

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 15 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE AU DOSSIER GÉNÉRIQUE PORTANT SUR L'ALLOCATION DES COÛTS  
ET LA STRUCTURE TARIFAIRE D'ÉNERGIR**

---

**Demande d'autorisation en vertu de l'article 73**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0449](#);
  - (ii) [\*Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie.\*](#)

**Préambule :**

- (i) Énergir présente sa proposition pour la demande d'autorisation de ses investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$.
- (ii) Le *Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie* a été publié à la Gazette officielle du Québec du 15 juillet 2019 et est entré en vigueur le 15<sup>e</sup> jour suivant sa publication. Ainsi, le seuil de 1,5 M\$ applicable à Énergir est modifié et s'établit maintenant à 4,0 M\$.

**Demande :**

- 1.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la proposition d'Énergir est inchangée en ce qui a trait aux principes et à la présentation malgré le changement du seuil en lien avec les projets requérant une autorisation de la Régie en vertu de l'article 73.

**Réponse :**

Énergir le confirme. Une révision de la pièce Gaz-Métro-7, Document 11 (B-0464) a d'ailleurs été déposée le 17 octobre 2019 pour corriger les références à l'ancien seuil de 1,5 M\$ pour les projets requérant une autorisation de la Régie en vertu de l'article 73.

**Frais généraux corporatifs (FGC)**

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0449](#), Annexe 1, p. 18, réponse à l'engagement pris le 12 mars 2019;
  - (ii) Pièce [B-0449](#), Annexe 1, p. 21, section 3.2;
  - (iii) Pièce [B-0449](#), Annexe 3, p. 1, tableau « Rentabilité du Plan de développement »;
  - (iv) Pièce [B-0378](#), réponse à la question 13.3;
  - (v) [Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie](#) (le Règlement), article 5.

**Préambule :**

- (i) **« Réponse à l'engagement du 12 mars 2019 – Allocation des frais généraux capitalisés aux catégories d'investissement :**

*Lors de la séance de travail du 12 mars 2019, Énergir s'est engagée auprès du personnel technique de la Régie à vérifier s'il était possible, dans le cadre des demandes d'autorisation pour les projets d'investissement inférieur à 1,5 M\$, de répartir les frais généraux capitalisés (FGC) entre les différentes catégories d'investissement.*

*Énergir est d'avis que cette présentation alternative ne devrait pas être adoptée pour les raisons suivantes. En premier lieu, Énergir estime qu'un tel exercice d'allocation en mode prévisionnel demeurerait hypothétique puisqu'il ne reflète pas les pratiques comptables d'Énergir. En effet, au réel, les FGC sont alloués par type d'immobilisation (e.g., conduites) et non pas par projet ou par catégorie d'investissement. Énergir rappelle qu'elle ne peut allouer les FGC aux projets d'investissement qu'elle prévoit, et donc aux différentes catégories d'investissement, ce que la Régie a d'ailleurs reconnu dans la décision D-2018-080 (paragr. 150).*

*Par ailleurs, l'allocation des FGC aux autres catégories d'investissement complexifierait la reddition de compte des investissements d'une année à l'autre et pour une même année tarifaire puisque l'allocation des FGC entre les projets inférieurs et supérieurs au seuil créera inévitablement des écarts. Ces écarts ne seraient aucunement reliés aux décisions d'investissement d'Énergir, mais s'expliqueraient par les effets du traitement retenu par la Régie pour les FGC (D-2018-080, paragr. 156).*

*Enfin, la proposition d'Énergir est conforme au Règlement, lequel précise que les demandes d'autorisation pour les projets d'investissement inférieur au seuil doivent se faire par catégorie d'investissement, puisque le montant des FGC constitue une catégorie d'investissement en soi. La proposition d'Énergir est également conforme à la décision D-2018-080 (paragr. 410) qui indique que les demandes d'autorisation soient « présentées selon les différentes catégories d'investissement d'Énergir ».*

*Pour toutes ces raisons, Énergir considère qu'une répartition des FGC entre les différentes catégories d'investissement ne contribuerait pas à offrir un éclairage additionnel pertinent au jugement a priori de la Régie sur le caractère prudemment acquis et utile des investissements prévus pour une année témoin projetée ». [nous soulignons]*

(ii) « Deuxièmement, Énergir présente séparément l'impact tarifaire des investissements de moins de 1,5 M\$ ne générant pas de revenus additionnels [(NGRA)] de ceux générant des revenus additionnels [(GRA)], soit le développement du réseau ».

(iii) Énergir indique, à la colonne 18 du tableau « Rentabilité du Plan de développement », les FGC considérés pour les projets inférieurs au seuil.

(iv) « 13.3 Veuillez identifier, pour chacune de ces catégories d'investissement, la classification d'investissements « générant des revenus additionnels » ou « ne générant pas de revenus additionnels ». Veuillez justifier, en particulier, la classification attribuée à la catégorie « Frais généraux capitalisés ».

**Réponse :**

*Investissements générant des revenus additionnels :*

- Développement du réseau.

*Investissements ne générant pas de revenus additionnels :*

- Amélioration du réseau;
- Transmission – Réseau;
- Entreposage du gaz;
- Installations générales;
- Autres.

*Quant aux « Frais généraux capitalisés », seule une partie de ceux-ci peut être considérée comme génératrice de revenus additionnels, à savoir la partie attribuable au « développement du réseau ». En complément, Énergir réfère à la réponse à la question 5.3 ». [nous soulignons]*

(v) « 5. Une demande d'autorisation visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes :

- 1° la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
- 2° les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- 3° la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;
- 4° l'impact sur les tarifs;

5° *l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel* ». [nous soulignons]

La Régie constate qu'à la référence (iii) en suivi de la décision D-2018-080 (par. 154), Énergir présente les FGC associés aux projets de développement de réseau inférieurs au seuil. La Régie comprend également de la référence (i) que les coûts associés aux différentes catégories d'investissements ne comprennent pas les FGC associés puisque Énergir les présente comme étant une catégorie distincte.

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez indiquer comment Énergir a déterminé le montant des FGC inclus dans le Plan de développement pour les projets inférieurs au seuil présenté dans la colonne 18 du tableau de la référence (iii). Veuillez préciser s'il s'agit d'un calcul au prorata du montant des investissements.

**Réponse :**

Afin de se conformer à l'ordonnance de la Régie au paragraphe 154 de la décision D-2018-080, Énergir impute d'abord les FGC aux investissements selon la méthodologie décrite à la réponse 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie au Rapport annuel 2018 (R-4079-2018, [B-0164](#), Énergir-46, Document 1). En somme, dans une première étape, l'enveloppe globale des FGC est réduite des FGC alloués aux projets supérieurs au seuil selon le taux autorisé par la Régie dans leur dossier respectif.

Ensuite, dans une seconde étape, l'enveloppe résiduelle des FGC est réduite des FGC associés aux projets de gaz naturel renouvelable (GNR) dont le coût individuel est sous le seuil.

