0348](#), p. 83 et 84.

soumis à l'OMA proposée n'aurait eu à s'acquitter d'une OMA lors des années analysées, les revenus découlant de la consommation de ceux-ci étant plus élevés que le résultat de la formule d'OMA proposée et basée sur l'observation de la pointe au cours de l'hiver<sup>43</sup>. Énergir précise toutefois que sans OMA, advenant une baisse importante et non prévue de la consommation d'un ou plusieurs des grands clients, des coûts substantiels pourraient être encourus pour l'ensemble de la clientèle.

#### 4.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[88] L'ACIG indique être préoccupée par la proposition d'Énergir d'imposer l'OMA à seulement six grands clients. Selon elle, cette méthode ne résout pas la préoccupation exprimée par la Régie dans sa décision D-2014-065 et peut même être contreproductive en rendant l'accès au gaz naturel plus contraignant pour les grands consommateurs. L'ACIG est aussi d'avis que cette proposition est discriminatoire<sup>44</sup>.

[89] Selon l'ACIG, imposer une OMA à seulement quelques grands clients ne résoudra pas la question des coûts échoués en cas de modification de leur consommation puisque celle-ci est restée suffisamment stable au cours du temps pour ne pas occasionner de coûts échoués<sup>45</sup>.

[90] En réponse à une DDR de la Régie, l'ACIG convient que la méthode proposée par Énergir reflète convenablement la causalité des coûts des clients résidentiels, dont le profil de consommation fluctue uniquement en fonction des températures. Toutefois, elle réitère que cette méthode ne reflète pas convenablement la causalité des coûts de l'équilibrage des clients industriels<sup>46</sup>.

[91] Selon l'ACIG, la proposition d'Énergir relative à la modification des règles régissant l'OMA ne permet pas de répondre à la prémisse qui la sous-tend, soit limiter l'impact d'une baisse imprévue de la consommation des grands clients industriels sur les clients d'Énergir. Pour l'ACIG, la baisse de la consommation de gaz naturel d'un client industriel peut intervenir dans deux principaux cas, soit une anticipation de baisses de volume, soit l'occurrence d'un événement majeur et imprévu.

---

<sup>43</sup> Pièce [B-0689](#), p. 5, R-1.3 et pièce [B-0697](#), p. 2, R-1.3.

<sup>44</sup> Pièce [C-ACIG-0165](#), p. 7 et 8.

<sup>45</sup> Pièce [C-ACIG-0165](#), p. 8.

<sup>46</sup> Pièce [C-ACIG-0167](#), p. 3, réponse à la question 1.1.



[92] Selon l'ACIG, l'article 12.1.3.4 relatif à l'allègement de l'OMA et l'article 15.3.5.1 portant sur la révision du volume souscrit des CST, par exemple, permettent à Énergir et aux grands clients industriels de trouver des solutions aux baisses anticipées de volumes. En ce qui a trait à l'occurrence d'un événement majeur et imprévu, l'ACIG rappelle que la Régie a demandé à Énergir de créer un groupe de travail avec ses clients industriels portant sur les conditions d'application de la clause de force majeure prévue à l'article 4.10 des CST et d'en présenter les conclusions dans le cadre du processus de consultation règlementaire<sup>47</sup>.

[93] L'ACIG mentionne que l'impact d'une baisse des volumes consommés affecte le système d'approvisionnement d'Énergir différemment selon la période de l'année à laquelle elle survient. L'ACIG évoque, à titre d'exemple, le fait que les conséquences d'une baisse intervenant durant la période d'hiver peuvent être aisément absorbées puisqu'une telle baisse peut permettre de libérer des capacités additionnelles pour le reste de la clientèle et offrir à Énergir une flexibilité additionnelle pour la gestion de sa pointe<sup>48</sup>. Pour cette raison, l'ACIG recommande qu'Énergir fournisse une analyse détaillée de la capacité de son système à absorber des baisses soudaines importantes des volumes industriels.

[94] Enfin, selon l'ACIG, la proposition d'Énergir est discriminatoire dans le sens où elle n'exige une OMA qu'à certains clients<sup>49</sup>. Selon l'ACIG, Énergir ne démontre pas en quoi une OMA imposée à seulement six clients permettrait de protéger ses clients des coûts échoués en transport. Pour l'ACIG, la suppression de l'allègement de l'OMA aura pour conséquence de faire porter aux six clients un coût très important en cas d'occurrence d'un événement majeur entraînant une baisse importante de la consommation de gaz naturel. D'une part, l'ACIG met en doute le rôle de la pointe des grands industriels comme principal inducteur de coûts de transport. D'autre part, elle est d'avis que la proposition d'Énergir pose une question d'équité de traitement entre les clients industriels dont les besoins de pointe sont supérieurs ou égaux à 300 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> et ceux dont les besoins de pointe sont inférieurs à ce seuil.

[95] En conséquence, l'ACIG recommande à la Régie :

---

<sup>47</sup> Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 108, par. 454.

<sup>48</sup> Pièce [C-ACIG-0165](#), p. 11 et 12.

<sup>49</sup> Pièce [C-ACIG-0165](#), p. 12 à 14.

- de ne pas accepter la proposition d'Énergir de modifier les modalités régissant l'OMA telle que soumise;
- de ne pas accepter le principe d'application d'une OMA aux seuls grands clients d'Énergir;
- de demander à Énergir de proposer une autre formule pour l'OMA qui répondrait mieux à la préoccupation de la Régie et qui serait équitable pour l'ensemble des clients.

[96] En audience, l'ACIG confirme que ses représentations relatives aux règles entourant l'OMA ont été principalement basées sur sa compréhension selon laquelle la pointe utilisée pour le calcul de l'OMA était la pointe annuelle et non la pointe d'hiver « P ». En réponse à son engagement, l'ACIG a repris son analyse en utilisant la pointe d'hiver au lieu de la pointe annuelle. À la suite de ce complément d'analyse, l'intervenante confirme qu'elle maintient ses recommandations<sup>50</sup>.

#### 4.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[97] La Régie retient, en premier lieu, que les nouvelles règles relatives à l'OMA seraient applicables aux grands clients, étant définis comme ceux dont la pointe hivernale est supérieure ou égale à  $300 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ .

[98] En réponse à la position de l'ACIG quant au caractère discriminatoire de ce seuil, la Régie est d'avis que la fixation d'un autre seuil que celui de  $300 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ , peu importe le niveau, ne permettrait pas de répondre à la préoccupation de l'intervenante.

[99] La Régie rappelle que ce seuil est aussi celui prévu à l'article 4.1.3.1 des CST fixant les critères d'exigibilité d'une garantie financière au service de transport du distributeur, approuvé par la Régie dans sa décision D-2017-094<sup>51</sup>. Si la Régie déterminait que la proposition d'Énergir devait être rejetée au seul motif que le traitement diffère entre certains clients d'une même classe tarifaire, il serait tout aussi difficile de maintenir le seuil de l'article 4.1.3.1 pour le même motif.

---

<sup>50</sup> Pièce [C-ACIG-0177](#).

<sup>51</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 137 et 138, par. 529 à 532.

[100] Ainsi, selon la Régie, l'enjeu n'est pas de savoir s'il y a discrimination, mais si celle-ci est justifiable pour l'intérêt de l'ensemble de la clientèle. Or, la Régie retient du témoignage d'Énergir que, bien que les clients concernés soient peu nombreux, les coûts de transport pour répondre à leur besoin de pointe peuvent représenter environ 20 % des besoins en transport de l'ensemble de la clientèle<sup>52</sup>. La Régie conclut que la réduction de consommation de l'un de ces grands clients peut avoir un impact important sur les tarifs auxquels sont soumis l'ensemble des clients du service de transport du distributeur.

[101] Bien que la Régie soit consciente que le départ de petits clients du service de transport du distributeur puisse aussi avoir des conséquences sur les revenus d'Énergir, cette dernière rappelle qu'il est plus facile de compenser ces volumes pour de plus petits clients sur le marché secondaire. Ainsi, les risques de pertes nettes pour la clientèle sont plus élevés lorsqu'il s'agit d'un grand client ayant un impact important sur les outils d'approvisionnement<sup>53</sup>.

[102] La Régie est d'avis que le traitement différent de clients d'une même classe tarifaire qu'entraîne la proposition d'Énergir est justifié par une meilleure protection de l'intérêt de l'ensemble de la clientèle.

[103] Ainsi, la Régie estime que la proposition d'Énergir est raisonnable en ce qu'elle respecte le principe de causalité des coûts et permet de répondre à l'objectif de stabiliser les revenus du distributeur et de protéger suffisamment sa clientèle en cas de baisse de consommation<sup>54</sup>.

