

REFONTE DE LA STRUCTURE TARIFAIRE
DU SERVICE DE DISTRIBUTION

VOLET A

SEGMENTATION DE LA CLIENTÈLE ET STRUCTURE
TARIFAIRE BASÉES SUR LES COÛTS

INTRODUCTION	5
1 PERTINENCE DE LA REFONTE DE LA STRUCTURE TARIFAIRE AU SERVICE DE DISTRIBUTION	7
1.1 Contexte d'affaires en évolution	7
1.2 Réussir la transition énergétique : le rôle d'Énergir.....	9
1.3 Nécessité de la refonte de la structure tarifaire	11
1.4 Principaux objectifs	13
2 TRAVAUX ANTÉRIEURS : DOCUMENT DE RÉFLEXION DE 2017	14
2.1 Allocation des coûts	14
2.2 Segmentation	15
2.3 Structure tarifaire	16
2.4 Limites	18
3 ALLOCATION DES COÛTS 2023-2024	18
3.1 Exercice d'allocation des coûts client par client	19
3.2 Analyse de la structure de coûts.....	22
3.2.1 Définition de la capacité	22
3.2.2 Relations empiriques entre la capacité et les coûts	25
4 SEGMENTATION TARIFAIRE THÉORIQUE DE LA CLIENTÈLE BASÉE SUR LES COÛTS	29
4.1 Identification du nombre optimal de segments	30
4.2 Détermination des bornes optimales	32
5 STRUCTURE TARIFAIRE THÉORIQUE BASÉE SUR LES COÛTS	33
5.1 Détermination des composantes des tarifs	34
5.1.1 Progressivité et points de croisement tarifaire	35
5.2 Définition du problème d'optimisation.....	37
5.3 Résolution du problème d'optimisation.....	38
5.4 Résultats tarifaires	39
5.4.1 Grille tarifaire théorique optimale.....	39
5.4.2 Principaux constats au regard des objectifs poursuivis.....	40
5.4.3 Impact tarifaire pour la clientèle.....	42
6 RÉFLEXION SUR L'INTERFINANCEMENT	43
6.1 Concept.....	44
6.1.1 Définition académique	44
6.1.2 Définition de l'industrie.....	45

6.1.3	Complémentarité des deux approches et limite	47
6.2	Approche retenue dans plusieurs juridictions canadiennes	47
7	DIAGNOSTIC DE LA STRUCTURE THÉORIQUE AU REGARD DE LA RÉALITÉ COMMERCIALE D'ÉNERGIR.....	48
7.1	Impacts liés à l'application d'une structure tarifaire basée strictement sur les coûts	49
7.1.1	Impacts liés à une structure tarifaire sans interfinancement	49
7.1.2	Impacts liés aux modifications structurelles du tarif	53
7.2	Principes et priorités tarifaires pour Énergir et ses clients.....	54
8	RÉFLEXION TARIFAIRE ET ÉCONOMIQUE SUR L'ENCADREMENT DES NIVEAUX D'INTERFINANCEMENT	56
8.1	Concept de marge de manœuvre économique	57
8.2	Analyse de la marge de manœuvre économique	59
8.2.1	Cas type petit UDT / 1 010 m ³	61
8.2.2	Cas type moyen UDT / 1 955 m ³	62
8.2.3	Cas type petit commerce au détail / 5 209 m ³	63
8.2.4	Cas type bureau institutionnel / 76 018 m ³	64
8.2.5	Cas type école secondaire / 331 342 m ³	65
8.3	Analyse de marge de manœuvre économique : clients pour qui l'alternative électrique est peu pertinente	66
8.3.1	Clients industriels.....	66
8.3.2	Périphériques.....	66
8.4	Constats sur la structure tarifaire fondée sur les coûts au regard de la vision stratégique et commerciale d'Énergir	67
CONCLUSION		69
Annexe 1 : Attributs désirables des structures tarifaires		
Annexe 2 : Analyse de sensibilité de la méthodologie d'estimation de la capacité		
Annexe 3 : Résultats de la partition théorique des clients		
Annexe 4 : Formulation du problème de minimisation		
Annexe 5 : Nombre de clients et variation tarifaire aux points de croisement		
Annexe 6 : Cas types		

ACRONYMES

CA	capacité attribuée
CAU	capacité attribuée et utilisée
CST	Conditions de service et Tarif d'Énergir
CU	coefficient d'utilisation
DHM	demande horaire maximale
DQM	demande quotidienne maximale
GES	gaz à effet de serre
GNT	gaz naturel traditionnel
GSR	gaz de source renouvelable
MÉRN	ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MMÉ	marge de manœuvre économique
OMA	obligation minimale annuelle
PGEÉ	plan global en efficacité énergétique
PRC	programme de rabais à la consommation
PSD	programmation semie-définie
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
UDT	unifamiliales, duplex et triplex

INTRODUCTION

La révision de la structure tarifaire d'Énergir, s.e.c. (Énergir) s'inscrit dans un processus de réflexion mené sur plusieurs années, amorcée dans le cadre du dossier générique R-3867-2013 qui porte sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire. Ce dossier avait été divisé en quatre phases distinctes, chacune ayant donné lieu au dépôt de preuves et à des décisions de la Régie de l'énergie (Régie).

Les trois premières phases ont porté respectivement sur l'allocation des coûts de distribution, la révision des services de fourniture, de transport et d'équilibrage, ainsi que sur la rentabilité des nouvelles ventes. La phase 4 constituait donc la dernière étape de ce processus et était consacrée à l'examen de la structure tarifaire du service de distribution.

En 2017, Énergir a déposé une demande visant l'ouverture de cette phase 4 en proposant à la Régie de scinder l'analyse en deux volets distincts, soit :

- Volet A : Segmentation de la clientèle et structure tarifaire théorique résultantes de l'allocation des coûts;
- Volet B : Structure tarifaire finale du service de distribution, incluant les aspects commerciaux.

Cette approche découlait directement des orientations formulées par la Régie dans plusieurs décisions. Ainsi, dans la décision D-2011-182, la Régie soulignait :

« [353] Le point de départ d'une vision tarifaire doit reposer sur une analyse approfondie des coûts classifiés [...]. La Régie juge que cette analyse devrait porter non seulement sur l'examen des coûts fixes et variables, mais aussi sur les coûts unitaires par client, par volume consommé et par CU.