Enfin, le résidu de cette enveloppe est réparti entre les investissements GRA et certains investissements NGRA inférieurs au seuil, selon leur proportion historique basée sur une moyenne mobile 3 ans. Les investissements GRA concernent la catégorie Développement du réseau (sans les contributions clients et sans les projets GNR) alors que les investissements NGRA visés par les FGC regroupent la catégorie Amélioration du réseau et quelques rubriques des catégories Installation générale et Entreposage du gaz.

- 2.2 Veuillez justifier en quoi les FGC peuvent être considérés comme étant « *une catégorie d'investissements en soi* », notamment en tenant compte du fait que le Règlement prévoit que, pour chaque catégorie d'investissement, les renseignements énoncés doivent être fournis, dont l'impact tarifaire et l'impact sur la qualité de la prestation de service de distribution de gaz naturel (référence (v)).

**Réponse :**

Tel que précisé à la page 5 de la pièce B-0464, Gaz Métro-7, Document 11, Énergir propose de conserver les mêmes catégories d'investissement pour les investissements inférieurs au seuil que celles présentées aux additions à la base de tarification, lesquelles présentent les FGC séparément des autres catégories d'investissement.

La proposition d'Énergir concernant les catégories d'investissement est conforme à la décision D-2018-011 (paragr. 48) dans laquelle la Régie « *considère qu'il est approprié que les prévisions budgétaires liées aux additions à la base de tarification qui découlent de la Stratégie [de gestion des actifs] soient présentées selon la même catégorisation que celle utilisée aux fins de planification des investissements.* »

De plus, tel que précisé aux lignes 3 à 6 de la page 6 de la pièce B-0464 et illustré aux pages 20 et 21 de l'annexe 1 de cette même pièce, Énergir propose de présenter les calculs de l'impact tarifaire des investissements selon qu'ils génèrent ou non des revenus additionnels (GRA ou NGRA). La proposition d'Énergir concernant les calculs de l'impact tarifaire est comparable à ce qui se fait chez Hydro-Québec Distribution (HQD) et chez TransÉnergie (HQT).

- 2.3 Dans le contexte où Énergir précise que les FGC comprennent une partie GRA (référence (iv)), veuillez indiquer la façon dont Énergir, selon sa proposition (référence (ii)), prévoit présenter l'impact tarifaire des FGC.

**Réponse :**

Les calculs de l'impact tarifaire des investissements GRA et NGRA comprennent chacun leur part de FGC, selon la répartition décrite à la réponse à la question 2.1.

- 2.4 Veuillez commenter la possibilité de répartir les FGC entre les différentes catégories d'investissements au prorata du montant des investissements afin que les coûts de chacune des catégories reflètent l'entièreté des coûts associés.

**Réponse :**

Énergir considère qu'il n'est pas souhaitable de répartir les FGC entre les différentes catégories d'investissement, tel qu'exprimé à la référence (i). Veuillez également vous référer aux réponses aux questions 2.1 et 2.2.

- 2.5 Veuillez préciser si le fait : « [...] *qu'un [...] exercice d'allocation [des FGC] en mode prévisionnel demeurerait hypothétique puisqu'il ne reflète pas les pratiques comptables d'Énergir* » exclut la possibilité de répartir les FGC aux différentes catégories d'investissements au prorata du montant des investissements.

**Réponse :**

Les pratiques comptables d'Énergir n'excluent pas de répartir les FGC à différentes catégories d'investissement au prorata du montant des investissements ou par toute autre méthode. Énergir réitère qu'il n'est pas souhaitable de répartir les FGC entre les différentes catégories d'investissement, tel qu'exprimé à la référence (i). Veuillez également vous référer aux réponses aux questions 2.1 et 2.2.

### Catégorie d'investissements – Catégorie Amélioration du réseau

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0449](#), Annexe 1, p. 10, tableau 7;
  - (ii) Dossier R-4076-2018 Phase 2, pièce [B-0084](#), p. 6, tableau 1 et p. 7;
  - (iii) Dossier R-3809-2012 Phase 2, pièce [B-0133](#), p. 13;
  - (iv) Dossier R-3560-2005, décision [D-2005-142 \(motifs\)](#), p. 5 et dossier R-3855-2013, décision [D-2014-018](#), p. 19 et 20.

#### Préambule :

(i) Énergir présente les investissements associés à la sous-catégorie Risques appartenant à la catégorie Amélioration du réseau. Le projet « Odorisation » figure parmi les projets énumérés dans le tableau 7.

(ii) Dans le dossier tarifaire 2019, Énergir prévoit des investissements de 8,9 M\$ entre 2019 et 2024 pour la réalisation du projet « Odorisation » qu'elle décrit comme suit :

*« Odorisation : remplacement des systèmes d'odorisation dont la technologie est désuète ou problématique par un nouveau système qui répond aux besoins actuels, tels que la traçabilité de l'injection d'odorant dans le réseau et la régularisation de l'injection. L'échéancier prévoit que le déploiement de l'ensemble des solutions sera complété en 2025 ».* [nous soulignons]

(iii) Dans le dossier tarifaire 2013, Énergir présente la planification pluriannuelle des investissements de la sous-catégorie Risques. Des investissements de 6,5 M\$ étaient prévus entre 2012 et 2017 pour le projet « Odorisation ». Énergie précise, en lien avec ce projet, que « *Les investissements totaux prévus sont estimés à 15 M\$. Le projet est prévu être complété en 2023* ». [nous soulignons]

(iv) Dans sa décision D-2005-142 (motifs) (p. 5), la Régie indique, quant à la notion de « projet » :

*« [...] la Régie est d'avis qu'un projet peut être déterminé en regard d'un objectif précis, l'intégration d'une centrale ou d'un parc éolien, par exemple. De façon non limitative, elle considère comme faisant partie d'un même projet les investissements séparés et/ou échelonnés dans le temps s'ils répondent à un même objectif et que leur pertinence s'apprécie mieux globalement en regard de cet objectif ou si les premiers investissements deviennent inutiles si les autres ne sont pas réalisés ».* [nous soulignons]

Aussi, dans sa décision D-2014-018, la Régie a considéré le remplacement des liaisons hertziennes analogiques par des liaisons hertziennes numériques comme étant un projet individuel aux fins de l'article 73 de la Loi :

*« [68] La Régie considère que le remplacement des liaisons hertziennes analogiques par des liaisons hertziennes numériques, même s'il implique des investissements séparés et échelonnés*

dans le temps, est un projet individuel puisqu'il remplit un seul et même objectif, soit la numérisation (à 95 %) du réseau hertzien du Transporteur à l'horizon 2017. Bien que l'investissement pour 2014 soit inférieur à 25 M\$, la Régie juge probable que le seuil de 25 M\$ soit dépassé, considérant qu'il y aura des investissements jusqu'en 2017.

[...]