[104] En conséquence, **la Régie approuve la proposition d'Énergir relative à l'élimination des OMA au service de transport et le remplacement de celles-ci par des OMA au service d'équilibrage applicables selon les modalités décrites à la section 2.6.2 de la pièce B-0696.**

[105] La Régie est néanmoins sensible aux commentaires de l'ACIG en audience relatifs à la précision des textes soumis par Énergir<sup>55</sup>. Elle demande donc que les modifications proposées par Énergir aux CST concernant les nouvelles règles entourant l'OMA précisent

---

<sup>52</sup> Pièce [A-0348](#), p. 39 et 40.

<sup>53</sup> Pièce [A-0348](#), p. 42 et 43.

<sup>54</sup> Pièce [A-0348](#), p. 83 et 84.

<sup>55</sup> Pièce [A-0350](#), p. 154.

qu'elles s'appliquent aux clients dont les besoins de pointe hivernale sont supérieurs ou égaux à 300 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> et que le volume annuel de pointe considéré dans la formule de calcul de l'OMA est le volume de pointe hivernale.

## 5. TARIFICATION AU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

[106] Le tableau suivant présente les principales propositions d'Énergir relatives à la tarification du service d'équilibrage qui sont examinées dans les sections suivantes :

**TABLEAU 1**  
**MODALITÉS EN VIGUEUR ET PROPOSÉES**

Modalités en vigueur	Modalités proposées
Calcul du taux d'équilibrage : Prix É = $\frac{[tx\ de\ pointe\ x\ (P - H) + tx\ d'espace\ x\ (H - A)]}{Volume\ annuel}$	Calcul du taux d'équilibrage : Prix É = $\left[ \left( \frac{1}{CU} - 1 \right) x\ tx\ moyen\ de\ pointe \right] + tx\ moyen\ autres\ coûts$
Paramètres utilisés pour allouer les coûts : A, H et P Clients au D <sub>5</sub> : A, H et P modifiés	Paramètres utilisés pour allouer les coûts : Ratio A/P (CU) Clients au D <sub>5</sub> : A et P modifiés jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle offre interruptible (phase 4). Par la suite, ne plus modifier les paramètres A et P
Période de calcul du paramètre P : novembre à mars	Période de calcul du paramètre P : décembre à février
Seuil minimum : - 1,561 ¢/m <sup>3</sup> Seuil maximum : 7,638 ¢/m <sup>3</sup>	Abolition du seuil minimum Seuil maximum déterminé pour un CU de 10 %
Volume annuel de : ≥ 75 000 m <sup>3</sup> : prix personnalisé < 75 000 m <sup>3</sup> : taux moyen	Aucun changement dans le seuil d'accès au prix personnalisé en attente d'une réévaluation dans le cadre de la phase 4

Source : Pièces [B-0697](#), p. 9, R5.1 et [A-0348](#), p. 70.

[107] Afin de comparer l'impact de la nouvelle tarification du service d'équilibrage proposée, le distributeur utilise les données du dossier tarifaire 2020-2021 en appliquant la

nouvelle méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision D-2021-109. Le revenu requis à l'équilibrage calculé pour 2020-2021 totalise 136,5 M\$, soit<sup>56</sup> :

- composante du profil saisonnier (taux moyen de pointe) : 129,3 M\$;
- composante de volume consommé (taux moyen autres coûts) : 7,2 M\$.

[108] Le tableau suivant présente, pour chacun des services de distribution, les revenus requis 2020-2021 établis selon la méthode actuelle tels que présentés au dossier tarifaire, et ceux découlant de la refonte du service d'équilibrage examinée en phase 2 du présent dossier, incluant la prise en compte des volumes interruptibles à titre d'outil pour combler le besoin de pointe.

**TABLEAU 2**  
**REVENUS D'ÉQUILIBRAGE – MÉTHODES PROPOSÉES VS ACTUELLE**

Revenus d'équilibrage Pour l'année 2020-2021 En M\$	Méthode Actuelle		Méthode proposée		Méthode proposée avec mesure transitoire	
D <sub>1</sub> : Général	101,9	80%	98,9	72%	104,3	76%
D <sub>3</sub> : débit stable	2,4	2%	2,8	2%	3,0	2%
D <sub>4</sub> : débit stable	21,7	17%	26,0	19%	27,3	20%
D <sub>5</sub> : interruptible	1,4	1%	8,7	6%	1,9	1%
<b>Total 2020-2021</b>	<b>127,4</b>	<b>100%</b>	<b>136,5</b>	<b>100%</b>	<b>136,5</b>	<b>100%</b>

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0696](#), p. 41 (Tableau 7) et 51 (Tableau 13).

[109] Énergir explique l'augmentation des revenus au service d'équilibrage obtenus selon les modalités proposées, au montant total de 9,1 M\$, par l'abolition du compte de frais reportés (CFR) lié aux primes fixes relatives à l'entreposage à Dawn et aux outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage ainsi que les revenus d'inventaire désormais fonctionnalisés à l'équilibrage<sup>57</sup>.

<sup>56</sup> Pièce [B-0696](#), p. 38.

<sup>57</sup> Voir la section 6 de la présente décision.

[110] De plus, comme la proposition concernant l'offre interruptible n'ajuste plus les paramètres de calcul du prix d'équilibrage, la clientèle au tarif D<sub>5</sub> se voit facturer des coûts plus importants qu'auparavant.

[111] En réponse à une DDR de l'ACIG, Énergir explique également que l'augmentation des tarifs pour les clients aux tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> selon les modalités proposées, sans la mesure transitoire, permet de récupérer l'augmentation des coûts alloués à ces clients selon la méthode d'allocation des coûts approuvée dans la décision D-2021-109<sup>58</sup>.

[112] Pour les motifs exposés aux sections suivantes, la Régie accueille l'ensemble des modifications proposées par Énergir, incluant la mesure transitoire pour les clients au tarif D<sub>5</sub>.

## 5.1 TARIF D'ÉQUILIBRAGE PROPOSÉ

### 5.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[113] Énergir rappelle qu'actuellement, la formule du tarif d'équilibrage est composée de la consommation journalière de pointe du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars 2021 (P), de la consommation journalière moyenne d'hiver (H) et de la consommation journalière moyenne annuelle (A).

[114] Elle soumet que l'analyse de causalité ayant fait l'objet de la décision D-2021-109<sup>59</sup> a notamment démontré les deux faits suivants :

- seul le rapport entre P et A affecte le coût total d'approvisionnement;
- le lien de causalité le plus direct et fiable pour la flexibilité opérationnelle est le volume consommé par la clientèle.

[115] Pour Énergir, la portion du tarif d'équilibrage servant à récupérer les coûts qui varient en fonction du coefficient d'utilisation (CU) ne devrait donc considérer que la demande P et A

---

<sup>58</sup> Pièce [B-0689](#), p. 11, réponse à la question 2.3.1.

<sup>59</sup> Décision [D-2021-109](#), p. 22 à 37, par. 95 à 169, section 3.

du profil de consommation du client. Elle ajoute que l'autre portion du tarif d'équilibrage, soit celle permettant de récupérer les coûts de flexibilité opérationnelle et les coûts non requis pour répondre aux besoins de la clientèle, varie plutôt en fonction du volume consommé.

[116] Ainsi, Énergir propose un prix d'équilibrage à deux composantes<sup>60</sup>, soit :

$$\begin{array}{ll} \text{Prix en fonction du coefficient d'utilisation} & \text{Prix en fonction du volume} \\ [(1/\text{CU}_i - 1) \times \text{Taux moyen de pointe}] & + \text{Taux moyen autres coûts} \end{array}$$

Où :

- $\text{CU}_i$  = coefficient d'utilisation du client  $i$  déterminé par le ratio de la demande annuelle moyenne et de la pointe de consommation ( $A_i/P_i$ ), les deux paramètres étant déterminés à partir des volumes de l'année précédente;
- le taux moyen de pointe (profil saisonnier) est calculé à partir des coûts d'équilibrage saisonnier (revenu requis) et de la somme des profils de consommation de chaque client;
- taux moyen autres coûts = ratio des coûts non reliés au profil de consommation et des volumes totaux d'équilibrage prévus (Total autres coûts de É / Volume annuel<sub>global</sub>).

[117] Énergir précise que l'apport des clients ayant un profil de consommation permettant de diminuer les achats d'outil d'approvisionnement demeure reconnu par la formule du tarif d'équilibrage proposé<sup>61</sup>. En effet, un client ayant sa consommation journalière la plus élevée à l'extérieur de la période d'hiver aurait, toutes choses étant égales par ailleurs, un CU plus élevé, car sa consommation serait comptabilisée uniquement dans le paramètre A, et non dans le paramètre P. D'ailleurs, les clients ayant un paramètre A plus élevé que leur paramètre P se verraient accorder un crédit pouvant aller jusqu'à «  $-1 \times \text{Taux de la pointe}$  ».