[354] Par la suite, sur la base des résultats identifiés, une analyse minutieuse des liens entre les coûts et les structures des tarifs devrait être effectuée. Des modifications aux structures tarifaires pourront alors être envisagées, accompagnées, au besoin, de mesures transitoires. »

De même, dans la décision D-2016-100, la Régie soutenait :

« [37] La Régie est d'avis que les résultats de l'Étude [d'allocation des coûts] constituent les points d'ancrage de la structure tarifaire du Distributeur. À ces points d'ancrage doit se superposer une segmentation de la clientèle qui reflète le découpage naturel des grandes catégories de clientèles.

1 en fonction de leurs caractéristiques de coût de desserte et de profil de consommation. Cette
2 segmentation doit également bien s'arrimer à la structure des coûts de l'activité de distribution du
3 gaz naturel sur le territoire de [Énergir]. C'est de cet assemblage, combiné à d'autres
4 considérations plus pragmatiques, que découlera une structure tarifaire viable et pérenne.»
5 [Énergir souligne]

6 Finalement, dans sa décision D-2018-072, la Régie réaffirmait l'importance qu'occupe l'étude
7 d'allocation des coûts dans le processus de l'examen de la structure tarifaire du service de
8 distribution, en précisant que :

9 « [19] Dans le cadre de la phase 4, l'Étude [d'allocation des coûts] doit servir de fondement à la
10 réflexion qui doit être faite à l'égard de la segmentation de la clientèle, du design des tarifs, des
11 niveaux d'interfinancement et qui doit conduire à la mise en place de la structure tarifaire du service
12 de distribution. »

13 Toutefois, avant même le début de la phase 4, le dossier R-3867-2013 a pris fin. Le présent dépôt
14 vise donc à relancer l'examen de la structure tarifaire du service de distribution.

15 Comme exposé à la section 1, cette démarche s'inscrit dans un contexte de changement dans
16 l'environnement énergétique et réglementaire dans lequel évolue Énergir, changements qui
17 rendent nécessaire une révision de la structure tarifaire.

18 Énergir propose ainsi de reprendre l'analyse selon les deux volets distincts initialement proposés
19 dans le cadre du dossier R-3867-2013. À cette fin, Énergir procède dans un premier temps au
20 dépôt du volet A.

21 Le volet A vise à établir le fondement de la nouvelle segmentation de la clientèle proposée par
22 Énergir dans le cadre de la refonte tarifaire du service de distribution et comprend notamment :

- 23 • La présentation des résultats des analyses d'Énergir relatives à la segmentation de sa
24 clientèle (section 4);
- 25 • Une proposition de structure tarifaire théorique basée sur les coûts (sections 5 et 6);
- 26 • L'identification des contraintes commerciales qu'Énergir devra considérer pour mettre en
27 place cette nouvelle structure tarifaire (sections 7 et 8).

28 Le volet B fera quant à lui l'objet d'une demande distincte. C'est dans ce volet que la structure
29 tarifaire finale sera proposée, basée sur la segmentation et la structure théorique obtenue au
30 volet A, tout en considérant la réalité commerciale dans laquelle évoluent Énergir et sa clientèle.

1 C'est aussi dans ce volet que sera étudiée la mise à jour de l'offre interruptible, les mesures
2 transitoires à mettre en place afin de passer de la structure tarifaire en vigueur à la structure
3 tarifaire finale, ainsi que les différents suivis émanant des décisions rendues dans le dossier R-
4 3867-2013.

1 PERTINENCE DE LA REFONTE DE LA STRUCTURE TARIFAIRE AU SERVICE DE DISTRIBUTION

5 La relance des travaux au sujet de la refonte de la structure tarifaire au service de distribution
6 intervient dans des contextes d'affaire et énergétique en pleine transformation, dépassant
7 largement le seul secteur du gaz naturel. D'entrée de jeu, Énergir juge opportun de présenter un
8 survol des principaux éléments qui composent cet environnement changeant et de rappeler le
9 rôle qu'elle joue et entend jouer dans la transition énergétique afin de bien saisir la pertinence de
10 revoir la structure tarifaire au service de distribution.

1.1 CONTEXTE D'AFFAIRES EN ÉVOLUTION

11 Depuis la fin des années 2000, la découverte de vastes réserves de gaz naturel en Amérique du
12 Nord a fait de cette énergie, moins émissive que d'autres combustibles fossiles, une option
13 abondante et compétitive. Cette dynamique a stimulé l'économie et favorisé une croissance
14 importante du nombre de clients d'Énergir à partir de 2008. Cependant, à partir de la fin des
15 années 2010, la décarbonation et la transition énergétique se sont installées comme nouvelles
16 tendances globales de fond. L'essor des politiques climatiques qui en découlent, jumelé à un
17 consensus social grandissant sur la nécessité d'agir face à la crise climatique, modifie
18 progressivement et durablement le contexte d'affaires et le cadre réglementaire dans lesquels
19 Énergir évolue, transforme les attentes envers les distributeurs d'énergie et repositionne la valeur
20 du gaz naturel au sein d'un système énergétique en transition.

21 Cette transformation du contexte énergétique a aussi un impact profond sur le système électrique
22 québécois, qui est en voie de passer rapidement d'une situation de surplus à une rareté anticipée,
23 transformant la dynamique énergétique et renforçant l'interdépendance entre les réseaux
24 électrique et gazier. Dans ce contexte, le *Plan d'action 2035*¹ d'Hydro-Québec entraîne des

¹ <https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/plan-action-2035.pdf>.

1 implications tarifaires majeures et met la résilience énergétique au premier plan. Cette réalité
2 illustre que la transition énergétique repose sur une architecture intégrée, où les réseaux gazier
3 et électrique jouent des rôles complémentaires, indispensables à la sécurité énergétique, à
4 l'optimisation des coûts et à l'atteinte des objectifs de décarbonation.

5 En 2026, la transition énergétique s'inscrit dans un contexte marqué par une incertitude
6 économique et géopolitique accrue, où la décarbonation demeure une ambition largement
7 partagée, mais dont la mise en œuvre tend à être reportée ou dépriorisée. Certes, la
8 fragmentation des ambitions climatiques observée à l'échelle internationale freine le rythme de la
9 décarbonation. Toutefois, malgré ce ralentissement, des facteurs comme les coûts de plus en
10 plus avantageux des technologies d'énergies renouvelables, couplés aux impératifs de sécurité
11 énergétique grandissants, laissent présager une continuité dans la progression de la transition
12 énergétique globale.