[70] *Le Transporteur estime qu'une évaluation globale de la pertinence des investissements en télécommunications dans le cadre d'un projet individuel n'est pas requise car la pertinence des multiples interventions à l'égard de ces actifs s'évalue annuellement en fonction des projets prévus par la demande d'autorisation du budget des investissements de moins de 25 M\$.*

[71] *La Régie diffère d'opinion à cet égard. Lorsque le Transporteur vise à s'assurer de la pérennité des actifs de télécommunications essentiels à l'exploitation du réseau de transport d'électricité au moyen d'une modification technologique spécifique, et ce d'autant plus si ce remplacement ou cette implantation doit se dérouler sur plusieurs années, il faut faire une évaluation globale de la pertinence de cette nouvelle technologie. Il faut en examiner l'objectif, la justification et les coûts de manière globale. Le raffinement qui peut avoir lieu en cours de projet dans la planification du déploiement des activités du projet ne doit pas constituer un obstacle à la présentation d'un projet individuel sous l'article 73 de la Loi. Ce raffinement quant à la planification annuelle des activités pourra être examiné par la Régie lors de la demande d'inclusion à la base de tarification des mises en service partielles dans le cadre des demandes tarifaires annuelles. » [nous soulignons]*

#### **Demandes :**

- 3.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle l'échéancier pour la fin de la réalisation du projet Odorisation (sous-catégorie Risques) est fixé en 2025 (référence (ii)) plutôt qu'en 2023 (référence (iii)).

#### **Réponse :**

Énergir soumet que les sous-catégories de projets énumérées au tableau 7, à l'annexe 1 de la pièce B-0449, Gaz Métro-7, Document 11, sont uniquement présentées à titre illustratif en appui à sa proposition. Ces catégories de projets ayant déjà reçu l'approbation de la Régie par la décision D-2017-094 ne sont pas soumises à l'examen de la Régie dans le présent dossier.

Ceci étant dit, Énergir souhaite rassurer la Régie sur l'absence de fractionnement de projet dans le cadre de sa planification pluriannuelle des investissements. En effet, aucun des investissements présentés dans les sous-catégories des tableaux de l'annexe 1, de la pièce B-0449, ne répond à l'ensemble des caractéristiques énoncées par la Régie, dans les décisions D-2005-142 et D-2014-018, pour définir un projet dont la réalisation s'échelonne sur plusieurs années. La Régie a d'ailleurs eu l'opportunité d'examiner l'évolution ainsi



que le contenu de ces sous-catégories à chacun des dossiers tarifaires depuis le dossier R-3720-2010.

En ce qui concerne plus particulièrement les investissements en odorisation, Énergir réitère que chacun des investissements de cette sous-catégorie est indépendant des autres et que l'utilité des investissements déjà complétés n'est nullement tributaire de la réalisation de futurs investissements dans cette sous-catégorie.

3.2 Veuillez indiquer si le projet Odorisation (sous-catégorie Risques) répond aux caractéristiques suivantes :

- Les investissements encourus ou prévus visent un seul et même objectif, soit le remplacement d'une technologie désuète par un nouveau système;
- Tous les investissements encourus ou prévus échelonnés dans le temps visent ce seul et même objectif;
- La fin du projet est prévue à une date déterminée, en l'occurrence 2025;
- Les premiers investissements, par exemple, ceux réalisés en 2013, deviendraient inutiles si ceux prévus en 2020 n'étaient pas réalisés.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1.

**Catégories d'investissements – Projets des sous-catégories de la catégorie Amélioration du réseau**

- 4. Références :** (i) Pièce [B-0449](#), Annexe 1, p. 10 à 15, tableaux 7 à 12;  
(ii) Dossier R-4076-2018, pièce [B-0084](#), p. 6 à 16.

**Préambule :**

- (i) Énergir présente sous la forme de tableaux les différents projets associés aux différentes sous-catégories de la catégorie d'investissement Amélioration du réseau.
- (ii) Énergir décrit les projets qu'elle prévoit réaliser pour les différentes sous-catégories de la catégories Amélioration du réseau. Par exemple :

Projet Croisement d'égout de la sous-catégorie Risques, p. 7 :

*« Les investissements relatifs aux croisements d'égout visent à mitiger le risque lié à la présence de conduites de gaz dans les conduites d'égout et à effectuer les travaux correctifs ». [nous soulignons]*

Sous-catégorie Amélioration des actifs, p. 13 :

*« Il s'agit de projets requis pour assurer la pérennité des infrastructures ou pour permettre l'implantation de nouvelles technologies. Ces projets sont issus principalement des correctifs requis à la suite des visites des techniciens d'Énergir, assistés du personnel de l'ingénierie au besoin, dans le cadre du programme d'entretien préventif. Ces projets comprennent aussi les réparations urgentes à la suite de fuites ». [nous soulignons]*

**Demande :**

- 4.1 Veuillez fournir la référence précise aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) applicables, justifiant la classification à titre de dépenses capitalisables des différents types de projets réalisés dans le cadre des différentes sous-catégories d'investissements (référence (i)) plutôt que comme dépenses d'exploitation. Veuillez fournir les extraits pertinents de ces principes dans le cas particulier des exemples cités à la référence (ii).

**Réponse :**

Comme mentionné précédemment, Énergir soumet que les sous-catégories de projets énumérées aux tableaux 7 à 12, à l'annexe 1 de la pièce B-0449, sont uniquement présentées à titre illustratif en appui à sa proposition. Les investissements dans ces différentes sous-catégories de projets, leur utilité ainsi que leur conformité aux principes

comptables (PCGR) applicables en matière de capitalisation ont déjà reçu l'approbation de la Régie par la décision D-2017-094.

La demande d'Énergir, présentée en annexe 1 de la pièce B-0449, ne propose aucune modification à l'égard de la nature des sous-catégories de la catégorie Amélioration du réseau. Il s'agit des mêmes sous-catégories d'investissement pour lesquelles la Régie a déjà approuvé la capitalisation dans les dossiers tarifaires précédents.

C'est d'ailleurs dans le cadre de ses dossiers tarifaires qu'Énergir présente sa requête pour l'approbation et l'intégration à la base de tarification des investissements prévus qui sont inférieurs au seuil à partir duquel une autorisation spécifique de la Régie est requise en vertu de l'article 73. En cas de doute de la part de la Régie à l'égard de la conformité de capitalisation de projets liés à une catégorie d'investissement, Énergir soumet que le dossier tarifaire constitue la tribune appropriée pour effectuer cet examen.

### Impact tarifaire

- 5. Références :** (i) Pièce [B-0449](#), Annexe 1, p. 21, section 3.2;  
(ii) Pièce [B-0253](#), réponses aux questions 2.1 et 2.3.