[118] Elle ajoute que l'achat des outils de pointe ne dépend pas uniquement de la pointe réelle atteinte par la clientèle, mais aussi de la pointe potentielle du client au cours d'une période. Par exemple, même si la pointe réelle survient le 1<sup>er</sup> décembre dans un scénario

<sup>60</sup> Pièce [B-0696](#), p. 26 à 28.

<sup>61</sup> Pièce [B-0705](#), p. 9 et 10, réponses aux questions 2.1 et 2.2.

donné, et que cette pointe ne correspond pas à la pointe prévue au plan d'approvisionnement, Énergir ne peut pas nécessairement exclure, dans la prévision de ses besoins, que cette pointe survienne plutôt une autre journée froide et réduire ses besoins en outils d'approvisionnement.

[119] De plus, un client ayant une pointe le 1<sup>er</sup> décembre, qui est confiant que cette journée-là ne représente pas une journée froide alors que ses pointes pour le restant de l'hiver sont inférieures à celles du 1<sup>er</sup> décembre, pourra fixer le paramètre P de son tarif d'équilibrage volontairement à un niveau inférieur à sa pointe du 1<sup>er</sup> décembre grâce au service d'optimisation tarifaire proposé par Énergir. Dans ce cas, puisque le client aura volontairement choisi une pointe maximale à couvrir par Énergir pendant l'hiver, Énergir pourra fixer ses outils à un niveau inférieur pour ne couvrir que la pointe déterminée par le client.

[120] Par ailleurs, les analyses reliées à l'équilibrage menées par Énergir lui ont permis de mettre en lumière qu'outre la formule pour calculer le prix d'équilibrage, d'autres changements étaient requis.

### ***Période d'observation de la pointe***

[121] Énergir rappelle que la période actuelle d'observation de la pointe se situe entre le 1<sup>er</sup> novembre et le dernier jour de mars. Elle propose de restreindre celle-ci, en la limitant à la période comprise entre le premier jour de décembre et le dernier jour de février<sup>62</sup>. Selon le distributeur, cette nouvelle période d'observation minimiserait le risque d'exclure la pointe de la franchise et celui de capter des pointes individuelles non corrélées avec la pointe de la franchise.

### ***Seuil d'accès au prix personnalisé***

[122] Le seuil d'accessibilité au prix individualisé à l'équilibrage appliqué depuis 2012 est de 75 000 m<sup>3</sup> par année. Énergir propose que ce seuil soit réévalué en phase 4, afin de tenir compte de la nouvelle segmentation de la clientèle proposée.

[123] D'ici là, la clientèle dont la consommation annuelle est inférieure à 75 000 m<sup>3</sup> sera toujours assujettie à un taux moyen au service d'équilibrage. Ce taux moyen continuera d'être déterminé à partir d'un CU calculé en fonction du profil cumulatif de tous les clients

---

<sup>62</sup> Pièce [B-0696](#), p. 28 et 29.



d'un même segment de clientèle, comme tous les clients du tarif D<sub>1</sub> par exemple. Pour la clientèle dont la consommation est supérieure ou égale à 75 000 m<sup>3</sup>, le CU continuera d'être calculé sur une base personnalisée.

### *Évaluation de la pointe pour les clients qui étaient en lecture mensuelle*

[124] Depuis 2001, un multiplicateur est applicable aux tarifs des clients avec une consommation de 75 000 m<sup>3</sup> et plus aux services de distribution D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>, à l'exception des clients en combinaison tarifaire D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub><sup>63</sup>. Ce multiplicateur permet d'évaluer la consommation journalière de pointe des clients qui étaient en lecture mensuelle. À cet effet, Énergir indique que toutes les installations de 75 000 m<sup>3</sup> et plus sont munies d'un compteur à lecture journalière depuis juin 2017.

[125] Énergir est donc en mesure de recueillir des données de consommation journalières réelles pour l'ensemble de ces clients à grands débits. Toutefois, pour transformer ces données de consommation en données facturables, des travaux informatiques seront nécessaires et intégrés à l'ensemble des développements requis pour mettre en place la nouvelle tarification du service d'équilibrage examinée au présent dossier<sup>64</sup>.

#### 5.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[126] L'ACIG réitère ses préoccupations relatées dans la décision D-2021-109<sup>65</sup> quant à l'impact du recours au CU pour déterminer le tarif de l'équilibrage. Elle souhaite, de la part d'Énergir, une analyse détaillée et chiffrée démontrant que le recours au CU capte convenablement la causalité des coûts des clients industriels<sup>66</sup>.

[127] Par ailleurs, l'intervenante soumet que certains dossiers d'importance sont en cours d'examen, dont la phase 4 du présent dossier et le dossier R-4169-2021, ce qui risque d'avoir un impact sur le plan d'approvisionnement et sur les tarifs. Dans ce contexte, l'ACIG recommande à la Régie de demander à Énergir de proposer une solution pour prendre en compte les consommations des clients industriels qui interviennent hors période d'hiver et de

---

<sup>63</sup> Pièce [B-0696](#), p. 29.

<sup>64</sup> Pièce [B-0696](#), p. 30.

<sup>65</sup> Décision [D-2021-109](#), p. 114 et 115, par. 497 à 501.

<sup>66</sup> Pièce [C-ACIG-0165](#), p. 16 à 23.

reconnaître ces consommations à l'équilibrage. Elle demande également de reporter l'étude de la tarification au service équilibrage lors de l'étude de la phase 4 du présent dossier.

### 5.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[128] La Régie est d'avis que la formule de calcul du prix d'équilibrage proposée par Énergir respecte les principes retenus dans sa décision D-2021-109 :

*« [507] Également, la Régie souligne que le concept avancé par l'expert, bien qu'il soit théorique, a permis de démontrer que l'allocation des coûts à l'aide du CU est une approximation, notamment, car elle ne permet pas de prendre en compte tous les aspects des profils annuels de consommation.*

*[508] Cependant, la Régie partage l'avis de l'expert à l'effet que cette approximation, même si elle peut créer des iniquités entre les clients, demeure un compromis raisonnable entre la simplicité et la précision.*

[...]

*[511] En outre, la Régie constate que les exemples utilisés par l'ACIG, lors de l'audience, pour démontrer qu'il existe des clients industriels dont la pointe survient hors de la période de chauffage font intervenir des clients dont une partie de la consommation se trouve au tarif D<sub>5</sub>. Or, c'est cette consommation qui semble générer les pointes car, selon le témoignage entendu lors de l'audience, les consommations au tarif D<sub>4</sub> sont stables.*

*[512] Ainsi, l'ajout d'un facteur de correction pourrait apporter un biais à l'allocation des coûts selon le CU, laquelle prend également en compte le principe que le service interruptible est un outil d'approvisionnement reconnu et rémunéré au service d'équilibrage »<sup>67</sup>. [nous soulignons], [les notes de bas de page ont été omises]*

[129] La Régie tient à rappeler qu'un examen rigoureux, complet et probant réalisé dans le cadre du volet 1 du présent dossier a donné lieu à la décision précitée. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que la proposition de l'ACIG visant à poursuivre l'examen de la causalité des coûts en phase 4 n'est pas pertinente. De plus, le motif voulant que le recours

---

<sup>67</sup> Décision [D-2021-109](#), p. 116 et 117.

au CU dans le calcul du tarif d'équilibrage pourrait avoir un impact sur les tarifs des consommateurs industriels est insuffisant pour donner suite à sa recommandation.

[130] De plus, la Régie retient notamment de la preuve que l'apport des clients ayant un profil de consommation permettant de diminuer les achats d'outil d'approvisionnement serait toujours reconnu avec l'adoption du tarif d'équilibrage proposé.

[131] Par ailleurs, la Régie souligne que c'est en toute connaissance de cause qu'elle a décidé d'examiner la refonte du service d'équilibrage incluant ses impacts sur les tarifs avant la refonte du service de distribution. La Régie est satisfaite de la preuve au dossier portant sur la refonte du service d'équilibrage et ne juge donc pas nécessaire de reporter sa décision sur cette question en phase 4 du présent dossier.

[132] **En conséquence, la Régie approuve la nouvelle formule du tarif d'équilibrage, telle que décrite à la section 3.4 de la pièce B-0696, ainsi qu'à la section 5.1.1 de la présente décision.**

#### *Période d'observation de la pointe*

[133] La Régie est d'avis que la nouvelle période proposée est le meilleur compromis pour minimiser le risque d'exclure la pointe de la franchise et celui de capter des pointes individuelles non corrélées avec la pointe de la franchise. **Elle approuve donc la nouvelle définition de la période d'observation de la pointe, soit entre le premier jour de décembre et le dernier jour de février.**

#### *Seuil d'accès au prix personnalisé*

[134] La Régie juge que le report en phase 4 de la réévaluation du seuil d'accessibilité au prix individualisé à l'équilibrage ne représente pas un enjeu. Elle note que, d'ici là, il n'y aura pas de changement dans le seuil d'accès au prix personnalisé. Ainsi, **la Régie prend acte du fait que le seuil d'accessibilité au prix d'équilibrage individualisé sera réévalué dans la phase 4 du présent dossier.**

### *Évaluation de la pointe pour les clients en lecture mensuelle*

[135] La Régie retient que l'utilisation du multiplicateur est toujours nécessaire pour l'évaluation du paramètre P en attendant que les travaux informatiques requis pour transformer les données de consommation en données facturables soient menés à terme.

