



Énergir, s.e.c.
Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme
appliqués à l'analyse de rentabilité, R-3867-2013

R-3867-2013, phase 3B

MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

Présentation à la Régie de l'énergie

Original : 2018.04.09

Gaz Métro-7, Document 8
16 pages

DOSSIER:
R-3867-2013 Ph. 3B
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
09/04/2018
Date: 2018

Plan de la présentation

énergie

- Mise en contexte
- Méthode pour mesurer la rentabilité
- Critères d'acceptation des projet
- Preuve complémentaire sur l'évolution de la clientèle des grandes entreprises

Mise en contexte (1/2)



Depuis le dépôt initial dans le cadre de la CT2017, la position d'Énergir a évolué

- Selon Énergir, la « Nouvelle méthode » présentée devant vous aujourd'hui est :
 - Rigoureuse en prenant en considération tous les coûts pertinents
 - En parfaite cohérence avec les principes économiques et de comptabilité qui sous-tendent l'évaluation de projet d'investissement
 - Alignée avec les méthodes des autres distributeurs gaziers canadiens, notamment en Ontario

- La Nouvelle méthode présentée par Énergir s'articule autour de l'approche Portfolio; l'approche favorisée autant par la théorie économique, que par les décisions d'autres régulateurs.
- OEB, Décision 188 :
 - « The Board believes that utilities are in the best position to plan their distribution systems and, therefore, they should have flexibility in choosing the optimal system design for their distribution system expansions. The Board also believes that if the utilities are allowed to assess the financial viability of all potential customers as a group [using a portfolio approach] more marginal customers could be served as a result of assessing the cost of serving them together with more financially viable customers ».

L'approche Portfolio, laquelle consiste à associer les coûts pertinents aux bons niveaux permet de :

- 1. Maximiser l'accès au gaz naturel; et**
- 2. Maximiser les baisses tarifaires pour la clientèle existante**

Méthode pour mesurer la rentabilité (1/3)

- La Nouvelle méthode tient compte des mêmes coûts qui sont aujourd'hui considérés

Intrants	Méthode historique	Nouvelle méthode
Période d'analyse	La période d'analyse de 40 ans des projets représente la moyenne pondérée de la durée de vie des investissements en actif du plan de développement (incluant les compteurs) – D-90-60	
Revenus	Les revenus des clients prêts à signer un contrat et les clients potentiels sont considérés pour le calcul de la rentabilité.	Seulement les revenus engagés contractuellement sont considérés pour le calcul de la rentabilité.
Coûts des conduites, branchements et compteurs	Les coûts directs de la conduite, du branchement et du compteur sont inclus et amortis selon l'amortissement comptable approprié. Le rendement financier sur le solde non amorti des actifs ainsi que l'impôt sont également considérés.	
Aides financières	Les aides financières PRC et CASEP sont incluses dans l'analyse de rentabilité.	
Frais UIMQ	Un montant de 2 % des coûts directs de la conduite et du branchement est inclus dans le calcul de la rentabilité.	
Coûts marginaux de prestation de service de long terme	Ces coûts d'opération sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet. Les coûts marginaux de prestation de service de long terme appliqués à l'analyse de rentabilité ont été traités dans la phase 3A du présent dossier.	
Taxe provinciale sur les services publics	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet.	
Redevances annuelles payables à la Régie	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet.	
Redevances annuelles payables à la Régie du bâtiment	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet.	
Frais généraux corporatifs	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet.	Ces coûts sont considérés dans la rentabilité globale du plan de développement.
Frais généraux entrepreneur	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet.	Ces coûts sont considérés dans la rentabilité globale du plan de développement.
Contribution externes	La contribution vient réduire les investissements et est incluse dans l'analyse de la rentabilité.	
Renforcement de réseau de distribution	Ces coûts sont considérés dans la rentabilité globale du plan de développement.	

Des raffinements qui permettent une évaluation plus juste des projets

Méthode pour mesurer la rentabilité (2/3)



Coûts incrémentaux directs

- Ces coûts sont attribués à chaque client spécifique puisqu'ils sont expressément encourus pour desservir chaque client sur une base individuelle (conduite, branchement, compteur, etc.)
- Statu quo par rapport à la méthode historique – Coûts considérés par projet

Coûts en renforcement du réseau de distribution

- Ces coûts sont attribués au niveau de la rentabilité globale puisqu'ils sont encourus pour desservir de nouveaux clients, de futurs clients potentiels et des clients existants (poste de livraison, compression, etc.)
- Statu quo par rapport à la méthode historique – Coûts considérés pour l'ensemble du plan de développement

Coûts de développement indirects

- Ces coûts qui ne peuvent pas être directement attribués à un nouveau client et sont communs pour tous les nouveaux projets puisqu'ils soutiennent les activités de raccordement des nouveaux clients de Énergir (frais généraux corporatifs et frais fixes entrepreneurs)
- Modification par rapport à la méthode historique – Coûts désormais considérés pour l'ensemble du plan de développement

Méthode pour mesurer la rentabilité (3/3)



- C'est le raffinement apporté au traitement des coûts indirects au niveau du Portfolio qui permet de maximiser les baisses tarifaires pour l'ensemble des clients!