13 Au Québec, la réussite à long terme de cette transition, au-delà des cycles politiques, repose sur
14 la capacité à maintenir un équilibre réfléchi au sein du trilemme de la transition énergétique :
15 concilier la décarbonation, la résilience et le coût. En d'autres mots, il apparaît de plus en plus
16 évident qu'à long terme, les solutions de décarbonation qui demeureront pertinentes seront celles
17 qui offrent non seulement des gains environnementaux, mais également une valeur ajoutée en
18 matière de résilience en plus de minimiser les coûts énergétiques globaux. Cet équilibre sera
19 déterminant pour assurer une trajectoire de transition énergétique durable et cohérente dans les
20 décennies à venir.

21 La publication récente du premier **Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques**
22 **(PGIRE)**² vient également confirmer plusieurs des orientations qui façonnent désormais
23 l'environnement d'affaires d'Énergir. Le PGIRE réaffirme la nécessité de maintenir un système
24 énergétique diversifié et résilient, en reconnaissant la contribution stratégique des infrastructures
25 gazières à la sécurité énergétique du Québec. Il projette par ailleurs une évolution du rôle du
26 réseau gazier, marquée par une diminution graduelle des volumes de gaz naturel fossile, une
27 croissance de l'utilisation du gaz naturel renouvelable (GNR) ainsi qu'une valorisation accrue du
28 réseau pour répondre aux besoins de pointe et offrir de la flexibilité au système énergétique
29 intégré.

² [Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec 2026-2050.](#)

1.2 RÉUSSIR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : LE RÔLE D'ÉNERGIR

1 Dans ce contexte énergétique en profonde transformation, Énergir entend mettre à profit ses
2 atouts structurants afin de contribuer de manière durable et équilibrée à la transition énergétique
3 du Québec. L'entreprise dispose d'un positionnement distinctif qui lui permet d'offrir des solutions
4 répondant simultanément aux trois dimensions du trilemme de la transition énergétique.

5 Sur le plan de la **résilience**, Énergir apporte une contribution essentielle au système énergétique
6 québécois. Son réseau gazier, majoritairement souterrain, bien entretenu et étendu sur un vaste
7 territoire, démontre une robustesse supérieure face aux événements climatiques extrêmes,
8 comparativement aux réseaux électriques. Par ailleurs, le maintien d'une part d'énergie gazeuse
9 dans le portefeuille énergétique québécois favorise la redondance et la flexibilité, tout en
10 renforçant la capacité du territoire à répondre à des perturbations, notamment lors des pointes
11 hivernales.

12 La complémentarité des réseaux représente un levier important pour **optimiser les coûts et**
13 **l'utilisation des infrastructures énergétiques**, notamment à travers des solutions comme la
14 biénergie. Dans un contexte où la croissance économique et les objectifs de décarbonation
15 intensifient la demande en électricité, alors que le développement de nouvelles capacités de
16 production, de transport et de distribution devient de plus en plus complexe et coûteux,
17 l'infrastructure d'Énergir constitue un outil de gestion intégrée essentiel. Grâce à ses capacités
18 actuelles de stockage et de distribution, l'énergie gazeuse peut alléger la pression sur le bilan de
19 puissance et d'énergie électrique durant les périodes critiques et permet de limiter le recours à
20 de nouveaux investissements électriques.

21 Énergir joue également un rôle déterminant dans une **décarbonation progressive et efficiente**.
22 En capitalisant sur ses infrastructures existantes, l'entreprise soutient une transition ordonnée
23 pour ses clients en proposant des solutions énergétiques à coûts compétitifs, comme l'efficacité
24 énergétique et l'intégration croissante de gaz de source renouvelable (GSR) en cohérence avec
25 les seuils exigés par le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*³. Ces approches
26 permettent une réduction graduelle et mesurable des émissions tout en respectant la capacité
27 d'adaptation des différents secteurs économiques.

³ [R-6.01, r. 3.01 - Règlement concernant le gaz de source renouvelable](#).

1 Dans ce contexte, Énergir demeure convaincue de l'importance de maintenir le cap sur la
2 transition énergétique, malgré les turbulences conjoncturelles. La résilience à long terme de son
3 modèle d'affaires repose sur la valeur ajoutée de son infrastructure, non pas en fonction des
4 volumes distribués, mais en fonction de sa capacité à répondre aux besoins énergétiques du
5 Québec de façon **fiable et flexible**, en **minimisant les coûts sociétaux** et avec un **contenu**
6 **carbone en diminution constante**.

7 Dans le secteur du bâtiment, qui représente environ 37 % des volumes distribués, le gaz naturel
8 est principalement utilisé pour le chauffage des espaces et de l'eau. Dans une perspective de
9 transition énergétique, le rôle d'Énergir est appelé à évoluer et à tendre progressivement vers
10 une réduction des volumes dans ce secteur, en cohérence avec une électrification croissante des
11 bâtiments soutenant les efforts de décarbonation. Toutefois, la valeur du réseau gazier demeure
12 importante pour répondre aux besoins énergétiques lors des périodes où le système électrique
13 est le plus sollicité, notamment durant les pointes hivernales, les épisodes de froid prolongé ou
14 les situations où la production d'énergie renouvelable intermittente est moins disponible. Dans ce
15 contexte, la contribution d'Énergir ne repose plus uniquement sur les volumes distribués, mais
16 sur la capacité de son infrastructure à offrir une énergie fiable, flexible, disponible au moment
17 opportun, en complémentarité avec le réseau électrique. Cette approche permet à la fois de
18 soutenir la décarbonation à coûts avantageux comparativement à une électrification totale, qui
19 exigerait des investissements majeurs en infrastructures de production et de distribution
20 supplémentaires, tout en renforçant la résilience globale du système énergétique québécois.

21 Dans le secteur industriel — qui représente environ 63 % des volumes distribués —, la diversité
22 des usages du gaz rend la transition énergétique plus complexe. Pour plusieurs activités
23 industrielles, certaines applications demeurent difficilement électrifiables en raison de contraintes
24 techniques, opérationnelles ou économiques. Dans ce contexte, le réseau gazier continue d'être
25 un actif stratégique qui, au-delà de son rôle comme source d'énergie, offre une redondance
26 essentielle au système énergétique, en permettant aux entreprises de réduire leur exposition aux
27 risques liés à une dépendance envers une seule filière énergétique. À long terme, Énergir
28 envisage ainsi son réseau comme une infrastructure capable d'accompagner la décarbonation
29 progressive du secteur industriel tout en assurant la continuité des opérations, la sécurité
30 énergétique et la croissance économique du Québec.