**Préambule :**

(i) « La présentation de l'impact tarifaire est inspirée du plan de développement d'Énergir et de la pièce sur l'impact tarifaire des investissements prévus d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

*Premièrement, l'impact tarifaire est présenté selon la première année (sur 1 an) et l'impact cumulatif sur 5 ans. Cette façon de faire est ainsi cohérente avec le plan de développement d'Énergir qui présente les deux mêmes périodes. Comme les différents types d'actifs ont des périodes d'amortissement variables, la période de cinq ans représente un dénominateur commun qui permet de regrouper l'ensemble des investissements. Il s'agit également de la période maximale de l'impact tarifaire présentée par HQD ». [notes de bas de page omises] [nous soulignons]*

(ii) Énergir fournit les périodes d'amortissement des différents actifs visés par les projets d'investissements. Ces périodes vont de 44,4 ans (Conduites) à 13,92 ans (Compteurs).

**Demandes :**

5.1 Veuillez justifier en quoi le fait que les différents types d'actifs aient des périodes d'amortissement variables, allant bien au-delà de cinq ans, justifie qu'Énergir ait considéré une période de cinq ans (« dénominateur commun ») pour le calcul de l'impact tarifaire des investissements inférieurs au seuil.

**Réponse :**

Il importe de préciser qu'en plus de présenter l'impact tarifaire cumulatif des investissements inférieurs au seuil sur un horizon de cinq ans, la proposition d'Énergir présente aussi leur impact tarifaire sur un an.

La référence (ii) du préambule de la Régie porte sur les périodes d'amortissement d'actifs liés à des projets d'extension de réseau. Ces derniers constituent généralement des projets « générateurs de revenus ». En ce qui concerne cette catégorie d'investissement, Énergir confirme que les périodes d'amortissement des actifs utilisés pour ces projets sont supérieures à cinq ans et ne présentent pas d'enjeu sur le choix de l'horizon de cinq ans pour le calcul de l'impact tarifaire.

Le constat est cependant différent en ce qui concerne les projets « non générateurs de revenus ». Ces derniers regroupent des actifs comportant différentes périodes d'amortissement, dont certaines sont inférieures à cinq ans. Le grand nombre de projets

inférieurs au seuil dans cette catégorie, ainsi que la diversité des périodes d'amortissement des actifs sous-jacents font en sorte qu'Énergir n'est cependant pas en mesure de présenter les calculs d'impacts tarifaires pour chacune des périodes d'amortissement potentielles.

Énergir a déterminé qu'une période de cinq ans était optimale, considérant que peu d'actifs (autant en nombre qu'à l'égard de leur valeur sur le total des investissements inférieurs au seuil) comportent une période d'amortissement inférieure à cinq ans. Or, plus l'horizon sur lequel le calcul de l'impact tarifaire sera supérieur à cinq ans, plus le résultat du calcul de l'impact tarifaire cumulé sera favorable pour la clientèle. De ce fait, Énergir soumet qu'un impact tarifaire cumulatif sur cinq ans est celui qui permettra le mieux à la Régie d'anticiper et de juger de l'impact tarifaire des investissements prévus.

Malgré cette disparité sur les périodes d'amortissement, Énergir est d'avis qu'il est préférable d'uniformiser les périodes sur lesquelles l'impact tarifaire des projets générateurs et non générateurs de revenus est évalué. Énergir a toujours été soucieuse de présenter une information cohérente, transparente et homogène à l'intérieur des pièces d'un même dossier tarifaire. Dans le cadre de ces derniers, Énergir présente annuellement une pièce portant sur la prévision de son plan de développement. La proposition d'Énergir à l'étude dans le présent dossier vise, entre autres, à faciliter la conciliation entre l'information contenue dans ce plan de développement et celle provenant de la demande d'investissement pour des projets inférieurs au seuil. Or, depuis le dossier R-3351-96 (dossier tarifaire d'Énergir pour la période 1996-1997), la Régie apprécie la rentabilité du plan de développement, entre autres, sur la base du calcul de son impact prévu sur les tarifs de la clientèle sur une période d'un an ainsi que sur un horizon de cinq ans. Énergir est d'avis que l'uniformisation des périodes retenues pour le calcul de l'impact tarifaire entre ces deux pièces facilitera aussi l'analyse du dossier tarifaire.

- 5.2 Énergir s'est inspirée de la pièce sur l'impact tarifaire des investissements prévus d'Hydro-Québec Distribution en particulier, dans sa proposition relative au calcul de l'impact tarifaire des investissements inférieurs au seuil. Veuillez justifier.

**Réponse :**

Énergir a noté que la Régie, dans sa décision D-2003-93 (rendue dans le cadre d'un dossier tarifaire d'Hydro-Québec Distribution), avait ordonné au Distributeur de présenter, au soutien de sa demande d'investissement, une analyse consistant à mesurer l'impact net des investissements prévus, sur le coût de service du Distributeur, pour une période de cinq ans, en supposant tous les autres paramètres constants :

*« La Régie juge important de pouvoir anticiper l'impact tarifaire des additions aux immobilisations. Le présent dossier n'inclut pas d'information sur l'impact tarifaire prévu, pour les cinq prochaines années, du total des additions aux immobilisations présenté dans chacun des dossiers soumis selon l'article 73, que ce soit pour des investissements courants de moins de 10 M \$ ou des projets de plus de 10 M \$.*

[...]

*La Régie demande au Distributeur de présenter, en Phase 2, les informations suivantes : impact tarifaire prévu, sur cinq ans, des budgets d'immobilisations et projets soumis à la Régie [...] »*

Tel que mentionné précédemment, Énergir utilisait depuis nombre d'années une période cumulative de cinq ans lors de la présentation du plan de développement. Or, Énergir estime que le calcul de l'impact tarifaire cumulatif sur cette période, pour les investissements inférieurs au seuil, offre une présentation comparable aux autres pièces dans un même dossier tarifaire et offre également un traitement comparable avec ses pairs. Énergir a donc intégré à sa proposition visant les investissements prévus inférieurs au seuil, le calcul de l'impact tarifaire sur une période cumulative de cinq ans, en plus de présenter distinctement l'impact tarifaire sur un an ainsi que les impacts tarifaires des projets non générateurs de revenus en fonction des mêmes durées.

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0459](#), réponse à l'engagement n° 10;
  - (ii) Pièce [B-0449](#), Annexe 3;
  - (iii) Décision [D-2018-080](#), p. 54.

**Préambule :**

(i) « *Dans le cadre de la cause tarifaire, Énergir fait une prévision globale des mètres linéaires de conduites qu'elle prévoit déployer au cours d'une année. Cette prévision tient compte de l'ensemble des marchés et du renforcement. Les mètres linéaires prévus sont seulement alloués aux marchés de la nouvelle construction Résidentiel et CII, Énergir n'étant pas en mesure de distinguer, lors de l'élaboration du dossier tarifaire, la longueur des interventions de renforcement. Ainsi, les coûts d'entretien préventif et correctif associés aux investissements en conduites de renforcement au Plan de développement de la cause tarifaire sont pris en compte dans la prévision des mètres linéaires de conduites des marchés de la nouvelle construction Résidentiel et CII* ». [nous soulignons]

(ii) Rentabilité du Plan de développement 2017-2018.

