

**DOCUMENT DE RÉFLEXION PORTANT SUR LE  
MÉCANISME INCITATIF EN DISTRIBUTION  
ENVISAGÉ**

---

**TABLE DES MATIÈRES**

1	INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE .....	4
1.1	Contexte réglementaire .....	4
1.2	Retour sur les dernières décisions en lien avec un mécanisme incitatif en distribution.....	4
1.3	Évolution des types de réglementation chez Énergir .....	6
1.4	Objectifs et orientations .....	7
1.5	Lien avec le dossier R-3867-2013 et la démarche proposée .....	9
2	BALISAGE .....	12
3	CONTEXTE PROPRE À ÉNERGIR .....	19
3.1	Rôle de distributeur d'Énergir et contexte dans lequel il s'exerce .....	19
3.2	Positionnement énergétique du gaz naturel au Québec .....	20
3.3	Cycle d'investissement d'Énergir .....	21
3.4	Ventilation des coûts du revenu requis .....	22
4	CARACTÉRISTIQUES ENVISAGÉES DU MÉCANISME INCITATIF	25
4.1	Méthode de détermination du revenu requis .....	25
4.1.1	Mécanisme incitatif de type plafonnement des revenus par client .....	25
4.1.2	Détermination du revenu plafond par client pour l'application du mécanisme incitatif envisagé	27
4.1.3	Détermination du revenu requis de distribution pour l'établissement des tarifs à partir de 2020	29
4.1.4	Détermination du facteur d'inflation (I).....	30
4.1.5	Détermination du facteur de productivité (X) .....	31
4.1.6	Croissance du revenu requis reconnu en fonction du nombre de clients.....	33
4.2	Segmentation de la clientèle.....	35
4.3	Mesure des gains et pertes de productivité .....	37
4.4	Calcul du nivellement des revenus en fin d'année .....	38
4.5	Nombre et définition des clients pour l'application du mécanisme .....	39

4.6	Éléments couverts par le mécanisme incitatif .....	41
4.6.1	Exclusions et exogènes .....	42
4.7	Mode de partage des gains et pertes de productivité .....	45
4.8	Révision et clause de sortie pour cause de gains/pertes de productivité excessive.....	47
4.9	Indices de qualité de service .....	48
4.9.1	Mise en contexte .....	48
4.9.2	Indices et paramètres envisagés .....	49
4.9.3	Modèle général de calcul des pourcentages de réalisation des indices.....	56
4.9.4	Calculs spécifiques des pourcentages de réalisation par indice .....	57
4.10	Terme, renouvellement et évaluation du mécanisme incitatif .....	58
4.11	Traitement réglementaire proposé .....	60
4.11.1	Simplification du traitement règlementaire.....	60
4.11.2	Stratégie tarifaire et processus d'établissement des tarifs .....	61
4.12	Prochaines étapes .....	62
5	CONCLUSION .....	64

## 1 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE

### 1.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

1 Le mécanisme incitatif en distribution envisagé par Énergir, S.E.C. (« Énergir ») s'articule autour  
2 des objectifs énoncés par la Régie dans sa décision D-2012-076 et de l'article 49, par. 1° de la  
3 *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), qui prévoit que la Régie, lorsqu'elle fixe ou modifie un  
4 tarif de transport, de livraison ou d'emmagasiner de gaz naturel, doit favoriser des mesures ou  
5 des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du distributeur de gaz naturel à la  
6 satisfaction des besoins des consommateurs.

7 La réflexion d'Énergir s'inscrit également à la suite de l'introduction d'une disposition législative  
8 exigeant de la Régie qu'elle établisse un mécanisme de réglementation incitative assurant la  
9 réalisation de gains d'efficience par Hydro-Québec dans ses activités de distribution. Cette  
10 disposition a été introduite à l'article 48 de la Loi. Conformément au texte de la Loi, ce mécanisme  
11 doit poursuivre les objectifs suivants : 1) l'amélioration continue de la performance et de la qualité  
12 de service, 2) une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs, au Transporteur  
13 et au Distributeur et 3) l'allègement du processus de fixation des tarifs de transport et de  
14 distribution.

15 Une part importante des caractéristiques du mécanisme incitatif pour Hydro-Québec dans ses  
16 activités de distribution ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2017-043 datée du  
17 7 avril 2017.

### 1.2 RETOUR SUR LES DERNIÈRES DÉCISIONS EN LIEN AVEC UN MÉCANISME INCITATIF EN DISTRIBUTION

18 En septembre 2011, en phase 2 du dossier R-3693-2009, le Groupe de travail formé par Énergir  
19 et les intervenants dépose une proposition de mécanisme incitatif pour remplacer celui alors en  
20 vigueur jusqu'au 30 septembre 2012. Ce mécanisme était basé sur des incitatifs ciblés (coûts par  
21 client, rentabilité du développement, optimisation des outils d'approvisionnement, gains en  
22 efficacité énergétique, etc.)

1 Dans sa décision D-2012-076, la Régie rejette le mécanisme proposé, notamment pour les  
2 raisons suivantes :

- 3 • La notion de gain de productivité devrait être l'assise d'un futur mécanisme incitatif, ce qui  
4 n'est pas le cas du concept élargi de création de valeur sur lequel est fondé le mécanisme  
5 proposé;
- 6 • Le mécanisme ne rencontre pas les exigences de simplicité et d'allégement  
7 réglementaire;
- 8 • Le mécanisme favorise un développement accru et permet de bonifier le rendement sans  
9 contrôle des coûts.

10 Dans cette même décision, la Régie fixe les objectifs du prochain mécanisme, ainsi que les lignes  
11 directrices que ce dernier devra respecter dans un contexte de développement durable.

12 En novembre 2012, dans le cadre de la phase 3 du dossier R-3693-2009, Énergir dépose une  
13 proposition de mécanisme incitatif respectant les règles et principes énumérés dans la décision  
14 D-2012-076. Énergir propose un mécanisme incitatif sous forme de revenu plafond par client pour  
15 les catégories petits et moyens débits (« PMD ») et Ventes grandes entreprises (« VGE »).

16 Dans sa décision D-2013-063, la Régie indique que le mécanisme proposé basé sur l'utilisation  
17 de deux catégories de clients pour l'établissement du revenu plafond par catégorie tarifaire ne  
18 répond pas, à sa face même, aux préoccupations qu'elle a émises dans sa décision D-2012-076.  
19 Elle cesse l'examen du dossier et demande à Énergir de déposer, dans les meilleurs délais, une  
20 proposition d'un mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance après la décision de la  
21 Régie sur les modifications aux structures tarifaires.

22 Le présent document de réflexion s'inscrit dans un contexte où l'étude de certaines phases liées  
23 au dossier sur la structure tarifaire devrait se poursuivre au cours des prochains mois. Ainsi, de  
24 manière à faciliter la mise en place d'un mécanisme incitatif en parallèle à l'analyse de ces  
25 phases, Énergir a élaboré une proposition qui respecte à la fois la décision D-2012-076, tout en  
26 permettant l'implantation d'un mécanisme incitatif avant la terminaison de l'ensemble des phases  
27 portant sur la structure tarifaire (R-3867-2013). Pour ce faire, Énergir propose une segmentation  
28 de la clientèle sur la base de la nouvelle méthode d'allocation des coûts comme décrit dans le

1 document de réflexion sur la structure tarifaire<sup>1</sup>. Enfin, il est à noter que la démarche proposée  
2 en parallèle à l'avancement des travaux sur la structure tarifaire est expliquée à la section 1.5.

### 1.3 ÉVOLUTION DES TYPES DE RÉGLEMENTATION CHEZ ÉNERGIR

3 Entre le 1<sup>er</sup> octobre 2000 et le 30 septembre 2012, trois mécanismes incitatifs négociés entre  
4 Énergir et les intervenants et approuvés par la Régie se sont succédés. Le premier a couvert la  
5 période du 1<sup>er</sup> octobre 2000 au 30 septembre 2004. Le deuxième a couvert la période du 1<sup>er</sup>  
6 octobre 2004 au 30 septembre 2007 et le troisième a couvert la période du 1<sup>er</sup> octobre 2007 au  
7 30 septembre 2012.

8 À la fin du troisième mécanisme incitatif et à la suite de la décision D-2013-063, Énergir s'est  
9 retrouvée en mode de coût de service complet. Les causes tarifaires 2013 et 2014 ont été  
10 préparées sous ce mode de réglementation qui est très exigeant au niveau du processus  
11 réglementaire. En effet, l'ensemble des composantes du coût de service, particulièrement les  
12 dépenses d'exploitation, nécessite un examen en profondeur de sorte que le dossier présenté  
13 par Énergir doit être très détaillé en plus de générer de nombreuses demandes de  
14 renseignements.

15 Énergir a donc proposé, dans le cadre de la Cause tarifaire 2015, une méthode d'allègement  
16 réglementaire, comprenant un mode de partage des trop perçus/manques à gagner. Cette  
17 méthode est en vigueur depuis la Cause tarifaire 2015 et encadre la croissance des dépenses  
18 d'exploitation en fonction de l'inflation.

19 Énergir prévoit un examen en coût de service complet pour l'année tarifaire 2019, laquelle pourrait  
20 constituer l'année de référence du prochain mécanisme incitatif.

21 À la lumière de ces observations, il est à noter que depuis les 18 dernières années, Énergir a été  
22 pendant 16 années sous un mode réglementaire soit en mécanisme incitatif ou en allègement  
23 réglementaire. Cette réalité a incité Énergir à contrôler de manière importante la croissance de  
24 son coût de service et, notamment, de ses tarifs en distribution. Ce contexte particulier doit ainsi

---

<sup>1</sup> R-3867-2013, Énergir-10, document 1.

1 être pris en compte dans la détermination de certaines caractéristiques du mécanisme incitatif,  
2 notamment le facteur de productivité X (voir section 4.1.5).

#### 1.4 OBJECTIFS ET ORIENTATIONS

3 Dans sa décision D-2012-076, au paragraphe 148, la Régie fixe les objectifs du prochain  
4 mécanisme incitatif. Selon la Régie, le mécanisme incitatif proposé doit :

- 5 • « favoriser la réalisation de gains de productivité dans les activités de distribution  
6 d'Énergir, sans que ne soit compromise la qualité du service à la clientèle ou la sécurité  
7 du réseau;
- 8 • permettre le partage de ces gains de productivité entre les clients et le distributeur;
- 9 • conduire à l'établissement de tarifs justes et raisonnables qui permettent à Énergir de  
10 récupérer ses coûts de capital et d'exploitation;
- 11 • être caractérisé par sa clarté et sa transparence, être facile à mettre en application et à  
12 administrer et contribuer à l'allégement du fardeau réglementaire pour toutes les parties  
13 concernées;
- 14 • permettre à Énergir d'atteindre les objectifs fixés par le gouvernement en matière  
15 d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. »

16 De surcroît, dans la même décision, la Régie encadre l'élaboration du prochain mécanisme  
17 incitatif en énonçant des lignes directrices, notamment :

- 18 • Le mécanisme incitatif doit être basé sur une formule de plafonnement des revenus par  
19 client, par catégorie tarifaire ;
- 20 • Le facteur de productivité X doit s'aligner sur la productivité moyenne de l'industrie et tenir  
21 compte des recommandations de l'expert retenu par le Groupe de travail;
- 22 • Les gains de productivité doivent être établis en fonction des données réelles et non  
23 prévisionnelles;
- 24 • Les indices de qualité de service doivent être revus en fonction des résultats historiques  
25 et des coûts et conséquences de ne pas atteindre les seuils;
- 26 • Le mode de partage des gains de productivité doit être en lien avec les risques assumés,  
27 et symétrique.

28

1 Le mécanisme incitatif présentement envisagé par Énergir favorise la réalisation de ces objectifs,  
2 tout en étant aligné à la fois sur le balisage, les lignes directrices données par la Régie, ainsi que  
3 la récente décision D-2017-043 du dossier d'Hydro-Québec.

4 Tout d'abord, la mise en place d'un plafonnement des revenus par client comme décrit à la section  
5 4, créerait un incitatif pour Énergir à minimiser la facture de distribution de ses clients, créant ainsi  
6 des gains de productivité par rapport à la facture moyenne actuelle. De manière plus spécifique,  
7 ce type de mécanisme incite à la fois le distributeur à mettre en place des mesures d'efficience  
8 de manière à contrôler ses coûts, mais également favorise un développement axé sur des ventes  
9 rentables, où les revenus incrémentaux sont supérieurs aux coûts, ce qui permet de générer des  
10 rendements d'échelles qui réduisent également le coût moyen par client. Les gains de productivité  
11 seraient alors partagés entre Énergir et ses clients. De plus, le risque associé aux pertes de  
12 productivité serait également partagé puisque le mode de partage envisagé serait symétrique  
13 entre les gains et les pertes de productivité.

14 De surcroît, la segmentation de la clientèle sur la base de la nouvelle méthodologie d'allocation  
15 des coûts permettrait de tenir compte plus spécifiquement de l'hétérogénéité de la clientèle  
16 d'Énergir et de la faible densité de son réseau. Cette méthodologie permettrait également la mise  
17 en place d'un mécanisme incitatif en parallèle avec la continuation du dossier R-3867-2013 sur  
18 la structure tarifaire. En effet, comme le mentionnait la Régie dans sa décision D-2017-43 portant  
19 sur les caractéristiques du mécanisme incitatif en distribution d'Hydro-Québec :

20 *« En effet, l'établissement des tarifs comporte trois grands éléments distincts : la*  
21 *détermination du revenu requis, l'allocation des coûts entre les catégories de clients et la*  
22 *détermination de la structure tarifaire. Le MRI concerne de manière spécifique le premier*  
23 *de ces éléments. La modification de la structure des tarifs à des fins de flexibilité*  
24 *commerciale est un exercice distinct de celui de l'établissement d'un MRI. »<sup>2</sup>*

25 L'incitatif à minimiser la facture par client devrait également permettre de maintenir l'objectif visant  
26 à faire en sorte que les clients bénéficient de tarifs justes et raisonnables. De plus, avec  
27 l'établissement d'un revenu requis de départ approprié, certaines exclusions pour les éléments  
28 hors du contrôle ou à l'extérieur du cours normal des activités d'Énergir et la possibilité de

---

<sup>2</sup> D-2017-043, paragr. 79.

1 reconnaître des coûts comme exogènes, le mécanisme incitatif envisagé devrait permettre à  
2 Énergir de récupérer ses coûts de capital et d'exploitation.

3 Le plafonnement des revenus par client envisagé contribuerait à l'allégement réglementaire en  
4 réduisant de manière importante le fardeau associé à l'établissement du revenu requis en début  
5 d'année servant à l'établissement des tarifs. Le mécanisme incitatif envisagé se caractériserait  
6 aussi par sa simplicité, sa clarté et sa transparence puisque les gains et pertes de productivité  
7 seraient mesurés en fonction des résultats réels d'Énergir constatés en fin d'année dans le cadre  
8 du rapport annuel.

9 Le découplage volumes/revenus associé au plafonnement des revenus par client ferait en sorte  
10 qu'Énergir, dans le cadre du mécanisme incitatif, ne serait pas pénalisée par ses actions pour  
11 atteindre les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'efficacité énergétique et de  
12 réduction des émissions de gaz à effet de serre.

13 Finalement, le mécanisme incitatif envisagé inclurait des indices de qualité de service qui  
14 permettraient de s'assurer que les gains de productivité ne seraient pas générés aux dépens de  
15 la qualité du service. De plus, avec la mise en place d'exclusions (Y') qui assurerait à Énergir  
16 qu'elle pourrait faire les investissements nécessaires pour assurer la sécurité de son réseau, en  
17 plus de certains indices de qualité de service, le traitement réglementaire autour du mécanisme  
18 permettrait de soutenir la sécurité et la pérennité du réseau.

19 En définitive, le mécanisme incitatif envisagé permettrait d'aligner à la fois les objectifs du  
20 régulateur décrits dans la décision D-2012-076, du gouvernement précisés notamment dans la  
21 Politique énergétique 2030 et du distributeur, lequel souhaite également se doter d'outils  
22 supplémentaires de gestion de ses coûts et de son développement, de manière à demeurer un  
23 incontournable contributeur au développement économique du Québec, et ce, particulièrement  
24 dans un contexte de transition énergétique.

### **1.5 LIEN AVEC LE DOSSIER R-3867-2013 ET LA DÉMARCHE PROPOSÉE**

25 Comme exposé dans la section 4.2 du présent document, le mécanisme incitatif envisagé  
26 reposerait sur une segmentation de la clientèle basée sur la nouvelle méthodologie d'allocation  
27 des coûts (R-3867-2013, phase 1). Cette segmentation permettrait la mise en place du

1 mécanisme incitatif en distribution avant l'aboutissement de la phase 4 du dossier R-3867-2013  
2 portant sur les nouvelles structures et stratégie tarifaires. Toutefois, pour ce faire, Énergir  
3 propose, dans le dossier R-3867-2013, de scinder la phase 4 en deux phases (4a et 4b), portant  
4 respectivement sur la segmentation de la clientèle basée sur la nouvelle méthodologie  
5 d'allocation des coûts, ainsi que sur les nouvelles structures et stratégie tarifaires<sup>3</sup>. Ainsi, pour  
6 que la mise en place d'un mécanisme incitatif en distribution lors du dossier tarifaire 2020 se  
7 concrétise, ce scénario nécessite l'aboutissement de la phase 4a selon le même échéancier que  
8 le dossier du mécanisme incitatif. En effet, la décision sur la phase 4a dicterait les segments de  
9 clientèle à considérer dans le mécanisme incitatif. Évidemment, Énergir se réserverait le droit de  
10 modifier sa preuve formelle, qui suivra l'examen du présent document de réflexion (ci-après  
11 « preuve formelle ») et sa demande relatives au mécanisme incitatif, si la calibration de ce dernier  
12 était modifiée par la décision que rendra la Régie dans le cadre de la phase 4a du dossier R-  
13 3867-2013.

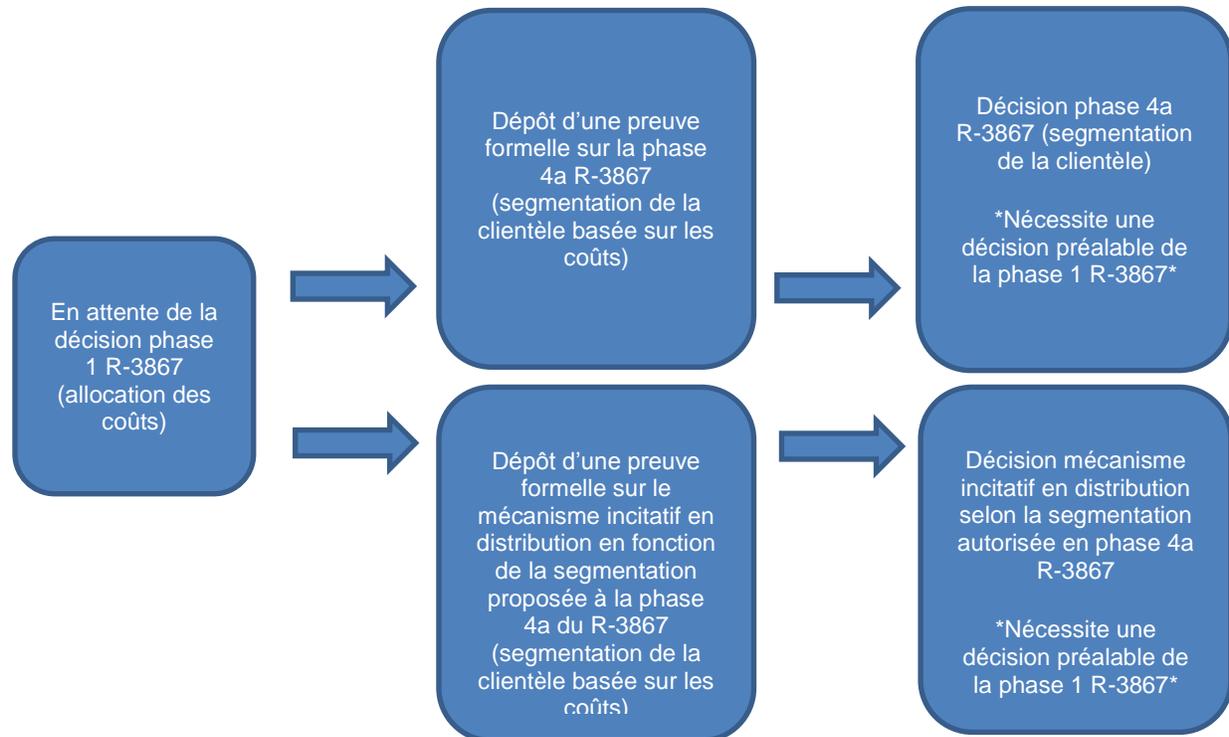
14 De plus, bien qu'il soit possible de travailler à l'avancement des dossiers relatifs à la phase 4a  
15 (R-3867-2013) et sur un mécanisme incitatif en distribution avant l'aboutissement de la phase 1  
16 (R-3867-2013) portant sur l'allocation des coûts, une décision sur ce dernier sujet est nécessaire  
17 à une décision finale sur la segmentation de la clientèle et sur le mécanisme incitatif.

18 La figure suivante illustre les liens existants entre le dossier R-3867-2013 et celui du mécanisme  
19 incitatif.

---

<sup>3</sup> R-3867-2013, Énergir-10, document 1.

1 Figure 1 Liens entre le dossier R-3867-2013 et celui du mécanisme incitatif.



## 2 BALISAGE

1 Afin d'améliorer sa compréhension du contexte des différents mécanismes incitatifs développés  
2 au Canada, Énergir a effectué un balisage<sup>4</sup> des principaux distributeurs canadiens de gaz naturel.  
3 Les différentes propositions des utilités, les décisions des régulateurs, ainsi que des analyses  
4 d'experts ou d'intervenants ont ainsi permis de déterminer les principes ayant servi à l'élaboration  
5 des mécanismes, de même que les caractéristiques spécifiques à chacun d'eux.

6 À la lecture du tableau présenté à l'annexe 1, Énergir a identifié plusieurs éléments communs qui  
7 caractérisent les mécanismes incitatifs des distributeurs de gaz naturel canadiens :

- 8 • Un nombre important d'utilités canadiennes avec des mécanismes incitatifs ont adopté des  
9 revenus plafonds plutôt que des prix plafonds. Un des principaux éléments qui explique que  
10 ce choix soit privilégié provient du fait que le nombre de clients desservis est un meilleur  
11 inducteur de coût que le volume annuel consommé. La Régie reconnaissait d'ailleurs ce  
12 constat dans sa décision D-2012-076 :

13 « **La Régie partage l'avis du Groupe de travail soutenant que la croissance du**  
14 **nombre de clients est un facteur explicatif plus significatif de la croissance des**  
15 **coûts d'un distributeur que la croissance des volumes vendus.** En effet, la structure  
16 de coût de Gaz Métro est composée en grande majorité de coûts fixes, qui sont  
17 indépendants des volumes consommés. De plus, la Régie observe que la consommation  
18 unitaire par client diminue d'année en année. L'utilisation du nombre de clients permet  
19 de tenir compte de cette tendance. **Pour ces motifs, la Régie juge pertinent d'utiliser**  
20 **le nombre de clients comme variable dans l'évaluation des gains de productivité.**»<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Voir annexe 1 pour consulter le tableau sommaire du balisage effectué.

<sup>5</sup> D-2012-076, Page 29, Para. 113.

1 Comme les volumes moyens ont tendance à diminuer dû à l'efficacité énergétique, les  
2 revenus plafonds assurent une meilleure stabilité des revenus. Le découplage entre les  
3 revenus et la consommation permet donc une compatibilité avec la mise en place de  
4 programmes d'efficacité énergétique. Parmi les six utilités comparées, seule Union Gas  
5 possède un mécanisme de prix plafonds. Ce mécanisme est toutefois accompagné d'une  
6 formule d'ajustement pour la diminution des volumes moyens, ce qui concorde davantage  
7 avec les objectifs d'un revenu plafond.

- 8 • Il y a généralement deux manières distinctes d'affecter le revenu plafond. Premièrement, en  
9 appliquant une formule d'indexation au revenu requis global qui inclut les dépenses  
10 d'exploitation, les amortissements, les taxes et impôts, ainsi que le rendement (AltaGas,  
11 Atco Gas, Gazifère). Sinon, en appliquant des formules d'indexation différentes entre les  
12 dépenses d'exploitation et les dépenses d'investissement, ces dernières se traduisant dans  
13 le revenu requis par des coûts reliés aux amortissements, au rendement et aux taxes et  
14 impôts (Fortis BC, Enbridge). Ce choix peut affecter les exclusions à considérer et donc à  
15 terme le facteur de productivité tel que l'a exprimé la BCUC dans sa décision face à Fortis  
16 BC :

17 *« The Panel is mindful of the comments of both experts regarding excluded capital. We*  
18 *agree that if significant capital spending is excluded from the PBR formula driven*  
19 *spending envelope, adjustments to the formula may be necessary. [...] Accordingly, if*  
20 *significant capital is to be excluded from the formula, the Commission Panel finds*  
21 *that the X-Factor requires an upward calibration. »<sup>6</sup>*

- 22 • Tous les revenus plafonds considèrent un ajustement pour tenir compte de la croissance de  
23 l'entreprise, soit par un facteur de croissance de la clientèle appliqué au revenu requis total  
24 ou aux dépenses (Fortis BC), soit par un revenu requis par client (AltaGas, Atco Gas,  
25 Gazifère).
- 26 • Toutes les utilités soumettent leur mécanisme à un facteur d'inflation (I) basé notamment sur  
27 l'indice des prix à la consommation. Certaines utilités ont également pondéré l'indice avec la  
28 hausse des salaires du secteur des utilités.
- 29 • La majorité des utilités disposent d'un facteur de productivité (X) qui s'inspire soit de la  
30 performance de l'industrie, soit de la performance passée et anticipée de l'entreprise. Le

---

<sup>6</sup> Multi-Year Performance Based Ratemaking Plan for 2014 Through 2018: Decision, Page 87, Paragr. 3.