**[136] En conséquence, la Régie approuve le maintien de l'utilisation du multiplicateur pour les clients aux tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>, à l'exception des clients en combinaison tarifaire D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub>. Elle demande toutefois au distributeur de déposer l'état d'avancement des travaux informatiques et, le cas échéant, une proposition à l'égard de l'utilisation du multiplicateur dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.**

## 5.2 PRIX MINIMUM ET MAXIMUM

### 5.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[137] Le distributeur rappelle que, depuis 2004, un prix minimum et un prix maximum sont fixés aux taux d'équilibrage de sa clientèle. Ces limites visent à éviter certains cas extrêmes menant à des taux d'équilibrage déraisonnables<sup>68</sup>. En 2013, afin d'éviter l'accroissement des crédits octroyés et la volatilité du prix d'équilibrage, la Régie autorisait Énergir à maintenir le prix minimal d'équilibrage à -1,561 ¢/m<sup>3</sup><sup>69</sup>. Pour ce qui est du prix maximum, celui établi alors étant substantiellement plus élevé que les prix maximaux historiques du tarif d'équilibrage, la Régie autorisait Énergir à le maintenir à 7,638 ¢/m<sup>3</sup>.

[138] Selon Énergir, la nouvelle formule de calcul du tarif d'équilibrage élimine toutes ces problématiques. En effet, elle comporte des limites naturelles basées sur les coûts à répartir en fonction de la clientèle. Le tableau suivant présente les prix d'équilibrage potentiels pour différents CU déterminés sur la base des données du dossier tarifaire 2020-2021 et selon la nouvelle méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision D-2021-109<sup>70</sup>.

---

<sup>68</sup> Pièce [B-0696](#), p. 30.

<sup>69</sup> Pièce [B-0696](#), p. 31.

<sup>70</sup> Décision [D-2021-109](#), section 6.

**TABLEAU 3**  
**PRIX D'ÉQUILIBRAGE POTENTIELS ÉTABLIS POUR DIFFÉRENTS CU**

CU (%)	Prix (¢/m <sup>3</sup> )
10 000 000	(1,576)
500	(1,261)
100	0,000
80	0,394
60	1,051
40	2,364
20	6,303
16	8,273
10	14,182
5	29,941
1	156,006
0,274	573,597
Coût moyen de la pointe	1,576

*Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0696](#), p. 32.*

[139] Malgré ces limites naturelles, Énergir croit qu'il est raisonnable de fixer une borne maximale au tarif d'équilibrage, équivalente à un CU de 10 %. Cette borne ne s'appliquerait qu'à 41 clients, soit moins de 0,01 % de sa clientèle assujettie au tarif d'équilibrage personnalisé. La consommation de cette clientèle représente 0,35 % des volumes totaux prévus en équilibrage<sup>71</sup>.

[140] Dans le cadre d'une simulation tarifaire effectuée par Énergir, le tarif maximal d'équilibrage deviendrait 14,596 ¢/m<sup>3</sup>. En effet, l'application de cette borne a pour effet de hausser le taux moyen de pointe de 1,576 ¢/m<sup>3</sup> à 1,622 ¢/m<sup>3</sup><sup>72</sup>, et ainsi de faire passer le tarif d'équilibrage correspondant à un CU de 10 % de 14,182 ¢/m<sup>3</sup> à 14,596 ¢/m<sup>3</sup><sup>73</sup>. Selon le distributeur, l'application de cette borne maximale au tarif d'équilibrage permettrait d'éviter d'importants chocs tarifaires pour certains clients.

[141] En réponse à une DDR du ROEE<sup>74</sup>, Énergir indique qu'une borne maximale équivalente à un CU de 0 % équivaldrait à ne pas imposer de borne maximale et permettrait effectivement d'atteindre un ratio d'interfinancement de 100 %. Elle précise que plus le CU équivalent est faible, plus le ratio d'interfinancement tend vers 100 %.

<sup>71</sup> Pièce [B-0691](#), p. 3, réponse à la question 1.1.

<sup>72</sup> Pièce [B-0696](#), p. 39.

<sup>73</sup> Le taux moyen de pointe étant lui-même une composante du tarif d'équilibrage, le fait qu'il soit plus élevé fait augmenter le tarif correspondant au CU de 10 %.

<sup>74</sup> Pièce [B-0691](#), p. 3, réponse à la question 1.1.

## 5.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[142] Le ROEÉ souligne la différence marquée au niveau de l'interfinancement du service d'équilibrage, particulièrement au tarif D<sub>5</sub>, entre la méthode d'allocation des coûts actuelle et la proposition d'Énergir. En effet, il remarque que, généralement, la proposition actuelle permet de se rapprocher d'un pourcentage d'interfinancement de l'équilibrage à 100 % pour la plupart des groupes de clientèles.

[143] Cependant, le ROEÉ observe que les clients à plus gros débits connaissent une baisse parfois significative, ceux s'éloignant plus de la cible théorique étant le tarif D<sub>5</sub> avec un interfinancement de 75,7 %. Il explique cette démarcation par le fait que pour générer les revenus du service d'équilibrage, le distributeur applique la borne maximale proposée, équivalente à un CU de 10 %. Il souligne que cette borne favorise seulement sept clients.

[144] Avec une borne supérieure équivalente à un CU de 5 %, les revenus d'équilibrage générés au tarif D<sub>5</sub> passeraient de 8,7 M\$ à 9,5 M\$, ce qui permettrait un ratio d'interfinancement de 82,7 %<sup>75</sup>. Selon le ROEÉ, en retenant une borne maximale équivalente à un CU de 5 % plutôt que 10 %, le mécanisme déployé ferait en sorte que seuls ces sept clients créeraient de l'interfinancement important<sup>76</sup>.

[145] Subsidiairement, le ROEÉ propose une diminution progressive de la borne maximale. Ainsi, la Régie pourrait établir une borne maximale équivalente à un CU de 10 % à l'année 1, de 7,5 % à l'année 2 et de 5 % à l'année 3. Cela aurait pour effet de diminuer l'impact tarifaire tout en assurant que les clientèles à plus petit débit n'ont pas à supporter les revenus requis de la clientèle au tarif D<sub>5</sub> sur le long terme.

---

<sup>75</sup> Pièce [C-ROEÉ-0202](#), p. 7.

<sup>76</sup> Pièce [C-ROEÉ-0202](#), p. 8.

### 5.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[146] La Régie est satisfaite de la démonstration d'Énergir à l'effet que la nouvelle méthode proposée permet d'éviter des taux d'équilibrage déraisonnables dus à des cas extrêmes.

[147] Puisque l'écart entre la limite naturelle inférieure découlant de cette nouvelle méthode (-1,576 ¢/m<sup>3</sup>) et le prix minimum actuel (-1,561 ¢/m<sup>3</sup>) est marginal, la Régie juge pertinent d'abolir la borne minimale.

[148] La Régie juge également pertinent de fixer une borne maximale équivalente à un CU de 10 %, comme le propose Énergir, malgré la présence d'une limite naturelle supérieure. En effet, dans le cadre de la nouvelle méthode, une telle borne permet de diminuer l'interfinancement, tout en évitant un choc tarifaire.

[149] La Régie ne retient pas les propositions du ROÉÉ, liées à la borne maximale, visant à réduire davantage l'interfinancement du service d'équilibrage pour les clients au tarif interruptible actuel. À cet effet, elle rappelle que l'examen de la refonte du service interruptible se poursuivra dans le cadre de la phase 4, ce qui inclut le retrait du service interruptible au service de distribution et les modalités de la nouvelle offre interruptible reconnue au service d'équilibrage<sup>77</sup>.

[150] Pour les motifs ci-haut mentionnés, **la Régie approuve la proposition d'Énergir relative à l'abolition du prix minimum au service d'équilibrage. Elle approuve également un prix maximum équivalent à un CU de 10 % au service d'équilibrage.**

---

<sup>77</sup> Décision [D-2021-109](#), p. 156 et 157, par. 674, 675 et 704.

### 5.3 MESURE TRANSITOIRE POUR LES CLIENTS AU TARIF D<sub>5</sub>

#### 5.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[151] Énergir rappelle que ses propositions entourant la gestion de la compensation pour les interruptions, la modification de l'offre interruptible et l'abolition de la modification des paramètres utilisés dans le calcul du prix d'équilibrage forment une solution globale. Considérant que l'examen de la refonte du service interruptible se poursuivra dans le cadre de la phase 4 du présent dossier, Énergir est d'avis qu'une mesure transitoire s'avère nécessaire afin d'éviter des chocs tarifaires indus pour les clients au tarif D<sub>5</sub>. Elle propose ainsi de maintenir l'utilisation des paramètres A et P modifiés dans le calcul du taux d'équilibrage de ces clients jusqu'au moment de l'entrée en vigueur de la nouvelle offre interruptible<sup>78</sup>.