(iii) « *[198] En conséquence, la Régie ordonne à Énergir d'inclure des coûts d'entretien préventif et correctif associés aux investissements qu'elle prévoit en Renforcement du réseau de distribution dans l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement. À cet égard, le Distributeur devra utiliser les coûts d'OPEX de 0,22 \$/m/an pour l'entretien préventif et de 0,37 \$/m/an pour l'entretien correctif, fixés dans la décision D-2017-092, ou ceux mis à jour par la Régie, le cas échéant* ». [nous soulignons]

**Demands :**

- 6.1 En référence (i), il est indiqué : « *Énergir n'étant pas en mesure de distinguer, lors de l'élaboration du dossier tarifaire, la longueur des interventions de renforcement* ». Pourtant, en référence (ii), on constate à la colonne (15) un montant estimé pour le Renforcement. Veuillez expliquer et commenter le fait que s'il y a un montant d'indiqué à la colonne (15) il doit y avoir une longueur en mètres d'estimée qui y est associée.

**Réponse :**

Il n'est pas nécessaire d'avoir une prévision en mètres de conduites de Renforcement pour prévoir le budget de Renforcement. Par ailleurs, compte tenu de la nature des investissements en Renforcement, Énergir ne fait pas de prévision relative aux mètres de conduites de Renforcement pour le Plan de développement de la cause tarifaire.

Les paragraphes 186 et 187 de la décision D-2018-080 soulignent que le montant d'investissement en Renforcement est une enveloppe budgétaire évaluée selon une moyenne des besoins historiques et bonifiée au meilleur des connaissances d'Énergir au moment où elle prépare son Plan de développement pour la cause tarifaire. Cette méthodologie est privilégiée par Énergir lors de l'élaboration de son dossier tarifaire puisqu'elle n'est pas en mesure de déterminer avec une précision suffisante les mètres de conduites de Renforcement qu'elle pourrait devoir déployer en cours d'année tarifaire.

En réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 2 d'Option consommateurs ([B-0293](#), Gaz Métro-9, Document 12), Énergir indique que le budget en Renforcement vise des besoins généralement associés à de multiples conduites qui dépendent de conditions de vente difficilement prévisibles lors de la préparation du Plan de développement pour le dossier tarifaire.

Par ailleurs, tel qu'indiqué à la référence (i), Énergir ne fait qu'une prévision globale des mètres linéaires de conduites qu'elle prévoit déployer au cours d'une année lorsqu'elle prépare le Plan de développement de la cause tarifaire. Cette prévision globale tient compte de l'ensemble des marchés et du renforcement. Ainsi, tous les coûts d'entretien préventif et correctif associés aux nouvelles conduites, dont celles en Renforcement, sont inclus à l'évaluation de la rentabilité du Plan de développement déposé à la cause tarifaire.

- 6.2 La référence (iii) précise l'inclusion des coûts d'entretien préventif et correctif dans l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement ordonnée par la Régie. En référence (ii), Énergir mentionne l'inclusion de ces coûts dans la prévision des mètres linéaires de conduites des marchés de la nouvelle construction Résidentiel et CII (colonnes [7] et [8], d'après la compréhension de la Régie). Veuillez commenter l'opportunité d'identifier distinctement ces coûts des colonnes [7] et [8] dans une colonne

séparée, et de les inclure au portefeuille pour la présentation du Plan de développement, tant pour le dossier tarifaire que pour le rapport annuel.

**Réponse :**

Énergir estime qu'il n'est pas approprié d'ajouter spécifiquement ces coûts d'opération à la pièce illustrant la rentabilité du Plan de développement (référence (ii)) puisque cette dernière vise principalement à présenter les investissements prévus en développement et la rentabilité anticipée.

Par ailleurs, l'information recherchée est dorénavant disponible tel qu'indiqué à la décision D-2018-158 (paragr.318). Ainsi, tous les coûts d'opération, incluant les coûts d'entretien préventif et correctif des nouvelles conduites, sont présentés au modèle d'évaluation de la rentabilité qu'Énergir dépose en complément du Plan de développement. Les plus récents modèles d'évaluation de la rentabilité ont été déposés à la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018, phase 2, Énergir-I, Documents 4 à 6, pièces B-0200, B-0201, et B-0202).



### Facteur d'effritement

- 7. Références :**
- (i) Décision [D-2018-080](#), p. 67;
  - (ii) Pièce [B-0449](#), Annexe 3;
  - (iii) Pièce [B-0460](#), gabarit *Modèle DaQ*, p. 3 à 5, section 1.1;
  - (iv) Pièce [B-0460](#), gabarit *Calcul du revenu requis*, p. 7 à 14, ligne *Volume en m<sup>3</sup>*.

### Préambule :

(i) « [262] La Régie ordonne à Énergir d'appliquer ce taux d'ajustement de – 15 % aux prévisions de ventes utilisées dans les évaluations de rentabilité de chacun des projets d'extension de réseau visant les clientèles des marchés résidentiel et commercial, que ces projets soient inférieurs ou supérieurs au seuil, plutôt que dans l'évaluation de la rentabilité globale du portefeuille ». [nous soulignons]

(ii) Rentabilité du Plan de développement 2017-2018.

(iii) Modèle d'évaluation de la rentabilité financière – Gabarit *Modèle DaQ*, section 1.1, lignes : *Volume de vente en m<sup>3</sup> (100 %)*, *Taux d'effritement (décision Régie)* et *Volume de vente en m<sup>3</sup> après effritement*.

(iv) Gabarit – Calcul du revenu requis.

### Demandes :

- 7.1 En référence (i), la Régie ordonne l'application du taux d'effritement de 15 % à chacun des projets d'extension de réseau et ce pour tous types de projets. Veuillez confirmer et commenter que l'application du taux d'effritement est réalisée pour chaque projet individuellement et non au portefeuille globalement (référence (ii)) dans le Plan de développement présenté dans le dossier tarifaire.

### Réponse :

Lors de l'évaluation de la rentabilité d'un projet précis, le taux d'effritement de 15 % est appliqué aux volumes projetés des clients résidentiels et des clients commerciaux lorsqu'un projet comporte de tels clients.

Le taux d'effritement de 15 % est appliqué globalement aux volumes du marché Résidentiel et aux volumes du marché Affaires pour le Plan de développement déposé à la cause tarifaire puisque ce dernier ne comporte pas de projet connu, sauf en ce qui a trait au marché VGE et aux projets supérieurs au seuil déjà approuvés par la Régie. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 10.3 concernant l'élaboration du Plan de développement à la cause tarifaire.

- 7.2 Veuillez confirmer que les volumes des lignes 6 à 10 présentés en référence (ii) sont des volumes effrités pour les colonnes 1 à 9 dans le dossier tarifaire et commenter la possibilité de modifier la description de cette ligne à *Volumes effrités 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>*.

**Réponse :**

Le Plan de développement en référence (ii) est tiré du Plan de développement 2017-2018 déposé à la Cause tarifaire 2017-2018, soit avant que la Régie ne rende la décision D-2018-080. Les volumes du marché PMD en référence (ii) ne sont donc pas effrités du taux de 15 %, mais ajustés selon la méthode en vigueur au moment du dépôt en mars 2017. Veuillez également vous référer aux paragraphes 226 à 228 de la décision D-2018-080.

