

**RENTABILITÉ *A POSTERIORI* DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2018
SUIVI APRÈS TROIS ANS
MARCHÉS RÉSIDENTIEL ET AFFAIRES**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-082.....	3
2 PARAMÈTRES ET HYPOTHÈSES.....	4
2.1 MÉTHODOLOGIE ALLÉGÉE POUR LES AJOUTS DE CHARGE.....	4
2.2 RETRAIT DES RÉSULTATS SELON LA GRILLE TARIFAIRE D'ORIGINE	8
3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL	8
3.1 RÉSULTATS COMPARATIFS ET ÉCARTS AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL	8
3.2 SEGMENT NOUVEAUX CLIENTS.....	9
3.3 SEGMENT AJOUTS DE CHARGE.....	9
4 MARCHÉ AFFAIRES	9
4.1 RÉSULTATS COMPARATIFS ET ÉCARTS AU MARCHÉ AFFAIRES	9
4.2 SEGMENT NOUVEAUX CLIENTS.....	10
4.3 SEGMENTS AJOUTS DE CHARGE.....	11
CONCLUSION	12

ANNEXE 1 : Marché résidentiel et marché affaires – Nouveaux clients | Méthodologie d'établissement des données réelles par composante de revenu requis

ANNEXE 2 : Marché résidentiel et marché affaires – Ajouts de charge | Méthodologie d'établissement des données réelles par composante de revenu requis

ANNEXE 3 : Comparaison du plan de développement résidentiel – Nouveaux clients et ajouts de charge | 2018 *a priori* vs 2018 *a posteriori*

ANNEXE 4 : Comparaison du plan de développement affaires – Nouveaux clients et ajouts de charge | 2018 *a priori* vs 2018 *a posteriori*

INTRODUCTION

1 Énergir, s.e.c. (Énergir) présente la rentabilité *a posteriori* après trois ans du plan *a priori*
2 2017-2018¹ (Plan) pour les marchés résidentiel et affaires ainsi qu'une analyse des « écarts
3 significatifs » entre les résultats de ces deux plans².

4 Énergir présente également le suivi requis en vertu de la décision D-2021-082.

1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-082

5 Dans la décision D-2021-082, paragr. 106, la Régie de l'énergie (Régie) renouvelle sa demande
6 à Énergir visant à l'informer du développement de l'optimisation de la production des suivis
7 *a posteriori* dans le cadre du présent rapport annuel. Ce suivi a été précédé de deux suivis
8 antérieurs sur le même sujet³.

9 Énergir informe la Régie qu'elle anticipe quelques gains modestes à moyen terme quant à
10 l'optimisation de la production du rapport *a posteriori* à la suite de l'implantation de son nouveau
11 Programme SAP⁴. Énergir sera en mesure de confirmer ces gains anticipés ultérieurement.
12 Énergir a cependant identifié des pistes d'allègement qu'elle a implanté dès cette année et dont
13 elle fait part à la Régie dans les sections suivantes. D'autres mesures visant à optimiser la
14 production du rapport *a posteriori* seront évaluées en vue de simplifier le processus de
15 production, et ce, avant que la suspension temporaire de l'obligation de produire aussi un rapport
16 après six ans ne soit échue⁵.

¹ R-4079-2018, pièce B-0089, Énergir-14, Document 3.

² Décision D-2014-165, paragr. 79.

³ Décision D-2019-124, paragr. 128 et décision D-2020-097, paragr. 154.

⁴ R-4086-2019, décision D-2021-075.

⁵ D-2019-124, paragr. 127.

2 PARAMÈTRES ET HYPOTHÈSES

1 Conformément à la décision D-2012-071, paragr. 68, Énergir soumet les hypothèses de calcul
2 utilisées pour établir la rentabilité *a posteriori* du Plan :

3 1) Les clients qui ont commencé à consommer continueront de le faire durant les années
4 suivantes, à l'exception des clients en chauffage temporaire qui cessent généralement de
5 consommer à l'année 1 ou 2;

6 2) La projection des volumes et des revenus futurs pour les clients ayant accumulé un an de
7 consommation est calculée sur la base de la consommation des douze derniers mois
8 précédant le 30 juin de l'année où le suivi *a posteriori* est présenté à la Régie;