[152] En continuant d'utiliser les paramètres A et P modifiés, tel qu'actuellement prévu aux CST, le profil global des clients du tarif D<sub>5</sub> s'améliore de manière significative. Ainsi, afin de générer les revenus associés au CU, le taux de pointe passe de 1,622 ¢/m<sup>3</sup> à 1,713 ¢/m<sup>3</sup>.

#### 5.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[153] L'ACIG recommande à la Régie d'accepter les mesures transitoires au motif qu'elles limitent l'impact sur les clients industriels.

[154] Le ROEÉ est préoccupé par l'effet de la proposition de mesure transitoire sur l'interfinancement au tarif d'équilibrage. L'intervenant note que les revenus requis pour les clients au tarif D<sub>5</sub> ne représentent que l'équivalent de 16,7 % des coûts. Bien que transitoire, il considère qu'un tel ratio reste beaucoup trop faible<sup>79</sup>. En ce sens, le ROEÉ recommande de ne pas accepter la demande de mesure transitoire telle que proposée par Énergir et invite la Régie à statuer sur un niveau d'interfinancement du tarif D<sub>5</sub> qu'elle trouve acceptable pour approuver une mesure transitoire<sup>80</sup>.

---

<sup>78</sup> Pièces [B-0696](#), p. 50 et [B-0697](#), p. 9, réponse à la question 5.1.

<sup>79</sup> Pièce [C-ROEÉ-0201](#), p. 3, R3.1.

<sup>80</sup> Pièce [C-ROEÉ-0202](#), p. 10.



### 5.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[155] La Régie reconnaît que les propositions d'Énergir entourant la gestion de la compensation pour les interruptions, la modification de l'offre interruptible et l'abolition de la modification des paramètres utilisés dans le calcul du prix d'équilibrage forment une solution globale. **En conséquence, considérant que l'examen de la nouvelle offre interruptible se poursuivra dans le cadre de la phase 4, la Régie approuve la mesure transitoire consistant à maintenir l'utilisation des paramètres A et P modifiés dans le calcul du taux d'équilibrage jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle offre interruptible.**

## 5.4 TRANSPOSITION DES VOLUMES POUR LES CLIENTS EN ACHAT DIRECT

### *Clients en achat direct livrant leur fourniture en franchise*

[156] Dans le cadre du volet 1 de la phase 2B du présent dossier, Énergir démontre, à l'aide d'exemples théoriques, que lorsque la livraison s'effectue en franchise, une unité de livraison déficitaire a le même impact qu'une unité de consommation excédentaire sur les coûts de la clientèle aux services du distributeur. Énergir en concluait que le traitement à l'aide de la transposition est pertinent puisqu'il permet de mesurer à la fois les écarts de consommation et de livraison dans la formule du tarif d'équilibrage<sup>81</sup>.

[157] Conséquemment, Énergir retient l'utilisation de la pointe transposée pour les clients en achat direct livrant leur fourniture en franchise<sup>82</sup>.

### *Clients en achat direct livrant leur fourniture hors franchise*

[158] Énergir soutient que l'approche de la transposition des volumes ne peut être retenue pour les clients qui livrent au point de référence hors Québec et qui choisissent le distributeur comme fournisseur de transport. Comme démontré dans le cadre du volet 1 de la phase 2B du présent dossier, Énergir explique que cette portion de la clientèle se verrait

---

<sup>81</sup> Décision [D-2021-109](#), section 5.

<sup>82</sup> Pièce [B-0696](#), p. 34.

tarifier un coût supplémentaire (positif ou négatif) pour l'effet de leurs livraisons sur la portion saisonnière des coûts de transport et de fourniture si la transposition était appliquée, alors qu'ils ne génèrent aucun coût saisonnier de transport. Les coûts encourus par les clients en achat direct qui livrent hors franchise, mais pas d'une façon uniforme, correspondent uniquement aux coûts de l'achat et de la revente du gaz naturel pour combler les écarts de livraison de la fourniture.

[159] Par conséquent, Énergir propose de remplacer la transposition des volumes par des frais d'ajustement calculés à la date anniversaire du contrat des clients qui livrent hors franchise. Les frais d'ajustement proposés sont calculés à l'aide d'une formule, laquelle reflète le fait qu'Énergir doit théoriquement vendre (acheter) l'excédent (le déficit) de fourniture au prix du marché lorsqu'un client livre une quantité supérieure (inférieure) à sa livraison uniforme.

[160] Énergir propose de calculer les frais d'ajustement avec la formule suivante<sup>83</sup> :

$$\text{Frais d'ajustement} = \left[ \sum_{i=1}^N \text{Prix}_i \times (\text{LTU} - \text{VJC}_i) \right]$$

où  $i$  = jour de la période contractuelle;  
 $\text{Prix}_i$  = prix du marché au jour  $i$  auquel Énergir doit théoriquement acheter les livraisons déficitaires ou théoriquement vendre les livraisons excédentaires;  
 $N$  = nombre de jours de la période contractuelle;  
 $\text{VJC}_i$  = volume journalier convenu au jour  $i$ ; et  
 $\text{LTU} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{VJC}_i$ .

[161] Énergir considère que cette approche est intéressante, considérant qu'une mécanique semblable est déjà en place pour les déséquilibres volumétriques sur la période contractuelle<sup>84</sup>. La proposition d'Énergir prévoit constater un impact de prix en fin de période contractuelle et permettre également le règlement ou le report de la facturation des frais d'ajustement. Énergir ajoute que l'élimination de la transposition des volumes permettrait la simplification du tarif d'équilibrage pour les clients en achat direct utilisant le service de transport d'Énergir et que la facturation de frais d'ajustement n'ajouterait que peu de complexité au service de fourniture puisque ces clients paient déjà un règlement financier à la fin de leur période contractuelle.

<sup>83</sup> Pièce [B-0696](#), p. 35.

<sup>84</sup> *Conditions de service et Tarif* en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2019 (CST 2019), [article 11.2.3.3.2](#).

[162] Enfin, Énergir propose que les clients qui ne modifient que légèrement leur livraison sur une base annuelle ne se voient pas facturer de frais d'ajustement. Tout écart de prix causé par un volume journalier contractuel (VJC) compris entre 98 % et 102 % de la livraison uniforme ne serait pas facturé; le prix de rachat et de vente à l'intérieur de cet intervalle serait le prix du distributeur ou le prix moyen sur la période. Au-delà du seuil de 2 %, le distributeur établirait le règlement financier à l'aide du prix le plus élevé entre le prix du marché et le prix du gaz de réseau lorsqu'il doit acheter davantage de fournitures pour compenser des livraisons déficitaires, et le prix le plus bas lorsqu'il doit vendre des livraisons excédentaires. Le seuil de 2 % est aligné sur la marge de manœuvre utilisée pour le calcul des déséquilibres volumétriques quotidiens<sup>85</sup>.

[163] Dans le cas d'un regroupement de clients, le calcul des frais d'ajustement serait basé sur la somme quotidienne des VJC de chaque client du regroupement et la livraison théorique uniforme (LTU) serait calculée à partir de ces VJC. Les frais d'ajustement seraient ensuite répartis parmi les clients au prorata des volumes retirés au cours de la période contractuelle, ou au prorata des VJC si ceux-ci ont été fournis par les clients.

### *Clients engagés auprès du distributeur dans une entente de fourniture à prix fixe*

[164] Des clients en achat direct peuvent faire affaire avec un fournisseur qui livrera la fourniture au distributeur. Les clients paient alors un prix de fourniture fixe à partir du jour où débutent les livraisons du fournisseur, et ce, pour la durée des livraisons. Les clients à prix fixe ayant le même fournisseur sont regroupés au sein du même contrat.

[165] Énergir indique faire le suivi des déséquilibres volumétriques par contrat et non pas par client puisque cette méthode réduit très significativement les suivis des livraisons, des révisions de VJC et des règlements financiers. En effet, les variations de consommation des comptes dans un contrat peuvent se compenser et ainsi annuler le recours à un changement de nomination en cours de période contractuelle<sup>86</sup>.

[166] Les CST exigent que le prix d'équilibrage personnalisé des clients engagés auprès du distributeur dans une entente de fourniture à prix fixe soit calculé à partir de la

---

<sup>85</sup> CST 2019, article [11.2.3.3.1](#).

<sup>86</sup> Pièce [B-0634](#), p. 9.

consommation transposée<sup>87</sup>. La livraison de fourniture de ces clients se fait au point de référence hors Québec.