1 Pour matérialiser ses ambitions, Énergir mise notamment sur son Plan global en efficacité
2 énergétique (PGEÉ), qui regroupe plusieurs programmes de soutien financier et
3 d'accompagnement technique adaptés aux différents segments de marché. De plus, depuis 2022,
4 Énergir et Hydro-Québec offrent une solution conjointe de biénergie destinée aux clientèles
5 résidentielles, commerciales et institutionnelles chauffées au gaz naturel, permettant de réduire
6 la consommation de gaz et les émissions qui y sont associées, tout en minimisant les
7 investissements additionnels nécessaires dans la production et le transport électrique. Enfin,
8 l'ensemble de la clientèle peut opter pour du GSR. Entièrement interchangeable avec le gaz
9 naturel fossile, le GSR distribué par Énergir est une solution flexible et résiliente, qui permet de
10 réduire les émissions directes de manière progressive, sans nécessiter le remplacement des
11 équipements existants et en maximisant l'utilisation des infrastructures déjà en place. Cette
12 ressource peut à la fois soutenir la décarbonation de procédés industriels difficiles à électrifier et
13 renforcer la résilience du système énergétique, notamment en contexte de pointe hivernale
14 lorsqu'elle est utilisée dans des configurations biénergie dans le secteur du bâtiment.

1.3 NÉCESSITÉ DE LA REFONTE DE LA STRUCTURE TARIFAIRE

15 Énergir rappelle que le service de distribution est central dans son modèle d'affaires. En effet, ce
16 sont les coûts fixes et les économies d'échelle importantes caractérisant la distribution d'énergie
17 qui font en sorte que les juridictions, dont le Québec, accordent des droits exclusifs de distribution
18 par voie de canalisation. De plus, pour Énergir, ce service compte pour plus de 52 % du revenu
19 requis total⁴.

20 La structure tarifaire au service de distribution, qui permet de recouvrer les dépenses associées
21 à ce service, constitue ainsi un élément déterminant pour Énergir. Bien que cette structure évolue
22 au fil des années, elle repose néanmoins sur une base établie il y a plus de 25 ans. Énergir estime
23 qu'une refonte en règle de la structure tarifaire en distribution est nécessaire afin de l'adapter au
24 contexte et au rôle qu'elle entend jouer dans les prochaines décennies, comme décrite
25 précédemment. Énergir anticipe ainsi, entre autres, deux tendances dans les livraisons de gaz
26 naturel d'ici 2050 :

- 27 • une diminution;
- 28 • une concentration accrue lors de certaines périodes, soit hivernales ou de pointe.

⁴ R-4334-2026, Énergir-N, Document 1, p. 1.

1 La concrétisation de ces tendances pourrait entraîner des impacts non souhaitables sur la
2 clientèle si la structure actuelle, soit celle en vigueur au 1^{er} décembre 2025, demeurerait en place.
3 En effet, de manière similaire à celle qu'elle expliquait dans le dossier R-4213-2022⁵, Énergir
4 soutient que la dichotomie entre la structure des coûts et la structure tarifaire, respectivement
5 principalement fixe et variable, devient problématique dans un contexte marqué par l'émergence
6 de profils de consommation atypiques ou d'appoint, orientés vers une utilisation plus restreinte
7 du gaz naturel.

8 Ces types de profils sont caractérisés par un volume annuel beaucoup plus faible
9 proportionnellement au volume maximal retiré au cours d'une journée de l'année
10 comparativement aux clients présentant un profil plus régulier. Ainsi, l'utilisation d'une tarification
11 principalement variable est susceptible de générer des revenus beaucoup plus faibles que les
12 coûts alloués pour les clients adoptant ces types de profils. Le manque à gagner qui s'en
13 dégagerait devrait être récupéré par une hausse des tarifs, au détriment du reste de la clientèle.
14 Autrement dit, la structure tarifaire actuelle est susceptible d'entraîner un interfinancement des
15 clients optant pour un profil d'appoint par ceux au profil plus régulier.

16 Dans le dossier susmentionné, Énergir proposait une mesure (l'*OMA – Client utilisant le gaz*
17 *naturel comme source d'énergie d'appoint*) circonscrite (elle ne vise qu'un tarif et s'applique
18 uniquement à de grands clients). Pour Énergir, cette mesure *ad hoc* était un premier pas vers
19 l'intégration nécessaire de la notion de capacité (consommation maximale du client) de manière
20 structurante dans la tarification du service de distribution. En effet, dans un monde où une
21 proportion significative et croissante de clients opte pour des profils de consommation où la valeur
22 du réseau gazier provient davantage de la possibilité de consommer à certains moments (pointe)
23 ou à certaines périodes spécifiques (hiver), la révision du signal de prix afin qu'il reflète
24 adéquatement la nature des coûts est une condition essentielle à une transition énergétique
25 équitable, mais également efficace. Le reflet du coût de la capacité dans la tarification permettra
26 d'aligner les intérêts individuels et collectifs, favorisant ainsi le choix de la bonne énergie au bon
27 endroit au bon moment, directement en lien avec le renforcement de la complémentarité des
28 réseaux expliquée précédemment.

⁵ Pièce B-0227, Énergir-Q, Document 12.

1 Afin d'assurer la pérennité des actifs de distribution, les mesures de décarbonation phares
2 d'Énergir devront également être considérées dans l'élaboration de la nouvelle structure tarifaire.

1.4 PRINCIPAUX OBJECTIFS

3 L'établissement d'une nouvelle structure tarifaire en distribution doit reposer sur des objectifs
4 précis afin d'en évaluer la qualité et la pertinence.