1 facteur est ensuite ajusté selon les éléments de coûts inclus au mécanisme, la réalité propre  
2 des besoins d'investissement de l'entreprise, les exclusions et l'historique des mécanismes  
3 précédents.

- 4 • Chacune des utilités dispose d'une mécanique permettant de soustraire du mécanisme  
5 incitatif certains types de dépenses pour lesquelles l'entreprise n'a pas le plein contrôle, qui  
6 sont difficilement prévisibles, ou qui incitent à un comportement non désiré par le régulateur.  
7 Un facteur d'exclusion (Y) et un facteur exogène (Z) sont donc toujours définis et permettent  
8 de soustraire certains types de dépenses de l'enveloppe du mécanisme. Les facteurs Y sont  
9 généralement clairement identifiés et retirés dès le début de la période en mécanisme incitatif,  
10 alors que les facteurs Z doivent être soumis ponctuellement au régulateur pour approbation.  
11 Néanmoins, les critères et les éléments qui permettent de départager l'un ou l'autre des  
12 facteurs varient selon l'utilité. Un exemple habituel de facteur Y est l'exclusion des  
13 programmes en efficacité énergétique, alors que l'exemple généralement soulevé pour  
14 illustrer le facteur Z constitue les dépenses liées aux catastrophes naturelles. Sinon, voici  
15 quelques autres exemples de dépenses qui sont généralement retirées de l'enveloppe des  
16 mécanismes incitatifs : des modifications aux taxes et impôts, au coût du capital et de la dette,  
17 à certains coûts liés aux avantages sociaux, aux comptes de stabilisation de la température,  
18 des décisions réglementaires, des changements de normes comptables, etc. Ces coûts, s'ils  
19 sont approuvés, sont retirés de la formule du mécanisme et peuvent être ajoutés au revenu  
20 requis et être entièrement récupérés via les tarifs.
- 21 • Les gains d'efficacité ne doivent pas s'effectuer au détriment de la qualité des services  
22 donnés et de la sécurité. Les utilités ont donc développé des indicateurs de performance avec  
23 des seuils à atteindre sous peine de voir leur rendement pénalisé.
- 24 • Les mécanismes incitatifs augmentent le risque pour les utilités en plafonnant les revenus  
25 qu'ils peuvent générer et en les déliant des coûts. Néanmoins, cela crée un incitatif à mettre  
26 en place des mesures d'efficacité. Les pertes ou les gains de productivité sont dès lors  
27 séparés via un mécanisme de partage, parfois totalement assumés par l'utilité (AltaGas, Atco  
28 Gas), parfois partagés à raison de 50 % / 50 % (Fortis BC, Enbridge) et parfois  
29 progressivement partagés (Union, Gazifère).

30 Malgré ces nombreux constats communs, plusieurs différences ont mené à des mécanismes  
31 spécifiques élaborés selon la réalité de chacune des utilités. L'un des principaux soucis soulevés

1 par les utilités est l'impossibilité de recouvrer ses coûts et de toucher un rendement raisonnable  
2 dans un contexte où les dépenses d'investissement subissent des pressions à la hausse. Cette  
3 hausse est en partie causée par la nature cyclique des investissements qui peuvent s'étaler sur  
4 des périodes beaucoup plus longues que celles des mécanismes. L'âge des infrastructures, les  
5 besoins de remises à niveau pour assurer le maintien et la fiabilité du réseau, ainsi que certains  
6 projets de renforcement ou de développement peuvent alors affecter les besoins  
7 d'investissement. C'est entre autres pourquoi de nombreux experts et intervenants ont appuyé  
8 les régulateurs dans la nécessité d'avoir un traitement spécifique pour certains types  
9 d'investissement :

10 • British Columbia Utility Commission<sup>7</sup>

11 *« The Commission Panel finds that it is appropriate to exclude some capital projects from*  
12 *the capital formula spending envelope. There are certain capital projects that are outside*  
13 *the normal course of business, that the utility is required to undertake and that the utility*  
14 *has little or no control over should not be included in the formula. In our view, these*  
15 *projects should be accorded exogenous treatment, in much the same way that certain*  
16 *O&M expenses are. »*

17  
18 • Alberta Utilities Commission<sup>8</sup>

19 *« Nevertheless, the Commission acknowledges that there are circumstances in which a*  
20 *PBR plan would need to provide for revenues in addition to the revenues generated by*  
21 *the I-X mechanism in order to provide for some necessary capital expenditures. The way*  
22 *in which this is accomplished is through a capital factor (K factor) in the PBR plan. The*  
23 *capital proposals of the companies were all quite different. Some companies asked for*  
24 *considerably more capital to be treated outside of the I-X mechanism than others.*

25 *The Commission shares the concerns raised by NERA and interveners that a capital*  
26 *factor must be carefully designed in order to maintain the efficiency incentives of PBR,*  
27 *and also to avoid double-counting. At issue are the types and levels of capital*  
28 *expenditures that can reasonably be expected to be recovered through the I-X*  
29 *mechanism. The Commission finds that a mechanism that permits the recovery of specific*  
30 *types of capital outside of the I-X mechanism should be included in a PBR plan. In the*  
31 *sections of this decision that follow, the Commission addresses these issues by adopting*  
32 *a capital factor that, to the greatest extent possible, seeks to maintain the incentive*  
33 *properties of PBR and avoids double-counting. »*

---

<sup>7</sup> Multi-Year Performance Based Ratemaking Plan for 2014 Through 2018 : Decision, Page 170, Para. 4.

<sup>8</sup> AUC; Decision 2012-237, Page 115, Para. 550.

- 1 • London Economics International, expert d'Union<sup>9</sup>

2 « Another issue is that future capital investment patterns may not reflect historical patterns  
3 and therefore, the I-X annual adjustment mechanism may not be sufficient to cover new,  
4 large scale capital projects. For the utilities industry this is a particular challenge - as  
5 capital investment can be lumpy - reflecting the need for large, one-off projects to meet  
6 the needs of both current and future customers. Such investment, due to the capital  
7 intensive nature of the utility industry, cannot be incremental and may be non-  
8 discretionary. Often the two may be related as nondiscretionary capital projects may also  
9 reflect future rather than historical investment needs. However, regulatory frameworks  
10 may not always require both or may take different approaches depending on the  
11 circumstances. »

12 En plus des cycles, certaines dépenses sortent du cours normal des opérations de l'entreprise.  
13 Les dépenses d'investissements qui sont hors normes sont par définition importantes ou difficiles  
14 à prévoir. Elles sont généralement hors du contrôle des utilités, soit parce qu'elles proviennent  
15 d'une nécessité affectant la sécurité du réseau, soit parce qu'elles proviennent de tierces parties.  
16 Le traitement hors mécanisme de ces dépenses a été anticipé de multiples façons selon les  
17 utilités.

18 En traitant à la marge du mécanisme les dépenses d'envergure, les régulateurs s'assurent  
19 également de mettre en place des moyens permettant une revue diligente des projets majeurs  
20 ainsi que de l'analyse des coûts par les différentes parties prenantes. Cela force également les  
21 utilités à prouver les fondements structurants de ces projets. À ce propos, la Régie précise à  
22 Gazifère dans sa décision D-2006-158 d'exclure les projets de plus de 450 000 \$ de l'enveloppe  
23 du mécanisme :

24 « Dans un contexte où le mécanisme incitatif proposé peut encourager le distributeur à  
25 réduire ses dépenses d'investissements pour engendrer des gains d'efficacité  
26 supplémentaires, et ce au détriment de sa clientèle, un tel facteur permet de neutraliser  
27 la perte d'incitatif à investir de manière prudente et raisonnable. »<sup>10</sup>

28 Une autre des raisons avancées par certains des experts sur la nécessité de retirer des  
29 investissements du mécanisme est d'assurer la prise en compte des particularités de chacune  
30 des entreprises. Il existe en effet un biais lorsque le facteur X utilisé est basé sur une moyenne  
31 d'utilités qui peuvent ne pas être représentatives du contexte de l'entreprise sous le mécanisme  
32 incitatif. Le balisage sur la productivité peut tenir compte d'utilités qui ne sont pas dans le même

---

<sup>9</sup> EB-2013-0202, Page 96, Para. 2.

<sup>10</sup> D-2006-158, Page 28, Paragr. 4.

1 domaine (électricité vs gaz naturel), ne pas provenir des mêmes juridictions (États-Unis vs  
2 Canada, ou différentes provinces), ou encore se trouver dans un cycle d'investissement  
3 complètement différent. En retirant certaines dépenses, cela peut permettre de mieux  
4 personnaliser les mécanismes. Le facteur de productivité doit alors tenir compte des exclusions.

5 Finalement, voici certains traits caractéristiques propres à chacune des utilités :

- 6 • Enbridge a retiré toutes les dépenses d'investissements du mécanisme. Considérant l'âge  
7 des infrastructures, les besoins d'investissements croissants n'auraient pas été satisfaits sous  
8 un mécanisme I-X typique. En fait, il aurait fallu un facteur de productivité négatif afin de  
9 pouvoir combler les besoins futurs. Les dépenses d'opération ont donc été soumises à un  
10 facteur d'inflation qui inclut des gains de productivité alors que les dépenses d'investissement  
11 ont été prévues sur la durée du mécanisme. L'entreprise doit s'assurer de présenter au  
12 Ontario Energy Board (OEB) tout écart et les justifier.
- 13 • Gazifère et Fortis BC ont retiré du mécanisme tous les projets majeurs d'un certain montant.  
14 Lors de son premier mécanisme, Gazifère se voyait retirer automatiquement du revenu requis  
15 tous les investissements de plus de 450 000 \$. La Régie approuvait *de facto* que ces  
16 investissements soient considérés comme des exclusions. Lors du deuxième mécanisme, la  
17 Régie a jugé pertinent de traiter au cas par cas chacun des projets de plus de 450 000 \$. Le  
18 retrait de ceux-ci n'était plus automatique, la Régie devait en donner son aval. Fortis BC,  
19 comme Gazifère, peut retirer du revenu requis tous les projets de plus de 5 M\$ qui nécessitent  
20 une approbation de la BC Utilities Commission pour un Certificate of Public Convenience and  
21 Necessity (CPCN). Ces dépenses sont davantage ponctuelles. Par exemple, Fortis BC a  
22 dépensé environ 5 M\$ en CPCN sur 202 M\$ d'investissements en 2015, 10 M\$ en CPCN sur  
23 208 M\$ d'investissements en 2016, mais 164 M\$ en CPCN sur 327 millions de \$  
24 d'investissements en 2017.
- 25 • Les régulateurs de AltaGas, Atco Gas et Union Gas ont mis en place une série de critères  
26 pour déterminer des « capital trackers ». Ces capital trackers permettent de retirer de la  
27 formule du mécanisme incitatif la partie des investissements qui se retrouverait dans le revenu  
28 requis via l'amortissement, les impôts et le rendement. Dans ces cas, une proportion plus  
29 importante de capital trackers a été identifiée. Par exemple, AltaGas s'est vu mettre en capital  
30 trackers environ 44 % de ses investissements en 2013. Parmi les critères, on retrouve

1       notamment ceux de la matérialité, de la nature hors du contrôle de l'entreprise et de la  
2       prudence des coûts engagés.

3       En conclusion, à la lumière du balisage, les lignes directrices de la Régie dans sa décision  
4       D-2012-076 sont généralement alignées avec ce qui se fait ailleurs au Canada en termes de  
5       réglementation incitative.

6       Énergir considère donc qu'il existe plusieurs expériences qui démontrent qu'il est possible de  
7       développer un mécanisme incitatif qui intègre des mesures d'efficacité aux bénéficiaires à la fois  
8       des clients et du distributeur, le tout, sans compromettre la sécurité du réseau, et en prenant en  
9       compte la réalité propre du distributeur.

### 3 CONTEXTE PROPRE À ÉNERGIR

1 Comme expliqué précédemment, le contexte d'affaires des utilités teinte l'architecture des  
2 mécanismes incitatifs étudiés. Énergir possède également son contexte propre et les efforts déjà  
3 mis en place doivent faire partie de la réflexion sur le prochain mécanisme incitatif. Le rôle de  
4 distributeur unique sur le territoire qu'elle dessert, les particularités du marché dans lequel elle  
5 évolue de même que le cycle d'investissement d'Énergir sont des éléments qui la distinguent  
6 d'autres utilités nord-américaines. Autrement, Énergir est déjà soucieuse de minimiser ses coûts  
7 afin de satisfaire des tarifs concurrentiels pour en faire un incontournable du développement  
8 économique du Québec, d'autant plus dans un contexte de transition énergétique.

#### 3.1 RÔLE DE DISTRIBUTEUR D'ÉNERGIR ET CONTEXTE DANS LEQUEL IL S'EXERCE

9 Parmi les rôles qu'Énergir se voit confier, l'un des plus importants est l'obligation de desservir les  
10 clients qui en font la demande (article 77 de la Loi sur la Régie de l'énergie). Énergir est donc  
11 dans l'obligation d'engager des coûts pour les clients qui en font la demande. Bien évidemment,  
12 ce rôle est encadré par la Régie de manière à optimiser la valeur du développement pour  
13 l'ensemble de la clientèle.

14 L'utilisation du gaz naturel distribué au Québec contribue principalement au chauffage dans les  
15 segments de marché résidentiel, commercial et institutionnel, ou encore pour différents procédés  
16 industriels. Les livraisons qu'Énergir réalise dépendent donc fortement des conditions climatiques  
17 et économiques du Québec. Dans ce contexte, il est important pour Énergir de générer des tarifs  
18 stables pour ses clients et d'assurer la pérennité des revenus de l'entreprise.

19 Enfin, généralement une part importante des factures qu'Énergir génère est en partie hors de son  
20 contrôle. En effet, le prix de la molécule de gaz naturel, ainsi que les coûts de transport ne lui  
21 sont pas propres. Des efforts continus sont donc réalisés afin d'assurer une stabilité  
22 d'approvisionnement à des coûts avantageux pour la clientèle. Néanmoins, Énergir demeure  
23 soumise aux fluctuations qui affectent sa position concurrentielle sans pouvoir exercer un plein  
24 contrôle.

1 En résumé, le monopole de distribution d'Énergir vient donc avec l'obligation de desservir des  
2 clients majoritairement en chauffe et dont une part importante de sa position concurrentielle est  
3 en partie hors de son contrôle.

### **3.2 POSITIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC**

4 Au-delà de ses fonctions de distributeur de gaz naturel, Énergir opère dans un marché restreint  
5 par le contexte particulier du Québec. En premier lieu, de par l'étalement de la population sur le  
6 territoire qu'il dessert, le réseau d'Énergir est vaste et peu densifié par rapport aux autres utilités  
7 canadiennes. Comme le réseau a été développé dans la plupart des grandes villes de la province,  
8 le potentiel futur se trouve dans des régions de plus en plus éloignées et de moins en moins  
9 denses.

10 Autrement, l'utilisation du gaz naturel au Québec est moins répandue qu'ailleurs dans le reste du  
11 Canada. L'une des principales explications est la présence importante et peu dispendieuse de  
12 l'électricité. En effet, le gaz naturel compose la majorité de l'énergie utilisée pour le chauffage de  
13 l'eau et de l'air dans le reste du Canada, alors qu'il est plus restreint au Québec (résidentiel : 8%  
14 Québec vs 70 % reste du Canada; commercial : 70 % Québec vs 87 % reste du Canada<sup>11</sup>). Alors  
15 que le gaz naturel a été historiquement un incontournable dans le reste du Canada, Énergir doit  
16 faire des efforts afin de conserver ses revenus et se positionner face aux énergies alternatives,  
17 notamment en convertissant des énergies plus polluantes.

18 Dans un contexte de transition énergétique, Énergir doit renouveler et diversifier ses offres afin  
19 de soutenir ses clients dans leurs choix énergétiques, en considérant leurs impacts  
20 économiques, sociaux et environnementaux. L'entreprise participe ainsi activement aux efforts  
21 d'efficacité énergétique conjointement avec la clientèle. D'autres initiatives, telles que le gaz  
22 naturel renouvelable ou des solutions au gaz naturel comprimé et liquéfié, font également partie  
23 des efforts de diversification qu'Énergir met en place afin d'élargir les options disponibles.

24 En résumé, la clientèle actuelle et potentielle fait d'Énergir un des réseaux de distribution les  
25 moins denses au Canada. De plus, elle doit faire des efforts pour se démarquer des autres  
26 énergies alors que le gaz naturel est moins un incontournable au Québec. Dans ce contexte,

---

<sup>11</sup> Office de l'efficacité énergétique : Base de données complète sur la consommation d'énergie

1 Énergir doit faire preuve d'innovation et avoir la marge de manœuvre requise afin de se  
2 démarquer, permettre d'offrir des solutions toujours pertinentes pour les résidences et les  
3 entreprises du Québec en plus de minimiser les couts énergétiques à long terme de ses clients.

### **3.3 CYCLE D'INVESTISSEMENT D'ÉNERGIR**

4 Les éléments précédents font en sorte que le cycle d'investissement propre à Énergir demeurera  
5 un enjeu pour les prochaines années. En effet, les besoins anticipés devront être priorisés afin  
6 de satisfaire la pérennité de l'entreprise.

7 En premier lieu, la signature de nouveaux clients devrait ralentir ou au mieux se maintenir au  
8 cours des prochaines années. En effet, la croissance économique anticipée pour les prochaines  
9 années devrait être inférieure à celle observée au cours des années 2000. De plus, les potentiels  
10 de conversion s'amenuisent par attrition naturelle et les nouveaux développements sont de plus  
11 en plus éloignés. Dans ce contexte, Énergir se devra d'innover pour générer de la croissance.

12 Deuxièmement, suite à la mise en place de la Stratégie de gestion des actifs répondant à la  
13 demande de la Régie dans sa décision D-2009-010, Énergir s'est dotée d'une grille multicritères  
14 permettant de prioriser ses besoins depuis le dossier tarifaire 2010<sup>12</sup>. Énergir dispose donc d'un  
15 outil rigoureux lui permettant d'évaluer les risques et d'analyser ses besoins en investissements  
16 pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. D'ailleurs, dans sa décision D-2012-158, la Régie  
17 affirmait que :

18           *« [...] le distributeur est le premier responsable de la sécurité de son réseau et, qu'en ce*  
19           *sens, il doit prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer l'approvisionnement*  
20           *des clients de son réseau ».*<sup>13</sup>

21 Tel que démontré dans le plan pluriannuel des investissements de la cause tarifaire 2018<sup>14</sup>,  
22 Énergir envisage une croissance des investissements en gestion des actifs pour assurer la  
23 sécurité et la fiabilité de son réseau.

24 Enfin, de façon plus ponctuelle, certains projets majeurs haussent les besoins en investissements  
25 d'Énergir. En effet, comme au cours des dernières années, Énergir entrevoit des besoins

---

<sup>12</sup> R-3720-2010, Gaz Métro 11, Document 1.

<sup>13</sup> D-2012-158, Page 218, Paragr. 109.

<sup>14</sup> R-3987-2016, Gaz Métro 9, Document 1.

1 nécessaires au cours des prochaines années pour assurer la fiabilité et la sécurité de son réseau,  
2 en plus de certains projets structurants et innovants au niveau des technologies de l'information.

### 3.4 VENTILATION DES COÛTS DU REVENU REQUIS

3 À la lumière du contexte propre à Énergir, ces besoins devront être considérés dans la réflexion  
4 entourant la définition du futur mécanisme incitatif en distribution. De plus, le mécanisme incitatif  
5 se veut un processus d'allègement réglementaire, mais il est aussi nécessaire pour assurer une  
6 gestion opérationnelle saine et avoir une certaine flexibilité dans la priorisation de ses  
7 investissements. Environ 50 % du revenu requis dépend des investissements qui se répercutent  
8 dans l'amortissement, l'impôt et le rendement<sup>15</sup>. Toutes considérations entourant la gestion des  
9 investissements ou pouvant les affecter devront influencer la réflexion concernant le mécanisme  
10 incitatif en ajustant le facteur de productivité X et /ou les exclusions et exogènes.

11 **Tableau 1 Décomposition des éléments du revenu requis en distribution d'Énergir**

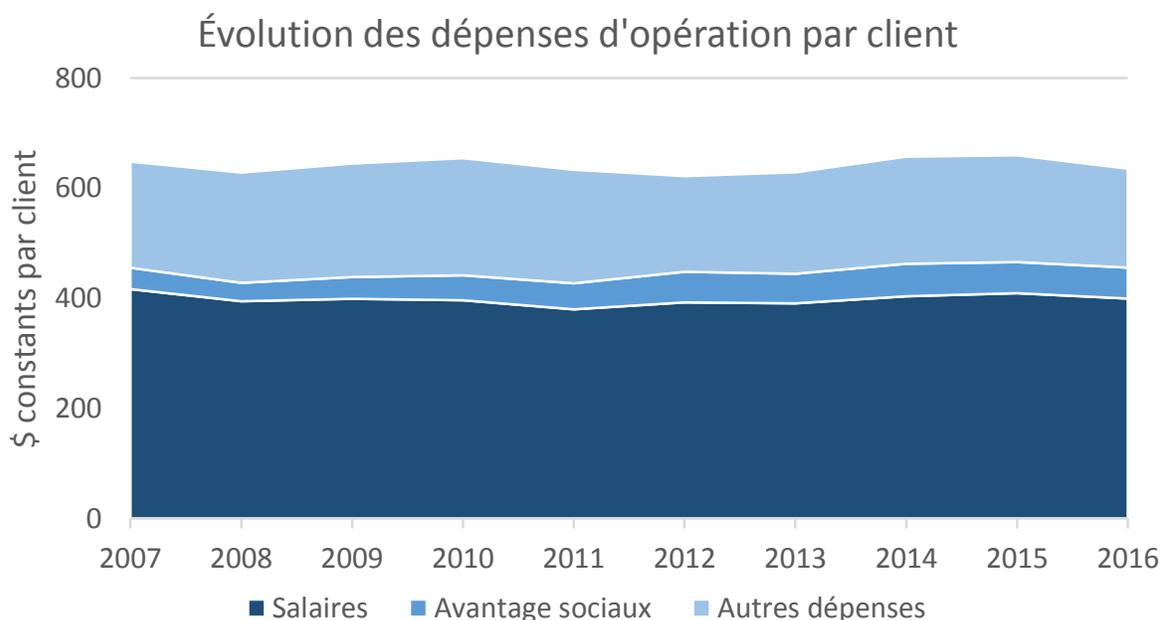
Catégories du revenu requis	Montant (en '000 de \$)	Pourcentage (%) du revenu requis
Frais de distribution	11 055	2 %
CASEP	1 000	0 %
Autres revenus	-3 486	-1 %
Dépenses d'exploitation	199 227	36 %
PGEÉ	3 652	1 %
Amortissements des CFR	38 693	7 %
Impôts fonciers et autres	31 601	6 %
Amortissements des immobilisations	120 613	22 %
Impôts sur le revenu	32 876	6 %
Rendement sur la base de tarification	121 899	22 %
<b>Total</b>	<b>557 130</b>	<b>100 %</b>

12  
13 Pour assurer la pérennité de son marché, Énergir fait des efforts considérables afin de préserver  
14 des tarifs le plus concurrentiel possible afin d'être une solution énergétique incontournable pour  
15 le développement économique du Québec, notamment dans un contexte de transition  
16 énergétique. La pérennité de l'entreprise découle de choix d'efficience dans ses opérations et

<sup>15</sup> R-3987-2016, Gaz Métro 12, document 1.

1 ses décisions d'investissements. Comme l'illustre le graphique suivant, le coût d'exploitation par  
2 client en dollars constants est ainsi demeuré relativement stable entre 2007 et 2016.

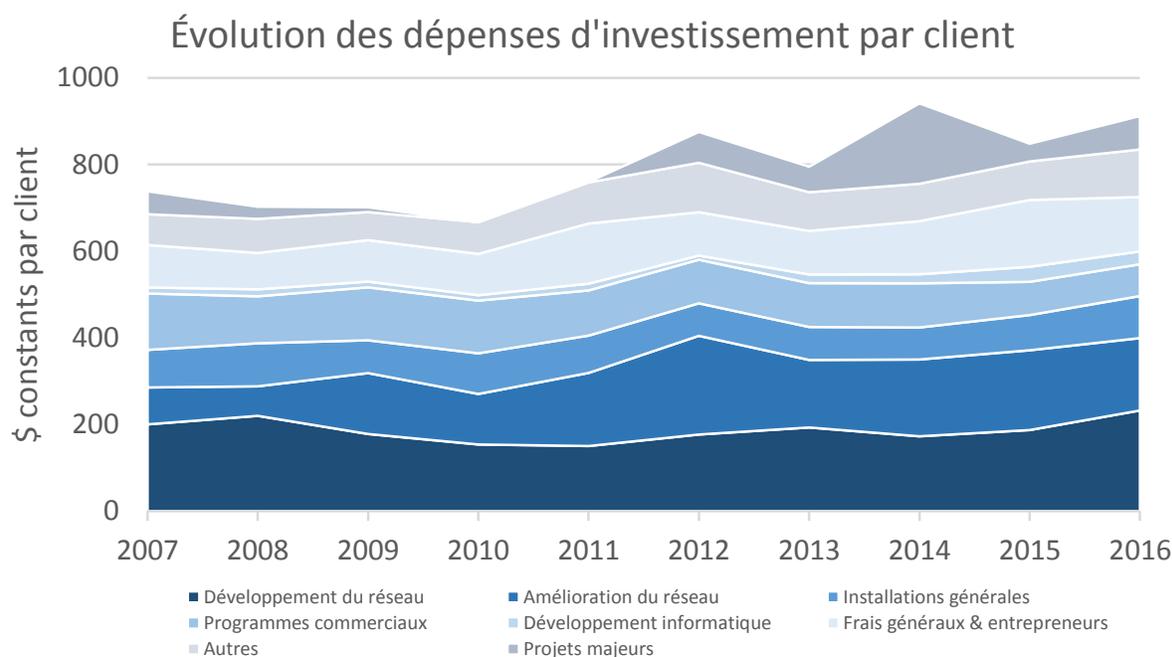
3 **Figure 2 Évolution des coûts d'exploitation par client**



Notes : La capitalisation a été répartie au prorata des dépenses

Les fonds de pension ont été exclus afin d'isoler l'effet des fluctuations des marchés financiers

4 Quant aux dépenses d'investissement par client, comme démontré à la figure suivante, elles ont  
5 connu une croissance d'environ 2,3 % par année en dollars constants entre 2007 et 2016 et ont  
6 augmenté, entre autres, avec la politique de gestion des actifs expliquée précédemment ainsi  
7 que les projets majeurs.