Exemple tiré du rapport de B&V (p.33) avec des coûts indirects annuels de 100 \$

Table 1 – Example of Allocating Indirect Costs to Individual Projects

PROJECT	REVENUE GENERATED	DIRECT INCREMENTAL COSTS	INDIRECT COSTS AS ALLOCATED	MARGIN
1	\$200	\$125	\$25	\$50
2	\$200	\$100	\$25	\$75
3	\$200	\$180	\$25	(\$5)
4	\$200	\$180	\$25	(\$5)

The yearly indirect costs are equal to \$100.

Les coûts indirects fixes de 100 \$ sont attribués par projet

- Projets 3 et 4 considérés non rentables
- Revenus = 400 \$; Coûts directs = 225 \$; coûts indirects = 100 \$
- Baisses tarifaires = 400 \$ - 225 \$ - 100 \$ = 75 \$

Table 2 – Example of Not Allocating Indirect Costs to Individual Projects

PROJECT	REVENUE GENERATED	DIRECT INCREMENTAL COSTS	INDIRECT COSTS AS ALLOCATED	MARGIN
1	\$200	\$125	\$0	\$75
2	\$200	\$100	\$0	\$100
3	\$200	\$180	\$0	\$20
4	\$200	\$180	\$0	\$20

The yearly indirect costs are equal to \$100.

Les coûts indirects fixes de 100 \$ sont au portfolio

- Tous les projets sont rentables
- Revenus = 800 \$; Coûts directs = 585 \$; coûts indirects = 100 \$
- Baisses tarifaires = 800 \$ - 585 \$ - 100 \$ = 115 \$

L'attribution des coûts indirects prive les clients existants de baisses tarifaires de 40 \$

Critères d'acceptation des projet (1/4)



Énergir propose d'utiliser l'approche de l'indice de rentabilité (IP) qui correspond au ratio entre la valeur actualisée des flux monétaires d'opération du projet et l'investissement initial dans le projet

- Approche répandue au Canada (Fortis BC, Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution)
- Approche équivalente à l'actuel (IP de 1 correspond à un projet dont le TRI est équivalent au CCP)

Pour les projets sans potentiel de densification (sans expectativa de rentabilité)

- IP doit être supérieur ou égal à 1

Pour les projets avec potentiel de densification (avec expectativa de rentabilité)

- IP doit être supérieur ou égal à 0,8, ce qui correspond à un TRI légèrement inférieur au CCP;
- L'acceptation de tels projets vise à conclure des projets qui pourront générer des baisses tarifaires considérant la densification future

Si un projet (avec ou sans potentiel de densification) n'atteint l'IP minimal requis, Énergir pourra demander une contribution pour accroître l'IP au minimum requis

Critères d'acceptation des projet (2/4)

Exemple d'extension de réseau avec clients engagés contractuellement et potentiel identifié

École consommant du mazout
Intéressés à se convertir à court terme



Terrain vacant acquis par
une entreprise d'envergure



Bâtiment commercial
engagé contractuellement



Nouveau quartier annoncé
par un promoteur fidèle au gaz naturel



Tour à bureau engagé
contractuellement

Critères d'acceptation des projet (3/4)



De telles cas d'exception se justifient puisqu'ils permettent de profiter d'une fenêtre d'opportunité

- Repavage routier: s'insérer dans des travaux intégrés pour éviter les inconvénients et pour réduire les coûts
- Parc industriel: faibles coûts et effet de levier de développement

Les parcs industriels et les repavages routiers sont des cas d'exception qui justifient des critères distincts

- Lors de chaque cause tarifaire, Énergir mettra en place un budget (estimé présentement à environ 1,5 M\$) pour projets de parc industriel et de repavage routier même si les revenus engagés contractuellement ne permettent pas d'atteindre un IP de 0,8
- Le budget sera établi en fonction d'une estimation des besoins qui seront basés notamment sur l'historique et sur les informations prospectives disponibles