5 Les principes tarifaires établis par James C. Bonbright⁶ ont guidé les pratiques tarifaires des
6 services publics depuis plusieurs décennies. La Régie s'y référerait, entre autres, dans le cadre de
7 son avis au MÉRN concernant les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires⁷.
8 Même s'ils sont tous souhaitables, il est difficile de les respecter entièrement. Il y a donc des
9 arbitrages à faire, certains devant être priorités. Aux fins de l'élaboration de sa nouvelle structure
10 tarifaire en distribution, Énergir regroupe ces principes sous les quatre objectifs suivants :

- 11 • Stabilité et simplicité des tarifs : Mettre en place une structure simple et facile à
12 comprendre, qui offre une bonne stabilité et une prévisibilité des tarifs pour les clients;
- 13 • Répartition équitable des coûts et absence de discrimination induite : Assurer une
14 tarification qui reflète la causalité des coûts et limite l'interfinancement entre les clientèles;
- 15 • Stabilité et prévisibilité des revenus : Maintenir des parts de marché rentables pour
16 Énergir et ses clients actuels et maximiser les revenus provenant des clients déjà
17 raccordés;
- 18 • Efficience statique et dynamique : Encourager la décarbonation et reconnaître la valeur
19 ajoutée du réseau gazier pour répondre à la demande de pointe.

20 Bien qu'aucun principe n'en soit évacué, cette liste plus restreinte met de l'avant ceux priorités
21 par Énergir. Dans la présente preuve portant sur l'élaboration d'une structure tarifaire théorique
22 basée sur les coûts, seuls les objectifs de **stabilité et simplicité** des tarifs et de **répartition**
23 **équitable des coûts et absence de discrimination induite** ont guidé la réflexion et les analyses
24 d'Énergir. Les autres objectifs, n'ayant pas de lien avec l'étude des coûts et l'élaboration d'une

⁶ *Principles of Public Utility Rates, Second Edition*, 1988, pp. 383-384.

⁷ Dossier R-3972-2016, pièce A-0038, p. 36 (tableau 1). Énergir reproduit d'ailleurs le tableau à l'annexe 1.

1 structure tarifaire fondée sur les coûts, seront seulement considérés dans le cadre du volet B,
2 lequel intégrera les considérations commerciales.

2 TRAVAUX ANTÉRIEURS : DOCUMENT DE RÉFLEXION DE 2017

3 Avant de présenter les analyses réalisées dans le cadre du présent dossier, Énergir croit pertinent
4 de revenir sur le contenu du document de réflexion⁸ relatif à une refonte de la structure tarifaire
5 en distribution qu'elle a déposé en décembre 2017 dans le cadre du dossier sur l'allocation des
6 coûts et la structure tarifaire. Bien qu'il n'ait jamais été examiné par la Régie, ce document a servi
7 de point de départ à Énergir lors de la relance de l'étude du dossier.

8 Dans ce document, Énergir divisait le processus d'élaboration d'une structure tarifaire théorique
9 fondée sur les coûts en trois étapes, chacune s'appuyant sur les résultats de la précédente. Les
10 sections suivantes résument ces étapes, soit l'allocation des coûts, la segmentation de la clientèle
11 puis la structure tarifaire théorique basée sur les coûts qui en découlent, et précisent les limites
12 de la démarche.

2.1 ALLOCATION DES COÛTS

13 L'étude d'allocation des coûts déposée dans le cadre des dossiers tarifaires présente la
14 répartition des coûts fixes et variables du revenu requis. Les coûts fixes, qui représentent la
15 grande majorité du revenu requis, sont définis comme étant les coûts qui ne varient pas en
16 fonction du volume consommé. À l'opposé, les coûts variables varient en fonction des volumes :
17 ils ne sont plus encourus lorsqu'un client cesse de consommer du gaz naturel. Dans le cadre du
18 document de réflexion, Énergir établissait le montant associé à ces deux types de coûts pour
19 l'ensemble des regroupements et produisait, à partir des données de l'allocation des coûts de la
20 Cause tarifaire 2013-2014, une allocation des coûts en fonction de regroupements à capacité
21 similaire, définie comme la demande quotidienne maximale (DQM).

22 La DQM est calculée de deux manières différentes, selon le tarif auquel le client appartient. Pour
23 les clients aux tarifs D₁ et D₃, elle est estimée en appliquant la valeur des degrés-jour de chauffage
24 pour la journée de pointe à l'équation obtenue par une régression des degrés-jour mensuels sur

⁸ Dossier R-3867-2013, pièce B-0360, Énergir-10, Document 1.

la consommation mensuelle. Les régressions sont effectuées à l'échelle du palier-région pour les clients aux tarifs D_1 et D_3 et l'ensemble des régions sont agrégées pour obtenir la DQM du palier. Pour les clients aux tarifs D_4 et D_5 , c'est plutôt un paramètre contractuel, soit la demande horaire maximale (DHM), multipliée par 24, qui est utilisée.

C'est à partir de la capacité, du coût (total, fixe et variable) et de la consommation moyenne des 361 regroupements ainsi formés qu'Énergir menait la plupart de ses analyses.

2.2 SEGMENTATION

Dans le document de réflexion, Énergir démontrait la relation positive et marginalement décroissante entre le coût et la capacité moyenne des regroupements. Elle cherchait ensuite à traduire cette relation en un ensemble de relations linéaires. Concrètement, Énergir cherchait à agréger en quelques segments les regroupements pour lesquels l'ajout d'un mètre cube (m^3) de capacité avait environ le même effet sur les coûts. Énergir procédait alors en deux temps, en distinguant le premier regroupement des 360 autres.

Le premier regroupement était formé des plus petits clients, soit ceux avec une capacité inférieure à $100 m^3/jour$. Puisque l'ensemble de ces clients pourrait théoriquement être desservi par des conduites de diamètre minimal composant le réseau d'Énergir (2 pouces) et qu'une corrélation positive entre le volume et le coût alloué est constatée, Énergir proposait d'utiliser le volume comme variable explicative.

Pour les 360 autres regroupements, Énergir observait une relation positive entre le coût et la capacité et, conséquemment, établissait la capacité comme variable explicative. Afin de définir des segments parmi ces regroupements, Énergir procédait par essai-erreur, en situant les bornes aux points d'inflexion perceptibles.

Au terme de cette analyse, Énergir proposait une segmentation préliminaire comportant quatre segments, détaillés au tableau ci-dessous.

Tableau 1
Segmentation préliminaire du document de réflexion

Segment	Volume annuel maximal	Capacité journalière minimale	Clients		Volumes distribués	
	(m³)	(m³)	(nombre)	(%)	(Mm³)	(%)
1	36 500	s. o.	185 545	94 %	765	14 %
2	s. o.	200	7 730	4 %	482	9 %
3	s. o.	1 000	4 126	2 %	2 310	42 %
4	s. o.	100 000	23	0,01 %	1 966	36 %
Total			197 424	100 %	5 523	100 %

2.3 STRUCTURE TARIFAIRE

Énergir proposait un tarif pour chacun des segments définis afin de rapprocher le revenu perçu des coûts attribués à l'ensemble des regroupements d'un segment, de façon à refléter le plus fidèlement possible la structure de coûts.