9 3) Pour les clients n'ayant pas accumulé un an de consommation, les données
10 prévisionnelles de volume présentées dans le Plan de développement *a priori* sont
11 utilisées pour calculer la rentabilité *a posteriori* du Plan;

12 4) Les données réelles pour les nouveaux clients reflètent la méthodologie présentée au
13 tableau de l'annexe 1 : *Marché résidentiel et marché affaires – Nouveaux clients,*
14 *Méthodologie d'établissement des données réelles par composante de revenu requis;*

15 5) La rentabilité *a posteriori* des marchés résidentiel et affaires est calculée en utilisant les
16 tarifs réels, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2012-071 (paragr. 65);

17 6) Les données réelles de volumes et de revenus sont extraites au 30 juin et les
18 investissements réels sont extraits au 30 septembre de l'année où le suivi *a posteriori* est
19 présenté à la Régie.

20 En ce qui concerne la méthode de calcul de la rentabilité des ajouts de charge, présentée au
21 tableau de l'annexe 2, Énergir y apporte certains ajustements. De plus, Énergir ne présente plus
22 les résultats de la rentabilité selon la grille tarifaire d'origine. Les paragraphes suivants détaillent
23 les raisons pour lesquelles Énergir a apporté ces modifications.

2.1 MÉTHODOLOGIE ALLÉGÉE POUR LES AJOUTS DE CHARGE

24 Pour les ventes en ajouts de charge, Énergir a revu la méthodologie utilisée dans le but de
25 simplifier son processus et de réduire le temps nécessaire pour la production des résultats de ce
26 marché, tout en conservant un niveau de précision suffisant permettant d'apprécier l'impact des

1 ajouts de charge sur la rentabilité des marchés résidentiel et affaires. Énergir souligne que la
 2 méthodologie utilisée au cours des dernières années pour mesurer les volumes des ajouts de
 3 charge est longue et complexe, représentant environ dix jours de travail. Malgré ces efforts
 4 considérables, les résultats demeurent sujets à de nombreuses hypothèses pour estimer les
 5 volumes de ce type de ventes. En effet, les ventes d'ajouts de charge étant portées à des
 6 adresses de service existantes, il est pratiquement impossible de mesurer directement et
 7 précisément les volumes réellement ajoutés par ces clients avec les outils dont dispose Énergir.

8 Le tableau suivant compare la méthodologie utilisée au cours des dernières années avec la
 9 nouvelle méthode :

Tableau 1 – Comparaison des méthodologies

	Ancienne méthodologie	Nouvelle méthodologie
Clients	<p><u>Dossiers mesurés</u> : Nombre de clients avec un ajout de charge signé dans le plan de développement <i>a priori</i> et pour lesquels Énergir prend la mesure <i>a posteriori</i>.</p> <p><u>Dossiers non mesurés</u> : Nombre de clients avec un ajout de charge signé dans le plan de développement <i>a priori</i> et pour lesquels une ou plusieurs ventes d'ajouts de charge ont été signées ultérieurement à l'année du plan de développement <i>a priori</i>.</p>	Nombre de clients inclus dans le plan de développement <i>a priori</i> , et dont la vente n'a pas été annulée depuis (la distinction entre les dossiers mesurés et non mesurés n'est donc plus faite).
Volumes	<p><u>Dossiers mesurés</u> : Différence entre le volume réel total de l'année en titre et le volume réel des 12 mois précédant la signature de la vente.</p> <p><u>Dossiers non mesurés</u> : Application du taux de réalisation du volume réel pour les dossiers mesurés sur le volume prévu <i>a priori</i> pour l'année en titre.</p>	Volumes signés, après taux d'effritement de 15 %, pour chacun des clients dont la vente n'a pas été annulée depuis.
Revenus	<p><u>Dossiers mesurés</u> : Les revenus associés aux volumes réels d'ajouts de charge pour l'année en titre. Les revenus sont calculés à partir du taux de distribution marginal par client.</p> <p><u>Dossiers non mesurés</u> : Application du taux de réalisation des revenus réels pour les dossiers mesurés sur les revenus prévus <i>a priori</i> pour l'année en titre.</p>	Revenus prévus lors de la signature de la vente pour chacun des clients dont la vente n'a pas été annulée depuis. Ces revenus sont recalculés sur la base des volumes après effritement de 15 %.
Frais de branchement; Contributions clients; Subventions (PRC)	Coûts réels de l'année en titre	Aucun changement