[167] Contrairement aux clients qui fournissent le gaz naturel qu'ils retirent à leurs installations, les clients engagés dans une entente de fourniture à prix fixe ne sont pas regroupés au sens de l'article 10.4 des CST<sup>88</sup>. Énergir explique que l'application de frais d'ajustement à des clients à prix fixe est plus complexe pour les raisons suivantes :

- Les clients regroupés au sein du même contrat de fourniture s'y trouvent uniquement parce qu'ils ont un fournisseur en commun. Il faut donc calculer des frais d'ajustement distincts pour chacun des clients puisqu'ils ne sont pas nécessairement solidaires, sinon un client générateur de coûts pourrait ne rien payer parce qu'un client au sein du même regroupement générerait des économies.
- La nomination ou la livraison quotidienne du contrat résulte d'une prévision globale de la consommation sur une base annuelle des clients regroupés, le VJC individuel d'un client peut donc être affecté par les modifications apportées par un autre client faisant partie du regroupement. Un client avec une consommation stable et prévisible, pour qui le VJC aurait été parfaitement stable s'il avait eu son propre fournisseur, se voit donc potentiellement imputer des coûts parce qu'il est regroupé à d'autres clients.

[168] Énergir propose de ne plus transposer les volumes des clients engagés dans une entente de fourniture à prix fixe et, pour des raisons de simplicité, de n'appliquer aucuns frais d'ajustement.

[169] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente comme suit le nombre de clients à prix fixe consommant 75 000 m<sup>3</sup> et plus depuis 2016-2017, ainsi que leurs livraisons totales.

---

<sup>87</sup> CST 2019, article [13.1.4](#).

<sup>88</sup> CST 2019, article [10.4](#).

Année tarifaire	Nombre de clients à prix fixe avec consommation $\geq 75\ 000\ m^3$	Livraisons totales (000 m <sup>3</sup> )
2016-2017	685	122 225
2017-2018	634	115 050
2018-2019	644	120 196
2019-2020	598	126 308
2020-2021	510	109 371

Source : Pièce [B-0688](#), p. 8.

[170] Énergir explique que chaque contrat d'achat direct qui n'est pas à prix fixe concerne des lieux de consommation qui sont reliés par des liens d'affaires. Ainsi, les changements aux profils de livraisons sont reliés au propriétaire du regroupement. Les contrats à prix fixe sont quant à eux regroupés par fournisseur et il n'y a pas nécessairement de lien d'affaires entre les clients de son portefeuille. Les contrats peuvent également avoir des dates d'échéance qui varient. Ainsi, les clients n'ont pas d'influence directe sur la modification du profil de livraison du fournisseur, le cas échéant.

[171] Énergir illustre la situation de la façon suivante :

*« Par exemple, un fournisseur à prix fixe pourrait diminuer ses livraisons à partir du mois de juin en raison de la perte de clients dans son portefeuille. Selon la formule de frais d'ajustement, ceci entraînerait normalement un coût. Cependant, les clients qui demeurent avec ce fournisseur ne seraient pas à l'origine de la baisse des livraisons du fournisseur. Par ailleurs, si les clients à prix fixe ont quitté pour un autre fournisseur à prix fixe, alors cet autre fournisseur pourrait avoir augmenté ses livraisons à partir du mois de juin pour compenser la diminution du premier fournisseur. [...]»<sup>89</sup>*

[172] Enfin, Énergir présente deux possibilités d'application du facteur d'ajustement pour les clients à prix fixe :

- **Allocation proportionnelle selon les volumes consommés :** Le coût d'ajustement d'inventaire pourrait être ventilé entre les clients du fournisseur, proportionnellement à leurs volumes consommés. Énergir indique que cette

<sup>89</sup> Pièce [B-0688](#), p. 9, réponse à la question 3.3.

application serait relativement simple, sans pour autant répondre à une causalité des coûts entre le profil de consommation du client et les frais d'ajustement imputés.

- **Allocation selon un profil théorique de livraison :** Énergir pourrait évaluer un profil théorique de livraison pour chaque client. Ainsi, même si un fournisseur à prix fixe diminuait ses livraisons et générerait un coût d'ajustement, si l'un de ses clients avait consommé son volume prévu (ou l'avait augmenté), ce client ne devrait pas devoir payer de frais d'ajustement. Énergir indique toutefois que le développement d'une telle méthode serait sensiblement plus complexe et difficile à implanter que l'allocation proportionnelle. Cette méthode respecterait cependant la causalité de coûts, contrairement à l'allocation proportionnelle à partir des volumes consommés.

#### 5.4.1 OPINION DE LA RÉGIE

[173] La Régie est d'avis que la proposition d'Énergir de continuer à utiliser des volumes transposés dans le calcul de l'équilibrage pour les clients en achat direct livrant en franchise est cohérente avec les principes retenus dans sa décision D-2021-109, tout en permettant de capter les coûts occasionnés par une consommation et une livraison non uniforme.

[174] La Régie est d'avis que la proposition d'Énergir de ne plus utiliser la consommation transposée pour les clients en achat direct livrant hors franchise est appropriée puisqu'elle permet d'éviter de leur charger indûment des coûts d'équilibrage liés au transport. De plus, la formule de frais d'ajustement proposée par Énergir permet de charger à ces clients uniquement des frais liés aux coûts de fourniture supplémentaires occasionnés par les écarts de livraison saisonniers. La Régie note que les modalités des frais d'ajustements sont alignées sur celles utilisées pour le calcul des déséquilibres volumétriques quotidiens en vigueur.

**[175] Par conséquent, la Régie approuve la proposition d'Énergir relative au remplacement de la transposition des volumes à l'équilibrage, dans le cas des clients qui fournissent au distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leurs installations et qui utilisent le service de transport d'Énergir, par des frais d'ajustement avec l'application d'une marge de manœuvre de 2 %.**

[176] Pour les mêmes motifs que pour les clients en achat direct livrant hors franchise, la Régie est d'avis que la proposition d'Énergir de ne plus utiliser la consommation transposée dans le calcul de l'équilibrage pour les clients engagés auprès du distributeur dans une entente de fourniture à prix fixe est appropriée. La Régie note les explications d'Énergir concernant la complexité d'appliquer des frais d'ajustement aux clients à prix fixe de façon équitable et dans le respect de la causalité des coûts. La Régie note également que les clients à prix fixe qui seraient sujets à des frais d'ajustement sont peu nombreux et représentent de faibles volumes sur les volumes totaux distribués par Énergir.

**[177] Par conséquent, la Régie approuve la proposition d'Énergir relative au retrait de la transposition des volumes à l'équilibrage dans le cas des clients qui sont engagés auprès du distributeur dans une entente de fourniture à prix fixe. De plus, la Régie retient la proposition d'Énergir de n'appliquer aucuns frais d'ajustement.**

## 6. TARIFICATION DES COÛTS D'AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES

### 6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[178] Considérant que les coûts des ajustements reliés aux inventaires seront désormais considérés comme les autres coûts d'équilibrage, conformément à la décision D-2021-109<sup>90</sup>, Énergir propose qu'ils ne soient plus tarifés aux clients en fonction d'un service distinct. Ils seraient plutôt considérés comme les autres coûts d'équilibrage et tarifés à l'ensemble des clients avec un profil saisonnier.

---

<sup>90</sup> Décision [D-2021-109](#), p. 76, tableau 10 et p. 83, par. 364.

## 6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[179] La Régie est d'avis que le service Ajustements reliés aux inventaires n'est plus nécessaire considérant que les coûts, anciennement inclus à titre de fourniture aux fins de la détermination du revenu requis, seront désormais fonctionnalisés au service d'équilibrage<sup>91</sup>. **En conséquence, la Régie approuve la proposition d'abolir le service Ajustements reliés aux inventaires et le traitement de ces coûts à l'équilibrage.**

## 7. MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

[180] Cette section regroupe l'entière des modifications requises aux CST pour permettre l'application ainsi que la facturation à la clientèle d'Énergir, en ce qui a trait à la refonte des services de fourniture, de transport et d'équilibrage. Les changements sont cités selon la hiérarchie du texte des CST en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2019.

### 7.1 CHAPITRE 11 - FOURNITURE

Description	Articles	Proposition
Concordance avec l'abolition du service Ajustements reliés aux inventaires	11.1.2.2 11.2.2.2	à supprimer
Abolition des frais de migration au service de fourniture	11.1.2.3	à supprimer
Changement aux préavis d'entrée et de sorti à 60 jours au lieu de six mois	11.1.3.2 11.1.3.3 11.2.3.4 11.2.3.5	à modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 54 et 55

<sup>91</sup> Décision [D-2022-005](#), p. 6, par. 16 et 17.