La mise en place d'un budget pour les cas d'exception constitue une mesure de gouvernance supplémentaire qui favorise la priorisation des meilleurs projets

Critères d'acceptation des projet (4/4)



Rentabilité de l'ensemble du développement

- Le plan de développement global doit atteindre au minimum un indice de rentabilité supérieur ou égal à 1,1
- La somme des investissements des ventes et des projets de développement sur réseau et hors réseaux, des frais généraux corporatifs, des frais fixes entrepreneur, des coûts de renforcement en distribution, ainsi que des investissements pour les cas d'exception doit permettre minimalement d'atteindre un IP de 1,1, générant ainsi des baisses tarifaires

Énergir propose de bonifier son analyse de la rentabilité *a posteriori* qui est déposée au rapport annuel

Gaz Métro propose d'ajouter l'analyse de la rentabilité *a posteriori* six ans plus tard pour chacune des deux catégories de projets distinctes

- Les projets de développement dont l'IP se situe sous un IP 0,8 à 1
- Les projets de parc industriel et de repavage routier

L'utilisation d'un IP minimal global de 1,1 plutôt que de 1,0 permet de mitiger le risque associé à la concrétisation de la rentabilité estimée des projets

Conclusion



Peu de différence significative dans les coûts considérés avec l'ancienne méthode et celle des projets de plus de 1,5 M\$

1. Utilisation d'une approche basée sur l'IP qui est utilisée par Fortis BC, Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution
2. Traitement des frais généraux corporatifs et les frais généraux entrepreneur dans la rentabilité globale du plan de développement puisqu'ils sont communs pour tous les nouveaux projets et qu'ils soutiennent les activités de raccordement des nouveaux clients
3. Seulement les revenus engagés contractuellement dans l'évaluation de l'IP sont considérés
 - S'il existe un potentiel de densification : $IP > 0,8$ = projet autorisé
 - Sinon : $IP > 1$ = projet autorisé
 - Cas d'exception (parc industriel et repavage routier)
4. Un plan de développement global qui doit atteindre un IP de 1,1 en considérant l'ensemble des coûts
5. Des suivis supplémentaires *a posteriori*

Nouvelle méthode qui est davantage en lien avec les autres distributeurs gaziers canadiens, en plus d'être supportée par les principes économiques et de la comptabilité de gestion qui sous-tendent les décisions d'investissement

Évolution de la clientèle des grandes entreprises (1/3)

Énergir

Dans sa DDR n° 3 aux experts d'OC et du ROEE, la Régie pose des questions concernant les VGE en stipulant :

- Tenant compte du facteur d'effritement observé à la référence (i) et (ii) et de la décroissance de la clientèle VGE constatée à la référence (iv), veuillez commenter l'opportunité d'utiliser un facteur d'effritement dans l'analyse de rentabilité des projets.
- Tenant compte de la décroissance des consommations des clients VGE constaté à la référence (iv), veuillez commenter l'opportunité d'utiliser une période d'analyse de 20 ans dans l'évaluation de la rentabilité des extensions de réseau pour la clientèle VGE. Veuillez commenter les avantages d'une telle solution par rapport à établir un IP de 1,3 tel que proposé à la référence (iii).

[Énergir souligne]

Énergir soumet que la prémisse des questions ci-dessus est erronée et l'opinion des experts de OC et du ROEE qui en découle l'est, conséquemment, tout autant

Évolution de la clientèle des grandes entreprises (2/3)