1 Précédemment, Énergir estimait l'ajout de charge comme étant la différence entre le volume réel
 2 des douze derniers mois et le volume réel des douze mois précédents la signature de la vente
 3 pour un ajout de charge. De nombreux événements peuvent influencer les résultats ainsi obtenus,
 4 notamment lorsque plusieurs ventes en ajout de charge sont signées pour une même adresse de
 5 service, lorsqu'un ajout est signé peu de temps après la vente initiale ou simplement lorsque la
 6 consommation d'un client varie par rapport à sa consommation historique. Pour ces raisons, une
 7 proportion importante des dossiers ne peut être mesurée par la méthode des volumes marginaux,
 8 et leur volume réel doit être estimé.

9 Énergir présente ci-dessous les volumes d'ajouts de charge non mesurés et leur proportion par
 10 rapport aux volumes totaux pour les quatre derniers suivis *a posteriori* présentés aux rapports
 11 annuels⁶ :

Tableau 2 – Volumes des ajouts de charge non mesurés

	2014		2015		2016		2017	
	Volume (10 ³ m ³)	Proportion (%)	Volume (10 ³ m ³)	Proportion (%)	Volume (10 ³ m ³)	Proportion (%)	Volume (10 ³ m ³)	Proportion (%)
Affaires	7 946	37	10 540	49	8 088	33	7 259	29
Résidentiel	11	4	6	4	14	10	8	4

12 La proportion du volume d'ajouts de charge non mesuré annuellement est généralement
 13 significative, surtout au marché affaires où se retrouvent les plus grands volumes ajoutés. Bien
 14 que cette proportion soit basse au marché résidentiel, il est important de noter que le volume
 15 mesuré (pour les deux marchés) fait également l'objet d'une estimation puisqu'il ne peut pas être
 16 établi avec précision.

17 De plus, Énergir souligne que ce changement méthodologique pour ce type de ventes n'a qu'un
 18 faible impact sur la rentabilité générale des marchés résidentiel et affaires.

19 Du côté du marché résidentiel, les ajouts de charge ont un impact marginal sur les résultats
 20 globaux de ce marché, compte tenu des faibles immobilisations requises pour ces ventes. Énergir

⁶ R-4024-2017, pièce B-0090; R-4079-2018, pièce B-0090; R-4114-2019, pièce B-0080; et R-4136-2020, pièce B-0086.

1 présente ci-dessous les résultats des taux de rendement internes (TRI) des quatre derniers
2 rapports annuels⁷ :

Tableau 3
Impact des ajouts de charge sur la rentabilité du marché résidentiel

Marché résidentiel	2014	2015	2016	2017
TRI réel associé aux nouveaux clients (%)	7,35	8,16	7,47	6,25
TRI réel incluant les ajouts de charge (%)	7,24	8,16	7,43	6,10
Impact des ajouts de charge (%)	-0,11	0	-0,04	-0,15

3 Du côté du marché affaires, les ajouts de charge ont un impact sur les résultats globaux qui est
4 systématiquement positif, compte tenu de la rentabilité très élevée observée dans ce marché :

Tableau 4 – Rentabilité des ajouts de charges au marché affaires

Marché affaires	2014	2015	2016	2017
TRI réel associé aux ajouts de charge (%)	44,75	38,16	44,54	53,27

5 Pour toutes ces raisons, Énergir est d'avis que mesurer la rentabilité des ajouts de charge en
6 utilisant les volumes signés (après effritement) pour chacun des clients dont la vente n'a pas été
7 annulée depuis est une alternative raisonnable.

8 Ainsi, **Énergir mesure les volumes et revenus réels des ajouts de charge comme étant la**
9 **somme des volumes signés et des revenus prévus (en excluant les ventes annulées et**
10 **après effritement), et ce pour les marchés résidentiels et affaires.** Cette nouvelle
11 méthodologie permet de maintenir une évaluation de l'impact de ces ventes sur la rentabilité
12 globale annuelle, tout en réduisant le temps nécessaire à la production des résultats de ce
13 marché. Par ailleurs, Énergir ne fait aucune modification à la méthodologie d'évaluation des
14 investissements puisque la méthode actuelle permet de bien mesurer cet élément qui, la majorité

⁷ R-4024-2017, pièce B-0090; R-4079-2018, pièce B-0090; R-4114-2019, pièce B-0080; et R-4136-2020, pièce B-0086.