1 **Figure 3 Évolution des investissements par client**

- 2 En résumé, le mécanisme incitatif devra être calibré de manière à inciter Énergir à poursuivre sa  
 3 gestion rigoureuse de ses coûts d'exploitation, tout en offrant une certaine flexibilité en regard à  
 4 ses besoins d'investissement, de manière à assurer la sécurité du réseau.

#### 4 CARACTÉRISTIQUES ENVISAGÉES DU MÉCANISME INCITATIF

1 Le mécanisme incitatif envisagé par Énergir serait semblable à celui qui avait été élaboré et  
2 déposé à la Régie dans le cadre de la phase 3 du dossier R-3693-2009. À ce propos, certains  
3 passages du présent chapitre reprennent des éléments des pièces déposées dans le cadre de  
4 ce précédent dossier lorsque toujours pertinents dans le contexte actuel. Néanmoins, de manière  
5 à prendre en considération la décision D-2013-063 et le contexte actuel dans lequel opère  
6 Énergir, certaines caractéristiques envisagées du mécanisme incitatif ont été revues. Une  
7 différence fondamentale concerne la segmentation de la clientèle, laquelle serait basée sur la  
8 nouvelle méthodologie d'allocation des coûts comme décrit dans le document de réflexion sur la  
9 structure tarifaire<sup>16</sup> déposé dans le cadre de la phase 4a du dossier R-3867-2013. La section 4.2  
10 explique exhaustivement les justificatifs qui appuient cette proposition.

11 D'autres caractéristiques envisagées ont dû également être repensées en fonction notamment  
12 du balisage effectué, ainsi que de l'évolution récente et des anticipations futures de la croissance  
13 du coût de service, des investissements et de la clientèle. C'est dans ce contexte qu'Énergir  
14 envisage notamment une méthodologie différente de détermination des paramètres d'inflation et  
15 de productivité.

16 Enfin, certains commentaires de la Régie et des intervenants lors des derniers dossiers tarifaires  
17 ont incité Énergir à revoir les indices de qualité de service, les cibles à atteindre en fonction des  
18 résultats historiques, ainsi que les modalités de calcul des pourcentages de réalisation  
19 individuels.

##### 4.1 MÉTHODE DE DÉTERMINATION DU REVENU REQUIS

###### 4.1.1 Mécanisme incitatif de type plafonnement des revenus par client

20 Le mécanisme incitatif envisagé repose sur une méthodologie de détermination du revenu requis  
21 par un plafonnement des revenus par client. Ce type de mécanisme, qui repose sur la création  
22 de gains de productivité dans les activités de distribution d'Énergir, comporte un incitatif à offrir le  
23 service de distribution au maximum de clients, à un coût de service le plus bas possible. Il favorise

---

<sup>16</sup> R-3867, Énergir-10, document 1.

1 le maintien de la clientèle, un développement rentable du réseau et une gestion efficace des  
2 coûts d'exploitation et des dépenses d'investissements. En effet, l'ensemble de ces éléments  
3 permet de minimiser la croissance du revenu requis moyen par client.

4 De plus, ce type de mécanisme incitatif envisagé faciliterait le traitement du processus de  
5 détermination du revenu requis servant à l'établissement des tarifs. Le nombre prévu de clients  
6 en début d'année serait multiplié par un revenu plafond par client prédéterminé, auquel  
7 s'ajouteraient les exogènes et exclusions préalablement identifiés, afin d'établir le revenu requis  
8 nécessaire à l'établissement des tarifs de distribution.

9 Ensuite, selon le mécanisme incitatif envisagé, les gains de productivité seraient constatés sur la  
10 base des données réelles et donc dissociés des données prévisionnelles. En effet, les revenus  
11 reconnus au distributeur en fin d'année<sup>17</sup>, déterminés à partir du nombre réel de clients multiplié  
12 par le revenu plafond par client, seraient comparés aux coûts réellement encourus en fin  
13 d'année<sup>18</sup>, épurés des coûts associés aux exogènes et exclusions, pour déterminer les  
14 gains/pertes de productivité, dans le cadre du rapport annuel. Le calcul du nivellement des  
15 revenus créé par l'écart entre les revenus reconnus au distributeur et les revenus réellement  
16 générés par les tarifs épurés des coûts associés aux exogènes et exclusions<sup>19</sup>, serait au bénéfice  
17 des clients ou assumé par ceux-ci.

18 Enfin, le mécanisme incitatif envisagé distingue quatre segments de clientèle sur la base de la  
19 nouvelle méthodologie d'allocation des coûts. Ainsi, pour chacun des segments, un revenu  
20 plafond distinct serait déterminé pour établir le revenu requis en début d'année et les revenus  
21 reconnus au distributeur en fin d'année. Cette segmentation permettrait de tenir compte plus  
22 spécifiquement de l'hétérogénéité de la clientèle d'Énergir et de la faible densité de son réseau.  
23 Cette méthodologie, reposant notamment sur la segmentation de la clientèle proposée en phase  
24 4a du dossier R-3867-2013, permettrait également la mise en place d'un mécanisme incitatif sans  
25 attendre l'issue du dossier R-3867-2013 sur la structure tarifaire.

---

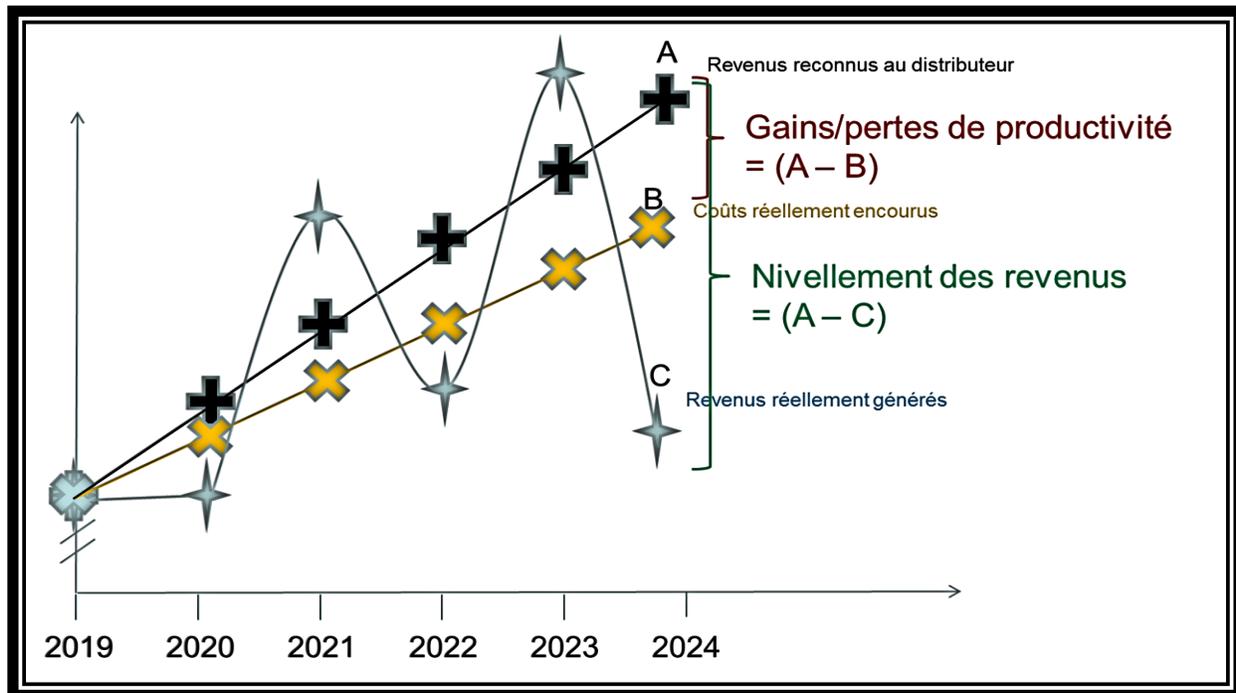
<sup>17</sup> D-2012-076, p. 39

<sup>18</sup> D-2012-076, p. 39

<sup>19</sup> D-2012-076, p. 39

1 En définitive, le mécanisme incitatif envisagé assurerait une cohérence avec les objectifs fixés  
2 par la Régie, tout en respectant les lignes directrices émises par cette dernière dans sa décision  
3 D-2012-076. La figure suivante illustre le fonctionnement du mécanisme incitatif envisagé.

4 **Figure 4 : Illustration du mécanisme incitatif envisagé**



#### 4.1.2 Détermination du revenu plafond par client pour l'application du mécanisme incitatif envisagé

6 Le revenu requis de distribution autorisé par la Régie pour l'année tarifaire 2019 constituerait le  
7 revenu requis de base pour l'application du mécanisme incitatif envisagé en 2020. Énergir  
8 rappelle que le dossier tarifaire 2019 sera traité sur la base d'un coût de service complet. Ainsi,  
9 en fonction des directives émises dans sa décision D-2012-076<sup>20</sup>, Énergir juge approprié que le  
10 revenu requis de l'année de base du mécanisme incitatif soit celui déterminé dans le cadre d'un  
11 coût de service complet :

<sup>20</sup> D-2012-076, paragr. 231.

1 « La Régie considère qu'un examen complet et détaillé du revenu requis 2013 devra  
 2 être effectué lors du dossier tarifaire. Ces données prévisionnelles pourront alors  
 3 servir de base pour l'établissement du prochain mécanisme qui devrait entrer en  
 4 vigueur dès l'année tarifaire 2014. En conséquence, la Régie décide que le dossier  
 5 tarifaire 2013 sera traité sur la base d'un coût de service. »

6 La détermination du revenu plafond par client et par segment de la clientèle, nécessaire à la  
 7 mesure des gains/pertes de productivité et au calcul du nivellement des revenus, reposerait sur  
 8 le revenu requis de distribution autorisé dans la Cause tarifaire 2019, soustrait des exclusions et  
 9 exogènes (Y, Y', Z) préalablement déterminés. Énergir envisage donc d'établir le revenu plafond  
 10 par client de départ en épurant, du revenu requis de 2019, les montants associés aux exogènes  
 11 et exclusions. Ainsi, l'indexation annuelle du revenu plafond par client et l'établissement du  
 12 revenu requis à partir du nombre prévisionnel de clients en début d'année ne seraient pas affectés  
 13 par les montants associés aux exogènes et exclusions dans le revenu requis autorisé de 2019.

14 Pour obtenir un revenu plafond (RP) par segment, le revenu requis de distribution (RR) autorisé  
 15 par la Régie pour l'année 2019, épuré des coûts associés aux exogènes et exclusions, serait  
 16 partagé selon la nouvelle méthodologie d'allocation des coûts. Conséquemment, le RR serait  
 17 divisé en fonction des coûts de chacun des quatre segments, ce qui donnerait un revenu requis  
 18 par segment, soit  $RR_{S1}$ ,  $RR_{S2}$ ,  $RR_{S3}$  et  $RR_{S4}$ .

19 Les revenus plafonds seraient donc établis selon les étapes suivantes :

- 20 1- Soustraire du RR 2019 les exclusions et exogènes préalablement déterminés (Y, Y', Z)

21 
$$RR_{2019 \text{ épuré}} = RR_{2019} - Y - Y' - Z$$

- 22 2- Diviser le RR 2019 épuré pour chacun des quatre segments selon la méthode d'allocation  
 23 des coûts

24 
$$RR_{2019 \text{ épuré}} = RR_{2019S1} + RR_{2019S2} + RR_{2019S3} + RR_{2019S4}$$

- 25 3- Déterminer le revenu plafond 2019 pour chacun des quatre segments en divisant le RR  
 26 2019 de chacun des segments par le nombre projeté de clients de l'année 2019

27 
$$RP_{2019 S1} = RR_{2019S1} / C_{2019S1}$$

28 
$$RP_{2019 S2} = RR_{2019S2} / C_{2019S2}$$

29 
$$RP_{2019 S3} = RR_{2019S3} / C_{2019S3}$$

30 
$$RP_{2019 S4} = RR_{2019S4} / C_{2019S4}$$

31

1	Où :	
2	$RR_{2019}$	= le revenu requis de distribution autorisé par la Régie pour l'année 2019
3	$RR_{2019}$ épuré	= le revenu requis de l'année 2019 épuré des exclusions et exogènes
4	$RR_{2019S_n}$	= le revenu requis de l'année 2019 associé au segment n
5	$RP_{2019S_n}$	= le revenu plafond de l'année 2019 associé au segment n
6	Y	= Exclusions
7	Y'	= Exclusions pour cause exceptionnelle
8	Z	= Facteurs exogènes
9	$C_{2019S_n}$	= Nombre projeté de clients du segment n de l'année 2019

10 Il est à noter qu'un ajustement du revenu plafond serait nécessaire pour tenir compte des CFR  
 11 éliminés (voir section 4.6.1). Ne pas neutraliser cet effet aurait pour impact de faire supporter à  
 12 Énergir la nouvelle dépense (ne faisant plus l'objet d'un CFR) qui se réaliserait au cours du  
 13 mécanisme incitatif. Comme ces CFR ont servi à capter les écarts de frais réels, non ou  
 14 partiellement prévus lors de l'établissement des tarifs des périodes précédentes à la mise en  
 15 place du mécanisme incitatif, il faut neutraliser cet effet. Ainsi, le revenu plafond qui serait établi  
 16 doit intégrer une charge qui servira à couvrir les dépenses qui, contrairement à avant,  
 17 affecteraient directement le coût de service au lieu d'un CFR. En ce qui attrait aux coûts des  
 18 dépenses passées, soit l'amortissement des CFR abolis, ceux-ci seraient traités par l'ajout d'un  
 19 exogène.

#### 4.1.3 Détermination du revenu requis de distribution pour l'établissement des tarifs à partir de 2020

20 À partir de 2020, soit la première année potentielle du mécanisme incitatif envisagé, le revenu  
 21 requis autorisé en début d'année pour l'établissement des tarifs reposerait sur les revenus  
 22 plafonds par client préalablement établis par segment et sur la prévision du nombre de clients par  
 23 ces mêmes segments, plus les ajustements pour tenir compte des exogènes et des exclusions.  
 24 Ainsi, en guise d'illustration, pour la première année du mécanisme, le revenu requis serait établi  
 25 selon la formule suivante :

26	$RR_{2020}$	= $RR_{2020S1} + RR_{2020S2} + RR_{2020S3} + RR_{2020S4} + Y + Y' + Z$
27	où :	

---

1	$RR_{2020Sn}$	= $RP_{2019Sn} * (1 + I - X) * CP_{2020Sn}$
2	$CP_{2020Sn}$	= Nombre projeté de clients pour 2020 de du segment n
3	I	= Taux d'inflation applicable pour déterminer le revenu plafond 2020
4	X	= Facteur de productivité

5 Le revenu requis de distribution de l'année témoin pour chaque segment de clients serait donc  
6 égal au revenu plafond par client, ajusté pour tenir compte du taux d'inflation et du facteur de  
7 productivité, puis multiplié par le nombre moyen projeté de clients de l'année témoin. Le revenu  
8 requis devrait être par la suite ajusté pour tenir compte des exogènes et des exclusions.

#### 4.1.4 Détermination du facteur d'inflation (I)

9 Tout d'abord, Énergir est d'avis que le facteur d'inflation (I) doit refléter le plus fidèlement possible  
10 l'évolution des prix des intrants et des salaires du marché dans lequel Énergir exerce l'essentiel  
11 de ses activités, c'est-à-dire le Québec. De plus, Énergir est également soucieuse du fait que le  
12 facteur I devrait être exempt de toute considération liée à la productivité puisqu'il s'agit de la  
13 fonction du facteur X, sans quoi il pourrait y avoir un double comptage quant à l'efficacité  
14 attendue du distributeur<sup>21</sup>. Un des enjeux importants de l'utilisation d'un facteur d'inflation comme  
15 l'indice des prix à la consommation (IPC), réside dans le fait que ce type d'indice mesure  
16 généralement l'évolution des prix des extrants produits, plutôt que celui des intrants de  
17 production. Conséquemment, ce type d'indice inclut intrinsèquement des gains de productivité.  
18 C'est pourquoi les mécanismes de type I-X utilisent de plus en plus des indices composites  
19 pondérés de l'évolution des salaires et d'un panier de biens comme l'IPC. C'est notamment le  
20 cas en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique (voir annexe 1). Dans un tel contexte,  
21 Énergir est *a priori* confortable avec la méthodologie autorisée par la Régie dans sa décision sur  
22 les caractéristiques d'un mécanisme incitatif en distribution pour Hydro-Québec<sup>22</sup>.

23 Dans cette décision, la Régie établit essentiellement quatre lignes directrices en lien avec le  
24 facteur I :

---

<sup>21</sup> C-HQT-HQD-0046, p. 89.

<sup>22</sup> D-2017-043, paragr. 127, 129, 136 et 137.

- 1 1- Pour la croissance des salaires, la Régie suggère que le meilleur indice de croissance  
2 des salaires au Québec est celui calculé à partir des données provenant de l'Enquête sur  
3 l'emploi, la rémunération et les heures de travail (EERH)<sup>23</sup>;
- 4 2- En ce qui a trait à l'indexation des autres charges, la Régie considère qu'il est justifié,  
5 étant donné que le Distributeur réalise l'essentiel de ses activités au Québec, d'utiliser  
6 l'IPC-Québec au lieu de l'IPC-Canada<sup>24</sup>;
- 7 3- La Régie retient également l'utilisation d'un taux historique aux fins du calcul du facteur I  
8 pour la masse salariale et les autres charges<sup>25</sup>;
- 9 4- En ce qui a trait à la pondération, la Régie retient la proposition d'Hydro-Québec à l'effet  
10 que le facteur de pondération entre l'inflation et le taux de croissance des salaires soit  
11 déterminé en fonction de la quote-part de la masse salariale sur les charges totales  
12 couvertes par la formule paramétrique<sup>26</sup>.

13 Énergir envisage ainsi un facteur I constitué d'une combinaison de l'IPC historique du Québec et  
14 du taux de croissance moyen historique des salaires de la province. La pondération entre les  
15 deux composantes serait déterminée selon la part respective des charges salariales et des autres  
16 charges dans l'enveloppe du mécanisme incitatif.

#### 4.1.5 Détermination du facteur de productivité (X)

17 Selon Énergir, le facteur de productivité X est une composante fondamentale d'un mécanisme  
18 incitatif de type plafonnement des revenus, qui doit être calibré avec beaucoup de rigueur et en  
19 prenant en considération la réalité propre du distributeur, le tout de manière à inciter ce dernier à  
20 réduire son coût moyen par client et en lui permettant de toucher un rendement raisonnable  
21 proportionnel aux efforts d'efficacité déployés.

22 De plus, Énergir est également en accord avec la Régie lorsqu'elle considère que :

---

<sup>23</sup> D-2017-043, paragr. 126.

<sup>24</sup> D-2017-043, paragr. 128.

<sup>25</sup> D-2017-043, paragr. 136.

<sup>26</sup> D-2017-043, paragr. 137.

1 « [...] la valeur du Facteur X ne peut être déterminée indépendamment de la valeur du  
2 facteur I. En effet, les deux facteurs composent un tout indissociable dont la valeur totale  
3 sert ultimement à déterminer la croissance des revenus requis. »<sup>27</sup>

4 De surcroît, comme démontré dans la section portant sur le balisage, la majorité des utilités  
5 disposent d'un facteur X qui s'inspire soit de la performance de l'industrie, soit de la performance  
6 passée et anticipée de l'entreprise. Le facteur est ensuite ajusté selon les éléments de coûts  
7 inclus au mécanisme, la réalité propre des besoins d'investissement de l'entreprise, les  
8 exclusions et l'historique des mécanismes précédents. L'un des principaux soucis soulevés par  
9 la majorité des utilités est l'impossibilité de recouvrer ses coûts et de toucher un rendement  
10 raisonnable dans un contexte où les dépenses d'investissement subissent des pressions à la  
11 hausse. Cette hausse est en partie causée par la nature cyclique des investissements. L'âge des  
12 infrastructures, les besoins de remises à niveau pour assurer le maintien, la fiabilité et la sécurité  
13 du réseau, ainsi que certains projets de renforcement ou de développement peuvent alors affecter  
14 les besoins d'investissement.

15 Dans un contexte semblable, il appert que les études de productivité multifactorielle comportent  
16 plusieurs difficultés méthodologiques pour l'estimation du facteur X, et ce, en plus du délai et de  
17 la lourdeur de la démarche, des coûts inhérents et des résultats souvent controversés. Dans son  
18 rapport d'expert déposé dans le cadre du dossier R-3897-2014 d'Hydro-Québec, Concentric  
19 Energy Advisors (CEA) présente d'ailleurs une liste des principaux enjeux propres à la réalisation  
20 d'une étude de productivité multifactorielle<sup>28</sup> :

- 21 • sélection d'un groupe d'entreprises à des fins de comparaison;
- 22 • détermination de la période de temps à étudier;
- 23 • compilation d'un volume important de données provenant de différentes sources;
- 24 • établissement de bases de comparaison pour des données d'intrants et d'extrants  
25 possiblement calculées de manières différentes;
- 26 • contrôle des facteurs externes influençant les données;
- 27 • nécessité de faire certaines hypothèses et d'établir certaines prémisses;
- 28 • élaboration d'un modèle mathématique pour calculer la productivité.

---

<sup>27</sup> D-2017-043, paragr. 156.

<sup>28</sup> HQT-HQD-0057, p. 24 et 25.

1 Énergir envisage ainsi de proposer une méthodologie de détermination du facteur X similaire à  
2 celle autorisée par la Régie dans sa décision sur les caractéristiques d'un mécanisme incitatif en  
3 distribution pour Hydro-Québec<sup>29</sup>. Énergir fournirait alors dans le cadre de sa preuve formelle des  
4 analyses sur sa productivité historique et attendue en prenant en considération les éléments de  
5 coûts inclus à l'enveloppe du mécanisme. Énergir mettrait également à la disposition des  
6 intervenants et de la Régie des rapports et analyses provenant de d'autres juridictions.

7 Comme utilisé chez d'autres utilités gazières (voir tableau 1, section 2), Énergir envisage  
8 également de demander à mettre en relation le facteur I et le facteur X, de manière à ce que ce  
9 dernier constitue un pourcentage du facteur d'inflation.

10 Pour ce qui est du « stretch factor », considérant qu'au cours des 18 dernières années, Énergir  
11 a été pendant 16 ans sous une forme de réglementation incitative (mécanisme de prix plafond ou  
12 allègement réglementaire), elle considère qu'un « stretch factor » n'est pas indiqué. Ceci est  
13 conforme notamment aux propos de monsieur Willie Grieve, président de l'Alberta Utilities  
14 Commission (« AUC »), qui stipulait en 2014 lors du cours Camput sur la réglementation  
15 énergétique que le « Stretch factor is usually eliminated after the first PBR term »<sup>30</sup>.

16 Enfin, Énergir a pris connaissance de la suggestion faite par la Régie dans le cadre du dossier  
17 R-3897-2014 d'Hydro-Québec, laquelle préconise la réalisation d'une étude de productivité  
18 multifactorielle dans la première année du mécanisme incitatif. Bien qu'à priori Énergir soit d'avis  
19 que le facteur X qui sera déterminé dans le cadre de l'étude de sa preuve formelle pourrait être  
20 utilisé pour toute la durée du mécanisme, Énergir est ouverte à participer à une étude de  
21 productivité multifactorielle générique avec Hydro-Québec, de manière à réduire les délais et les  
22 coûts d'une telle étude, laquelle pourrait mener à revoir, si nécessaire, le facteur X utilisé dans  
23 les dernières années du mécanisme incitatif.

#### 4.1.6 Croissance du revenu requis reconnu en fonction du nombre de clients

24 Bien qu'il n'existe pas de variable parfaite, la croissance du nombre de clients est le meilleur  
25 inducteur de la hausse des coûts moyens pour le distributeur. Les mécanismes basés sur le

---

<sup>29</sup> D-2017-043, paragr. 164 et 165.

<sup>30</sup> Willie Grieve, 2014, CAMPUT Energy Regulation Course.

1 plafonnement des tarifs (« price cap ») impliquent une augmentation des revenus reconnus au  
2 distributeur lorsque les volumes sont en hausse. Toutefois, les cadres réglementaires de type  
3 « price cap » sont devenus problématiques pour les distributeurs qui font face à une baisse de  
4 volume par client. Dans ces derniers cas, il est effectivement devenu complexe d'inciter un  
5 distributeur à favoriser l'efficacité énergétique, par exemple, lorsque le mécanisme incitatif  
6 récompense la minimisation du tarif de distribution par unité de volume.