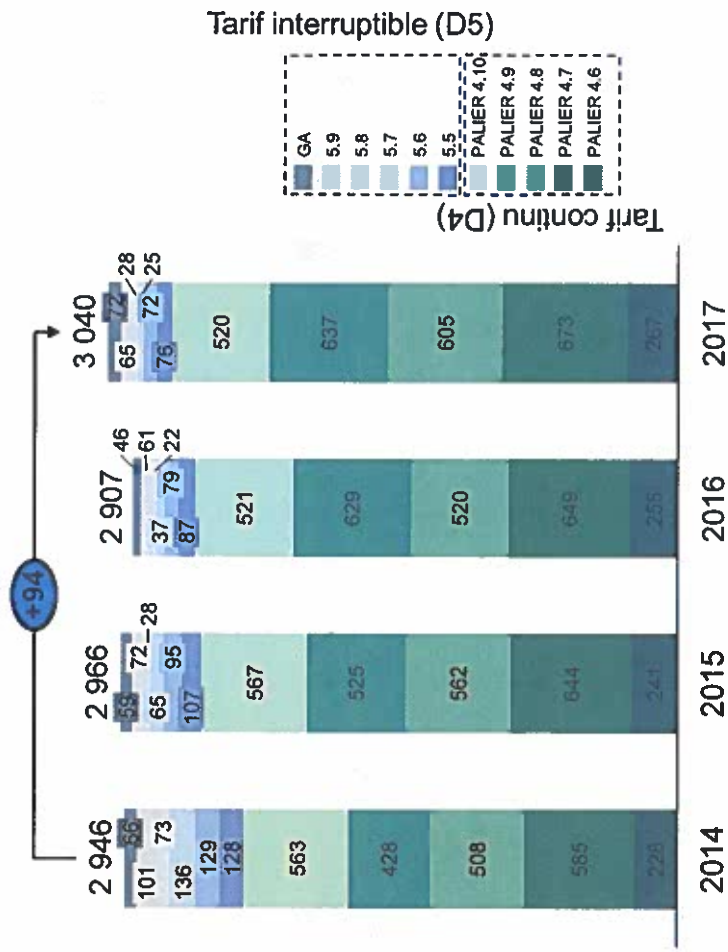
- Le nombre d'usagers est établi selon le **nombre de contrats actifs par tarif**; les clients en **combinaison tarifaire** sont donc comptabilisés dans chacun des tarifs et ne sont pas perdus même s'ils abandonnent la portion interruptible au profit de la portion continue ou vice-versa
- L'évolution que la Régie « constate » à partir des références soumises concerne les tarifs D₄ et D₅; les clients grandes entreprises peuvent également se retrouver **aux tarifs D₁ et D₃ suite à des migrations entre les tarifs** sur la période;
- Pour analyser l'évolution de la clientèle, il est préférable d'utiliser le nombre d'installation, puisqu'une installation peut-être composée de plus d'un contrats (combinaison tarifaire). Le nombre de clients grandes entreprises **a augmenté de 3** entre 2014 et 2017
- En ce qui concerne les volumes, la consommation totale observée entre 2014 et 2017 a augmenté de 94 M de m³; il n'y a donc **pas d'effritement des volumes**

Les analyses d'Énergir à partir des références soumises par la Régie permet de constater une hausse de la clientèle et des volumes VGE

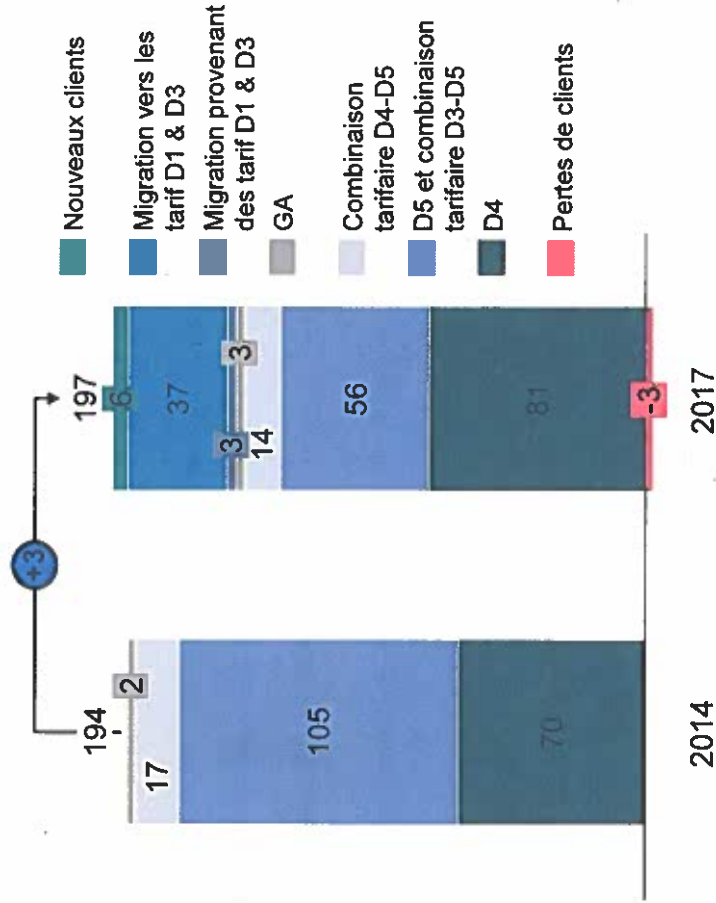
Évolution de la clientèle des grandes entreprises (3/3)



Volume de consommation des tarifs D₄ et D₅
2014 à 2017; en millions de m³



Évolution des clients grande entreprise
2014-2017; en nombre d'installations



MERCI !