Dans un premier temps, Énergir menait des exercices distincts pour le segment 1 et les autres segments. Elle proposait d'abord que le tarif du segment 1 soit composé de frais de base (communs à l'ensemble des clients d'un segment) et de deux taux au volume retiré, le deuxième étant plus faible que le premier et applicable pour les volumes excédant 5 m³/jour. Un tarif à deux taux volumétriques permettait un meilleur alignement entre les coûts associés aux clients ayant un niveau de consommation plus faible et les revenus qu'ils génèrent par rapport à un tarif comportant un seul taux volumétrique. Elle proposait ensuite que les tarifs des autres segments (2 à 4) comprennent chacun des frais de base, un taux appliqué à la capacité marginale (par rapport à la borne inférieure du segment) ainsi qu'un taux appliqué au volume retiré. Afin de refléter le plus possible la structure de coûts, Énergir visait à ce que :

- les composantes liées à la capacité (frais de base et taux à la capacité marginale), génèrent des revenus équivalents aux coûts fixes;
- la composante volumétrique génère des revenus équivalents aux coûts variables.

Dans un deuxième temps, Énergir procédait à quelques ajustements afin d'améliorer la qualité du point de croisement entre les structures tarifaires des différents segments. Plus précisément,

- 1 elle tentait de rendre indifférents les clients se situant à la frontière de deux segments entre choisir
 2 le tarif associé à l'un ou l'autre de ces segments. Les deux tableaux ci-dessous présentent
 3 respectivement la segmentation finale du document de réflexion et, pour chacun des segments,
 4 les taux de chaque composante tarifaire.

Tableau 2
Segmentation finale du document de réflexion

Segment	Volume annuel maximal	Capacité journalière minimale	Clients		Volumes distribués	
	(m ³)	(m ³)	(nombre)	(%)	(Mm ³)	(%)
1	20 000	s. o.	175 928	90 %	537	10 %
2	s. o.	0	16 114	8 %	796	14 %
3	s. o.	1 000	4 126	2 %	2 310	41 %
4	s. o.	100 000	23	0,01 %	1 966	35 %
Total			196 191	100 %	5 609	100 %

Tableau 3
Taux de la structure tarifaire du document de réflexion

Composante	Segment 1	Segment 2	Segment 3	Segment 4
Frais de base (\$/an)	840	3 699	12 680	680 387
Coût unitaire à la capacité marginale (\$/m ³ /an)	s. o.	11,306	6,745	5,821
Taux au volume retiré 1 (¢/m ³)	28,423	1,299	1,299	0,932
Taux au volume retiré 2 (¢/m ³)	14,104	s. o.	s. o.	s. o.

- 5 Ainsi, à la lecture du tableau précédent, les frais de base annuels sont spécifiques à chacun des
 6 segments et augmentent en fonction des bornes capacitaires de ceux-ci. Le coût unitaire à la
 7 capacité marginale est décroissant en fonction de la capacité, et le taux au volume retiré diminue
 8 plus le segment inclut des clients à la capacité élevée.
- 9 La structure tarifaire ainsi obtenue était donc exempte d'interfinancement, à quelques centaines
 10 de milliers de dollars près, comme le démontre le tableau suivant :

Tableau 4

Mesures d'interfinancement de la structure tarifaire du document de réflexion

Segment	Coûts alloués (\$)	Revenus totaux (\$)	Interfinancement (revenus/coûts)
1	256 300 891	256 300 891	100 %
2	101 365 597	102 780 527	101 %
3	161 623 141	160 208 210	99 %
4	74 887 372	74 887 372	100 %
Total	594 177 000	594 177 000	100 %

2.4 LIMITES

La représentation de l'ensemble de la clientèle par 361 regroupements limite la précision des analyses. En effet, un regroupement dissout le détail propre à chacun des clients en le ramenant à une moyenne. Les analyses (notamment de corrélation et de régression) sont ainsi calibrées sur la moyenne de chacun des regroupements plutôt que sur les observations individuelles, limitant à la fois la robustesse et la précision des résultats.

Par ailleurs, certains éléments méthodologiques peuvent être améliorés, par exemple en utilisant des méthodes statistiques afin de former les segments, plutôt que de procéder de manière intuitive.

Aux fins du présent dossier, Énergir a donc essentiellement retenu la structure de l'analyse mise de l'avant dans le document de réflexion tout en cherchant à améliorer les analyses effectuées à chacune des étapes. Il en résulte une segmentation et une structure tarifaire basées sur les coûts plus robustes.

3 ALLOCATION DES COÛTS 2023-2024

Dans le cadre de la relance des travaux entourant la révision de la structure tarifaire en distribution, Énergir a entrepris, dans un premier temps, une mise à jour de l'étude d'allocation des coûts en s'inspirant des principes et des analyses effectuées dans le document de réflexion.

1 Cette étude, qu'Énergir réalise sur une base bisannuelle, est élaborée conformément aux
2 décisions rendues par la Régie au fil des dossiers antérieurs.

3 À l'instar de la Régie⁹, Énergir considère que les données relatives aux coûts doivent constituer
4 le fondement de la réflexion portant sur les différents enjeux du présent dossier. C'est pourquoi
5 elle s'est appuyée sur la version la plus récente de l'étude d'allocation des coûts en distribution,
6 laquelle repose sur les données financières approuvées dans la Cause tarifaire 2023-2024.
7 Toutefois, les objectifs du présent dossier ont nécessité certaines adaptations. En effet,
8 l'élaboration d'une nouvelle structure tarifaire requiert une granularité plus fine des données afin
9 de permettre une plus grande latitude dans la formation des segments et de mieux refléter les
10 coûts spécifiques associés à chaque client. À cet effet, la refonte de la structure tarifaire nécessite
11 une documentation plus détaillée des coûts alloués afin de permettre, subséquemment, la
12 meilleure estimation possible de la relation entre le coût et les variables qui seront utilisées pour
13 former les segments. Les agrégats habituellement présentés dans l'étude d'allocation des coûts
14 permettent de connaître le coût moyen alloué à un client d'un segment donné plutôt qu'un coût
15 par client. Il en découle que l'ensemble des clients regroupés dans un même segment dans la
16 structure tarifaire actuelle ne devraient pas nécessairement l'être dans la nouvelle structure.