7 Énergir note que l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») dans sa décision générique sur la  
8 réglementation incitative (décision 2012-237, 12 septembre 2012) ne retient pas la mise en place  
9 d'un mécanisme incitatif basé sur la minimisation du tarif de distribution par unité de volume pour  
10 les distributeurs gaziers :

11 *« 139. The Commission also agrees with AltaGas' argument that the revenue-per-  
12 customer cap approach to PBR is consistent with the underlying cost structure of gas  
13 distribution utilities. A large proportion of gas distributors' costs are fixed, while a  
14 significant amount of these costs is recovered through variable charges. As a result,  
15 unexpected changes in use per customer may lead to significant variations in the  
16 revenues of gas distribution companies that are not offset by cost changes. »<sup>31</sup>*

17 Dans sa Décision, la Régie est aussi très claire à ce sujet :

18 *« Ainsi, les revenus reconnus au distributeur en fin d'année pourraient être évalués sur  
19 la base du nombre de clients réels par catégorie tarifaire. »<sup>32</sup>*

20 La proposition envisagée favorise donc la minimisation des coûts par client, par l'identification  
21 des gains/pertes de productivité en comparant le coût réel par client au revenu plafond par client.  
22 Cette approche est conforme à la décision de la Régie et est en accord avec les nouvelles  
23 générations de mécanisme incitatif favorisant un détachement des volumes :

24 *« Un tel mécanisme de découplage permettrait de comparer les coûts réellement  
25 encourus en fin d'année avec les revenus reconnus au distributeur dans le cadre du  
26 rapport annuel. L'écart entre ces revenus et ces coûts pourrait faire l'objet d'un partage  
27 entre Gaz Métro et les clients. »<sup>33</sup>*

---

<sup>31</sup> AUC : D-2012-237, p. 31

<sup>32</sup> D-2012-076, p. 39

<sup>33</sup> D-2012-076, p. 39

## 4.2 SEGMENTATION DE LA CLIENTÈLE

1 Comme expliqué à la section précédente, le mécanisme incitatif envisagé repose sur une formule  
2 de plafonnement des revenus par client. Ainsi, Énergir doit s'assurer que les coûts moyens par  
3 client reflètent les caractéristiques du réseau d'Énergir, comme sa faible densification,  
4 l'hétérogénéité de sa clientèle, ainsi que l'importance de la concentration de ses clients à grande  
5 consommation. Ainsi, les coûts moyens doivent refléter de façon raisonnable les coûts de  
6 desservir ceux-ci. Dans la décision D-2012-76, la Régie indiquait qu' « *un plafonnement des*  
7 *revenus par catégorie tarifaire éviterait de devoir recourir à l'étude de répartition des coûts* »<sup>34</sup>.  
8 Or, si l'utilisation des catégories PMD et VGE, proposée dans le cadre de la phase 3 du dossier  
9 R-3693-2009, à titre de « catégories tarifaires » permettait effectivement d'éviter de recourir à  
10 l'étude d'allocation des coûts pour l'établissement du revenu plafond, tel ne serait pas le cas avec  
11 l'utilisation des tarifs ou paliers tarifaires. En effet, certains tarifs ou paliers tarifaires affichent des  
12 ratios coûts/revenus différents de 1. Ainsi, les revenus générés par ces paliers ne  
13 correspondraient pas aux coûts moyens associés à desservir la clientèle. Ceci créerait une  
14 distorsion dans l'établissement du revenu plafond pour un mécanisme incitatif devant permettre  
15 de comparer les coûts réellement encourus en fin d'année avec les revenus reconnus au  
16 distributeur dans le cadre du rapport annuel.

17 Pour Énergir, il ne faut pas que le calcul du revenu plafond soit biaisé par des considérations  
18 autres que la causalité des coûts tels que, par exemple, les aspects concurrentiels des tarifs, les  
19 aspects commerciaux et les risques inhérents aux différents marchés. Si un client bénéficie  
20 d'interfinancement et ne se voit pas facturer l'ensemble de ses coûts pour différentes raisons, il  
21 n'y a pas de justification à ce que ces choix tarifaires affectent le revenu plafond.

22 Le revenu plafond par client a pour but d'inciter le distributeur à réduire le coût de desserte de  
23 chaque client. Ultimement, pour avoir un incitatif parfait, chaque client devrait avoir son propre  
24 plafond spécifique. Cette approche est impraticable et les mécanismes de plafonnement de  
25 revenu sont utilisés pour déterminer un plafond moyen par client. La détermination du nombre de  
26 segments est essentiellement un arbitrage entre un besoin de simplification, d'application et de  
27 précision.

---

<sup>34</sup> D-2012-076, p. 38

1 Afin de corriger une telle distorsion entre les catégories tarifaires, comme mentionné en  
2 introduction à la section 4 du présent document, Énergir envisage pour le futur mécanisme incitatif  
3 une segmentation de la clientèle basée sur la nouvelle méthodologie d'allocation des coûts  
4 comme point de départ aux calculs des revenus plafonds par client et par segment. Ceci était  
5 d'ailleurs supporté par l'expert PEG lors de la phase 2 du dossier R-3693-2009 et repris par la  
6 Régie dans sa décision D-2012-076 :

7           *« L'expert propose un mécanisme incitatif de plafonnement des revenus basé sur les*  
8           *facteurs inducteurs des coûts de production »<sup>35</sup>*

9 Utiliser le résultat de l'allocation des coûts comme point de départ permettrait justement de  
10 déterminer le revenu plafond sur les facteurs inducteurs de coûts de production. Cette  
11 méthodologie aurait l'avantage de bien refléter les coûts de desservir les différents segments, et  
12 ce, sans distorsions d'ordre tarifaire.

13 La phase 1 du dossier R-3867-2013 a permis de revoir l'ensemble des facteurs d'allocation des  
14 coûts pour le service de distribution basé sur le principe de la causalité des coûts. Ce processus  
15 a été réalisé avec plusieurs experts et s'est étalé sur plusieurs années. Bien que le résultat final  
16 de la phase 1 ne soit pas encore connu, l'exercice qui s'y est déroulé a permis d'avoir une base  
17 solide au calcul du revenu requis dans le cadre du mécanisme incitatif. La demande déposée en  
18 phase 4A du dossier R-3867-2013 vise l'évaluation d'une segmentation adéquate de la clientèle.  
19 Comme il appert de cette dernière demande, à partir de l'allocation des coûts, Énergir a déterminé  
20 des segments homogènes basés sur les coûts et fonctions de caractéristiques communes. Un  
21 document de réflexion a été déposé le 21 décembre 2017 dans le cadre de la phase 4A du dossier  
22 R-3867-2013<sup>36</sup>. Historiquement, et la revue du processus d'allocation des coûts effectué en phase  
23 1 de ce dernier dossier a permis de le confirmer, la capacité (i.e. pointe journalière) a toujours été  
24 identifiée comme un facteur déterminant lié aux coûts de distribution. L'identification de la  
25 capacité comme facteur inducteur a donc permis d'élaborer une nouvelle segmentation de la  
26 clientèle strictement basée sur les coûts et de regrouper la clientèle dans des segments. Ceux-ci

---

<sup>35</sup> D-2012-076, p. 38

<sup>36</sup> R-3867-2013, Énergir-10, document 1.

- 1 constitueraient les segments de clientèle pour le calcul des revenus plafonds par segment. Voici  
 2 un tableau résumant les différents segments :

**Tableau 2 Segmentation de la clientèle en fonction de la causalité des coûts**

	Volume	Capacité	N <sup>bre</sup> clients	Cas-type
	(m <sup>3</sup> /an)	(m <sup>3</sup> /jour)		
Segment 1	< 20 000	---	~175 000	• Résidentiel et petit commercial
Segment 2	> 20 000	< 1 000	~16 000	• Moyen commercial et moyen institutionnel
Segment 3	---	< 100 000	~5 000	• Petit industriel et grand institutionnel
Segment 4	---	> 100 000	~25	• Grand industriel

- 3 Énergir considère que l'utilisation de ces quatre segments basés sur les coûts permettrait de  
 4 mesurer adéquatement les gains de productivité réels créés pour les différents segments de  
 5 clientèle en plus d'induire un incitatif adéquat. Cette méthodologie permettrait également de  
 6 mettre en place un mécanisme incitatif favorisant la transparence et l'allégement du fardeau  
 7 réglementaire.

#### 4.3 MESURE DES GAINS ET PERTES DE PRODUCTIVITÉ

- 8 Pour le mécanisme incitatif envisagé, les gains de productivité seraient constatés sur la base des  
 9 données réelles et donc dissociés des données prévisionnelles. En effet, les revenus reconnus  
 10 au distributeur en fin d'année, déterminés à partir du nombre réel de clients multiplié par le revenu  
 11 plafond par client, seraient comparés aux coûts réellement encourus en fin d'année, épurés des  
 12 coûts associés aux exogènes et exclusions, pour déterminer les gains/pertes de productivité,  
 13 dans le cadre du rapport annuel.

1 Ainsi, en fin d'année, les gains/pertes de productivité seraient déterminés selon la formule  
 2 suivante :

$$3 \quad \text{Gains/Pertes}_t = [\text{revenus reconnus au distributeur}] - [\text{coûts réellement encourus}]^{37}$$

4 soit :

$$5 \quad \text{Gains/Pertes}_t = [\text{RP}_{t(S1)} * \text{CR}_{t(S1)} + \text{RP}_{t(S2)} * \text{CR}_{t(S2)} + \text{RP}_{t(S3)} * \text{CR}_{t(S3)} + \text{RP}_{t(S4)} * \text{CR}_{t(S4)}] - [\text{COS}_t \\ 6 \quad - Y_t - Y'_t - Z_t]$$

7 Où :

8  $\text{COS}_t$  = Coût de service réel pour l'année t

9  $Y_t$  = Exclusions réelles pour l'année t

10  $Y'_t$  = Exclusions réelles pour l'année t pour cause exceptionnelle

11  $Z_t$  = Facteurs exogènes réels pour l'année t

12  $\text{RP}_{t(Sn)}$  = Revenu plafond ajusté par client du segment n pour l'année t

13  $\text{CR}_{t(Sn)}$  = Nombre réel de clients du segment n de l'année t

#### 4.4 CALCUL DU NIVELLEMENT DES REVENUS EN FIN D'ANNÉE

14 Une fois la détermination des gains/pertes de productivité effectuée, le mécanisme incitatif  
 15 envisagé comporterait un processus de nivellement des revenus créé par l'écart entre les revenus  
 16 reconnus au distributeur et les revenus réellement générés par les tarifs épurés des coûts  
 17 associés aux exogènes et exclusions<sup>38</sup>. Le montant relié au nivellement des revenus serait  
 18 complètement au bénéfice des clients ou assumé par ceux-ci.

19 En effet, dans le type de mécanisme incitatif envisagé, Énergir supporterait une partie du risque  
 20 associé aux variations de volumes si elles sont occasionnées par des variations de clients.

<sup>37</sup> Épurés des coûts associés aux exogènes et exclusions

<sup>38</sup> D-2012-076, p. 39

1 Toutefois, les clients supporteraient la totalité du risque associé aux variations de volume si elles  
2 sont occasionnées par une variation de la consommation par client, par exemple les variations  
3 de consommation liées à la température ou à l'efficacité énergétique. De surcroît, ce processus  
4 de nivellement permettrait également de neutraliser les écarts entre les coûts prévisionnels et  
5 réels des exclusions et des exogènes. Cette caractéristique du mécanisme incitatif proposé  
6 respecterait la décision D-2012-076 de la Régie :

7           « L'écart entre les revenus réellement générés par les tarifs et les revenus reconnus au  
8           distributeur serait entièrement assumé par les clients, qu'il soit positif ou négatif. »<sup>39</sup>

9 En résumé, Énergir ne pourra bonifier son rendement, ou le voir diminué, en raison des écarts  
10 prévisionnels.

#### 4.5 NOMBRE ET DÉFINITION DES CLIENTS POUR L'APPLICATION DU MÉCANISME

11 Aux fins de l'application du mécanisme incitatif envisagé, le nombre prévisionnel de clients et réel  
12 correspondrait au nombre mensuel moyen d'installations actives ou prévues être actives au cours  
13 d'une année.

14 Une installation active est associée à un compteur (ou un regroupement de compteurs) pour  
15 lequel une facture est émise. Cela exclut :

- 16 • les installations où aucune personne physique ou morale n'est identifiée (installations  
17 vacantes);
- 18 • les installations où la distribution du gaz naturel a fait l'objet d'une coupure de service (tous  
19 les compteurs à l'installation sont scellés);
- 20 • les installations sans compteur; et
- 21 • les installations servant à la consommation du distributeur (autoconsommation).

22 À partir des données réelles de l'année de référence 2019, tous les clients seraient positionnés  
23 dans l'un des quatre segments de clientèle présentés à la section 4.2. Les clients demeureraient  
24 ensuite dans leur segment d'origine durant toute la durée du mécanisme incitatif, à l'exception de

---

<sup>39</sup> D-2012-076, paragr. 159

1 ceux ayant une modification contractuelle, convenu verbalement ou par écrit, rendue nécessaire  
2 en raison d'une augmentation de volume ou de capacité induisant un changement de segment  
3 Cette catégorisation *a priori* permettrait d'éviter que la migration d'un client entre les segments  
4 puisse influencer à la hausse ou à la baisse le nombre de clients par segment. De surcroît,  
5 l'élaboration des segments sur la base de la nouvelle méthodologie d'allocation des coûts,  
6 laquelle repose notamment sur la capacité, réduit considérablement la probabilité qu'un client  
7 change de segment durant la période du mécanisme.

8 Tout nouveau client ou tout client existant ayant un changement contractuel serait positionné  
9 dans son segment correspondant en fonction de sa capacité et/ou son volume annuel. À noter  
10 que dans le cadre du dossier R-3867-2013 phase 4, Énergir se penche actuellement sur une  
11 méthodologie rigoureuse permettant d'estimer la capacité d'un nouveau client.

12 De plus, un client serait retiré de son segment au moment où il cesserait d'être facturé. Le retrait  
13 serait automatiquement constaté et pris en compte dans le dénombrement mensuel moyen.

14 Enfin, il est à noter que depuis plusieurs années, une analyse comparative du nombre moyen de  
15 clients par tarif est présentée dans le cadre du rapport annuel. Ce nombre correspond en fait au  
16 nombre mensuel moyen de contrats actifs pour la période étudiée. Ainsi, un client en combinaison  
17 tarifaire D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>, ou D<sub>3</sub> et D<sub>5</sub> sera dénombré deux fois, étant donné qu'il est assujéti à deux  
18 contrats. Ce client pourrait même être dénombré plus de deux fois s'il contracte ponctuellement  
19 du gaz d'appoint concurrence (« GAC ») ou du gaz d'appoint pour contrer une interruption  
20 (« GAI »).

21 L'utilisation du nombre moyen de contrats, tel qu'actuellement présenté au rapport annuel,  
22 pourrait donc amener Énergir à considérer des hausses ou des baisses de clients qui ne  
23 résulteraient pas de ses actions et qui amèneraient une grande volatilité dans les gains/pertes de  
24 productivité.

25 C'est pourquoi Énergir envisage de se rattacher plutôt au nombre d'installations, afin de ne  
26 dénombrer qu'une seule fois un client en combinaison tarifaire et/ou consommant ponctuellement  
27 des volumes de gaz naturel sous des contrats de court terme en GAC ou en GAI. L'ajustement  
28 qui serait également apporté afin que les migrations entre les segments ne viennent pas altérer

1 le dénombrement des clients permettrait également de stabiliser les résultats et d'isoler l'effet des  
2 actions d'Énergir.

3 Dans ce contexte, une pièce supplémentaire serait ajoutée dans la cause tarifaire et dans le  
4 rapport annuel afin de présenter le nombre mensuel moyen d'installations actives pour chacun  
5 des quatre segments de la clientèle. Ce nombre sera ensuite ajusté afin de tenir compte des  
6 migrations. Ainsi, en fin d'année, le résultat obtenu permettrait pour chacun des segments, de  
7 déterminer les gains ou les pertes réelles de clients par rapport à l'année précédente et donc de  
8 déterminer les revenus reconnus au distributeur pour identifier les gains/pertes de productivité.

#### 4.6 ÉLÉMENTS COUVERTS PAR LE MÉCANISME INCITATIF

9 Tout d'abord, Énergir tient à préciser qu'elle envisage d'inclure une part importante de son revenu  
10 requis en distribution dans l'enveloppe des éléments couverts par le mécanisme incitatif. Ceci  
11 inclurait par exemple les catégories suivantes : les dépenses d'exploitation, les amortissements,  
12 le rendement sur la base de tarification et les impôts.

13 Toutefois, Énergir est également en accord avec l'expert Elenchus, qui soulignait dans son  
14 rapport déposé dans le cadre du dossier R-3897-2014 d'Hydro-Québec :

15 *« Une Formule d'indexation ne peut intégrer toutes les pressions exercées sur les coûts*  
16 *des entreprises réglementées. En conséquence, certains coûts sont traités à l'extérieur*  
17 *de cette Formule d'indexation et constituent soit une exclusion (Facteur Y), soit un*  
18 *exogène (Facteur Z). »<sup>40</sup>*

19 En effet, un mécanisme incitatif bien calibré doit à la fois inciter le distributeur à mettre en place  
20 des mesures d'efficacité de manière à contrôler l'évolution de son revenu requis, tout en  
21 permettant à ce dernier de toucher un rendement raisonnable sans compromettre la sécurité du  
22 réseau. Il est également important de noter que les besoins d'investissements propres à Énergir  
23 doivent être considérés dans l'établissement du facteur de productivité X. Ce lien entre les  
24 besoins d'investissements et le facteur X a d'ailleurs été discuté par un autre expert agissant  
25 dans le cadre du dossier R-3897-2014 d'Hydro-Québec, soit M. Lowry de Pacific Economics  
26 Group (PEG) :

---

<sup>40</sup> Pièce A-0005, p. 2 et 3

1           « This is an issue in Alberta, where they had a particularly high capital expenditure during  
2           the period of the first PBR plan, and it was decided to not take, not address that through  
3           the X factor. I mean, to put it one way, if you, let's say there was temporarily a period of,  
4           where the rate base was going to grow more slowly, then, you know, you'd have one X  
5           factor then but then, later on, if there was a period where the rate base is growing more  
6           rapidly, well now, you have to have a different X factor for that. »<sup>41</sup>

7 Comme énoncé précédemment, Énergir veillera dans sa preuve formelle à fournir des analyses  
8 rigoureuses afin d'éclairer la Régie sur un potentiel facteur X. Ces analyses s'assureront d'être  
9 cohérentes avec les exclusions et exogènes proposés.

#### 4.6.1 Exclusions et exogènes

10 Pour le mécanisme incitatif envisagé, Énergir envisage trois catégories permettant de soustraire  
11 des coûts à l'enveloppe du mécanisme.

##### 12 1. Exclusions (Y)

13 Les exclusions (Y) résulteraient généralement d'éléments connus, prévisibles et récurrents qui  
14 viennent modifier les coûts d'Énergir et qui sont en partie sous son contrôle. De surcroît, cette  
15 catégorie inclurait également des éléments pour lesquels une réduction de coûts pourrait avoir  
16 des conséquences indésirables dans le contexte d'un mécanisme incitatif. L'impact de tels  
17 éléments sur le revenu requis serait calculé sur la base du coût de service, quantifié à l'extérieur  
18 de la formule d'ajustement du mécanisme et reflété intégralement dans le revenu requis.

19 Énergir envisage donc *a priori* que les catégories de dépenses suivantes pourraient être traitées  
20 comme des exclusions (Y) :

- 21 • les coûts associés au compte d'aident aux soutiens social (CASS);
- 22 • les coûts associés au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ);
- 23 • les coûts associés au compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP);
- 24 • les coûts associés à Transition énergétique Québec (TEQ), tels que la quote-part annuelle;
- 25 • le calcul du nivellement des revenus de distribution;
- 26 • la quote-part des clients dans les gains/pertes de productivité de distribution;

---

<sup>41</sup> Pièce A-0112, p. 23 à 25.

- 1 • les coûts des avantages sociaux futurs, du fonds de pension et des contributions statutaires  
2 obligatoires (RRQ, AE, etc.);  
3 • l'amortissement des soldes résiduels des comptes de frais reportés (CFR) qu'Énergir suggère  
4 d'abolir graduellement jusqu'à ce que leur solde soit à zéro. Il s'agira des soldes cumulés au  
5 30 septembre 2019 qui, selon leur méthode d'amortissement, viendront affecter les revenus  
6 requis des années subséquentes.

7 En ce qui a trait aux avantages sociaux futurs, Énergir envisage que seuls les coûts associés aux  
8 paramètres actuels des régimes de retraite seraient traités comme exclusion, puisque c'est la  
9 spéculation associée à la performance du fonds de pension qui n'est pas sous le contrôle  
10 d'Énergir.

11 Ainsi, un suivi annuel sur l'évolution des dépenses prévisionnelles liées au fonds de pension  
12 serait inclus dans la cause tarifaire et le rapport annuel. Ce suivi permettrait de distinguer  
13 d'éventuelles variations de coûts associées à toute modification des paramètres actuels des  
14 régimes de retraite. Les variations de coûts découlant de modifications aux paramètres actuels  
15 seraient comptabilisées dans les dépenses d'exploitation aux fins de mécanisme incitatif et  
16 affecteraient ainsi les gains/pertes de productivité.

17 Par ailleurs, en regard des CFR, Énergir envisage, comme dans le dossier R-3693-2009 phase  
18 3, de fournir une analyse exhaustive des CFR dans sa preuve formelle, en faisant notamment  
19 ressortir les propositions en lien avec le maintien de CFR, l'abolition de CFR et la création de  
20 CFR. Ceci permettrait également de se conformer à la directive suivante de la Régie tirée de la  
21 décision D-2012-076 :

22 *«La Régie est consciente qu'un tel type de mécanisme modifie le cadre réglementaire*  
23 *dans lequel évolue le distributeur, puisque ce sera le nombre de clients desservis qui*  
24 *déterminera le revenu qui lui sera octroyé pour opérer son réseau. Dans cette nouvelle*  
25 *perspective, la Régie considère qu'il y a lieu de réexaminer l'utilité de chacun des*  
26 *comptes de frais reportés (CFR) autorisés au cours des dossiers précédents.»<sup>42</sup>*

27 D'ailleurs, dans le dossier tarifaire 2015 (R-3879-2014), la Régie écrivait ce qui suit quant au  
28 forum approprié afin d'examiner les CFR :

---

<sup>42</sup> D-2012-076, paragr. 162.

1 « La Régie considère que l'étude concomitante de l'utilité des CFR ainsi que du prochain  
2 mécanisme incitatif serait plus appropriée. En conséquence, elle reporte l'étude de l'utilité  
3 des CFR à un dossier ultérieur. [...] »<sup>43</sup>

4 Il est à noter que cet exercice pourrait avoir un impact sur la liste des catégories de dépenses qui  
5 pourrait être traitée comme des exclusions (Y) discutée dans cette section.

6 Finalement, tout ajout d'exclusions au mécanisme incitatif proposé d'une année à l'autre durant  
7 le terme du mécanisme incitatif serait soumis à l'examen de la Régie.

## 8 2. Exclusions pour cause exceptionnelle nécessitant l'approbation de la Régie (Y')

9 Au cours du potentiel terme du mécanisme incitatif, il est à prévoir qu'Énergir fera face à diverses  
10 situations qui pourraient affecter significativement les gains/pertes de productivité. Alors que  
11 certains de ces événements auraient des antécédents similaires et seraient par le fait même déjà  
12 pris en compte par le revenu plafond et le calcul du facteur X, certains événements pourraient  
13 être de nature exceptionnelle et ne pas avoir d'équivalent dans l'historique d'Énergir.

14 Une exclusion pour cause exceptionnelle pourrait donc être autorisée par la Régie lorsque les  
15 effets sur le coût de service et/ou sur le nombre de clients méritent d'être neutralisés dans le  
16 calcul des gains de productivité. Un tel type d'exclusion est essentiel notamment pour garantir  
17 qu'Énergir soit en mesure de faire les investissements nécessaires pour assurer la sécurité de  
18 son réseau.

19 Bien qu'un traitement au cas par cas soit *a priori* privilégié pour déterminer les investissements  
20 justifiant une exclusion, Gaz Metro envisage une liste non exhaustive ni exclusive de facteurs à  
21 considérer par la Régie lors de l'analyse d'une demande éventuelle d'exclusion.

- 22 • Le projet nécessite-t-il un investissement financier de plus de 1,5 M\$? (critère de matérialité
- 23 de l'investissement)
- 24 • Le projet est-il en dehors du cours normal des activités courantes de l'entreprise?
- 25 • Le projet est-il nécessaire au maintien de la sécurité du réseau?
- 26 • Le projet est-il nécessaire au maintien de la sécurité d'approvisionnement de la clientèle?

---

<sup>43</sup> R-3879-2014, Lettre du 22 avril 2015, A-0094

- 1 • Le projet est-il requis par une partie externe?  
2 • Le projet a-t-il un impact matériel sur les finances de l'entreprise?

2 3. Facteurs exogènes (Z)

3 Les facteurs exogènes (Z) sont généralement des événements non récurrents qui ne sont pas  
4 sous le contrôle d'Énergir, qui viennent modifier ses coûts ou ses revenus et dont il est justifié de  
5 refléter intégralement l'impact dans les tarifs.

6 Un facteur exogène devrait répondre aux critères suivants :

- 7 • ne pas être sous le contrôle d'Énergir (ex. : résultant d'une décision d'un organisme  
8 réglementaire, d'un gouvernement, d'une directive comptable, etc.); et  
9 • s'appliquer plus particulièrement au secteur d'activité d'Énergir plutôt qu'à l'ensemble de  
10 l'économie.