Par contre, les volumes du marché Résidentiel et les volumes du marché Affaires des plus récents plans de développement déposés à la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018) ont fait l'objet d'un effritement de 15 %, tel que prévu à la décision D-2018-080.

Énergir ne juge pas à propos de modifier la ligne des volumes par « Volumes effrités 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> » parce que seuls certains marchés font l'objet d'un taux d'effritement, soit le marché Résidentiel et le marché Affaires. L'expression « Volumes ajustés 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> » serait plus adéquate si un tel changement est souhaité par la Régie.

- 7.3 Dans le gabarit du *Modèle DaQ*, référence (iii), la Régie constate que le taux d'effritement est considéré. Toutefois, lorsqu'Énergir dépose une demande d'investissement incluant le gabarit *Calcul du revenus requis* (référence (iv)) dans lequel il ne figure qu'une seule ligne; c.-à-d., *Volume en m<sup>3</sup>*. Veuillez confirmer que ce volume est un volume effrité et commenter la possibilité de modifier la description de cette ligne à *Volume effrité en m<sup>3</sup>*.

**Réponse :**

Tel que précisé en réponse à la question 7.1, les volumes projetés des clients résidentiels et des clients commerciaux seront ajustés d'un taux d'effritement de 15 % pour chaque projet qui comporte de tels clients.

Comme mentionné en réponse à la question 7.2, Énergir ne juge pas à propos de modifier la ligne des volumes par « Volumes effrités en m<sup>3</sup> » parce que seuls certains marchés font l'objet d'un taux d'effritement, soit le marché Résidentiel et le marché Affaires. L'expression « Volumes ajustés en m<sup>3</sup> » serait plus adéquate si un tel changement est souhaité par la Régie.

**Indice de profitabilité**

- 8. Références :**
- (i) Décision [D-2018-080](#), p. 76;
  - (ii) Pièce [B-0449](#), Annexe 3;
  - (iii) Décision [D-2018-080](#), p. 74;
  - (iv) Décision [D-2018-080](#), p. 100.

**Préambule :**

(i) « [313] Pour ces motifs, la Régie approuve le critère d'un IP de 1,0 pour chaque projet d'extension de réseau inférieur au seuil inscrit dans le Plan de développement du Distributeur présenté pour autorisation dans le cadre des dossiers tarifaires » [nous soulignons]

(ii) Rentabilité du Plan de développement 2017-2018.

(iii) « [301] Énergir propose de calculer un IP pour chacun des projets individuels et, dans le cas où le projet ne satisferait pas les critères fixés, elle pourrait exiger une contribution du client. La Régie considère que cette application systématique des critères par projet est une amélioration notable par rapport à la Méthode actuelle. Ainsi, comme elle [la Régie] n'autorisera pas chacun des projets inférieurs au seuil qui composent le Plan de développement, elle aura l'assurance que chacun d'eux pris individuellement aura franchi le processus de gouvernance et satisfait aux critères qu'elle aura fixés.

[302] La Régie considère que cette manière de procéder élimine une portion de l'interfinancement qui pouvait exister, en vertu de la Méthode actuelle, entre les projets rentables et les projets non rentables. Elle est d'avis que cet aspect de la Nouvelle méthode permet de mitiger en partie les risques et d'éliminer en amont les projets qui ne sont pas rentables et qui ont peu de chance de le devenir ». [nous soulignons]

(iv) « [421] De plus, dans la mesure où la Régie exige des suivis a posteriori qui permettront de confirmer la rentabilité des projets d'extension de réseau et leur impact tarifaire favorable, conformément à son pouvoir de surveillance, la Régie mettra en place, dans le cadre des dossiers d'examen du rapport annuel, un processus de suivi aléatoire annuel de certains projets inférieurs au seuil afin de s'assurer de l'application et de l'efficacité du processus de gouvernance et du respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau établie par la présente décision ». [nous soulignons]

**Demandes :**

- 8.1 En lien avec la référence (iii), afin que la Régie puisse constater que chacun des projets inférieurs au seuil réalisés et présentés en suivi dans le Plan de développement du rapport annuel présente un IP minimal de 1,0, veuillez proposer un suivi a posteriori présentant l'information nécessaire à cet effet.

**Réponse :**

Énergir souhaite d'abord clarifier la nomenclature qu'elle utilise concernant les suivis qu'elle fait au rapport annuel relativement à ses plans de développement, notamment à la lecture du paragraphe 413 de la décision D-2018-080 qui se lit comme suit :

« [413] Le Distributeur présente actuellement à chaque dossier tarifaire un Plan de développement qui inclut tous les projets d'extension de réseau dont la réalisation est prévue au cours de l'année tarifaire projetée. Dans le cadre du dossier du rapport annuel, il présente le Plan de développement a posteriori ainsi qu'un suivi de chaque Plan de développement trois ans après sa réalisation. »

Tel qu'indiqué aux réponses aux questions 7.1 et 10.3, le plan de développement déposé à la cause tarifaire ne contient pas de projets prévus ou connus, sauf pour quelques exceptions. Le plan déposé à la cause tarifaire est en fait une prévision des ventes qu'Énergir anticipe signer au cours de l'année tarifaire faisant l'objet d'un examen devant la Régie.

Lors du rapport annuel, Énergir dépose deux types de suivi concernant ses plans de développement. Il y a d'abord le « Plan de développement *a priori* » qui compare les ventes signées dans une année tarifaire avec la prévision des ventes déposée au Plan de la cause tarifaire d'une même année tarifaire (voir R-4024-2017, pièce [B-0089](#), Énergir-14, Document 3, Rapport annuel 2017).

Le second type de suivi, appelé « Plan de développement *a posteriori* », compare les prévisions d'un Plan de développement *a priori* avec les résultats réels trois ou six ans plus tard (voir R-4024-2017, pièce [B-0090](#), Énergir-14, Document 4, Rapport annuel 2017).

Ainsi, Énergir entend faire les suivis suivants au rapport annuel en ce qui concerne le Plan de développement *a priori* :

- Comparaison du Plan de développement soumis à la cause et le réel *a priori*, sous un format identique à la pratique actuelle;
- Identification des projets qui ne rencontrent pas le seuil de rentabilité minimale, conformément à l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif* (CST), ainsi que la justification supportant l'exonération de contribution financière; et
- Présentation d'une sélection de cas choisis aléatoirement (5 cas pour chacun des marchés PMD, pour un total de 10), à l'instar de ce qui se fait pour les programmes commerciaux PRC et PRRC.

Pour le suivi des Plans de développement antérieurs (suivi *a posteriori* 3 ans ou 6 ans), Énergir entend présenter les résultats sous le même format qu'elle produit en ce moment, c'est-à-dire une rentabilité globale par marché ou sous-marchés, selon le cas.