1 du temps, est celui présentant les écarts plus importants entre la prévision *a priori* et le réel.
 2 Énergir présente à l'annexe 3 les résultats évalués selon la nouvelle méthode.

2.2 RETRAIT DES RÉSULTATS SELON LA GRILLE TARIFAIRE D'ORIGINE

3 Énergir présentera dorénavant uniquement les résultats selon les revenus réels et cessera la
 4 production des résultats selon la grille tarifaire d'origine. Dans les faits, comme mentionné par la
 5 Régie⁸, « c'est la rentabilité réelle du plan de développement qui affecte le tarif ». Ceci permettra
 6 à Énergir de réduire le temps nécessaire à la production de la présente pièce en se concentrant
 7 sur les informations ayant le plus de valeur ajoutée pour elle-même et pour la Régie.

3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

3.1 RÉSULTATS COMPARATIFS ET ÉCARTS AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

8 Le tableau ci-dessous présente les écarts au marché résidentiel entre le Plan *a priori* et
 9 *a posteriori* trois ans pour l'indice de profitabilité (IP), les volumes et les investissements :

Tableau 5
Sommaire des écarts – Marché résidentiel

IP	VOLUMES (%)	INVESTISSEMENTS (%)
(0,28)	-4	7

10 Selon les tarifs réels, l'IP *a posteriori* s'élève à 1,28 comparativement à un IP *a priori* de 1,56, soit
 11 une diminution de 0,28. Cette diminution s'explique principalement par une hausse des
 12 investissements et, dans une moindre mesure, par une baisse des volumes, et elle est
 13 essentiellement attribuable au segment des nouveaux clients.

14 Le tableau de l'annexe 3 présente la rentabilité *a priori* et *a posteriori* du Plan pour l'ensemble du
 15 marché résidentiel.

⁸ Décision D-2012-071, paragr. 64.

3.2 SEGMENT NOUVEAUX CLIENTS

1 Comme indiqué à l'annexe 3, selon les tarifs réels, l'IP *a posteriori* des nouveaux clients s'élève
 2 à 1,27 comparativement à un IP *a priori* de 1,53, soit une baisse de 0,26. Cette diminution
 3 s'explique principalement par la hausse des coûts en immobilisations de 2,9 M\$, dont 2,3 M\$
 4 proviennent des coûts de branchements et de conduite plus élevés que prévu pour les projets de
 5 nouvelles constructions. Une portion significative de cet écart provient d'un petit groupe de
 6 quatre projets pour lesquels les dépassements de coûts sont dus à un changement de tracé, dont
 7 une traverse de rivière réalisée en tranchée ouverte plutôt que par forage directionnel tel
 8 qu'anticipé. Cette hausse est atténuée par une baisse des subventions du Programme de rabais
 9 à la consommation (PRC) de 2,0 M\$ qui s'explique surtout par un groupe de onze projets pour
 10 lesquels Énergir a révisé à la baisse le nombre de clients de même que le montant qui leur est
 11 accordé, en plus de certaines subventions PRC qui n'ont toujours pas été réclamées.

3.3 SEGMENT AJOUTS DE CHARGE

12 Comme indiqué à l'annexe 3, selon les tarifs réels, l'IP *a posteriori* des ajouts de charge est de
 13 2,26 comparativement à un IP *a priori* de 7,05. Cette baisse s'explique principalement par une
 14 hausse des investissements de 0,1 M\$ par rapport à ce qui avait été prévu initialement.

4 MARCHÉ AFFAIRES

4.1 RÉSULTATS COMPARATIFS ET ÉCARTS AU MARCHÉ AFFAIRES

15 Le tableau ci-dessous présente les principaux écarts entre le Plan *a priori* et *a posteriori* :

Tableau 6
Sommaire des écarts – Marché Affaires

IP	VOLUMES (%)	INVESTISSEMENTS (%)
(0,68)	-19	8

16 Selon les tarifs réels, l'IP *a posteriori* s'élève à 2,75 comparativement à un IP *a priori* de 3,44, soit
 17 une diminution de 0,68. Cette diminution s'explique par une baisse des volumes, combinée à une

1 hausse des investissements et elle est presque entièrement attribuable au segment des
2 nouveaux clients.