11 Sans vouloir établir une liste exhaustive d'événements qui pourraient être qualifiés de facteurs  
12 exogènes, Énergir envisage de considérer comme facteurs exogènes les facteurs suivants :

- 13 • l'effet de l'évolution des taux d'imposition et de la taxe sur le capital; et  
14 • l'effet de l'évolution des taux de rendement et d'intérêt sur le coût moyen pondéré du capital,  
15 avant les impôts.

16 Tout ajout d'un facteur exogène au mécanisme incitatif proposé d'une année à l'autre durant le  
17 terme du mécanisme incitatif serait soumis à l'examen de la Régie.

#### 4.7 MODE DE PARTAGE DES GAINS ET PERTES DE PRODUCTIVITÉ

18 Énergir rappelle que dans sa décision D-2012-076, la Régie rejetait le mode de partage proposé  
19 par le Groupe de travail et donnait ses directives quant au mode de partage pour la phase 3 :

20 « La Régie considère que la relation risque-rendement est une notion incontournable  
21 dans l'établissement du taux de rendement de base de l'avoir propre de l'actionnaire. Elle  
22 est d'avis que cette relation doit être transposée à la notion de partage des gains de  
23 productivité qui servira à déterminer la bonification du rendement sur l'avoir propre. Ainsi,

1            *il doit exister une symétrie entre les risques assumés par les clients et le distributeur et*  
2            *le mode de partage des gains de productivité créés.*

3            *Le Groupe de travail n'a pas démontré, à la satisfaction de la Régie, que le mode de*  
4            *partage de la valeur créée était en lien avec les risques assumés par l'actionnaire et par*  
5            *les clients. La Régie considère plutôt qu'il existe une asymétrie à cet égard, dans la*  
6            *mesure où le distributeur n'assume aucun risque quant à l'atteinte de son rendement de*  
7            *base, alors que les clients assument 100 % de ce risque. »<sup>44</sup>*

8            Le mécanisme incitatif envisagé ferait assumer une part de risque plus élevé à Énergir par rapport  
9            au mécanisme en vigueur auparavant, mais également par rapport aux modes de réglementation  
10           en allègement réglementaire ou en coût de service. Le mécanisme incitatif envisagé inclurait ainsi  
11           un mode de partage symétrique des gains et des pertes de productivité, soit :

- 12           • les gains/pertes de productivité équivalant aux premiers cinquante (50) points de base de  
13           variation par rapport au taux de rendement de base autorisé seraient alloué(e)s à 100 % au  
14           distributeur;
- 15           • les gains/pertes de productivité équivalant aux cent (100) points de base subséquents de  
16           variation par rapport au taux de rendement de base autorisé seraient partagé(e)s également  
17           (50/50) entre le distributeur et la clientèle; et
- 18           • les gains/pertes de productivité supérieur(e)s à cent cinquante (150) points de base de  
19           variation par rapport au taux de rendement de base autorisé seraient alloué(e)s à 90 % à la  
20           clientèle et à 10 % à Énergir.

21           Énergir considère que le mode de partage envisagé accroîtrait son risque de court terme de ne  
22           pas réaliser le rendement de base autorisé. C'est pourquoi, il importerait de limiter la plage de  
23           partage des gains de productivité pour limiter la variabilité du rendement réalisé. Énergir envisage  
24           donc que les clients bénéficient/supportent en grande partie les gains/pertes de productivité au-  
25           delà de 150 points de base.

26           Le tableau suivant, illustre par un exemple simple, le mode de partage envisagé.

---

<sup>44</sup> D-2012-076, paragr 135 et 136.

1 **Tableau 3 Illustration du mode de partage**

Gains (Pertes) de productivité	Part des clients	Part de Énergir
5 M\$	0 M\$	5 M\$
15 M\$	5 M\$	10 M\$
20 M\$	10 M\$	10 M\$
(20 M\$)	(10 M\$)	(10 M\$)
(15 M\$)	(5 M\$)	(10 M\$)
(5 M\$)	0 M\$	(5 M\$)

#### 4.8 RÉVISION ET CLAUSE DE SORTIE POUR CAUSE DE GAINS/PERTES DE PRODUCTIVITÉ EXCESSIVE

2 Énergir est d'avis, comme la Régie, qu'une clause de révision et de sortie réduit le risque en  
3 protégeant l'entreprise réglementée et sa clientèle de problématiques liées à la conception ou à  
4 l'exercice du mécanisme incitatif.<sup>45</sup>

5 Conséquemment, Énergir envisage une telle clause dans son futur mécanisme incitatif, laquelle  
6 pourrait *a priori* prendre les modalités suivantes :

- 7 • Dans la mesure où le rendement réel est inférieur au rendement autorisé pendant deux  
8 années consécutives, et que le déficit de rendement cumulé excède deux cent cinquante  
9 (250) points de base de variation par rapport au taux de rendement de base autorisé, toutes  
10 les parties intéressées pourraient demander à la Régie de suspendre l'application du  
11 mécanisme incitatif. Si la Régie autorisait la suspension du mécanisme incitatif, le revenu  
12 requis de base pourrait par exemple être ajusté pour refléter le coût de service réel de la  
13 dernière année complétée ou par le biais d'une année en coût de service.

<sup>45</sup> D-2017-043, paragr. 427.

## 4.9 INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE

### 4.9.1 Mise en contexte

1 Depuis la Cause tarifaire 2013, Énergir présente, dans ses dossiers tarifaires, les indices utilisés  
2 dans le cadre du mécanisme incitatif terminé le 30 septembre 2012, comme la Régie l'ordonnait  
3 dans sa décision D-2013-106 :

4 « [389] Pour l'année 2013, la Régie juge qu'il n'est pas approprié que la remise de la  
5 portion du trop-perçu à Gaz Métro soit soumise à l'atteinte d'indices de maintien de la  
6 qualité de service. L'année en cours est particulièrement avancée pour que cette  
7 demande soit pertinente. Gaz Métro devra toutefois présenter de tels indices dans le  
8 cadre du dossier d'examen du rapport annuel 2013 de la même façon qu'en 2012.

9 **[390] Pour les années suivantes, la Régie demande à Gaz Métro de présenter, dans**  
10 **les dossiers tarifaires, les indices utilisés dans le cadre du mécanisme incitatif**  
11 **précédent. La remise des trop-perçus sera assujettie aux mêmes modalités que**  
12 **celles établies dans le mécanisme incitatif terminé en 2012. »**

13 Dans sa décision D-2016-191, la Régie notait :

14 « [218] La Régie est d'avis que des modifications aux présents indices de qualité de  
15 service pourraient être examinées lors de l'établissement du nouveau mécanisme  
16 incitatif.

17 [219] Ainsi, la Régie juge que le meilleur moment pour examiner de possibles  
18 modifications aux indices de qualité de service et pour évaluer des pondérations  
19 respectives et des seuils d'atteinte prescrits serait lors de l'examen du nouveau  
20 mécanisme incitatif de Gaz Métro. »

21 À la suite de la proposition du Groupe de travail relativement aux indices de qualité de service  
22 dans le dossier R-3693-2009, la Régie a énoncé des directives dans sa décision D-2012-076.

23 Dans un premier temps, la Régie demandait de réviser les cibles pour des indicateurs  
24 spécifiques :

25 « [181] Après un examen des résultats historiques des différents indices de qualité, la  
26 Régie constate que le résultat cible proposé de 85 % est peu contraignante pour les  
27 indices liés à l'entretien préventif, à la rapidité de réponse aux urgences, à la rapidité de  
28 réponse aux appels téléphoniques et à la fréquence de lecture des compteurs. Elle  
29 estime que le fait de fixer le même résultat cible pour ces indices de qualité ne tient pas  
30 compte de leurs particularités et affaiblit la protection que devrait procurer les indices de  
31 qualité de service.

1 *[182] La Régie demande à Gaz Métro que les résultats cibles utilisés pour le calcul*  
2 *des pourcentages de réalisation de chacun des indices soient révisés en tenant*  
3 *compte des résultats individuels historiques. »<sup>46</sup>*

4 [emphasis dans la décision]

5 Dans un second temps, la Régie demandait de proposer une nouvelle pondération des indices :

6 *« [177] La Régie considère que la pondération accordée à chacun des indices de*  
7 *qualité de service doit être en lien avec les coûts et les conséquences, autant pour*  
8 *le distributeur que pour les clients, de ne pas atteindre le seuil minimal de cet*  
9 *indicateur. La Régie demande donc à Gaz Métro de revoir la pertinence de chacun*  
10 *des indices de qualité de service et d'en justifier la pondération. »<sup>47</sup>*

11 [emphasis dans la décision]

#### 4.9.2 Indices et paramètres envisagés

12 Afin d'établir sa proposition envisagée dans le futur dossier du mécanisme incitatif, Énergir s'est  
13 conformée aux directives de la Régie énoncées dans la décision D-2012-076. Pour chacun de  
14 ces indices, Énergir a répertorié les résultats annuels pour les années 2001 à 2016, afin de  
15 proposer une nouvelle cible.

16 Énergir a également tenu compte des coûts et conséquences de ne pas atteindre le seuil  
17 minimal<sup>48</sup> pour chaque indice de qualité de service afin d'établir une pondération, les critères  
18 suivants ayant été évalués :

- 19 1. coûts;
- 20 2. sécurité (du public, des clients et des employés);
- 21 3. réputation;
- 22 4. impact commercial (perte de clients ou ralentissement de l'acquisition de nouvelle
- 23 clientèle);
- 24 5. fiabilité d'approvisionnement; et
- 25 6. expérience client.

26 Les résultats et les explications sur la méthode utilisée se retrouvent à l'annexe 2.

---

<sup>46</sup> D-2012-076

<sup>47</sup> Idem

<sup>48</sup> D-2012-076, paragr. 177.

1 Les commentaires des intervenants, lors des derniers dossiers tarifaires, relativement aux indices  
 2 de qualité de service ont également été pris en compte. Énergir considère que chacun des indices  
 3 de qualité de service est pertinent et permettrait de tenir compte des différentes dimensions qui  
 4 composent la qualité de service. Les indices de qualité de service envisagés ainsi que leur  
 5 pondération sont présentés dans le tableau suivant.

6 **Tableau 4 Indices de qualité de services proposés et pondération associée**

Indices	Paramètres utilisés	Pondération
Entretien préventif	Pourcentage de réalisation du programme d'entretien préventif déposé annuellement	20 %
Rapidité de réponse aux urgences	Pourcentage d'appels couverts en 35 minutes ou moins	25 %
Fréquence de lecture des compteurs	Pourcentage de la moyenne pondérée, selon le nombre de compteurs par classe de clients, des pourcentages de réalisation des objectifs visés <b>Objectifs visés :</b> « Très grandes consommations » : % atteignant 12 lectures par an « Grandes consommations » : % atteignant 6 lectures par an « Moyennes consommations » : % atteignant 6 lectures par an « Petites consommations » : % atteignant 1 lecture par an	10 %
Satisfaction de la clientèle PMD	Pourcentage de satisfaction de la clientèle PMD, selon la proportion des répondants au questionnaire qui ont répondu au moins 8 sur 10 à la question sur la satisfaction de la clientèle envers les services récents reçus.	15 %
Satisfaction de la clientèle VGE	Pourcentage de satisfaction de la clientèle VGE, selon la proportion des répondants qui ont répondu au moins 8 sur 10 à la question sur leur niveau global de satisfaction envers Énergir	15 %
ISO 14001 (2015)	Maintien de l'enregistrement ISO 14001 (2015)	10 %
Procédure de recouvrement et d'interruption de service	Nombre de cas d'interruption de service pour défaut de paiement contrevenant à la procédure d'interruption de service décrite au présent document pour la clientèle à usage domestique qui utilise le gaz naturel à des fins de chauffage de l'espace pour la période du 15 novembre au 15 mars de l'année suivante	5 %

7 Les indices relatifs à l'entretien préventif, à la fréquence de lecture des compteurs, à la  
 8 satisfaction de la clientèle VGE (anciennement appelé « Satisfaction de la clientèle des tarifs D<sub>4</sub>  
 9 et D<sub>5</sub> ») et à la procédure de recouvrement et d'interruption de service seraient les mêmes que  
 10 ceux en vigueur actuellement.

11 Les activités et modalités du programme d'entretien préventif seraient les suivantes :

- 1 • Le nombre d'activités de protection cathodique serait fonction du nombre de bornes de  
2 lectures présentes sur le réseau (lesquelles doivent être lues une fois par année);
- 3 • Le nombre de kilomètres de conduites inspectées à des fins de détection de fuites serait  
4 fonction du nombre de kilomètres du réseau, lequel doit être couvert une fois tous les deux  
5 ans;
- 6 • Le nombre de tests d'odorant serait fonction du nombre de points stratégiques identifiés  
7 par le service de l'Ingénierie (généralement les extrémités du réseau où il y a peu de débit  
8 de gaz), lesquels doivent être vérifiés une fois par mois;
- 9 • Le nombre d'activités de « régulation pré détente et détente » serait fonction de la  
10 fréquence d'inspection requise selon l'importance du poste, laquelle est elle-même  
11 fonction de :
- 12     ○ son importance dans l'alimentation du réseau,  
13     ○ la pression d'opération,  
14     ○ le type d'équipement présent, et  
15     ○ le nombre de clients desservis.

16 Pour l'indice fréquence de lecture des compteurs, la désignation des clients (Privilèges, Affaires  
17 et Résidentiels) serait modifiée pour faire place à une désignation basée sur les volumes. La  
18 nouvelle nomenclature serait la suivante :

- 19 • Petites consommations     0 à 999 m<sup>3</sup>  
20 • Moyennes consommations   1 000 à 9 999 m<sup>3</sup>  
21 • Grandes consommations    10 000 à 74 999 m<sup>3</sup>  
22 • Très grandes consommations   75 000 m<sup>3</sup> et plus

23 Un nouveau sondage de satisfaction de la clientèle PMD (anciennement appelé « Satisfaction de  
24 la clientèle des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> ») est mis en place. Ce sondage appelé « Expérience client »  
25 remplacerait le sondage actuel « Indicatif client ». Le nouveau sondage évaluerait le niveau de  
26 satisfaction de la clientèle d'Énergir à l'égard des services récemment reçus, qu'il s'agisse d'une  
27 demande d'information, d'une visite technique, d'un ajout ou d'un remplacement d'équipement  
28 ou d'un nouveau branchement. Le nouveau sondage préconiserait une approche par sondage  
29 web (plus économique et rapide) pour les clients ayant contacté Énergir pour une demande  
30 d'information ou une visite technique. Pour les clients ayant contacté Énergir pour un ajout ou un

1 remplacement d'équipement ou un nouveau branchement, le sondage se ferait par téléphone  
2 (plus personnalisé et maximise le nombre de répondants).

3 Le rapport méthodologique du sondage Expérience client qui serait déposé dans le cadre des  
4 rapports annuels est présenté à l'annexe 3. La réflexion méthodologique de la firme Ad Hoc  
5 recherche pour le sondage Expérience client est présentée à l'annexe 4.

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

11 L'indice de maintien de l'enregistrement de son système de gestion environnementale selon la  
12 norme ISO 14001 serait conservé à l'importante différence que cet indice serait maintenant lié à  
13 la nouvelle version de la norme datant de 2015. Voici les principales raisons qui motivent ce choix.

- 14 • ISO 14001 est une norme internationalement reconnue qui établit les exigences relatives  
15 à un système de gestion environnementale. Elle aide les organisations à identifier, gérer,  
16 surveiller et maîtriser leurs questions environnementales de manière globale dans une  
17 dynamique d'amélioration continue.
- 18 • La toute dernière version de la norme ISO 14001 (2015) a été révisée de façon importante  
19 afin de répondre aux dernières évolutions. Ceci inclut la prise de conscience croissante,  
20 par les organisations, de la nécessité de tenir compte des éléments externes et internes  
21 qui ont une influence sur leur impact environnemental et sur le contexte concurrentiel dans  
22 lequel elles évoluent. Elle aide également à obtenir les résultats escomptés au niveau de  
23 la performance environnementale, du respect des obligations de conformité et des  
24 objectifs environnementaux de l'organisation. Un tableau comparatif entre la norme de  
25 2004 et celle de 2015 est présenté à l'annexe 5.
- 26 • De manière plus précise, les principaux avantages et exigences de la nouvelle version de  
27 la norme qui incitent les organisations à adopter cette démarche stratégique sont les  
28 suivants :

- 1           ○ Renforcer l'implication de la direction et l'engagement des employés;
- 2           ○ Améliorer la réputation de l'entreprise et la confiance des parties prenantes à
- 3           travers une communication stratégique axée sur l'échange d'information;
- 4           ○ Établir les besoins et attentes des parties prenantes afin d'intégrer les
- 5           engagements qui en découlent aux obligations de conformité existantes, au même
- 6           titre que les exigences légales ;
- 7           ○ Réaliser des objectifs stratégiques en prenant en compte les questions
- 8           environnementales et les besoins et attentes des parties prenantes dans la gestion
- 9           de l'organisation;
- 10          ○ Obtenir un avantage concurrentiel et financier grâce à l'amélioration de l'efficacité
- 11          et à la réduction des coûts;
- 12          ○ Améliorer la performance environnementale par le biais d'objectifs
- 13          environnementaux pertinents;
- 14          ○ Évaluer et analyser la performance environnementale à l'aide d'indicateurs de
- 15          performance clés et établir des plans d'action afin d'atteindre les objectifs
- 16          environnementaux;
- 17          ○ Favoriser une meilleure performance environnementale des fournisseurs en les
- 18          intégrant dans les systèmes d'activités de l'organisme dans une perspective de
- 19          cycle de vie de ses activités, produits et services;
- 20          ○ Comprendre l'organisme et son contexte afin d'avoir une compréhension générale
- 21          des enjeux internes et externes importants susceptibles d'avoir une importance
- 22          positive ou négative, sur la manière dont l'organisation gère ses responsabilités
- 23          environnementales;
- 24          ○ Identifier les risques et opportunités de l'organisation liés aux aspects
- 25          environnementaux, aux obligations de conformité, aux enjeux internes et externes
- 26          et aux attentes et besoins des parties intéressées;
- 27          ○ Mettre en œuvre des actions face aux risques et opportunités afin de s'assurer
- 28          que le système de gestion environnementale peut atteindre les résultats
- 29          escomptés, prévenir ou réduire les effets indésirables et s'inscrire dans une
- 30          dynamique d'amélioration continue;
- 31          ○ Étendre la portée de ses processus de gestion environnementale en tenant
- 32          compte de la perspective de cycle de vie et ainsi identifier les opportunités
- 33          d'amélioration de façon élargie; et
- 34          ○ Identifier des opportunités d'amélioration provenant de l'évaluation de la
- 35          performance, des audits internes et de la revue de direction.

36 Rappelons qu'Énergir a été la première entreprise de distribution gazière au Canada, en octobre  
37 2000, à obtenir l'enregistrement de son système de gestion environnementale selon la norme  
38 ISO 14001 par le Bureau de normalisation du Québec (BNQ). Depuis, le système de gestion  
39 environnementale de l'organisation a évolué et Énergir poursuit son amélioration continue en

1 gestion environnementale en étant dans le processus de mettre à niveau son système afin d'en  
2 obtenir l'enregistrement en 2018.

3 Énergir appuie également le concept de développement durable et consacre beaucoup d'efforts  
4 à l'analyse du contexte dans lequel l'entreprise évolue, à la consultation et à l'engagement avec  
5 ses parties intéressées, à la réflexion sur la perspective de cycle de vie et aux communications  
6 sur sa gestion environnementale.

7 Le système de gestion environnementale permettant d'établir des objectifs sur les impacts  
8 environnementaux, la version 2015 de la norme devient ainsi un moyen de choix pour Énergir  
9 afin d'identifier les risques et les opportunités de même que des plans d'action afin de réduire ses  
10 impacts, incluant ses émissions de GES. Par ailleurs, l'encadrement accru de la surveillance de  
11 la performance environnementale établit un guide pour le suivi de l'atteinte de ses objectifs de  
12 réduction.

13 La procédure de recouvrement d'Énergir décrite au présent document serait modifiée dans sa  
14 forme pour faciliter la compréhension et pour faire la concordance avec les dispositions des  
15 *Conditions de service et Tarif*. Les étapes de recouvrement prévues aux *Conditions de service et*  
16 *Tarif* d'Énergir prévoient deux avis de recouvrement avant la visite de perception en cas de non-  
17 paiement de la facture à la date d'échéance.

18 Toutefois, entre le 15 novembre et le 15 mars de l'année suivante, Énergir s'engage à respecter  
19 la procédure de recouvrement suivante pour le recouvrement des clients à usage domestique :

- 20 • Rappel : Lorsqu'une facture demeure impayée après la date d'échéance, Énergir envoie  
21 par écrit un rappel à l'adresse de facturation.
- 22 • Avis final : En cas de non-paiement de la facture à la suite du rappel, Énergir envoie un  
23 avis final écrit, dans le cadre d'un envoi distinct, à l'adresse de facturation en utilisant un  
24 moyen d'envoi dont elle pourra faire la preuve. Cet avis indique au client qu'à défaut de  
25 paiement, le service de gaz naturel peut être interrompu.
- 26 • Visite de perception : Lorsque la facture n'est pas entièrement payée à la suite de l'avis  
27 final et qu'il n'y a aucune entente de paiement ou encore que cette entente n'est pas

1 respectée, Énergir peut faire une visite de perception à l'adresse de service afin de  
2 percevoir les sommes exigibles à la date de cette visite.

- 3 • Client qui utilise le gaz naturel à des fins d'usage domestique pour le chauffage de  
4 l'espace : Avant de procéder à une interruption de service, Énergir doit contacter, par  
5 téléphone ou en personne lors d'une visite de perception, le client qui utilise le gaz naturel  
6 à des fins d'usage domestique pour le chauffage de l'espace afin de lui proposer une  
7 entente de paiement.

8 De plus, avant de procéder à une interruption de service d'un tel client, l'employé d'Énergir  
9 doit procéder avec son supérieur à une vérification du dossier et de la situation chez le  
10 client avant que le supérieur n'autorise l'interruption du service pour non-paiement. Le  
11 supérieur doit compléter un rapport à cet effet.

- 12 ○ Énergir peut interrompre le service de gaz naturel d'un tel client, dans les cas  
13 suivants :
  - 14 ▪ Le client et Énergir n'ont pas conclu d'entente de paiement ou le client ne  
15 la respecte pas; et
  - 16 ▪ La température minimale extérieure prévue par Environnement Canada  
17 pour la région et pour les 24 prochaines heures n'est pas inférieure à moins  
18 10 degrés Celsius.

- 19 • Client qui utilise le gaz naturel à des fins d'usage domestique autre que pour le chauffage  
20 de l'espace : Avant de procéder à une interruption de service, Énergir tente de contacter,  
21 par téléphone ou en personne lors d'une visite de perception, le client qui utilise le gaz  
22 naturel à des fins d'usage domestique autres que le chauffage de l'espace afin de lui  
23 proposer une entente de paiement.

24  
25 Dans le cas où d'une part, un manquement à la procédure décrite ci-dessus n'aurait pas causé  
26 de préjudice au client et, d'autre part, qu'Énergir détecte l'erreur et rétablit l'alimentation en  
27 gaz naturel à l'intérieur des 48 heures suivant l'interruption, le cas échéant, cette situation ne  
28 serait pas comptabilisée comme un manquement de la part d'Énergir. L'interruption serait  
29 présumée « sans préjudice » si le client n'a pas déposé de plainte ou de commentaire au  
30 Bureau du coordonnateur aux plaintes d'Énergir et s'il n'a pas déposé de réclamation auprès  
31 du service des Réclamations d'Énergir découlant de cet événement.

#### 4.9.3 Modèle général de calcul des pourcentages de réalisation des indices

1 Les gains de productivité ne doivent pas se faire aux dépens de la qualité de service offerte à la  
2 clientèle. Ainsi, la part d'Énergir des gains de productivité constatés au rapport annuel serait  
3 conditionnelle à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation d'indices de qualité de service.  
4 Ces indices seraient calculés une fois par année et présentés à la Régie lors du rapport annuel,  
5 en fin d'année.

6 Ce pourcentage global de réalisation serait égal à la moyenne pondérée des pourcentages de  
7 réalisation de chaque indice qui sont eux-mêmes calculés selon les particularités de leurs  
8 composantes.

9 Les conditions d'accès à la bonification seraient les suivantes :

- 10 - en bas du seuil minimal de 85 % de pourcentage global de réalisation, Énergir n'aurait droit  
11 à aucune bonification; et
- 12 - entre 85 % et 100 % de pourcentage global de réalisation, le pourcentage de la bonification  
13 conservé par Énergir correspondrait au pourcentage global de réalisation.

14 Dans le but de simplifier l'application et la compréhension du mécanisme incitatif proposé, Énergir  
15 suggère de modifier les modalités de calcul des pourcentages de réalisation individuels. Le  
16 pourcentage de réalisation de chaque indice, à l'exception des indices relatifs à l'obtention et au  
17 maintien de la norme ISO 14001 (2015) et à la procédure de recouvrement et d'interruption de  
18 service, serait déterminé à partir de la formule suivante :

- 19 R = Résultat de performance de l'indice
- 20 S = Seuil = 50 %
- 21 C = Cible
- 22 X = Pourcentage de réalisation de l'indice
- 23 Si  $R \leq S$ , alors  $X = 0$
- 24 Si  $R \geq C$ , alors  $X = 100$
- 25 Si  $S < R < C$ , alors  $X = (R-S) * (100/(C-S))$
- 26

1 Énergir illustre au tableau suivant les conclusions de son analyse (voir annexe 2) en présentant  
 2 les cibles actuellement en vigueur par rapport à celles proposées et le résultat nécessaire pour  
 3 atteindre un pourcentage de réalisation de 100 % pour les indices qui demeurent inchangés.