Énergir n'entend pas faire un suivi de chacun des projets *a posteriori* notamment parce que chaque projet aura déjà fait l'objet d'une évaluation de la rentabilité avant qu'une demande d'investissement ne soit autorisée. Énergir rappelle d'ailleurs que le suivi *a posteriori* requiert un effort significatif de la part de son personnel (voir R-4079-2018, pièce [B-0090](#), Énergir-14, Document 4, Rapport annuel 2018).

- 8.2 En lien avec la question précédente, veuillez formuler une proposition pour le processus de suivi aléatoire annuel, que la Régie pourrait instaurer dans le cadre des dossiers d'examen du rapport annuel et qui répondrait au respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau établie par la décision D-2018-080.

**Réponse :**

Tel que mentionné en réponse à la question 8.1, Énergir propose de produire 5 cas pour chacun des marchés PMD, soit le marché Résidentiel et le marché Affaires, pour un total de 10 cas choisis aléatoirement.

Pour chacun des cas, Énergir déposerait une copie de l'évaluation de la rentabilité *a priori* réalisée à partir du gabarit *Calcul du revenu requis*, pour les cinq premières années.

La proposition d'Énergir ne concerne que le Plan de développement *a priori*, c'est-à-dire la comparaison du Plan de développement soumis à la cause tarifaire et le réel *a priori*.

## Gestion du risque dans l'estimation des coûts de projets

9. Références :
- (i) Décision [D-2018-080](#), p. 57;
  - (ii) Pièce [B-0298](#), p. 19;
  - (iii) Dossier R-3825-2012, pièce [B-0015](#), p. 7;
  - (iv) Décision [D-2018-080](#), p. 57;
  - (v) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0051](#), p. 1 et 2;
  - (vi) Dossier R-3825-2012, pièce [B-0021](#), p. 7.

## Préambule :

(i) « [216] Par conséquent, la Régie s'attend à ce que le Distributeur fasse preuve d'une plus grande rigueur et qu'il s'inspire des meilleures pratiques en matière de gestion de projet. Notamment, elle lui demande de veiller à ce que la contingence incluse au budget d'un projet couvre la majorité des risques pouvant induire des dépassements de coûts ». [nous soulignons]

(ii) « Projets de plus de 1,5 M\$ Ces projets sont de plus grande envergure et comportent généralement un niveau de risque plus élevé. C'est pour cette raison que Gaz Métro s'est dotée du logiciel @RISK dans le but d'utiliser la méthode de simulation Monte-Carlo pour le calcul de la contingence en fonction des risques du projet à estimer. Cet outil se veut un algorithme complexe qui utilise les probabilités pour produire un grand éventail de simulations ». [nous soulignons]

(iii) « 3.2 Veuillez expliquer de quelle façon cette contingence est déterminée, existe-t-il une règle générale, ou est-ce établi au cas par cas.

## Réponse :

La contingence ne résulte pas de l'application d'un pourcentage sur le total des coûts du projet. Elle est déterminée au cas par cas. Non seulement elle peut différer d'un projet à l'autre, elle peut aussi différer d'une activité à l'autre à l'intérieur d'un même projet.

Chaque activité d'un projet (excavation, installation, etc.) est analysée individuellement de façon à estimer son degré de contingence. Pour ce faire, une évaluation d'un scénario optimiste et d'un scénario pessimiste est faite pour chacune des activités en fonction du degré de connaissance que Gaz Métro a, à ce moment, des composantes du projet et en fonction de l'expérience acquise sur des projets similaires réalisés antérieurement. À titre d'exemple, le coût d'excavation d'une tranchée pour une conduite installée en fond de fossé pourra varier considérablement en fonction de la présence ou non de roc et de blocs de roche.

Après avoir établi un scénario optimiste et un scénario pessimiste pour chacune des activités incluses dans l'estimation des coûts du projet, Gaz Métro évalue la probabilité que se produise chacun des scénarios de façon à déterminer le montant de la contingence à appliquer au projet ». [nous soulignons]

(iv) « [213] La Régie retient également que l'estimation de classe 3 peut requérir l'intervention de services professionnels externes et de visites sur les terrains visés afin de préciser certains éléments du projet, tels la caractérisation des sols, les relevés environnementaux, les relevés de cours d'eau, l'arpentage des traverses, etc ». [nous soulignons]

(v) « Au début de l'été 2013, un groupe de résidents du rang Eusèbe-Simard a exprimé certaines préoccupations à l'égard d'un segment du tracé le long de la rivière Ashuapmushuan. Une étude confiée à une firme externe a révélé l'état d'érosion avancée des berges à deux endroits spécifiques. Afin d'assurer l'intégrité de son réseau à long terme, Gaz Métro a convenu de suivre un tracé alternatif pour contourner les segments des berges dont l'érosion était considérée plus critique.

[...]

Le nouveau tracé compte au total 22,4 km comparativement au tracé original de 17 km.

[...]

la hausse de coûts occasionnée par le nouveau tracé correspond à une hausse de 25 % par rapport aux coûts nets avant contingence ». [nous soulignons]

(vi) « le risque de dépassement des coûts prévus compte tenu du niveau de contingence en relation avec les risques spécifiques du projet cités en référence (ii);

Réponse :

L'estimation des coûts ayant été produite après le projet Saint-Denis-sur-Richelieu et durant la réalisation du projet Thetford Mines, les coûts estimés reflètent notre récente expertise dans ces deux projets. Le niveau de contingence a d'ailleurs été ajusté en fonction du risque spécifique au projet Fibrek.

Dans ce projet, même si aucune caractérisation n'a été faite sur la portion terrestre, un relevé visuel du terrain a été effectué. De plus, en ce qui concerne la traverse de la rivière, une caractérisation du sol a été effectuée et a permis de réduire le risque ».

En référence (i), la Régie s'attend à ce qu'Énergir fasse preuve d'une plus grande rigueur et notamment à ce que la contingence couvre la majorité des risques pouvant entraîner des dépassements de coûts. La référence (ii), mentionne l'utilisation du logiciel @RISK par Énergir afin de calculer la contingence en fonction des risques du projet. En référence (iii), Énergir mentionne que la contingence est calculée au cas par cas et que chaque activité du projet est analysée individuellement de façon à estimer sa contingence propre en fonction de son risque. La référence (iv) indique qu'il peut être requis que des services professionnels externes soient nécessaires afin de préciser certains éléments de coûts du projet, tel la caractérisation des sols.

La référence (v) nous révèle qu'à la suite de préoccupations d'un groupe de résidents, concernant l'érosion des sols (Projet Saint-Félicien), Énergir engage une firme externe afin de procéder à une analyse, concluant en une modification du tracé et à une hausse des coûts du projet. Finalement,

la référence (vi) précise qu'aucune caractérisation des sols n'avait été effectuée mais seulement un relevé visuel avait été réalisé.