3 Le tableau de l'annexe 4 présente la rentabilité *a priori* et *a posteriori* du Plan pour l'ensemble du
4 marché affaires.

4.2 SEGMENT NOUVEAUX CLIENTS

5 Comme présenté à l'annexe 4, l'IP *a posteriori* des nouveaux clients s'élève à 1,88 alors qu'un IP
6 de 2,64 était prévu dans le Plan *a priori* dégageant ainsi un écart défavorable de 0,76.

7 Cette baisse de l'IP s'explique principalement par une diminution des volumes de 32 %
8 (13 953 10³m³) et par une hausse du coût des investissements de 11 % (3,4 M\$).

9 En ce qui a trait à la diminution des volumes, un volume de 3 037 10³m³ se rapporte à des ventes
10 annulées et un volume de 8 275 10³m³ est attribuable à un groupe de treize projets qu'Énergir a
11 analysés.

12 La principale vente annulée concerne le projet d'extension de réseau pour une station de gaz
13 naturel comprimé à Laval – EBI Énergie (2 445 10³m³, 16 % de l'écart total de volumes). Un
14 rapport de suivi a d'ailleurs été déposé à la Régie dans le cadre du Rapport annuel 2019⁹. Pour
15 rappel, en juin 2019, EBI Énergie informe Énergir de sa décision de suspendre son projet de
16 construction de station de ravitaillement pour une durée indéterminée. Les raisons évoquées sont
17 en lien avec des délais de traitement trop long du dossier relié au zonage présenté à la ville de
18 Laval, ainsi que l'absence de garantie de son obtention. L'effet sur la rentabilité globale
19 *a posteriori* concernant ce projet est nul puisqu'Énergir a reçu une contribution du client au
20 montant des sommes engagées par Énergir.

21 En ce qui a trait aux treize projets analysés et dont l'effet est défavorable, les constats dégagés
22 des analyses sont les suivants : les ententes avec trois clients ont été renégociées à la baisse à
23 la suite d'une surévaluation des volumes projetés, certains clients n'atteindront pas la capacité
24 de production prévue et d'autres clients ont du retard dans l'accréditation de leurs équipements.

⁹ R-4114-2019, pièce B-0102, Énergir-26, Document 1.

1 Finalement, la situation pandémique en lien avec la COVID-19 occasionne également des
2 baisses de consommations.

3 La hausse du coût des investissements s'explique par la hausse du coût des immobilisations de
4 4,9 M\$ (18 %) et la baisse des contributions financières de 0,5 M\$ (26 %), compensée par la
5 réduction des subventions PRC de 1,9 M\$ (30 %). L'écart de 4,9 M\$ en immobilisations se
6 compose principalement d'une hausse des coûts de branchements de 4,2 M\$.

7 Énergir a également analysé la cause de la hausse du coût des immobilisations et les constats
8 dégagés indiquent, entre autres :

- 9 • l'application des nouvelles normes en santé et sécurité au travail;
- 10 • la conformité aux exigences de certaines municipalités et du ministère des Transports du
11 Québec qui n'étaient pas connues au moment de l'estimation;
- 12 • certaines primes en raison du report des travaux (travaux hivernaux);
- 13 • des travaux plus complexes que prévu, comme des changements de tracés survenus
14 entre l'estimation et la construction, la nécessité de réaliser les travaux en deux phases
15 au lieu d'une, ce qui implique des coûts additionnels de mobilisation, des travaux de
16 décontamination plus importants que prévu, la présence de roc et le recours au forage;
- 17 • la construction de conduites et de branchements qui ont nécessité une longueur plus
18 importante qu'anticipée.

19 La baisse des subventions PRC *a posteriori* de 1,9 M\$ atténuée en partie la hausse des
20 investissements et s'explique essentiellement par des clients qui n'ont pas installé les appareils
21 prévus initialement et par des subventions non réclamées.

4.3 SEGMENTS AJOUTS DE CHARGE

22 Le tableau de l'annexe 4 présente les rentabilités *a priori* et *a posteriori* du Plan pour les ajouts
23 de charge du marché affaires.