[181] **La Régie approuve la suppression des articles 11.1.2.2, 11.2.2.2 et 11.1.2.3 ainsi que les modifications aux articles 11.1.3.2, 11.1.3.3, 11.2.3.4 et 11.2.3.5 des CST, tels que proposés par Énergir.**

## 7.2 CHAPITRE 12 - TRANSPORT

<b>Description</b>	<b>Articles</b>	<b>Proposition</b>
Concordance avec l'abolition du service Ajustements reliés aux inventaires	12.1.2.2 12.2.2.2	à supprimer
Déplacement des OMA du transport au service d'équilibrage	12.1.3	à supprimer
Changements de préavis d'entrée et de sortie du service de transport	12.1.4.1 12.1.4.2 12.2.3.2	à renuméroter et modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 55 et 56
Changements au niveau des règles de cessions de capacité	12.2.3.1.1 12.2.3.1.2	à modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 56

[182] **La Régie approuve la suppression des articles 12.1.2.2, 12.2.2.2 et 12.1.3 ainsi que les modifications aux articles 12.1.4.1, 12.1.4.2, 12.2.3.2, 12.2.3.1.1 et 12.2.3.1.2 des CST, telles que proposées par Énergir.**

### 7.3 CHAPITRE 13 - ÉQUILIBRAGE

Description	Articles	Proposition
Décomposition du prix d'équilibrage en deux composantes, retrait du paramètre H dans le calcul, abolition de la borne inférieure et détermination de la borne maximale équivalente à un CU de 10 %	13.1.2.2	À modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 57
Tarification plus équitable des clients avec de faibles CU en considérant un paramètre différent	13.1.2.3	À modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 57 et 58
Redéfinition de la période d'observation de la pointe	13.1.3.1 13.1.3.2	À modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 58
Volumes des clients en achat direct qui utilisent le service de transport d'Énergir ne seront plus transposés	13.1.4	À modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 59 et 60
Intégration des OMA au service d'équilibrage	13.1.5	À modifier <a href="#">B-0696</a> , p. 60 à 61
Conditions et modalités	13.1.5	À renuméroter 13.1.6 <a href="#">B-0696</a> , p. 61

[183] La Régie approuve les modifications aux articles 13.1.2.2, 13.1.2.3, 13.1.3.1, 13.1.3.2 et 13.1.4 des CST, telles que proposées par Énergir, ainsi que la renumérotation de l'actuel article 13.1.5 à 13.1.6.

[184] La Régie approuve également le nouvel article 13.1.5 des CST portant sur l'OMA du service d'équilibrage, tel que proposé par Énergir, sous réserve d'ajouter une précision à l'effet que cet article considère la demande de capacité de pointe hivernale.

## 7.4 AUTRES MODIFICATIONS

[185] Pour distinguer l'OMA du service de distribution et celle du service d'équilibrage, Énergir propose de changer la définition de l'article 1.3 des CST comme suit :

*« OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)*

*Au service de distribution, elle est un ~~V~~volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et tarif, qu'il le retire ou l'injecte ou non.*

*Au service d'équilibrage, elle est un revenu minimal, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif »<sup>92</sup>.*

[186] De plus, considérant l'abolition du service Ajustements reliés aux inventaires, le chapitre 14 devra être supprimé et les chapitres 15 à 18, ainsi que les articles sous-jacents, devront être renumérotés.

**[187] La Régie approuve la modification de l'article 1.3, la suppression du chapitre 14 ainsi que la renumérotation des chapitres 15 à 18 des CST, tels que proposés par Énergir.**

## 7.5 ENTRÉE EN VIGUEUR

### 7.5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[188] Énergir indique que les propositions examinées au présent dossier exigeront des développements informatiques importants pour mener à leur application. Considérant que les ressources disponibles pour mener à terme les travaux de refonte tarifaire pourraient être déjà mobilisées pour le programme de modernisation de la solution « *Planification des Ressources de l'Entreprise* », l'entrée en vigueur des modifications proposées dépendra principalement de l'évolution du dossier R-4086-2019.

---

<sup>92</sup> Pièce [B-0696](#), p. 61.

[189] De plus, Énergir mentionne que de nombreuses mises à jour, telles que de matériel de formation à l'interne ou de documentation à l'externe, seront également requises.

[190] En audience, Énergir précise que les travaux impliquent principalement des développements informatiques, dont la durée est estimée à un an<sup>93</sup>.

### 7.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[191] Bien que plusieurs modifications aux CST nécessitent des travaux informatiques avant leur application, la Régie est d'avis que certaines modifications approuvées pourraient entrer en vigueur sans attendre ces délais administratifs.

**[192] À cet égard, afin de fixer la date d'entrée en vigueur des modifications approuvées ne nécessitant pas de délais administratifs pour leur application, la Régie demande à Énergir de déposer, au plus tard deux semaines après la présente décision, la liste des CST approuvées à la présente décision en précisant la date à laquelle chacun des articles pourrait entrer en vigueur. Elle lui demande de déposer également une version à jour des *Conditions de service et Tarif* selon la hiérarchie du texte en vigueur au moment du dépôt, en suivi de la présente décision incluant les récentes modifications approuvées notamment par les décisions D-2022-076<sup>94</sup> et D-2022-079<sup>95</sup>.**

---

<sup>93</sup> Pièce [A-0348](#), p. 84 et 85.

<sup>94</sup> Dossier R-4008-2017, décision [D-2022-076](#), p. 13.

<sup>95</sup> Dossier R-4169-2021 Phase 1, décision [D-2022-079](#), p. 11.

## 8. AUTRES SUIVIS DE LA DÉCISION D-2016-126

[193] Dans sa décision procédurale D-2016-126<sup>96</sup> portant sur l'élargissement de la portée du présent dossier, la Régie demandait à Énergir de déposer une preuve additionnelle sur certains sujets en matières de tarifs et de conditions de service. Une partie de cette preuve additionnelle a fait l'objet de la décision D-2021-109<sup>97</sup>. La section suivante présente les derniers suivis relatifs à cette décision, soit ceux portant sur la tarification pointe/hors pointe, le partage d'infrastructure et l'utilisation de paramètres contractuels pour la tarification du service d'équilibrage.

### 8.1 POSITION D'ÉNERGIR<sup>98</sup>

#### *Offre de tarification pointe/hors pointe aux clients en mesure de moduler leur demande*

[194] Énergir explique qu'une tarification pointe/hors pointe consiste en un prix différencié en fonction d'un critère lié à la consommation en période de pointe, telle une période au calendrier ou une certaine température. Dans le cas des services d'approvisionnement, Énergir est d'avis qu'une telle offre pour les clients en mesure de moduler leur demande ne serait pas utile.

[195] Énergir soutient qu'il serait inéquitable de facturer un prix de gaz de réseau ou de transport différencié selon les périodes de l'année puisque les clients en achat direct doivent livrer leur fourniture de façon uniforme. Les prix doivent donc être annualisés.

[196] De plus, le distributeur préfère la tarification en fonction de la pointe quotidienne pour le service d'équilibrage puisqu'elle cible le principal inducteur de coûts. Énergir ajoute qu'un tarif différencié pour les périodes plus froides ne garantirait pas la réduction des unités consommées en pointe, contrairement, par exemple, au service interruptible.

---

<sup>96</sup> *Supra note 3.*

<sup>97</sup> Décision [D-2021-109](#), p. 102 à 119, section 10.

<sup>98</sup> Pièce [B-0696](#), Annexe 4.

***Évaluation de l'opportunité de partager l'infrastructure de mesurage avancé mise en place par Hydro-Québec dans ses activités de distribution***

[197] Le bénéfice qu'apporterait une infrastructure de mesurage avancé est la transmission des données en temps réel. Énergir constate qu'Hydro-Québec possède des appareils permettant la transmission de l'information en temps réel provenant des compteurs sur les réseaux de téléphonie cellulaire. Énergir explique qu'elle n'obtiendrait aucune valeur de la transmission en temps réel puisque les approvisionnements sont tous contractés à l'avance et que le réseau est surveillé en temps réel pour des fins de sécurité et d'optimisation.

[198] Énergir n'envisage donc pas la nécessité de recourir à l'infrastructure d'Hydro-Québec pour la tarification en temps réel des services de fourniture, de transport et d'équilibrage. Les possibilités concernant l'optimisation du réseau de distribution en matière de mesurage avancé seront examinées dans le cadre de la phase 4 portant sur la structure tarifaire en distribution.

***Possibilité d'utiliser les paramètres contractuels pour la tarification du service d'équilibrage plutôt que des données réelles de l'année précédente***

[199] Dans sa preuve relatée à la section 10.1.1 de la décision D-2021-109<sup>99</sup>, Énergir explique comment la complémentarité des profils de consommation affecte les économies d'échelle. Elle explique notamment que la relativité des profils de consommation des clients les uns par rapport aux autres demeure toujours la même. L'importance de cette relativité constante permet de partager adéquatement les économies d'échelle. Ceci s'explique par le fait que l'ensemble des profils vont varier en fonction de la température observée, proportionnellement à leur variabilité de consommation par rapport aux degrés-jours observés. Conséquemment, pour que la relativité des profils soit maintenue, il faut que les profils de la clientèle reflètent des degrés-jours équivalents.