4 **Tableau 5 Cibles actuellement en vigueur par rapport à celles proposées**

Indice	Cible actuelle	Atteinte de 100 % de réalisation	Cible proposée et atteinte de 100 % de réalisation
Entretien préventif	85 %	91,2 %	95 %
Rapidité de réponse aux urgences	85 %	91,2 %	92 %
Fréquence de lecture des compteurs	85 %	91,2 %	95 %
Satisfaction de la clientèle VGE	75 %	79,5 %	80 %

5 En ce qui a trait au nouveau sondage de satisfaction de la clientèle PMD, la cible proposée serait  
 6 établie à 85 %.

#### 4.9.4 Calculs spécifiques des pourcentages de réalisation par indice

7 Pour l'indice d'entretien préventif et de fréquence de lecture des compteurs, les pourcentages de  
 8 réalisation des indices fonctionneraient comme suit :

- 9 - si le résultat individuel est de 50 % ou moins, alors Énergir obtiendrait un pourcentage de  
 10 réalisation de 0 % pour cet indice; et
- 11 - si le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation suivrait une droite  
 12 qui donnerait 100 % pour un résultat individuel cible de 95 %.

13 Pour l'indice de rapidité de réponse aux urgences, les pourcentages de réalisation des indices  
 14 fonctionneraient comme suit :

- 15 - si le résultat individuel est de 50 % ou moins, alors Énergir obtiendrait un pourcentage de  
 16 réalisation de 0 % pour cet indice; et

1 - si le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation suivrait une droite  
2 qui donnerait 100 % pour un résultat individuel cible de 92 %.

3 Pour l'indice de satisfaction de la clientèle PMD, les pourcentages de réalisation de l'indice  
4 fonctionneraient comme suit :

5 - si le résultat individuel est de 50 % ou moins, alors Énergir obtiendrait un pourcentage de  
6 réalisation de 0 % pour cet indice; et

7 - si le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation suivrait une droite  
8 qui donnerait 100 % pour un résultat individuel cible de 85 %.

9 Pour l'indice de satisfaction de la clientèle VGE, les pourcentages de réalisation de l'indice  
10 fonctionneraient comme suit :

11 - si le résultat individuel est de 50 % ou moins, alors Énergir obtiendrait un pourcentage de  
12 réalisation de 0 % pour cet indice; et

13 - si le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation suivrait une droite  
14 qui donnerait 100 % pour un résultat individuel cible de 80 %.

15 Pour l'indice ISO 14001 (2015), le pourcentage de réalisation serait de 0 % si Énergir ne détient  
16 pas l'enregistrement au 30 septembre de l'année en cours et de 100 % de réalisation si  
17 l'enregistrement est en vigueur à cette date.

18 Pour l'indice de recouvrement et d'interruption de service, chaque contravention à la procédure  
19 viendrait réduire de 20 % l'indice de réalisation. S'il n'y a aucun cas de contravention, l'indice  
20 serait donc réalisé à 100 %. Pour un cas de contravention, l'indice serait réalisé à 80 % et ainsi  
21 de suite.

#### **4.10 TERME, RENOUELEMENT ET ÉVALUATION DU MÉCANISME INCITATIF**

22 Dans le cadre de la décision D-2017-043 du dossier d'Hydro-Québec, la Régie considérait que  
23 l'implantation d'un mécanisme incitatif doit reposer sur une période suffisamment longue pour  
24 permettre l'émergence de gains d'efficacité durables. Une période trop courte augmente les

1 risques que des projets d'investissement soient reportés au terme du mécanisme incitatif<sup>49</sup>. Dans  
2 cette même décision, elle fixait la durée du futur mécanisme incitatif en distribution  
3 d'Hydro-Québec à quatre ans, dont la première année en coût de service.

4 Énergir envisage un mécanisme incitatif d'une plus longue durée qu'Hydro-Québec. Ainsi, le  
5 mécanisme incitatif envisagé par Énergir serait en vigueur pour une durée de quatre ans (sous la  
6 formule d'indexation), soit *a priori* du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2024. Le mécanisme  
7 incitatif envisagé pourrait être évalué après la troisième année complète et l'application d'un  
8 nouveau mécanisme incitatif ne pourrait se faire qu'à partir de la cinquième année.

9 Tel que la Régie a statué dans sa décision D-2012-076, l'évaluation du prochain mécanisme  
10 incitatif serait confiée à une tierce partie externe mandatée par la Régie.

11 Le mandat donné à l'expert serait de répondre notamment aux questions suivantes :

- 12 • « Le mécanisme a-t-il permis la réalisation de gains de productivité dans l'activité de  
13 distribution?
- 14 • Les gains de productivité ont-ils été partagés équitablement entre les clients et le distributeur  
15 de sorte que tous y ont trouvé un avantage?
- 16 • La qualité des services et la sécurité du réseau ont-elles été maintenues?
- 17 • Le mécanisme incitatif a-t-il permis au distributeur de faire les investissements requis pour le  
18 maintien et le développement du réseau?
- 19 • Le mécanisme a-t-il favorisé l'allégement des procédures réglementaires?
- 20 • Le mécanisme a-t-il permis l'atteinte des objectifs fixés par le gouvernement en matière  
21 d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre? ». <sup>50</sup>

22 La méthodologie ainsi que les paramètres de l'évaluation seront précisés par l'expert, dans le  
23 cadre de l'exercice de son mandat.

---

<sup>49</sup> D-2017-043, paragr. 95.

<sup>50</sup> D-2012-076, paragr. 167.

#### 4.11 TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE PROPOSÉ

##### 4.11.1 Simplification du traitement réglementaire

1 Selon Énergir, le mécanisme incitatif envisagé de plafonnement des revenus par client  
2 contribuerait de manière importante à l'allégement réglementaire par rapport au fardeau associé  
3 à l'établissement des tarifs sous une réglementation en coût de service. De plus, contrairement  
4 au mécanisme incitatif qui était en vigueur jusqu'au 30 septembre 2012, il ne serait désormais  
5 plus nécessaire de procéder à l'analyse détaillée et à l'approbation du coût de service sur une  
6 base annuelle pour établir des tarifs qui peuvent être jugés justes et raisonnables.

7 En effet, l'ancien mécanisme prévoyait une formule d'établissement du revenu plafond qui était  
8 basée sur l'indexation du plafond de l'année précédente, ajustée pour refléter la prévision des  
9 volumes de l'année à venir, tenir compte de l'inflation et du facteur X et pour l'ajustement  
10 nécessaire aux facteurs exogènes et aux exclusions. Ce revenu plafond devait par la suite être  
11 comparé au revenu requis, ce qui nécessitait donc l'approbation d'une forme de coût de service  
12 pour l'année à venir. Ainsi, le gain/perte de productivité était projeté en début d'année et factorisé  
13 dans les tarifs selon le mode de partage.

14 Le mécanisme incitatif envisagé ne requiert plus l'identification des gains/pertes de productivité  
15 en début d'année. Le revenu plafond par client proposé permet donc de se concentrer sur  
16 l'importance d'avoir une méthode rigoureuse pour fixer le revenu requis permettant  
17 l'établissement des tarifs sur une base annuelle. L'utilisation du revenu plafond par client pour  
18 déterminer le revenu requis annuel, pour l'établissement des tarifs, réduit significativement le  
19 fardeau associé à l'exercice de la cause tarifaire.

20 Le mécanisme incitatif envisagé se caractérise aussi par sa clarté et sa transparence puisque les  
21 gains et pertes de productivité seraient mesurés en fonction des résultats réels d'Énergir  
22 constatés en fin d'année dans le cadre du rapport annuel. En effet, bien que la prévision du  
23 nombre de clients soit essentielle à l'établissement du revenu requis, et donc des tarifs, le nombre  
24 réel de clients constaté en fin d'année est utilisé pour déterminer les revenus reconnus au  
25 distributeur dans le cadre du rapport annuel. L'élimination de l'impact lié aux écarts de prévisions  
26 sur la bonification du distributeur fait en sorte de réduire le fardeau associé à l'identification de la

1 provenance des gains de productivité, tout en s'appuyant toujours sur le même intrant reconnu  
2 par la Régie de croissance des coûts, soit le nombre de clients.

3 En résumé, l'examen annuel du dossier tarifaire permettrait d'établir les différentes composantes  
4 du revenu requis traitées au moyen de la formule d'indexation (I et X), ainsi que les demandes  
5 du distributeur relativement aux éléments de coût qu'il voudrait voir reconnaître à titre de facteurs  
6 Y et Z. De plus, c'est aussi dans le dossier tarifaire que serait autorisé l'intégration des excédents  
7 de rendement, ainsi que la stratégie tarifaire. Ce dernier point est discuté plus amplement dans  
8 la section suivante. Enfin, l'examen des résultats des indices de qualité de service, ainsi que la  
9 vérification pour s'assurer de la validité des données déposées et du résultat de l'application du  
10 mode de partage des gains/pertes de productivité seraient faits dans le cadre de l'analyse du  
11 rapport annuel.

#### 4.11.2 Stratégie tarifaire et processus d'établissement des tarifs

12 Énergir considère que la stratégie tarifaire permettant la répartition des ajustements tarifaires  
13 entre les différents segments de consommateurs et tarifs, soit les hausses ou les baisses  
14 tarifaires pour chacun des tarifs, ainsi que les modifications aux structure tarifaire est un exercice  
15 distinct de l'établissement du revenu requis découlant de l'application du mécanisme incitatif. À  
16 ce propos, et comme mentionné à la section 1.4 du présent document, dans une décision récente  
17 portant sur un éventuel mécanisme incitatif d'Hydro-Québec, la Régie a énoncé le principe  
18 suivant :

19 *« En effet, l'établissement des tarifs comporte trois grands éléments distincts : la*  
20 *détermination du revenu requis, l'allocation des coûts entre les catégories de clients et la*  
21 *détermination de la structure tarifaire. Le MRI concerne de manière spécifique le premier*  
22 *de ces éléments. La modification de la structure des tarifs à des fins de flexibilité*  
23 *commerciale est un exercice distinct de celui de l'établissement d'un MRI. »<sup>51</sup>*

24 Ainsi, les dossiers tarifaires permettraient d'établir annuellement le revenu requis. Le mécanisme  
25 incitatif envisagé étant basé sur une segmentation de la clientèle découlant de la nouvelle  
26 méthodologie d'allocation des coûts, des ajustements à la structure tarifaire ainsi que l'application  
27 de la stratégie tarifaire n'auraient pas d'impact sur le calcul du revenu requis.

---

<sup>51</sup> D-2017-043, paragr. 79.

1 Une fois le revenu requis établi, Énergir constaterait les hausses ou les baisses tarifaires devant  
2 être récupérées ou remises aux clients en fonction des revenus générés par les taux applicables  
3 des différents tarifs et de la prévision de la demande. C'est à cette étape qu'entrera en jeux la  
4 stratégie tarifaire.

5 Dans le cadre du dossier R-3867-2013, phase 4b, Énergir proposera une vision tarifaire de  
6 laquelle découlera la définition d'une nouvelle stratégie tarifaire. Cette stratégie tarifaire viendra  
7 guider la façon dont seront appliqués les ajustements tarifaires annuels et les modifications  
8 tarifaires. À titre d'exemple, si Énergir a comme objectif de réduire l'interfinancement d'un tarif,  
9 l'ensemble de la hausse tarifaire annuelle pourrait être attribué à ce dernier.

10 Finalement, même si les ajustements tarifaires découlant de la vision s'implanteront sur quelques  
11 années, le point de départ lui, serait le même. En effet, les segments de clientèle basés sur les  
12 coûts ne changeraient pas, ce qui implique que les clients seraient dans les bons segments pour  
13 le calcul du revenu requis et ce, peu importe la structure et les revenus qu'ils généreraient.

#### **4.12 PROCHAINES ÉTAPES**

14 Le présent document de réflexion constitue la première étape vers la mise en place d'un nouveau  
15 mécanisme incitatif en distribution pour Énergir. Comme exposé à la section 1.5, l'implantation  
16 d'un nouveau mécanisme incitatif nécessite l'avancement en parallèle de la phase 1 et de la  
17 phase 4 du dossier R-3867-2013, portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire. Énergir  
18 réitère que sa solution proposée de scinder la phase 4 du dossier R-3867-2013 en deux phases  
19 complémentaires 4a et 4b, portant respectivement sur la segmentation de la clientèle basée sur  
20 la nouvelle méthodologie d'allocation des coûts, ainsi que sur les nouvelles structures et stratégie  
21 tarifaires, permettrait la mise en place du mécanisme incitatif pour le dossier tarifaire 2020. Ce  
22 scénario nécessite toutefois l'aboutissement de la phase 4a, selon le même échéancier que le  
23 présent dossier relatif au mécanisme incitatif. En effet, la décision sur la phase 4a dictera les  
24 segments de clientèle à considérer dans le mécanisme incitatif. Évidemment, Énergir se  
25 réserverait le droit de modifier sa prochaine preuve formelle portant sur le mécanisme incitatif, si  
26 la calibration de ce dernier était modifiée par la décision de la phase 4a.

27 Durant les prochaines semaines et les prochains mois, Énergir souhaite tenir des séances de  
28 travail avec la Régie et les intervenants, de manière à présenter les différentes caractéristiques

1 du mécanisme incitatif envisagé. Les commentaires et suggestions des intervenants pourraient  
2 ainsi être pris en compte dans le cadre de l'élaboration de la preuve formelle, prévue être déposée  
3 au printemps 2018, sous réserve d'une décision contraire de la Régie.

4 Dans la mesure où une décision était rendue à l'automne 2018, autant dans le dossier R-3867-  
5 2013 phase 4a que dans celui du mécanisme incitatif en distribution, Énergir serait en mesure de  
6 préparer le dossier tarifaire 2020 en fonction du mécanisme incitatif autorisé.

7 Comme la mise en place d'un mécanisme incitatif en distribution peut modifier de manière  
8 significative la structure de risque de l'entreprise, l'année financière 2019 pourrait servir à réviser  
9 le caractère raisonnable du taux de rendement actuel suite à une décision sur le mécanisme  
10 incitatif.

11 Le tableau suivant résume les prochaines étapes et les échéanciers associés proposés en lien  
12 avec la mise en place d'un mécanisme incitatif en distribution.

**Tableau 6 Prochaines étapes et échéanciers pour la mise en place d'un mécanisme incitatif**

<b>Étapes</b>	<b>Échéancier</b>
Dépôt du document de réflexion	Décembre 2017
Séances de travail	Février et mars 2018
Dépôt d'une preuve formelle sur le mécanisme incitatif en distribution	Printemps 2018
Décision attendue de la Régie	Automne 2018
Dépôt du dossier tarifaire 2020 en mécanisme incitatif	Printemps 2019

## 5 CONCLUSION

1 Selon Énergir, le mécanisme incitatif en distribution envisagé respecte les lignes directrices de la  
2 Régie dans sa décision D-2012-076, tout en étant aligné avec les pratiques courantes chez les  
3 autres distributeurs gaziers canadiens. Énergir est d'avis qu'un tel mécanisme incitatif permettrait  
4 d'atteindre les objectifs et orientations définis à la section 1.4 du présent document.

5 Le plafonnement des revenus par client proposé permettrait de générer des gains de productivité,  
6 par la minimisation du revenu requis par client. Correctement calibré, le mécanisme incitatif ne  
7 devrait pas compromettre la qualité du service ni la sécurité du réseau. Ce mécanisme se  
8 caractériserait également par sa clarté et devrait permettre d'alléger le fardeau réglementaire par  
9 la simplification de l'établissement du revenu requis et par la transparence associée à la mesure  
10 des gains/pertes de productivité qui reposent sur des résultats réels.

11 Enfin, l'établissement d'un revenu requis juste et raisonnable en 2019 devrait permettre à Énergir  
12 de récupérer ses coûts de capital et d'exploitation, par le biais de tarifs justes et raisonnables. Un  
13 calibrage approprié devrait aussi permettre un partage juste et raisonnable des gains/pertes de  
14 productivité entre les clients et le distributeur.

15 En définitive, le mécanisme incitatif envisagé permettrait d'aligner à la fois les objectifs du  
16 régulateur décrits dans la décision D-2012-076, du gouvernement notamment précisés dans la  
17 Politique énergétique 2030 et du distributeur, lequel souhaite également se doter d'outils  
18 supplémentaires de gestion de ses coûts et de son développement, de manière à demeurer un  
19 incontournable contributeur au développement économique du Québec, et ce, particulièrement  
20 dans un contexte de transition énergétique.

1     **Énergir demande à la Régie :**

2     • **De convoquer trois séances de travail, soit :**

3         ○ **Deux séances en février portant notamment sur la méthode de détermination du**  
4         **revenu requis, la segmentation de la clientèle, les éléments couverts, les**  
5         **exclusions et les exogènes, le mode de partage des gains/pertes de**  
6         **productivité, ainsi que le terme, renouvellement et évaluation;**

7         ○ **Une séance en mars portant spécifiquement sur les indices de qualité de**  
8         **service.**



	Fortis BC	AltaGas & Atco	Union	Enbridge	Gazifère
<b>Type de mécanisme</b>	Revenu requis ajusté selon 50 % de la croissance du nombre de lignes de service (investissements en développement) et 50 % de la croissance du nombre de clients (autres investissements et dépenses d'opération)	Revenu plafond par client par classe de tarif	Prix plafond ajusté selon la consommation moyenne normalisée par classe de tarif	Building block; prévisions des dépenses notamment selon les clients par segment	Revenu plafond par client selon la moyenne totale des clients facturés dans l'année
<b>Période visée</b>	2014-2018	2013-2017	2014-2018	2014-2018	2011-2015
<b>Facteur I</b>	Indice pondéré 12 derniers mois : - Rémunération hebdomadaire moyenne de la Colombie-Britannique (55%) - Indice des prix à la consommation de la Colombie-Britannique (45%)	Indice pondéré 12 derniers mois : - Rémunération hebdomadaire moyenne de l'Alberta (55%) - Indice des prix à la consommation de l'Alberta (45%)	Indice implicite des prix de la demande finale du Canada des 12 derniers mois	Indice pondéré de 1 % réalisé par le Board (basé sur l'inflation, l'augmentation des coûts, la croissance des clients et un niveau approprié d'amélioration de la productivité)	Indice des prix à la consommation du Québec prévue
<b>Facteur X</b>	1,10%	1,16%	60 % de l'inflation (~0,98 %)		74 % de l'inflation (~1,5 %)
<b>Facteurs Y (exclusions)</b>	CFR : - Taux d'intérêt - Taux de rendement - Taxes - Retraites et autres bénéfices - Primes d'assurances - Revenues - Dépréciation & amortissement - Base de tarification autres que les usines en service Projets approuvés par la BC Commission (CPCN) (agit à titre de <i>capital tracker</i> ), mais Fortis doit proposer d'autres critères pour justifier l'exclusion de projets majeurs dans d'autres audiences	Critères d'acceptation d'un facteur Y ( <i>capital trackers</i> qui doit être approuvé par la Alberta Utilities Commission (AUC)) : - Attribuable à des événements hors du contrôle de l'entreprise - Matérialité (40 pts de base sur le retour sur équité après impôts) - Sans incidence sur l'inflation - Coûts engagés avec prudence - Récurrence et variabilité des montants CFR : - Coût du transport du gaz - Coûts de participation réglementaire - Comptes résultants de décisions réglementaires - Frais municipaux - Coûts d'équilibrage - Compte de stabilisation de la température - Taxes - Tout autre facteur Y reconnu par la AUC, par exemple des <i>capital trackers</i> pour des investissements de nature unique, des coûts de transmission ou des remplacement de conduites urbaines	CFR : - Coût du gaz et d'approvisionnement - Programmes d'efficacité énergétique - Mesure d'ajustement des revenus perdus - Gaz perdu - Additions majeures en capital <i>Capital trackers</i> selon 8 critères : - Impact de 5 millions de \$ sur le revenu requis - Coûts en capital de plus de 50 millions de \$) - Projet en dehors du mécanisme incitatif - Nécessaire pour servir et/ou maintenir la sécurité et la fiabilité du réseau, qui ne peut être retardé dont l'efficacité-coût a été démontré par rapport à d'autres alternatives - Le projet a été identifié aux actionnaires et à la Régie dès que possible - Le projet est sujet à une évaluation réglementaire complète - Le revenu requis serait évalué selon la méthode d'allocation des coûts approuvés - Création d'un CFR entre la prévision et le réel pour la durée du projet	Customer Care and Customer Information System Programme d'efficacité énergétique Dépenses de retraites et autres bénéfices Regulatory Cost Allocation Methodology	Coûts de l'approvisionnement gazier, du transport et de l'équilibrage CFR : - Dépenses réglementaires - Programme d'efficacité énergétique Compte de stabilisation de la température Ajustements au coût du capital (facteur R) : - Taux d'intérêt sur la dette - Taux de rendement sur la base de tarification Projets de plus de 450 000 \$ approuvés par la Régie
<b>Facteurs Z (exogènes)</b>	Critères d'acceptation d'un facteur Z (doit être approuvé par l'Ontario Energy Board (OEB)) : - Attribuable à des événements hors du contrôle de l'entreprise - Directement lié à un événement exogène et clairement hors de la base selon laquelle les tarifs ont été établis - Non prévu - Coûts engagés avec prudence - Matérialité (seuil de 0,5 % des coûts en O&M de 2013)	Critères d'acceptation d'un facteur Z ( <i>capital trackers</i> qui doit être approuvé par la Alberta Utilities Commission (AUC)) : - Attribuable à des événements hors du contrôle de l'entreprise - Matérialité (40 pts de base sur le retour sur équité après impôts) - Sans incidence sur l'inflation - Coûts engagés avec prudence - L'impact de l'événement ne doit pas avoir été prévu	Critères d'acceptation d'un facteur Z (doit être approuvé par l'Ontario Energy Board (OEB)) : - Attribuable à des événements hors du contrôle de l'entreprise - Hors des risques prévus prudemment & risques hors de l'univers de l'utilité - Sans incidence sur l'inflation - Coûts engagés avec prudence - Matérialité (seuil de 4 millions de \$ sur le revenu requis)	Critères d'acceptation d'un facteur Z (doit être approuvé par l'Ontario Energy Board (OEB)) : - Attribuable à des événements imprévus - Matérialité (seuil de 1.5 millions de \$ sur le revenu requis) - Attribuable à des événements hors du contrôle de l'entreprise - Coûts engagés avec prudence	Critères d'acceptation d'un facteur Z (doit être approuvé par la Régie de l'énergie) : - Clairement identifiable - Bien défini - Ponctuel - De nature imprévisible - Sans incidence sur l'inflation ou la productivité Exemples de facteurs Z : - Variation des taux d'imposition - Effet des décisions ou ordonnances réglementaires - Modifications de traitement comptable
<b>Indicateurs de qualité</b>	- Rapidité de réponse aux urgences - Rapidité de réponse aux appels téléphoniques d'urgence - Fréquence de blessures - Taux de résolution au 1er appel - Indice de facturation - Lecture de compteurs - Délai pour rebrancher un client - Rapidité de réponse aux appels téléphoniques - Satisfaction de la clientèle - Taux d'abandon téléphonique	- Taux cumulé de compteurs non lus à l'intérieur de quatre mois et un an - Performance mensuelle de la facturation - Fréquence du taux d'accidents et de maladies - Fréquence des accidents de véhicules motorisés - Pourcentage de satisfaction de la clientèle suivant un contact initié par le client avec le propriétaire - Mesure globale de la satisfaction de la clientèle - Réponses aux plaintes	- Rapidité de réponse aux appels téléphoniques - Taux d'abandon téléphonique - Lecture des compteurs - Temps de réponse aux prises de rendez-vous - Délai pour remettre un rendez-vous raté - Rapidité de réponse aux urgences - Délai de réponse à une plainte - Délai pour rebrancher un client	- Rapidité de réponse aux appels téléphoniques - Taux d'abandon téléphonique - Lecture des compteurs - Temps de réponse aux prises de rendez-vous - Délai pour remettre un rendez-vous raté - Rapidité de réponse aux urgences - Délai de réponse à une plainte - Délai pour rebrancher un client	- Entretien préventif - Rapidité de réponse aux situations d'urgence - Rapidité de réponse aux appels téléphoniques - Fréquence de lecture des compteurs - Satisfaction de la clientèle
<b>Mécanisme de partage des gains et des pertes</b>	50 %/50 %	100 % AltaGas ou Atco	<100 pts de base : 100 % Union 100-200 pts de base : 50 % /50 % >200 pts de base : 90 % clients/10 % Union	50 %/50 %	<100 pts de base : 75 % Gazifère /25 % clients 100-350 pts de base : 50 %/50 % >350 pts de base : 100 % clients
<b>Clauses de réouverture</b>	Réouverture si +/- 200 pts de base sur un an ou +/- 150 pts de base deux années de suite Si dégradation majeure du service	Réouverture si +/- 500 pts de base en un an ou +/- 300 pts de base deux années de suite Si changement majeur du nombre de clients ou du territoire desservi	N/A	Réouverture si +/- 300 pts de base sur un an	Rien de spécifique, mais peut demander un arrêt du mécanisme si un événement majeur se produit



## ANNEXE 2 – CIBLES ET PONDÉRATION DES INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE

## Cibles des indices

- 1 Dans sa décision D-2012-106, la Régie demandait que les résultats cibles utilisés pour le calcul des
- 2 pourcentages de réalisation de chacun des indices soient révisés en tenant compte des résultats
- 3 individuels historiques.
- 4 Les statistiques suivantes ont été utilisées afin de proposer une cible pour les indices qui demeurent
- 5 inchangés:

Année	Entretien préventif (%)	Rapidité de réponse aux urgences (%)	Fréquence de lecture des compteurs (%)	Satisfaction de la clientèle VGE (%)	Procédure de recouvrement et d'interruption de service (%)
2000-2001	101,9	90,8	96,7		100,0
2001-2002	99,2	92,9	97,8		100,0
2002-2003	97,5	90,0	97,4		100,0
2003-2004	100,3	88,6	96,7		100,0
2004-2005	104,9	92,6	97,1		100,0
2005-2006	98,7	93,4	97,4		100,0
2006-2007	101,0	93,9	98,4		100,0
2007-2008	104,0	91,3	99,1	82,5	100,0
2008-2009	99,5	91,0	99,1	96,2	80,0
2009-2010	100,1	90,7	99,3	85,9	100,0
2010-2011	99,9	90,9	99,2	90,4	100,0
2011-2012	108,3	94,4	99,1	90,4	100,0
2012-2013	103,0	94,2	98,6	86,7	100,0
2013-2014	100,2	94,4	98,9	80,0	100,0
2014-2015	98,1	95,0	99,1	90,0	100,0
2015-2016	103,0	94,4	99,4	84,0	100,0
Moyenne	101,2	92,4	98,3	87,3	100,0
Résultat le plus bas	97,5	88,6	96,7	80,0	

**Document de réflexion portant sur l'élaboration d'un mécanisme incitatif en distribution,  
R-4027-2017**

---

1 Pour fixer les cibles, les données historiques de réalisation des indices de qualité de service ont  
2 été analysées pour chaque indice.