24 Selon les tarifs réels, l'IP *a posteriori* s'élève à 8,47 comparativement à un IP *a priori* de 7,86.
25 L'écart favorable de 0,61 s'explique principalement par la baisse des investissements totaux de
26 0,4 M\$ à ce qui avait été prévu initialement.

CONCLUSION

1 Énergir évalue, trois ans après la présentation du Plan de développement *a priori* 2018, la
2 rentabilité *a posteriori* des marchés résidentiels et affaires. Selon les tarifs réels, l'IP *a posteriori*
3 pour l'ensemble du marché résidentiel affiche une baisse de 0,28 et cette diminution s'explique
4 principalement par une hausse des coûts en immobilisation. L'IP *a posteriori* pour l'ensemble du
5 marché affaires est en baisse de 0,68, ce qui s'explique essentiellement par une baisse des
6 volumes et par une hausse des investissements totaux.

Énergir demande à la Régie de :

- 8 • **prendre acte du suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* trois ans plus tard des**
9 **marchés résidentiel et affaires du Plan de développement 2018;**
- 10 • **prendre acte du suivi relatif à la décision D-2021-082;**
- 11 • **prendre acte des changements à la méthodologie permettant d'évaluer la rentabilité**
12 **des ajouts de charge; et**
- 13 • **prendre acte du retrait de la production des résultats selon la grille tarifaire**
14 **d'origine.**

Annexe 1

Marché résidentiel et marché affaires – Nouveaux clients
Méthodologie d'établissement des données réelles par composante de revenu requis

Composantes	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5
Nombre de clients	n/a	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre de clients qui ont accumulé 1 an de consommation réelle au 30 juin, ou¹ • Nombre de clients faisant partie des projets pour lesquels l'ouverture du 1^{er} compteur a eu lieu il y a plus de 1 an au 30 juin¹ 	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre de clients qui ont accumulé 2 ans de consommation réelle au 30 juin, ou¹ • Nombre de clients faisant partie des projets pour lesquels l'ouverture du 1^{er} compteur a eu lieu il y a plus de 2 ans au 30 juin¹ 	Idem pour l'année en titre	Idem pour l'année en titre	Idem pour l'année en titre
Volumes (m ³)	n/a	Volumes réels des clients de l'année en titre	Volumes réels ou volumes à reporter ² des clients de l'année en titre	Idem	Idem	Idem
Revenus D (\$)	n/a	Revenus réels associés aux volumes de l'année en titre	Idem	Idem	Idem	Idem
Frais de conduite	Coûts réels avant le début de l'année 1 des projets d'extension	Coûts réels de l'année en titre des projets d'extension	Idem	Idem	Idem	Idem
<ul style="list-style-type: none"> • Frais de branchement • Contributions clients • CASEP-immo • Subventions (PRC) 	Coûts réels avant le début de l'année 1	Coûts réels de l'année en titre	Idem	Idem	Idem	Idem

¹ Les clients en chauffage temporaire cessent de consommer au cours de l'année 1 ou 2.

² Le volume à reporter, s'il y a lieu, est le volume réel des 12 mois précédant le 30 juin de l'année où le suivi *a posteriori* est présenté à la Régie.

Annexe 2

Marché résidentiel et marché affaires – Ajouts de charge
Méthodologie d'établissement des données réelles par composante de revenu requis

Composantes	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5
Nombre de clients	n/a	Nombre de clients inclus dans le plan de développement <i>a priori</i> , et dont la vente n'a pas été annulée depuis.	Idem	Idem	Idem	Idem
Volumes (m ³)	n/a	Volumes signés, après taux d'effritement de 15%, pour chacun des clients dont la vente n'a pas été annulée depuis.	Idem	Idem	Idem	Idem
Revenus D (\$)	n/a	Revenus prévus lors de la signature de la vente pour chacun des clients dont la vente n'a pas été annulée depuis. Ces revenus sont recalculés sur la base des volumes après effritement de 15%.	Idem	Idem	Idem	Idem
<ul style="list-style-type: none"> • Frais de branchement • Contributions clients • Subventions (PRC) 	Coûts réels avant le début de l'année 1	Coûts réels de l'année en titre	Idem	Idem	Idem	Idem