3.1 EXERCICE D'ALLOCATION DES COÛTS CLIENT PAR CLIENT

17 Comme mentionné précédemment, certains ajustements ont dû être apportés afin de convertir
18 l'allocation des coûts 2023-2024¹⁰ du format présenté dans la cause tarifaire au format « client
19 par client ». En premier lieu, Énergir se devait d'établir la liste de clients à considérer.

20 La base de données de départ utilisée dans l'exercice d'allocation des coûts 2023-2024 (présenté
21 et approuvé dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025) comptait près de 230 000 clients. Ce
22 nombre correspondait à l'ensemble des clients d'Énergir, qu'ils aient été actifs ou inactifs sur
23 l'année financière 2023-2024. Un client est considéré comme étant actif, pour une période
24 donnée, si son compteur est activé et si une facture lui a été émise. Ensuite, chaque client de
25 cette base de données s'est vu attribuer un poids selon le palier tarifaire dans lequel il se
26 retrouvait afin de ramener le nombre de clients de départ à un niveau équivalant au nombre de
27 clients par palier utilisé pour la fixation des tarifs du dossier tarifaire. Pour l'exercice 2023-2024,

⁹ Décision D-2011-182, paragr. 353.

¹⁰ Dossier R-4257-2024, pièce B-0109, Énergir-Q, Document 11.

1 ce nombre de clients était de 211 878. Il est à noter que l'écart entre le nombre de clients de la
2 base de données initiale (près de 230 000) et le nombre de clients utilisé pour la fixation des tarifs
3 (211 878) vient du fait que, pour la fixation des tarifs, le nombre de clients est établi à partir d'une
4 moyenne mensuelle des clients actifs. Ainsi, un client qui a été actif un seul mois dans l'année
5 compte pour 1/12 de client sur l'année. Inversement, un client qui a été actif sur l'ensemble de
6 l'année, c'est-à-dire que son compteur était ouvert et qu'il a reçu une facture chaque mois, compte
7 pour un client.

8 Or, étant donné que le niveau de granularité désiré pour l'allocation des coûts est « client par
9 client » et non par palier tarifaire, la méthode de pondération décrite ci-dessus n'a pu être utilisée.
10 Effectivement, un poids ne peut être accordé à un client : soit il fait partie de la liste, soit il en est
11 exclu. Conséquemment, Énergir n'a conservé que les clients qui ont été actifs au moins un mois
12 sur l'année financière 2023-2024. Avec cet ajustement, il en résulte une liste comportant
13 216 863 clients.

14 Une fois cette liste de clients établie, Énergir a procédé au recalcul de l'ensemble des facteurs
15 d'allocation des coûts de distribution, tels qu'approuvés par la Régie et décrits dans la pièce
16 Énergir-Q, Document 12 du dossier tarifaire R-4257-2024, mais en procédant client par client.

17 Pour les facteurs utilisant certaines variables propres au client, comme les revenus, les volumes
18 de distribution, le type de compteur installé ou encore la catégorie à laquelle il appartient, la
19 transition vers une allocation des coûts par client n'a requis aucun traitement additionnel, la
20 méthodologie régulière permettant une réallocation par client.

21 Pour certains facteurs qui, dans la cause tarifaire, allouent déjà les coûts à l'échelle du client
22 (allocation directe) – comme les facteurs APPRO, PGEÉ ou PRC – certains ajustements ont été
23 nécessaires afin d'aligner les extractions de données utilisées comme intrants avec la liste de
24 clients utilisée. En effet, quelques clients qui se voyaient allouer des coûts par ces facteurs ne
25 figuraient pas dans la liste de clients retenue. Ces coûts ont été répartis de manière uniforme
26 entre les clients appartenant au même palier que les clients absents de la liste retenue,
27 maintenant ainsi les mêmes coûts alloués par palier.

28 Des ajustements aux facteurs CA et CAU, relatifs à la capacité, ont également été nécessaires.
29 Dans la cause tarifaire, le facteur CA est estimé par régression pour les clients aux tarifs D₁ et
30 D₃. En tentant de reproduire la même méthodologie, mais à l'échelle du client, Énergir a constaté

1 que les résultats obtenus (la somme des CA par palier) étaient particulièrement différents de ceux
2 présentés dans l'exercice d'allocation des coûts 2023-2024. Ce constat a amené Énergir à tester
3 une approche alternative, soit l'utilisation de la formule prévue à l'article 13.1.3.1 des CST, afin
4 d'estimer la pointe de ces clients. L'application de cette formule permettait d'obtenir des résultats
5 beaucoup plus proches de ceux présentés précédemment et a donc été retenue. Un facteur
6 d'ajustement en fonction du palier a ensuite été appliqué à chaque client afin d'obtenir exactement
7 la même répartition (%) par palier que celle présentée dans la cause tarifaire.

8 Pour le facteur CAU, c'est le fait que les deux facteurs (CA et FB01D) servant d'intrants à celui-ci
9 n'utilisent pas la même source de données – plus précisément, le fait que la liste de clients qu'ils
10 utilisent n'est pas exactement la même – qui fait en sorte que la méthodologie devait être ajustée.
11 En effet, dans le cas de l'allocation des coûts déposée dans le cadre de la cause tarifaire, il est
12 possible de calculer le facteur malgré ces différences (car elle est effectuée à l'échelle du palier),
13 mais pas dans l'exercice au présent dossier. Énergir a donc utilisé une méthodologie simplifiée
14 afin de calculer ce facteur : pour chacun des clients, le pourcentage des facteurs CA et FB01D
15 lui étant attribué a tour à tour été multiplié par le ratio entre le pourcentage du facteur respectif et
16 du facteur CAU attribués au palier tarifaire auquel il appartient dans l'exercice d'allocation des
17 coûts 2023-2024 original. C'est donc la moyenne des deux produits qui a été retenue. Tout
18 comme pour le facteur CA, un facteur d'ajustement en fonction du palier a ensuite été appliqué à
19 chaque client afin d'obtenir exactement la même répartition (%) par palier que celle présentée
20 dans la cause tarifaire.