3 Indice Entretien préventif

4 Les données historiques de réalisation de cet indice donnent une moyenne sur 16 ans de 101,2 %.  
5 Au cours des 16 dernières années, le résultat le plus bas a été de 97,5 %. La nouvelle cible a été  
6 fixée en considérant les efforts qui seraient requis pour rattraper tout retard dans la réalisation  
7 du programme d'entretien préventif. En effet, si pour une année le programme n'est pas  
8 complètement réalisé, alors les activités non complétées devraient automatiquement être  
9 reportées à l'année suivante. Ceci entraînerait une pression sur les opérations et une  
10 augmentation des coûts, car les activités excédentaires devraient être réalisées en temps  
11 supplémentaire. La nouvelle cible a été fixée à 95 % parce qu'à partir de ce niveau de performance  
12 Gaz Métro juge que le retard serait gérable avec les ressources actuelles.

13 La principale cause d'un retard dans la réalisation du programme d'entretien préventif serait un  
14 hiver particulièrement long. La fenêtre de temps pour réaliser certaines activités serait ainsi  
15 rétrécie. Des conditions climatiques difficiles (beaucoup de pluie ou de neige) peuvent également  
16 empêcher la réalisation de certaines activités du programme d'entretien préventif. Une  
17 augmentation des bris par les tiers pourrait également perturber les activités, puisque le  
18 personnel qui réalise les activités du programme préventif est le même que celui qui intervient  
19 sur les bris.

20 Indice Rapidité de réponse aux urgences

21 Les données historiques de réalisation de cet indice donnent une moyenne sur 16 ans de 92,4 %.  
22 Le plus bas résultat au cours des 16 dernières années a été de 88,6 %. Le résultat de cet indice est  
23 grandement influencé par de multiples facteurs externes (climat, trafic, chantiers de construction,  
24 etc.). Une cible à 92 % reflète le niveau de performance réalisable tout en maintenant la sécurité  
25 du public et du réseau.

26 Indice Fréquence de lecture des compteurs

27 La moyenne historique des résultats obtenus pour cet indice est de 98,3 %. Le plus bas résultat  
28 obtenu au cours de ces 16 dernières années a été de 96,7 %. La nouvelle cible a été fixée à 95 %.

29 Indice Satisfaction de la clientèle PMD

30 Comme indiqué à la pièce Énergir 1, Document 1, un nouveau sondage relatif au calcul de l'indice  
31 de satisfaction de la clientèle PMD (anciennement appelé « Satisfaction de la clientèle des tarifs D<sub>1</sub>  
32 et D<sub>3</sub> ») est mis en place. Ce sondage, appelé *Expérience client* remplacera le sondage actuel  
33 *Indicatif client*. Le nouveau sondage a été réalisé par la firme de recherche Ad Hoc recherche au  
34 cours des deux dernières années, en parallèle au sondage actuel.

35 La réflexion méthodologique de la firme Ad Hoc recherche pour le sondage *Expérience client* est  
36 présentée à l'annexe 4 de la pièce Énergir 1, document 1.

**Document de réflexion portant sur l'élaboration d'un mécanisme incitatif en distribution,  
R-4027-2017**

- 1 Les résultats du tableau ci-dessous démontrent que le pourcentage de satisfaction générale avec  
2 le nouveau sondage est moindre qu'avec l'ancien.

**Comparaison Indicatif client vs Expérience client**

	Indicatif client	Expérience client	Écart
<b>Atteinte du 100 %</b>	<b>91,2%</b>	<b>85%</b>	<b>-6,2%</b>
T1-2015	92,2%	82%	-10,5%
T2-2015	89,6%	87%	-2,4%
T3-2015	94,5%	90%	-4,1%
T4-2015	97,8%	89%	-9,3%
<b>Annuel 2015</b>	<b>93,8%</b>	<b>87%</b>	<b>-6,8%</b>
T1-2016	94,4%	87%	-7,4%
T2-2016	95,0%	85%	-10,0%
T3-2016	89,4%	88%	-1,4%
T4-2016	94,0%	90%	-4,0%
<b>Annuel 2016</b>	<b>93,2%</b>	<b>88%</b>	<b>-5,2%</b>
T1-2017	92,5%	86%	-6,5%
T2-2017	95,5%	88%	-7,5%
T3-2017	96,4%	87%	-9,4%
T4-2017	96,4%	91%	-5,4%
<b>Annuel 2017</b>	<b>95,1%</b>	<b>88%</b>	<b>-7,1%</b>

- 3 Plusieurs facteurs peuvent contribuer aux écarts entre les deux mesures :

- 4 1. La méthode de collecte : le sondage *Indicatif client* est entièrement téléphonique alors  
5 que le sondage *Expérience client* préconise une approche par sondage web qui devrait  
6 s'intensifier au fil des ans. Le changement de méthodologie fait en sorte que le sondage  
7 web est moins intrusif pour les répondants, il est plus économique, il est plus facile et  
8 ludique (présentation visuelle des échelles de mesures) et l'absence d'un interviewer rend  
9 la démarche plus confidentielle et minimise les biais liés aux réponses socialement  
10 désirables. Cet impact est jugé comme étant moyen sur la différence observée entre les  
11 résultats.
- 12 2. La formulation des questions : l'ancienne formulation du sondage *Indicatif client* fait état  
13 d'appréciation, tandis que la nouvelle formulation du sondage *Expérience client* fait état  
14 de satisfaction. Il s'agit de deux construits similaires, mais qui ne sont pas interprétés de  
15 la même façon par les participants au sondage.
- 16 Également, la nouvelle question précise la récence de l'événement qui est mesuré  
17 puisqu'un client peut contacter Énergir à plusieurs reprises durant l'année pour différents  
18 événements. L'impact est jugé minime sur l'écart entre les résultats.

3. Les échelles de mesure : un des changements ayant le plus d'impact sur la différence entre les résultats des deux mesures est l'utilisation d'une échelle de mesure différente. *Indicatif client* utilise une échelle ordinale à 5 échelons (excellent, bon, ni bon ni mauvais, mauvais et très mauvais) tandis que celle utilisée pour le sondage *Expérience client* est une échelle de 1 à 10 (qui va de « pas du tout satisfait » à « très satisfait »).

Il est difficile de faire une comparaison des deux résultats puisqu'il manque d'équivalence entre les deux échelles. D'abord, les pôles des échelles sont inversés, c'est-à-dire que pour le sondage *Indicatif client*, le plus petit chiffre (1) signifie une meilleure évaluation alors que pour *Expérience client*, un plus grand chiffre (10) signifie une meilleure évaluation. Ensuite, deux échelons sur cinq sont retenus dans le sondage *Indicatif client* qui sont par la suite ramenés sur une échelle de 10 pour calculer l'indice, soit Excellent (1) et Bon (2), alors que trois échelons sur dix sont retenus pour le sondage *Expérience client*, soit les échelons (8), (9) et (10), ce dernier échelon correspondant à « Très satisfait ». Finalement, l'échelle du sondage *Indicatif Client* offre un point milieu et les répondants ont donc la possibilité de donner une évaluation neutre (3). Advenant qu'ils soient le moins satisfait, ils ont possiblement une plus forte propension à donner une évaluation de 2 (inclus dans le calcul de l'indice), qui est le premier échelon au-dessus du point milieu. Pour le sondage *Expérience Client*, l'absence de point milieu combiné à la possibilité d'indiquer divers degrés de satisfaction qui sont exclus du calcul de l'indice (6 et 7) contribuent au caractère plus strict de la mesure. Une illustration de la différence des échelles de mesures entre les deux sondages est présentée à la page 12 de l'annexe 4 de la pièce Énergir 1, document 1.

Il ne s'agit donc pas d'un facteur individuel, mais bien de la combinaison de plusieurs facteurs qui contribue à l'écart de la note de satisfaction observée entre le résultat du sondage *Indicatif client* et celui du sondage *Expérience client*.

Selon l'historique des dernières années, Ad Hoc recherche recommande une baisse du seuil de 6 points de pourcentage, soit la moyenne des écarts observés.

À la lumière de ce qui précède, la cible du nouveau sondage est fixée à 85 %.

#### Indice Satisfaction de la clientèle VGE

Les données historiques de réalisation de cet indice, introduit en 2007-2008 (anciennement appelé « Satisfaction de la clientèle des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> »), donnent une moyenne sur 10 ans de 87,3 %. Le plus bas résultat au cours des 10 dernières années a été de 80,0 %. Le résultat cible de cet indice est actuellement de 75 %. La nouvelle cible est fixée à 80 %.

1 Indice ISO 14 001 (2015)

2 Comme expliqué à pièce Énergir-1, Document 1, l'indice de maintien de la norme ISO 14001 (2015)  
3 remplace l'indice actuel. Le pourcentage de réalisation sera de 0 % si Énergir ne détient pas  
4 l'enregistrement au 30 septembre de l'année en cours et de 100 % de réalisation si  
5 l'enregistrement est en vigueur à cette date. L'impact de non-réalisation de cet indice équivaut à  
6 son poids pondéré relatif de l'ensemble des indices.

7 Indice Procédure de recouvrement et d'interruption de service

8  
9 Énergir propose de ne pas modifier la façon dont le résultat de l'indice est calculé. Chaque  
10 contravention à la procédure viendra réduire de 20 % l'indice de réalisation. S'il n'y a aucun cas  
11 de contravention, l'indice sera donc réalisé à 100 %. Pour un cas de contravention, l'indice sera  
12 réalisé à 80 % et ainsi de suite.

**Pondération des indices**

13 Dans sa décision D-2012-106, la Régie demandait également à Énergir de revoir la pertinence de  
14 chacun des indices de qualité de service et d'en justifier la pondération. La Régie indiquait que la  
15 pondération accordée à chacun des indices de qualité de service doit être en lien avec les coûts  
16 et les conséquences, autant pour le distributeur que pour les clients, de ne pas atteindre le seuil  
17 minimal de cet indicateur.

18 Afin de répondre à la demande de la Régie, Énergir a évalué les critères suivants :

- 19 1. coûts;  
20 2. sécurité (du public, des clients et des employés);  
21 3. réputation;  
22 4. impact commercial (perte de clients ou ralentissement de l'acquisition de nouvelle clientèle);  
23 5. fiabilité d'approvisionnement; et  
24 6. expérience client.

25 Les critères ont été évalués de façon binaire (« important/mineur » et « avec conséquences/sans  
26 conséquence »), comme suit :

Conséquences pour Énergir

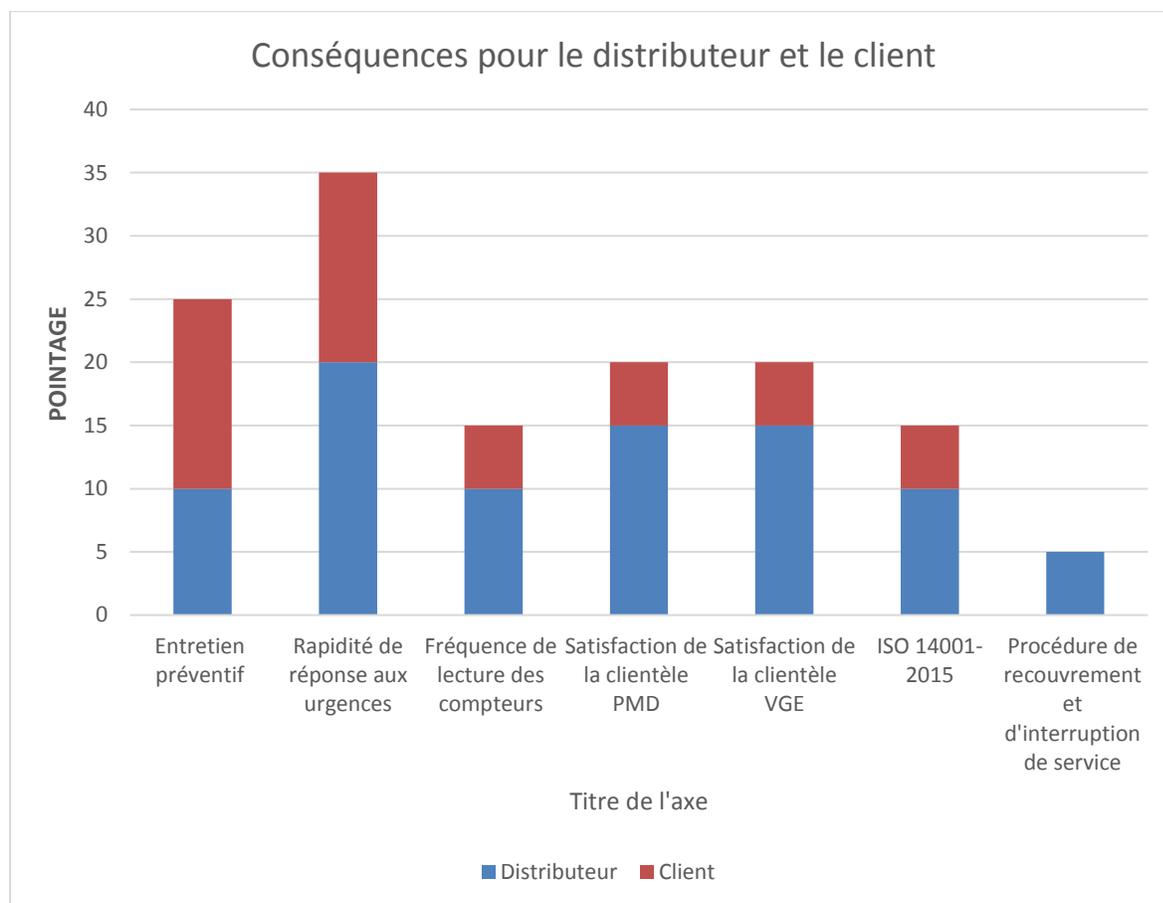
		Mineur (0 point)
Impact sur les coûts	Dommage matériel ou financier important	Aucun dommage matériel ou financier important
Critères	Avec conséquences (5 points)	Sans conséquence (0 point)
Sécurité / Environnement	Impact sur la durabilité et l'intégrité du réseau et/ou sur la sécurité du public et/ou des employés.	Aucun impact sur la durabilité et l'intégrité du réseau et/ou sur la sécurité du public et/ou des employés
Réputation	Couverture médiatique négative à l'égard de l'entreprise	Aucune couverture médiatique
Commercial	Activités pouvant réduire le nombre de clients existants ou ralentir le développement	Activités n'ayant aucun impact sur la clientèle existante ou le développement des ventes

Conséquences pour les clients

	Important (5 points)	Mineur (0 point)
Impact coûts	Dommage matériel ou financier important (incluant hausse de tarifs)	Aucun dommage matériel ou financier important
Critères	Avec conséquences (5 points)	Sans conséquence (0 point)
Sécurité/ Environnement	Impact sur la durabilité et l'intégrité du réseau et/ou sur la sécurité du public et/ou des employés. Impact environnemental mesurable.	Aucun impact sur la durabilité et l'intégrité du réseau et/ou sur la sécurité du public et/ou des employés. Aucun impact environnemental.
Fiabilité d'approvisionnement	Interruption d'approvisionnement à plusieurs clients non planifiée qui pourrait avoir un impact important sur la qualité de vie ou les activités économiques des occupants	Aucune interruption d'approvisionnement à plusieurs clients non planifiée
Expérience client	Impact négatif sur le service attendu par le client	Aucun impact négatif sur le service attendu par le client

**Document de réflexion portant sur l'élaboration d'un mécanisme incitatif en distribution,  
R-4027-2017**

- 1 Les coûts et conséquences ont été évalués pour chacun des indices de qualité de service. Le résultat de
- 2 cette évaluation a permis de positionner les indices de façon relative.



3

- 4 À la suite de l'exercice, la pondération proposée pour chacun des indices est la suivante :

Indice	Pondération
Entretien préventif	20 %
Rapidité de réponse aux urgences	25 %
Fréquence de lecture des compteurs	10 %
Satisfaction de la clientèle PMD	15 %
Satisfaction de la clientèle VGE	15 %
ISO 14001-2015	10 %
Procédure de recouvrement et d'interruption de service	5 %



**RAPPORT MÉTHODOLOGIQUE  
EXPÉRIENCE CLIENT – VOLET INTERACTIONS  
2016-2017**

**DOCUMENT PRÉSENTÉ À  
CAROLINE VIAU  
CONSEILLÈRE - RECHERCHE ET ANALYSE**



**NOVEMBRE 2017**

## 1. L'objectif principal

Le présent document a pour objectif de **décrire les divers paramètres méthodologiques** entourant le déroulement de l'étude *Expérience client – Volet interactions* menée par *Ad hoc recherche* auprès des clients de Gaz Métro. Nous y expliquons en détails la méthodologie utilisée afin de préciser les limites de l'étude et la portée des résultats obtenus.

## 2. La population cible

La population visée par l'étude *Expérience client – Volet interactions* se compose de **clients ayant eu un contact récent avec Gaz Métro**, parmi les clientèles résidentielles et d'affaires (clients commerciaux, industriels et institutionnels) de l'entreprise.

Quatre types d'événements sont étudiés :

	Clientèle résidentielle	Clientèle d'affaires
<b>Demande d'information (DI)</b>	Strate 003	Strate 103
<b>Visite technique</b>	Strate 004	Strate 104
<b>Ajout ou remplacement (A/R)</b>	Strate 020	Strate 120
<b>Nouveau branchement (NB)</b>	Strate 201	Strate 401

Pour cette étude, les « nouveaux branchements » représentent des conversions de bâtiments existants vers le gaz naturel et non de nouvelles constructions.

Les clients « VGE » sont exclus de la population à l'étude puisqu'ils disposent de leurs propres sondages.

## 3. Le mode de collecte

Des **listes de contacts clients sont fournies par Gaz Métro** en format électronique chaque semaine. Celles-ci incluent un profil général des clients (numéro de compte, indicateur de strate, nom du contact et coordonnées, langue de préférence, adresse courriel si disponible, etc.).

Les contacts clients inclus dans les listes fournies sont **tirés aléatoirement** parmi l'ensemble des contacts réalisés par Gaz Métro, rendant ainsi l'échantillon sélectionné **représentatif de l'ensemble des événements** évalués.

Des précautions particulières sont apportées à la gestion des listes (tâches assumées par Gaz Métro) :

- Un même contact ne doit pas apparaître dans plus d'une strate ni plus d'une fois dans une même strate tout au long de la collecte de données (impossibilité de recontacter le même client deux fois au cours de la même année);
- Les clients ayant exprimé ne pas vouloir être contactés par Gaz Métro pour un sondage sont exclus des listes conformément à leur souhait.

De manière à minimiser les coûts et à assurer une meilleure efficacité à long terme pour l'étude *Expérience client*, une approche par **sondage Web est priorisée** pour la collecte de données. Deux exceptions s'appliquent toutefois :

- Les strates « **Ajout ou remplacement** » et « **Nouveau branchement** » :  
Gaz Métro détient peu d'adresses courriel pour ces strates, et ces types d'événements sont plus rares (moins d'échantillon disponible), tant pour les contacts résidentielles que d'affaires. Ces strates sont donc sondées par téléphone plutôt que sur le Web. Cependant, si un client contacté par téléphone le demande, nous offrons la possibilité de remplir le sondage en ligne.
- La strate « **Visite technique – Affaires** » :  
Gaz Métro détient également peu d'adresses courriel dans ses banques de données pour la strate « visite », mais uniquement dans le cas des contacts d'affaires. Dans ce contexte, les contacts de cette strate pour qui l'adresse courriel est connue sont invités à remplir le sondage en ligne, tandis que les autres sont invités par téléphone à remplir le sondage Web (approche dite *phone-to-web*). Cette méthodologie assure la représentativité des résultats de cette strate tout en limitant les coûts de l'étude.

Pour les strates sondées **sur le Web**, un **maximum de deux relances par courriel** sont effectuées, à raison d'une par semaine.

Pour les strates sondées par **téléphone**, un **maximum de quatre relances** sont faites pour chaque contact, le tout à l'intérieur d'un délai de deux semaines.

#### 4. Le plan d'échantillonnage et les quotas atteints

Afin d'obtenir un minimum de répondants dans chacune des strates et de répartir les entrevues tout au long de l'année, un plan d'échantillonnage a été mis en place par *Ad hoc recherche*, en collaboration avec Gaz Métro. En effet, les contacts clients, dont le nombre total est déterminé en fonction du taux de réponse spécifique à chaque strate, sont **sélectionnés aléatoirement** chaque semaine parmi les listes fournies par Gaz Métro.

Bien que le plan d'échantillonnage souhaité répartisse également l'ensemble des entrevues pour chaque trimestre, la saisonnalité de certains types d'événements nécessite des ajustements méthodologiques. À titre d'exemple, les entrevues de la strate « nouveaux branchements », peu présente en hiver, sont majoritairement réalisées au cours des trimestres 1, 3 et 4.

Le tableau ci-dessous présente le plan d'échantillonnage initial ainsi que le décompte des entrevues réalisées pour chacune des huit strates :

Strates	Quotas visés par trimestre	Quotas visés par année	Quotas atteints en 2016-2017
DI Résidentiel (003)	100	400	499
Visite Résidentiel (004)	75	300	446
A/R Résidentiel (020)	75	300	545
NB Résidentiel (201)	50	200	8
DI Affaires (103)	100	400	394
Visite Affaires (104)	75	300	271
A/R Affaires (120)	75	300	315
NB Affaires (401)	50	200	78
<b>TOTAL</b>	<b>600</b>	<b>2 400</b>	<b>2 556</b>

## 5. Le questionnaire

Le questionnaire a été **développé et prétesté en français**, puis traduit en anglais par *Ad hoc recherche*.

Dans le cas des strates contactées par téléphone, différents scripts d'appels ont été préparés de manière à personnaliser l'approche des intervieweurs selon le contexte d'appel, c'est-à-dire selon qu'il s'agisse d'un premier contact, d'une relance téléphonique ou encore d'une relance téléphonique pour le web. Le questionnaire ainsi que tous les scripts d'appels ont été **soumis à l'équipe de Gaz Métro pour approbation**.

Au début de chaque entrevue, l'intervieweur s'assure qu'il parle bien à la **personne désignée** dans la liste de contacts de Gaz Métro et il valide que ce dernier **se souvient clairement de l'événement** en question.

Le libellé de la **question de satisfaction** posée ainsi que sa **position** dans le sondage (toujours en premier) sont **constants** d'un trimestre à l'autre afin d'assurer la comparabilité des résultats.

La **durée moyenne** du questionnaire est de **cinq minutes**.

## 6. La collecte de données, les taux de réponse et les marges d'erreur

La collecte des données s'est déroulée en continu d'octobre 2016 à septembre 2017, selon les trimestres suivants :

- Trimestre 1 : octobre 2016 à décembre 2016
- Trimestre 2 : janvier 2017 à mars 2017
- Trimestre 3 : avril 2017 à juin 2017
- Trimestre 4 : juillet 2017 à septembre 2017

Au total, 2 556 entretiens ont été réalisés pour l'ensemble de l'exercice 2016-2017.

Le tableau ci-dessous présente le détail des entretiens réalisés, du taux de réponse et de la marge d'erreur pour chaque strate ainsi que pour l'ensemble de l'échantillon recueilli.

Strates	Nombre d'entretiens réalisés	Taux de réponse	Marge d'erreur
D. I. Résidentiel (003)	499	12 %	± 4,1 %
Visite Résidentiel (004)	446	22 %	± 4,1 %
A. / R. Résidentiel (020)	545	30 %	± 3,5 %
N. B. Résidentiel (201)	8	31 %	± 29,4 %*
D. I. Affaires (103)	394	8 %	± 4,7 %
Visite Affaires (104)	271	12 %	± 5,6 %
A. / R. Affaires (120)	315	29 %	± 4,6 %
N. B. Affaires (401)	78	30 %	± 9,2 %*
<b>TOTAL</b>	<b>2 556</b>	<b>15 %</b>	<b>± 1,8 %</b>

Les taux de réponse pour les strates 003, 004, 103 et 104 sont inférieurs à ceux des autres strates étant donnée la méthode de collecte par Internet, qui suscite naturellement de plus faibles taux de réponse que la méthode téléphonique.