Annexe 3

COMPARAISON DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL - NOUVEAUX CLIENTS ET AJOUTS DE CHARGE
2018 A PRIORI VS 2018 A POSTERIORI

Description	A priori ¹			A posteriori ²			Écart a priori vs a posteriori			Prévision (%)	
	Nouveaux	Ajouts	Total	Nouveaux	Ajouts	Total	Nouveaux	Ajouts	Total		Total (%)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1 Nombre de clients an 1	1 752	300	2 052	1 646	300	1 946	(106)	0	(106)	-5%	1%
2 Nombre de clients an 2 (cumulatif)	2 280	300	2 580	2 120	300	2 420	(160)	0	(160)	-6%	3%
3 Nombre de clients an 3 (cumulatif)	2 730	300	3 030	2 469	300	2 769	(262)	0	(262)	-9%	15%
4 Nombre de clients an 4 (cumulatif)	2 993	300	3 293	2 865	300	3 165	(128)	0	(128)	-4%	21%
5 Nombre de clients an 5 (cumulatif)	3 142	300	3 442	3 133	300	3 433	(9)	0	(9)	0%	20%
6 Volumes (10 ³ m ³) an 1	11 778	233	12 010	13 864	234	14 098	2 086	2	2 087	17%	1%
7 Volumes (10 ³ m ³) an 2 (cumulatif)	8 506	233	8 739	11 941	234	12 176	3 435	2	3 437	39%	3%
8 Volumes (10 ³ m ³) an 3 (cumulatif)	10 833	233	11 065	10 263	234	10 497	(570)	2	(568)	-5%	7%
9 Volumes (10 ³ m ³) an 4 (cumulatif)	12 082	233	12 315	11 237	234	11 471	(845)	2	(844)	-7%	16%
10 Volumes (10 ³ m ³) an 5 (cumulatif)	12 646	233	12 879	12 120	234	12 354	(526)	2	(525)	-4%	22%
11 Immobilisations (000 \$)	18 877	10	18 887	21 658	125	21 782	2 781	115	2 895	15%	7%
12 Subvention PRC (000 \$)	9 457	156	9 613	8 386	105	8 491	(1 071)	(51)	(1 122)	-12%	56%
13 Contributions clients (000 \$) ³	(1 320)	(48)	(1 368)	(1 151)	(2)	(1 153)	169	46	215	-16%	12%
14 Total Investissements (000 \$)	27 013	118	27 131	28 892	228	29 120	1 879	110	1 989	7%	21%
RENTABILITÉ											
21 Impact sur les tarifs											
22 Pour la première année (000 \$)	459	(27)	431	(592)	12	(581)	(1 051)	39	(1 012)		
23 Pour les cinq premières années (000 \$)	2 153	(174)	1 979	1 370	(16)	1 354	(783)	158	(625)		
24 Taux de rendement interne (%)	8,75%	55,28%	8,91%	7,08%	13,44%	7,14%	-1,67%	-41,84%	-1,77%		
25 Indice de profitabilité (IP)	1,53	7,05	1,56	1,27	2,26	1,28	(0,26)	(4,79)	(0,28)		
26 Point mort tarifaire (années)	12,32	1,00	11,76	20,21	2,81	19,77	7,89	1,81	8,01		

¹ Le terme *a priori* réfère aux résultats du plan de développement 2018 présenté dans le Rapport annuel 2018 (R-4079-2018, B-0089, Énergir-14, Document 3). Des modifications ont été apportées dans la présentation de certains investissements. Les investissements des années 6 à 8 n'étant pas présentés *a priori*, le total présenté ci-dessus peut être légèrement différent.

² Le terme *a posteriori* présente les résultats de l'analyse basée sur les clients, volumes, revenus et investissements réels disponibles à ce jour, en plus d'une projection pour les années à venir pouvant aller jusqu'à la septième année. La prévision concerne généralement les projets qui s'échelonnent sur plus de trois ans et les clients réels n'ayant pas cumulé 12 mois de consommation. Le modèle de revenu requis utilisé est le même que celui utilisé *a priori*, avec les paramètres d'origine.

³ Les contributions clients regroupent la contribution de raccordement de 300 \$ et les autres types de contribution (forfaitaires, emplacement et délai de raccordement).