**Demande :**

- 9.1 En tenant compte des diverses références citées, veuillez suggérer la tribune et/ou la démarche à instaurer, quant à la gestion des risques des projets d'investissement, ainsi que le moment opportun, afin de démontrer à la Régie qu'Énergir fait preuve d'une plus grande rigueur dans sa gestion de projets, spécifiquement en matière de risques. Cette revue globale devra tenir compte du logiciel @RISK ainsi que des diverses étapes afférentes.

**Réponse :**

Énergir rappelle que les méthodes et logiciels utilisés pour l'évaluation des risques, autant en ce qui concerne les projets inférieurs que supérieurs au seuil, ont largement été documentés et analysés dans le cadre de la preuve ayant mené à la décision D-2018-080 du présent dossier.

Advenant que la Régie souhaite effectuer un suivi sur l'application de ces méthodes, Énergir propose les deux tribunes suivantes.

Les projets inférieurs au seuil sont soumis pour autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73, dans le cadre du dossier tarifaire au cours duquel leur réalisation est prévue.

Pour leur part, les projets majeurs requièrent une autorisation spécifique de la Régie en vertu de l'article 73, puisqu'ils représentent des investissements supérieurs au seuil. Ils sont soumis pour examen à l'intérieur de dossiers spécifiques.

Si la Régie se questionne sur le volet de la gestion ou de l'évaluation des risques liés aux projets d'investissement, Énergir soumet que la tribune appropriée serait celle du dossier propre à l'examen de ce projet, soit le dossier tarifaire dans le cas des investissements inférieurs au seuil, ou le dossier de demande d'autorisation spécifique de l'investissement dans le cadre d'un projet majeur.



**Processus d'évaluation de la rentabilité des projets inférieurs au seuil**

- 10. Références :**
- (i) Décision [D-2018-080](#), p. 48;
  - (ii) Pièce [B-0458](#), p. 1;
  - (iii) Pièce [B-0460](#), gabarit *Résidentiel* et *CII*, p. 15 à 17 et 19 à 21;
  - (iv) Pièce [B-0449](#), Annexe 3.

**Préambule :**

(i) « [168] Quant aux FGE pour les projets supérieurs au seuil, Énergir explique qu'ils sont exclus des Contrats généraux puisqu'ils requièrent une soumission particulière, spécifique à chaque projet ». [nous soulignons]

(ii) « Les FGE s'appliquent uniquement aux projets réalisés dans le cadre d'un Contrat général conclu avec un entrepreneur, sans égard au coût individuel du projet. Pour ce type de projet, le service de la Construction d'Énergir fait une estimation des coûts de base, c'est-à-dire i) la main-d'oeuvre interne, ii) les matériaux, iii) les services externes, et iv) les services entrepreneurs. Le service de la Construction procède ensuite au calcul des FGE en appliquant le taux de FGE autorisé par la Régie à la portion « services entrepreneurs ». Le montant obtenu est précisé séparément au sommaire de l'estimation. Le service de la Construction achemine par la suite ce sommaire de l'estimation aux services chargés de préparer l'analyse de rentabilité ». [nous soulignons]

(iii) Modèle d'évaluation de la rentabilité financière – gabarits *Résidentiel* et *CII* (le Modèle).

(iv) Rentabilité du Plan de développement 2017-2018.

**Demandes :**

10.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les projets supérieurs au seuil sont bien exclus des Contrats généraux conclus avec les entrepreneurs (référence (i)) contrairement à ce que la référence (ii) suggère par la mention « *sans égard au coût individuel d'un projet* ».

**Réponse :**

La référence (ii) est exacte. Tel que précisé lors de l'audience de la Cause tarifaire 2020 (voir R-4076-2018, pièce [A-0056](#), notes sténographiques, volume 3, audience du 26 août 2019, pages 118 à 120), depuis le 1<sup>er</sup> avril 2019, Énergir a éliminé du Contrat général diverses restrictions qui l'obligeaient à automatiquement aller en appel d'offres pour certains types de projet, dont le plafond d'un million de dollars (1 M\$) en coûts entrepreneur. Le nouveau Contrat général permet à Énergir de choisir la meilleure stratégie contractuelle en fonction de la réalité du moment.

Les projets réalisés en vertu du Contrat général, qu'ils soient inférieurs ou supérieurs au seuil, se voient allouer des FGE selon la méthode et le taux en vigueur au moment de faire l'évaluation de la rentabilité.

- 10.2 Une fois que le service de la Construction a établi le sommaire de l'estimation des coûts, il achemine ce sommaire aux services chargés de préparer l'analyse de rentabilité. Veuillez confirmer, en le commentant, l'utilisation du Modèle (référence (iii)) par les services chargés de préparer l'analyse de rentabilité afin d'établir l'IP et l'impact tarifaire de chaque projet inférieur au seuil. De plus, veuillez confirmer que le Modèle est utilisé de nouveau, lors du rapport annuel, afin de valider l'IP réel de chaque projet.

**Réponse :**

Énergir confirme que le sommaire des estimations des coûts de construction est produit pour l'évaluation de la rentabilité d'un projet et sert d'intrant au Modèle (référence (iii)) ou à un autre outil d'évaluation de la rentabilité. Un employé d'Énergir utilisera le sommaire, ainsi que les autres informations pertinentes comme les mètres de conduites, le type de compteur, le marché et les volumes du ou des clients, pour compléter un dossier d'évaluation de la rentabilité selon les paramètres en vigueur au moment de l'évaluation.

Énergir précise toutefois que la rentabilité des projets sur réseau est évaluée selon des grilles de coûts de construction plutôt que sur la base d'une estimation des coûts de construction, sauf exception.

Au rapport annuel, tant pour le suivi *a priori* que pour les suivis *a posteriori* (3 ans ou 6 ans, selon le cas), Énergir utilise le Modèle pour calculer la rentabilité réelle de chaque marché ou sous-marchés du Plan de développement.

Énergir évalue systématiquement la rentabilité prévue *a priori* de chaque projet avant de prendre une décision d'investissement. Toutefois, Énergir ne procède pas systématiquement à la réévaluation de la rentabilité réelle *a posteriori* de chaque projet une fois réalisé.

- 10.3 Veuillez expliquer et détailler comment est bâti le Plan de développement, lors de la cause tarifaire et du rapport annuel (référence (iv)), à partir du Modèle utilisé individuellement pour chacun des projets évalués et ce, afin d'établir l'IP du portefeuille.

**Réponse :**

Le Plan de développement déposé à la cause tarifaire est basé entièrement sur des prévisions du nombre de clients et des volumes des différents marchés Résidentiel et Affaires et par sous-marchés (nouvelles constructions, conversions et ajouts de charge). À

partir de ces prévisions découlent les revenus anticipés. Les coûts reliés à ces ventes (conduites, branchements, compteurs et subventions) sont estimés à partir de coûts moyens à l'année du Plan. En combinant les revenus et les coûts, on peut déterminer le TRI et l'IP pour chacun des marchés estimés.

Veillez vous référer à la réponse à la question 10.2 pour les suivis aux rapports annuels de la rentabilité des plans de développement.