\*Les résultats pour les strates « N. B. Résidentiel (201) » et « N. B. Affaires (401) » sont analysés conjointement étant donné le faible nombre d'entretiens réalisés.

## 7. Le traitement des données et la pondération

Le traitement des données est réalisé chaque trimestre par les professionnels d'Ad hoc recherche par l'entremise du logiciel spécialisé *StatXP* ainsi qu'à l'aide de *SPSS*.

De manière à rendre les résultats obtenus représentatifs de la population à l'étude, une pondération est appliquée chaque trimestre pour rétablir les déséquilibres potentiels des profils présents dans l'échantillon. Cette pondération tient compte du **nombre total réel d'événements survenus** pour chacune des **huit strates** à l'étude selon la **région** (grande région métropolitaine de Montréal c. le reste du Québec).

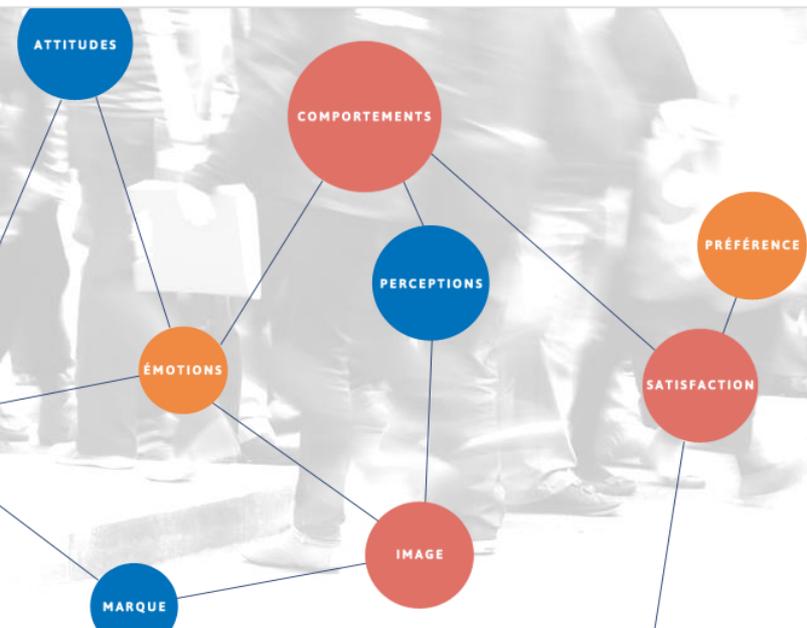
Une fois la pondération appliquée, il est possible de généraliser les résultats obtenus à l'ensemble de la population sondée.

À la fin de l'exercice, une banque de données anonyme pondérée complète est transmise à Gaz Métro, qui effectue d'autres traitements statistiques au besoin.

## 8. Les résultats

Les résultats de satisfaction de la clientèle de Gaz Métro obtenus pour l'exercice 2016-2017 sont détaillés ci-dessous :

Période	Indice de satisfaction de la clientèle
Automne 2016 (T1)	86 %
Hiver 2017 (T2)	88 %
Printemps 2017 (T3)	87 %
Été 2017 (T4)	91 %
<b>EXERCICE 2016-2017</b>	<b>88 %</b>



# Satisfaction de la clientèle de Gaz Métro

## Réflexion méthodologique

Rapport d'expert présenté à :



Le 7 novembre 2017

*Original: 2017.12.21*

*Énergir-1, Document 1  
Annexe 4 (12 pages en liasse)*



**Ce document présente une réflexion méthodologique concernant l'étude de satisfaction des clients de Gaz Métro connue sous le nom d'*Expérience Client – Interactions*.** Plus précisément, ce rapport vise à résumer les paramètres de la refonte du programme de mesure de la satisfaction de la clientèle, à expliquer les écarts entre l'ancienne et la nouvelle mesure et ainsi à justifier la nouvelle cible à atteindre.

### Un peu de contexte...

Gaz Métro a mis sur pied en 1998 un programme de mesure de satisfaction de la clientèle (programme *Indicatif Client*). **Ce programme lui permet de faire une écoute active de sa clientèle** en mesurant sa satisfaction sur plusieurs indicateurs clés de performance, et ce, afin d'identifier des opportunités d'améliorations pour assurer la meilleure expérience possible, peu importe avec quel intervenant de l'entreprise le client est en contact.

Avec le soutien d'*Ad hoc recherche*, Gaz Métro **mène depuis trois ans des consultations internes** et une démarche réflexive ayant pour but de mettre en place un nouveau programme de recherche s'adaptant aux plus récentes tendances de la recherche marketing.

Ce nouveau programme, baptisé *Expérience client*, vise les clients **résidentiels, commerciaux, industriels et institutionnels** de Gaz Métro ayant été récemment en contact avec l'entreprise lors d'une situation particulière prédéfinie (contact avec le service à la clientèle ou les services techniques, nouveau branchement au gaz naturel).

Il est prévu qu'à compter d'**octobre 2018** (correspondant au premier trimestre de l'année fiscale 2018-2019 chez Gaz Métro), cette nouvelle approche remplacera les mesures de satisfaction de la clientèle présentement en vigueur. Depuis octobre 2014, le programme actuel et le nouveau programme sont menés en parallèle de manière à mesurer l'impact de la transition future.

## Quelques mots sur *Ad hoc recherche* Les services et les infrastructures



*Ad hoc recherche* a été fondée en **1984**, ce qui en fait l'une des pionnières de la recherche au Québec. Reconnue par la communauté comme **leader** en recherche marketing, communicationnelle et sociale, elle est l'une des **cing plus grandes firmes** de la province.

L'entreprise offre, de manière intégrée, **toute la gamme** des services de recherche quantitative et qualitative à l'échelle de l'Amérique du Nord. Ses ressources comprennent une équipe de **60 professionnels** de la recherche à temps plein ainsi qu'une équipe de 150 interviewers.

L'entreprise réalise annuellement :

- plus de **500 000 entrevues** auprès de consommateurs et d'entreprises, que ce soit par téléphone, sur le Web, en face à face ou par la poste;
- plus de **400 groupes de discussions** à travers le pays.

*Ad hoc recherche* possède **l'un des plus gros central** de sondage téléphonique de la province (55 stations), sa propre **console de sondage Web** ainsi que **trois espaces collaboratifs multifonctionnels** pouvant accueillir des entrevues individuelles, des groupes de discussion, des mini-groupes et des super groupes, et ce, dans une infinité de configurations.

La compagnie a son siège social au centre-ville de Montréal au 400 boulevard de Maisonneuve Ouest, suite 1200.

### PRINCIPALES EXPERTISES

- Études de segmentation et de positionnement
- Études de comportements et d'attitudes (U&A)
- Études d'image de marque
- Évaluations publicitaires et communicationnelles (prétests et post-tests)
- Évaluations de nouveaux produits et services
- Mesures de satisfaction de la clientèle
- Études de profil de clientèle
- Évaluations de sites Web
- Tests d'utilisabilité
- Analyse de l'industrie et de la concurrence
- Évaluations d'emballage
- Études de tarification / fixation de prix

## Quelques mots sur *Ad hoc recherche*

### Une expérience exceptionnelle en mesure de la satisfaction de la clientèle



- La mesure de la satisfaction de la clientèle et des partenaires d'affaires est **une des spécialités reconnues** d'*Ad hoc recherche*, avec plus de **900 projets quantitatifs** réalisés pour des entreprises telles que *Bombardier, Molson, Banque Nationale, Bell Canada, Métro, Hydro-Québec* et *BDC*.
- Ci-dessous, un récapitulatif des études de satisfaction effectuées (à noter que nous effectuons la plupart de ces études depuis plusieurs années).

#### Expérience téléphonique et Web

**550+** projets **téléphoniques** de mesure de la **satisfaction**

**480 000+** entrevues **téléphoniques** réalisées sur le sujet

**1 300 000+** entrevues **Web** réalisées sur le sujet

#### PRINCIPAUX CLIENTS



**17** Études quantitatives sur la satisfaction de la clientèle de la SAQ

**850 000+** Entrevues Web et téléphoniques



**94** Études quantitatives portant sur la satisfaction de la clientèle à l'égard d'*Hydro-Québec*

**195 000+** Entrevues téléphoniques



**153** Études quantitatives sur la satisfaction de la clientèle (particuliers et commerciaux)

**270 000+** Entrevues téléphoniques



## 1. LA POPULATION CIBLE

- La population visée par le programme *Expérience client – Interactions* se compose de **clients résidentiels, commerciaux, industriels et institutionnels ayant eu un contact récent avec Gaz Métro** (clients des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>).
- De manière plus détaillée, les clients ciblés ont l'un ou l'autre des profils suivants<sup>1</sup> :
  - Ont eu un contact récent avec le service à la clientèle de Gaz Métro (demande d'information);
  - Ont eu récemment une visite d'un technicien de service de Gaz Métro;
  - Ont fait récemment un nouveau branchement au gaz naturel ou un ajout ou remplacement d'équipement.



## 2. LA COLLECTE DES DONNÉES

- Pour le plus récent exercice, la période de collecte des données s'étend d'octobre 2016 à septembre 2017. Un total de **2 556 entrevues** ont été complétées.
- De manière à minimiser les coûts et à assurer une meilleure efficacité à long terme pour l'étude *Expérience client*, une approche par **sondage Web** est priorisée pour la collecte de données.
- Dans les cas où Gaz Métro ne détient pas l'adresse courriel de ses clients dans ses banques de données, une alternative d'**approche téléphonique ou phone-to-web** (invitation téléphonique à remplir le sondage sur le Web) est adoptée<sup>1</sup>.

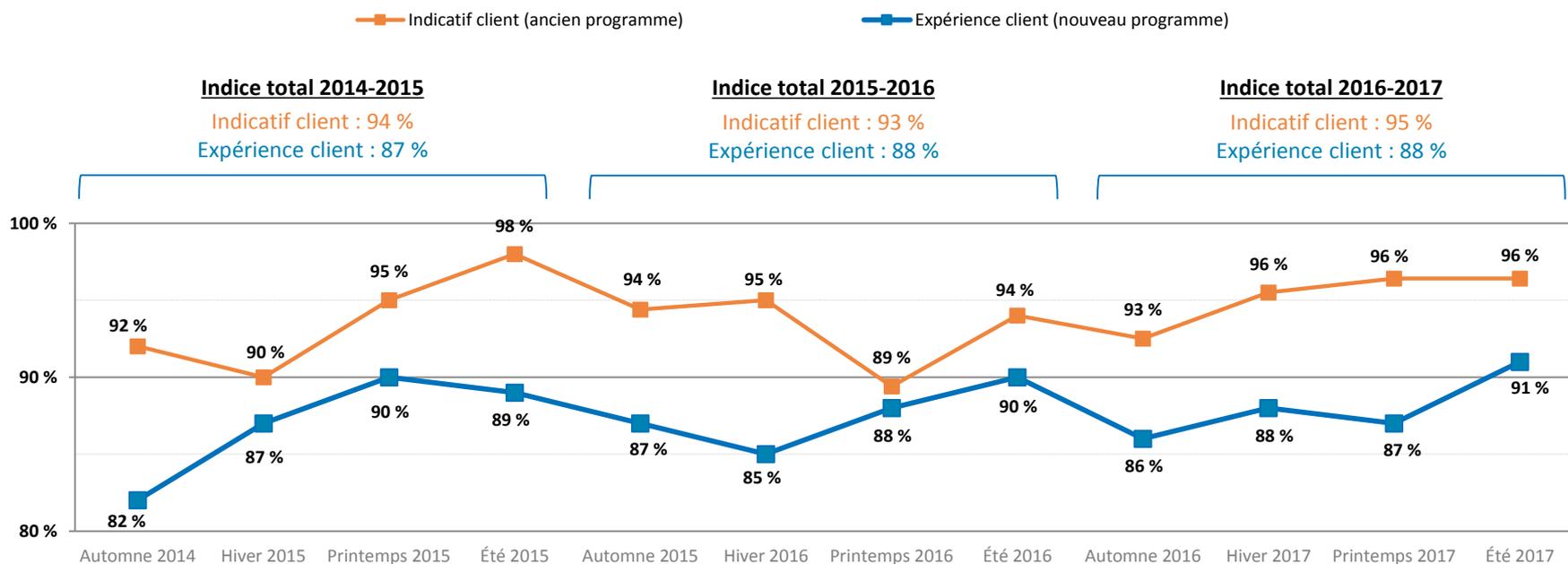
<sup>1</sup> Au besoin, il est possible de consulter le rapport méthodologique pour plus de détails sur la clientèle ciblée et le processus de collecte.



## 3. LE CONSTAT

- Les résultats obtenus pour le programme actuel (*Indicatif client*) et le nouveau programme (*Expérience client*) démontrent un écart important entre les taux de satisfaction de la clientèle. Ces écarts étaient cependant attendus pour plusieurs raisons expliquées dans les prochaines pages.

### Évolution de l'indice de satisfaction de la clientèle selon le programme



# Analyse des écarts rencontrés

## Plusieurs facteurs mis en cause



- À la base, **les deux approches de mesure de la satisfaction de la clientèle sont solides**. Elles reposent sur des échantillons costauds qui minimisent grandement la marge d'erreur.
  - Dans le cas d'Indicatif client, le taux de satisfaction annuel de 95 % obtenu lors du plus récent exercice (2016-2017) est tout à fait conséquent avec les taux historiques obtenus lors des précédentes mesures (94 % et 93 %).
  - Dans le cas d'Expérience client, le fait d'obtenir des taux similaires depuis trois ans (résultats de 87 % ou 88 %) est extrêmement rassurant. Cette convergence témoigne d'une mesure qui est fiable.
- **Alors d'où peuvent provenir les écarts?** Plusieurs facteurs sont en cause; les pages qui suivent expliquent en détail les disparités entre les deux mesures et leur impact sur l'indice de satisfaction de la clientèle de Gaz Métro.

### 1 La méthode de collecte des données

### 2 La formulation des questions

### 3 Les échelles de mesure

#### Indicatif client

Sondage téléphonique

Mesure d'appréciation allant de « excellent » à « très mauvais »

Échelle ordinale en 5 points définie à chaque échelon, l'échelon « 1 » exprimant la plus grande appréciation

#### Expérience client

Sondage hybride (Web et téléphonique)

Mesure de satisfaction allant de « très satisfait » à « pas du tout satisfait »

Échelle en 10 points définie aux pôles seulement, l'échelon « 10 » exprimant la plus grande satisfaction

# Analyse des écarts rencontrés

## Plusieurs facteurs mis en cause (suite)



**1** La **méthode de collecte** : le programme *Indicatif client* est un sondage **entièrement téléphonique**, alors que le programme *Expérience client* passe par un **sondage Web pour environ 60 %** des répondants.

Plusieurs raisons expliquent ce changement méthodologique :

- Le sondage Web est **moins intrusif** pour le client. Ce dernier peut répondre au moment qui lui convient le mieux.
- Cette méthode de collecte est **plus économique**, ce qui contribue à réduire les frais d'opération de Gaz Métro.
- C'est facile et ludique. On peut présenter des éléments visuels, et les échelles de mesure ou les explications peuvent bien être mises en évidence, ce qui assure une **meilleure compréhension** des répondants et ainsi des réponses plus fiables.
- L'absence d'un interviewer rend la démarche plus confidentielle. Cela **minimise les biais liés aux réponses socialement désirables**, c'est-à-dire qu'un répondant peut plus librement exprimer une opinion négative au besoin, sans crainte de déplaire à un interviewer.

Le sondage Web n'a toutefois pas que des avantages. Par exemple, il génère des taux de réponse moins élevés qu'une approche téléphonique.

Pour le moment, il est impossible de faire une collecte de données 100 % sur le Web puisque les dossiers des clients de Gaz Métro ne comportent pas tous une adresse de courriel. Cependant, comme Gaz Métro s'affaire activement à régulariser la situation, il est prévu qu'à long terme la clientèle soit contactée essentiellement, voire totalement, par sondage Web.

Bien qu'il soit difficile de mesurer l'impact précis de ce changement méthodologique, nos expériences passées dans des contextes similaires ont démontré que des variations de résultats peuvent être observées, notamment en raison de l'absence du biais de désirabilité sociale mentionné précédemment.

**Importance de l'impact sur les résultats : moyen**



**La formulation des questions** : les questions posées changent légèrement d'une mesure à l'autre.

#### *Indicatif client*

*De façon générale, quelle est votre appréciation de Gaz Métro concernant l'événement X? Diriez-vous...*



#### *Expérience client*

*Dans l'ensemble, sur une échelle de 1 à 10, où 1 signifie « pas du tout satisfait » et 10 « très satisfait », quel est votre niveau de satisfaction envers les services récents que vous avez reçus de Gaz Métro concernant l'événement X?*

Tout d'abord, l'ancienne formulation parle d'**appréciation**, tandis que la nouvelle parle de **satisfaction**, qui sont deux construits similaires, sans nécessairement être compris tout à fait de la même manière.

De plus, la nouvelle formulation a le bénéfice d'être **plus précise sur l'événement qui est mesuré**. En effet, comme plusieurs clients peuvent contacter Gaz Métro à plusieurs reprises au cours d'une année, la nouvelle formulation permet de réduire l'ambiguïté liée à ce qui est mesuré.

L'expérience démontre qu'un changement, même minime, dans la formulation d'une question peut avoir un impact direct sur les résultats obtenus. Ceci dit, dans le contexte actuel, les deux formulations mesurent des éléments assez près l'un de l'autre. La modification du libellé de question ajoute de la variabilité, certes, mais celle-ci demeure selon nous plutôt limitée dans les circonstances.

**Importance de l'impact sur les résultats : faible**



**3 Les échelles de mesure** : un des changements les plus importants entre les deux programmes est l'utilisation d'une échelle de mesure différente. En effet, *Indicatif client* utilise une **échelle ordinale à 5 échelons** (excellent, bon, ni bon ni mauvais, mauvais et très mauvais). Cette échelle est reconnue et très utilisée en recherche, mais elle **manque de finesse**, empêchant les clients de nuancer suffisamment leur opinion.

Également largement utilisée en recherche commerciale, l'**échelle de 1 à 10** (qui va de « pas du tout satisfait » à « très satisfait ») a plutôt été retenue pour le programme *Expérience client* puisqu'elle est **très facile à comprendre** pour les répondants et qu'elle permet une **meilleure ventilation des données**. Cette échelle a également l'avantage d'être **métrique**, et par conséquent de faciliter grandement le calcul d'indices et de moyennes.

Le transfert des mesures de satisfaction d'une échelle en 5 points vers une échelle en 10 points rend difficile la comparaison des résultats et peut créer des écarts puisqu'il y a un **manque d'équivalence entre celles-ci**, tel que décrit ci-dessous :

1. Les **pôles des deux échelles sont inversés** : pour *Indicatif client*, une meilleure évaluation est attribuée à un plus petit chiffre (1), alors que pour *Expérience client*, une meilleure évaluation est attribuée à un plus grand chiffre (10). L'impact de ce changement est mineur, mais il ajoute une certaine variabilité dans les résultats.
2. Dans le cas d'*Indicatif client*, les échelons « Excellent » (1) ou « Bon » (2) sont retenus pour calculer l'indice de satisfaction de la clientèle, alors que pour *Expérience client*, les notes de 8 à 10 sur 10 sont retenues. Si l'on compare la proportion des deux échelles de mesure qui est retenue pour calculer l'indice de satisfaction de la clientèle, l'étude d'*Indicatif client* couvre plus large qu'*Expérience client* (2 échelons sur 5 c. 3 échelons sur 10), le calcul d'*Expérience client* étant ainsi plus strict que celui d'*Indicatif client*.
3. L'échelle d'*Indicatif client* inclut des **libellés pour chacun des cinq points de l'échelle**, ce qui influence la compréhension de celle-ci. À l'opposé, l'échelle d'*Expérience client* présente seulement des **libellés qui définissent les deux pôles** de l'échelle. Ainsi, un répondant qui considère avoir eu une bonne expérience pourrait donner une note de 7 sur l'échelle d'*Expérience client*, mais donnerait plutôt un 2 sur l'échelle d'*Indicatif client* puisque 2 est associé au libellé « bon ». Dans un tel cas de figure, pour cette même interaction avec Gaz Métro, l'évaluation serait exclue du calcul de l'indice de satisfaction dans le cas d'*Expérience client*, mais elle serait incluse dans le cas d'*Indicatif client*.
4. Pour *Indicatif client*, les clients ont **accès à un point milieu** et ont donc la possibilité de donner une évaluation neutre (3). Advenant qu'ils soient le moins satisfait, ils ont possiblement une plus forte propension à donner une évaluation de 2, qui est le premier échelon au-delà du point milieu. Pour *Expérience client*, l'**absence de point milieu** sur l'échelle et la **possibilité d'indiquer divers degrés de satisfaction** qui sont exclus du calcul de l'indice de satisfaction (échelons 6 et 7) contribuent au caractère plus strict de la nouvelle mesure.

# Analyse des écarts rencontrés

## Plusieurs facteurs mis en cause (suite)



**3 Les échelles de mesure** : les disparités entre les deux échelles démontrent bien que la mesure du nouveau programme est globalement plus stricte que celle du programme actuel, ce qui explique pourquoi il est normal d'observer des indices de satisfaction de la clientèle plus élevés pour *Indicatif client* que pour *Expérience client*. Le schéma ci-dessous illustre certains des points expliqués précédemment.

### Importance de l'impact sur les résultats : élevé

**Présence de libellés à même l'échelle qui influencent la compréhension de celle-ci et qui diffèrent d'une échelle à l'autre :**  
*Indicatif client* : libellés donnant un sens à chaque point de l'échelle de mesure, de très mauvais à excellent  
*Expérience client* : libellés identifiant uniquement les pôles de l'échelle de mesure, de pas du tout satisfait à très satisfait

**Point milieu visuel pour le répondant :**  
*Indicatif client* : possibilité d'une évaluation neutre (3) et propension à donner une évaluation de 2 dès que le répondant est le moins satisfait  
*Expérience client* : absence de point milieu et divers degrés de satisfaction possibles, dont deux échelons exclus du calcul de l'indice (6 et 7)

**Pôles de l'échelle inversés :**  
*Indicatif client* : meilleure évaluation attribuée à un plus petit chiffre (1)  
*Expérience client* : meilleure évaluation attribuée à un plus grand chiffre (10)

**Proportions non équivalentes de l'échelle comprises dans l'indice final de satisfaction :**  
*Indicatif client* moins stricte (2 échelons sur 5) qu'*Expérience client* (3 échelons sur 10)

#### *Indicatif client*



#### *Expérience client*





- Dans le cas de Gaz Métro, un **seuil de 91 %** avait été fixé pour le programme *Indicatif client*. Ce seuil mérite toutefois d'être ajusté afin de tenir compte de la réalité du nouveau programme *Expérience client*, dont la mesure s'avère plus stricte que celle du programme actuel, tel que démontré dans les pages précédentes.
- En comparant les résultats annuels obtenus depuis 2014 pour les deux programmes, on constate que **les écarts entre les indices varient de 5 % à 7 %**. Ainsi, une **baisse du seuil de 6 points de pourcentage est recommandée** afin de refléter la moyenne des variations obtenues au cours des trois dernières années. Nous suggérons donc d'établir le nouveau seuil à atteindre dans le cadre du programme *Expérience client* à **85 %**.

Exercice	Indicatif client (programme actuel)	Expérience client (nouveau programme)	Écart
2014-2015	94 %	87 %	7 points
2015-2016	93 %	88 %	5 points
2016-2017	95 %	88 %	7 points
<b>Moyenne</b>	<b>94 %</b>	<b>88 %</b>	<b>6 points</b>
<b>Seuil</b>	<b>91 %</b>	<b>85 %</b>	<b>6 points</b>

- *Ad hoc recherche* réalise depuis plus de 30 ans des études de satisfaction de la clientèle. Ces dernières lui ont permis de développer un **étalon (benchmark)** basé sur plus de **510 000 mesures** faites pour des entreprises de service comparables à Gaz Métro, utilisant une échelle de 1 à 10 identique à celle du programme *Expérience client*. Cet étalon, soit le résultat moyen obtenu pour les évaluations de 8 à 10 sur 10, est de **63 %** (moyenne de 7,7 sur 10).
- Avec son indice de satisfaction à 88 % (indice du programme *Expérience client* pour l'exercice 2016-2017), Gaz Métro affiche une performance significativement supérieure à cet étalon, et le seuil recommandé se situe également au-delà de notre mesure étalon. Ce nouveau seuil permettrait donc à Gaz Métro de s'assurer d'être en mesure de progresser sur le plan de la satisfaction de sa clientèle, tout en veillant à éviter la surqualité qu'engendrerait un seuil trop élevé.

**Document de réflexion portant sur l'élaboration d'un mécanisme incitatif en  
distribution, R-4027-2017**

Élément	Version 2015	Version 2004
Compréhension du contexte de l'organisation	X	
Compréhension des besoins et des attentes des parties intéressées	X	
Détermination du domaine d'application du système de management environnemental	X	X
Leadership et engagement	X	
Politique environnementale	X	X
Rôles, responsabilités et autorités	X	X
Actions à mettre en œuvre face aux risques et opportunités - généralités	X	
Aspects environnementaux	X	X
Obligations de conformité	X	X
Planification d'actions [pour répondre aux risques et opportunités]	X	
Objectifs environnementaux et actions pour les atteindre	X	X
Ressources humaines et financières minimales à déployer	X	X
Compétences et sensibilisation (formation)	X	X
Communications	X	X
Information documentée	X	X
Maîtrise opérationnelle	X	X
Préparation et réponse aux urgences	X	X
Surveillance et mesure	X	X
Évaluation de la conformité	X	X
Audits internes	X	X
Améliorations - généralités	X	
Non conformités et actions correctives	X	X
Amélioration continue	X	