[200] Énergir soutient que l'utilisation des données de consommation de l'hiver précédent répond au critère de relativité puisque les clients ont fait face à des conditions climatiques similaires. Énergir estime que l'utilisation de données réelles de l'hiver précédent pour certains clients et de données contractuelles maximales pour d'autres clients ne serait pas adéquate puisqu'elle viendrait rompre la relativité des profils.

---

<sup>99</sup> Décision [D-2021-109](#), p. 102 et 103.

## 8.2 OPINION DE LA RÉGIE

[201] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2016-126 présenté à l'annexe 4 de la pièce B-0696 portant sur la tarification pointe/hors pointe, le partage d'infrastructure et les paramètres utilisés pour la tarification du service d'équilibrage et s'en déclare satisfaite.**

## 9. SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-080 PORTANT SUR LES COÛTS MARGINAUX EN APPROVISIONNEMENT – TRAITEMENT PROCÉDURAL

### 9.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[202] Énergir présente, aux pièces B-0547 et 0566<sup>100</sup>, sa preuve complémentaire relative au suivi de la décision D-2018-080<sup>101</sup> portant sur les coûts marginaux en approvisionnement aux fins de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau de distribution.

[203] Par souci de simplicité et afin d'assurer un avancement continu, Énergir propose de traiter ce sujet dans le cadre du dossier R-4177-2021 Phase 2. Subsidiairement, si la Régie souhaitait conserver le traitement de ce sujet au présent dossier, Énergir propose qu'il soit traité dans le cadre de la phase 4, conjointement avec les autres sujets.

### 9.2 OPINION DE LA RÉGIE

[204] La Régie juge qu'il est préférable de maintenir l'examen du suivi de la décision D-2018-080 portant sur les coûts marginaux en approvisionnement à la présente phase 2 du dossier.

[205] À cette fin, la Régie examinera ce sujet par voie de consultation à l'automne 2022. Elle invite les intervenants reconnus aux phases 2 et 3 du présent dossier à

---

<sup>100</sup> Pièces [B-0547](#) (version française) et [B-0566](#) (version anglaise).

<sup>101</sup> Décision [D-2018-080](#), p. 37, par. 120.

confirmer leur participation à cet examen et fixe sommairement le calendrier de traitement comme suit.

Le 6 septembre 2022 à 12 h	Date limite pour confirmer la participation des intervenants reconnus aux phases 2 et 3
Le 11 octobre 2022 à 12 h	Date limite pour le dépôt des conclusions recherchées des intervenants et des budgets de participation
Le 18 octobre 2022 à 12 h	Date limite pour le dépôt des commentaires d'Énergir
Le 21 octobre 2022 à 12 h	Date limite pour le dépôt des réponses des intervenants aux commentaires d'Énergir

[206] La Régie déterminera ultérieurement les autres étapes du calendrier de traitement.

## 10. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS DES INTERVENANTS

### 10.1 CADRE JURIDIQUE ET PRINCIPES APPLICABLES

[207] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner à Énergir de payer tout ou partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[208] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>102</sup> (le Règlement) et le *Guide de paiement des frais 2020*<sup>103</sup> (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer.

[209] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 11 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations en tenant compte des critères prévus à

<sup>102</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

<sup>103</sup> [Guide de paiement des frais 2020.](#)



l'article 12 du Guide. Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

## 10.2 FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET ACCORDÉS

[210] Les frais réclamés par l'ACIG, la FCEI et le ROEE pour leur participation à la phase 2, Sujet B, volet 2 du présent dossier s'élèvent à 89 691,08 \$.

[211] La Régie ajuste les frais admissibles du ROEE pour la séance de travail du 21 décembre 2021 afin de considérer une demi-journée. À la suite de cet ajustement, les frais admissibles s'élèvent à 88 771,28 \$.

[212] La Régie juge que les participations de la FCEI et du ROEE ont été pleinement utiles à ses délibérations et leur accorde la totalité des frais admissibles.

[213] Toutefois, la Régie juge que l'intervention de l'ACIG a été partiellement utile à ses délibérations. Elle constate une incompréhension relative aux nouvelles règles entourant l'OMA. De plus, la proposition de l'intervenante visant à poursuivre l'examen de la causalité des coûts en phase 4 n'est pas pertinente considérant qu'un examen rigoureux, complet et probant a été réalisé dans le cadre du volet 1 du présent dossier, ce qui a donné lieu à la décision D-2021-109. En conséquence, la Régie accorde à l'ACIG la totalité des frais d'avocats réclamés et 12 000 \$ pour les analystes. Elle réduit également l'allocation forfaitaire en conséquence.

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

**TABLEAU 4**  
**FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET OCTROYÉS**

Intervenants	Frais réclamés (\$)	Frais admissibles (\$)	Frais octroyés (\$)
ACIG	39 993,56	39 993,56	34 053,04
FCEI	24 741,32	24 741,32	24 741,32
ROEÉ	24 956,20	24 036,40	24 036,40
<b>TOTAL</b>	<b>89 691,08</b>	<b>88 771,28</b>	<b>82 830,76</b>

[215] Considérant ce qui précède,

La Régie de l'énergie :

**APPROUVE** les propositions d'Énergir quant :

- à l'abolition des frais de migration au service de fourniture ainsi que la mise en place de préavis d'entrée et de sortie de 60 jours;
- à l'imposition de frais de retard correspondant à 20 % du prix de transport applicables pour une période de 12 mois, lorsque l'échéance du 1<sup>er</sup> mars du préavis d'entrée au service de transport du distributeur n'est pas respectée;
- au retrait de la notion de rentabilité prévue aux règles de sortie au service de transport du distributeur ainsi que les nouvelles règles de cession des capacités de transport, telles que décrites à la section 2.5.1 de la pièce B-0696;
- à l'élimination des OMA au service de transport et le remplacement de celles-ci par des OMA au service d'équilibrage applicables selon les modalités décrites à la section 2.6.2 de la pièce B-0696;
- à l'abolition du prix minimum et l'établissement d'un prix maximum équivalent à un CU de 10 % au service d'équilibrage;

- à la mesure transitoire consistant à maintenir l'utilisation des paramètres A et P modifiés dans le calcul du taux d'équilibrage jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle offre interruptible;
- au remplacement de la transposition des volumes à l'équilibrage, dans le cas des clients qui fournissent au distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leurs installations et qui utilisent le service de transport d'Énergir, par des frais d'ajustement avec l'application d'une marge de manœuvre de 2 %;
- au retrait de la transposition des volumes à l'équilibrage dans le cas des clients qui sont engagés auprès du distributeur dans une entente de fourniture à prix fixe et de n'appliquer aucuns frais d'ajustement;
- à l'abolition du service Ajustements reliés aux inventaires et au traitement de ces coûts à l'équilibrage;

**APPROUVE** la nouvelle formule du tarif d'équilibrage, telle que décrite à la section 3.4 de la pièce B-0696, ainsi qu'à la section 5.1.1 de la présente décision;

**APPROUVE** la nouvelle définition de la période d'observation de la pointe, soit entre le premier jour de décembre et le dernier jour de février;

**APPROUVE** le maintien de l'utilisation du multiplicateur pour les clients aux tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>, à l'exception des clients en combinaison tarifaire D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub>;

**APPROUVE** les modifications aux *Conditions de service et Tarif* présentées à la section 7 de la présente décision, telles que proposées par Énergir, sous réserve de préciser que le nouvel article 13.1.5 considère la demande de pointe hivernale;

**DEMANDE** à Énergir de déposer, au plus tard deux semaines après la présente décision, la liste des modifications aux *Conditions de service et Tarif* approuvées à la présente décision en précisant la date à laquelle chacun des articles pourrait entrer en vigueur;

**DEMANDE** à Énergir de déposer une version à jour des *Conditions de service et Tarif* selon la hiérarchie du texte en vigueur au moment du dépôt, en suivi de la présente décision incluant les récentes modifications approuvées notamment par les décisions D-2022-076 et D-2022-079;

**PREND ACTE** des suivis liés à la décision D-2016-126 et s'en déclare satisfaite;

**DÉTERMINE** que le suivi de la décision D-2018-080 portant sur les coûts marginaux en approvisionnement sera examiné par voie de consultation et **FIXE** le calendrier de traitement sommaire présenté à la section 9.2 de la présente décision;

**OCTROIE** à l'ACIG, la FCEI et au ROEE les frais présentés au tableau 4 de la présente décision et **ORDONNE** à Énergir de payer ces frais octroyés dans les 30 jours suivant la présente décision;

**ORDONNE** au distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus à la présente décision.

Françoise Gagnon  
Régisseur

Simon Turmel  
Régisseur

François Émond  
Régisseur