Annexe 4

COMPARAISON DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT AFFAIRES - NOUVEAUX CLIENTS ET AJOUTS DE CHARGE
2018 A PRIORI VS 2018 A POSTERIORI

Description	A priori ¹			A posteriori ²			Écart a priori vs a posteriori			Total (%) (10)	Prévision (%) (11)
	Nouveaux (1)	Ajouts (2)	Total (3)	Nouveaux (4)	Ajouts (5)	Total (6)	Nouveaux (7)	Ajouts (8)	Total (9)		
1 Nombre de clients an 1	1 928	1 050	2 978	1 906	1 054	2 960	(22)	4	(18)	-1%	2%
2 Nombre de clients an 2 (cumulatif)	1 765	1 050	2 815	1 785	1 054	2 839	20	4	24	1%	2%
3 Nombre de clients an 3 (cumulatif)	1 766	1 050	2 816	1 785	1 054	2 839	19	4	23	1%	2%
4 Nombre de clients an 4 (cumulatif)	1 766	1 050	2 816	1 785	1 054	2 839	19	4	23	1%	2%
5 Nombre de clients an 5 (cumulatif)	1 766	1 050	2 816	1 785	1 054	2 839	19	4	23	1%	2%
6 Volumes (10 ³ m ³) an 1	48 231	32 170	80 401	44 701	32 134	76 835	(3 530)	(36)	(3 566)	-4%	7%
7 Volumes (10 ³ m ³) an 2 (cumulatif)	40 470	32 170	72 640	41 992	32 134	74 126	1 522	(36)	1 486	2%	4%
8 Volumes (10 ³ m ³) an 3 (cumulatif)	41 359	32 170	73 528	32 575	32 134	64 709	(8 784)	(36)	(8 820)	-12%	1%
9 Volumes (10 ³ m ³) an 4 (cumulatif)	42 790	32 170	74 960	30 015	32 134	62 149	(12 775)	(36)	(12 811)	-17%	1%
10 Volumes (10 ³ m ³) an 5 (cumulatif)	44 106	32 170	76 275	30 015	32 134	62 149	(14 091)	(36)	(14 126)	-19%	1%
11 Investissements											
12 Immobilisations (000\$)	27 578	3 532	31 111	32 450	4 113	36 564	4 872	581	5 453	18%	2%
13 Subvention PRC (000\$)	6 421	2 353	8 774	4 493	1 328	5 821	(1 928)	(1 025)	(2 954)	-34%	16%
14 Contributions clients (000\$) ³	(1 949)	(34)	(1 984)	(1 444)	(26)	(1 470)	505	8	513	-26%	0%
15 Total Investissements	32 050	5 851	37 901	35 499	5 415	40 914	3 449	(436)	3 013	8%	4%
RENTABILITÉ											
16 Impact sur les tarifs											
17 Pour la première année (000 \$)	(3 117)	(2 604)	(5 720)	(3 477)	(7 620)	(11 097)	(360)	(5 016)	(5 377)		
18 Pour les cinq premières années (000 \$)	(12 079)	(11 664)	(23 743)	(8 555)	(1 216)	(9 771)	3 524	10 448	13 972		
19 Taux de rendement interne (%)	15,85%	52,00%	20,90%	11,58%	55,57%	17,57%	-4,27%	3,57%	-3,33%		
20 Indice de profitabilité	2,64	7,86	3,44	1,88	8,47	2,75	(0,76)	0,61	(0,68)		
21 Point mort tarifaire (années)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00		

¹ Le terme *a priori* réfère aux résultats du plan de développement 2018 présenté dans le Rapport annuel 2018 (R-4079-2018, B-0089, Énergir-14, Document 3). Des modifications ont été apportées dans la présentation de certains investissements.

² Le terme *a posteriori* présente les résultats de l'analyse basée sur les clients, volumes, revenus et investissements réels disponibles à ce jour, en plus d'une projection pour les années suivantes. La projection concerne généralement les projets qui s'échelonnent sur plus de trois ans et les clients réels n'ayant pas cumulé 12 mois de consommation. Le modèle de revenu requis utilisé est le même que celui utilisé *a priori*, avec les paramètres d'origine.

³ Les contributions clients regroupent la contribution de raccordement de 300 \$ et les autres types de contribution (forfaitaires, emplacement et délai de raccordement).