21 Finalement, Énergir a validé la concordance des résultats de l'exercice d'allocation des coûts
22 client par client avec les résultats originaux présentés dans la Cause tarifaire 2024-2025. Plus
23 précisément, elle s'est assurée que, pour chacun des facteurs, la somme des pourcentages
24 alloués à l'ensemble des clients appartenant à un palier tarifaire donné était égale au pourcentage
25 alloué à ce palier dans la cause tarifaire. De plus, comme les rubriques de coûts sont allouées
26 selon les mêmes facteurs dans les deux exercices, la somme des coûts alloués à l'ensemble des
27 clients appartenant à un palier tarifaire donné concorde avec les coûts alloués à ce palier dans
28 la cause tarifaire, et ce, pour l'ensemble des paliers.

29 Au terme de cet exercice, Énergir dispose donc d'une base de données contenant le coût associé
30 à chaque client, soit un peu plus de 216 000 observations. Cette base de données, qui sert
31 d'intrant à la production de l'ensemble des analyses menant à l'établissement de la segmentation

1 et de la structure tarifaire théorique basées sur les coûts, est beaucoup plus riche et précise que
2 celle utilisée dans le document de réflexion initial déposé en 2017, qui n'en comptait que 361.

3.2 ANALYSE DE LA STRUCTURE DE COÛTS

3 L'exercice d'allocation des coûts comporte plusieurs facteurs qui dépendent d'un nombre
4 important de variables. Or, l'objectif de simplicité défini à la section 1.4 est incompatible avec
5 l'utilisation d'un grand nombre de variables dans la structure tarifaire. Conséquemment, Énergir
6 cherche à n'utiliser que les principales variables inductrices de coûts.

7 Les coûts fixes, déterminés principalement par les facteurs d'allocation BASETARD, EXPLOITD,
8 CONDPRIN, CONDPRIND et FS21 – qui sont fonction de la capacité – représentent 87,8 %¹¹ du
9 revenu requis au service de distribution, alors que les coûts variables ne représentent que 12,2 %.
10 Cette répartition très majoritairement fixe reflète, entre autres, le fait que les infrastructures
11 (notamment les conduites, les branchements ainsi que les compteurs) sont dimensionnées en
12 fonction de la consommation maximale, également définie comme étant la pointe ou la capacité.
13 En effet, le réseau doit être en mesure de desservir la clientèle en tout temps, y compris lors de
14 la journée où la consommation est la plus élevée. Conséquemment, les coûts de ces
15 composantes sont indépendants du volume (moyen ou annuel) et, par définition, fixes.

16 Aux fins de l'établissement de la structure tarifaire basée sur les coûts, Énergir retient cette
17 répartition fixe/variable et identifie une variable explicative par type de coûts. Les coûts fixes
18 seront représentés par la capacité alors que les coûts variables seront représentés par le volume
19 annuel.

3.2.1 Définition de la capacité

20 L'utilisation de la capacité dans la structure tarifaire implique de devoir définir ce
21 paramètre¹². La définition de cette variable est un exercice d'envergure, étant donné les
22 différents choix méthodologiques possibles (notamment le type de modèle, la période

¹¹ Dossier R-4257-2024, pièce B-0109, Énergir-Q, Document 11, annexe 5, p. 1.

¹² Bien que, dans l'exercice d'allocation des coûts, la DQM consiste en une mesure de la capacité, elle est mesurée de deux manières différentes selon le tarif auquel appartient le client et n'a pas été développée dans une optique de tarification. De plus, la méthode d'estimation de celle-ci pour les clients aux tarifs D₁ et D₃ n'a pas été élaborée de façon à pouvoir être utilisée au niveau individuel. Énergir privilégie donc la mise en place d'une autre méthodologie d'estimation, mieux adaptée aux besoins de la structure tarifaire.

1 d'observation, la durée) et les arbitrages (notamment entre la simplicité et la précision et
2 entre l'incitatif à l'efficacité énergétique et la stabilité tarifaire) qu'ils sous-tendent.

3 Aux fins de l'élaboration de la structure tarifaire basée sur les coûts, Énergir a cherché à
4 utiliser une méthodologie d'estimation de la pointe qui permette de refléter justement la
5 capacité de la clientèle tout en demeurant relativement simple.

6 Énergir poursuivra sa réflexion quant à la question de la définition de la pointe au cours
7 des prochains mois et présentera une méthodologie plus complète, pour approbation,
8 dans le cadre du volet B. L'annexe 2 montre que l'utilisation d'une méthodologie qui
9 pourrait différer par rapport à celle employée dans le cadre de la présente preuve ne serait
10 pas de nature à modifier les grands constats sur lesquels s'appuient les conclusions
11 recherchées au présent volet.

3.2.1.1 Données quotidiennes

12 Au cours des dernières années, Énergir a déployé des efforts pour améliorer la granularité
13 et la qualité des lectures de la consommation de sa clientèle. Ainsi, pour l'année financière
14 2023-2024, Énergir a sous la main une lecture fiable de la consommation quotidienne pour
15 la grande majorité de la clientèle (97,0 % des clients, représentant 99,6 % des volumes
16 distribués). Leur utilisation pour l'estimation de la capacité¹³, plutôt que le recours aux
17 lectures de consommation mensuelles, s'avère un choix évident. Il est à noter qu'à ce jour,
18 Énergir poursuit ses efforts afin de pouvoir collecter la lecture quotidienne de
19 consommation auprès de l'ensemble de sa clientèle.

3.2.1.2 Définition de la variable « capacité »

20 Énergir a testé deux méthodes d'estimation de la capacité à l'aide des données
21 quotidiennes :

- 22 • La consommation journalière maximale observée du 1^{er} décembre au dernier jour
23 du mois de février de l'année suivante;
- 24 • La moyenne de la consommation journalière maximale observée du 1^{er} décembre
25 au dernier jour du mois de février de chacune des trois dernières années.

¹³ Un certain travail reste à faire afin de pouvoir utiliser cette donnée à des fins de facturation pour l'ensemble de la clientèle.

1 Comme la demande continue en journée de pointe est un des intrants dans le calcul de la
2 capacité d'outils d'approvisionnement à détenir (et donc du coût de service), la pointe est
3 utilisée dans la tarification du service d'équilibrage. Lors de la phase 2 du dossier
4 R-3867-2013¹⁴, Énergir expliquait que le choix de la période utilisée pour mesurer cette
5 pointe se devait d'être le résultat d'un arbitrage relatif aux risques d'exclure la journée où
6 la demande de pointe de la franchise se réalise et de capter des pointes individuelles non
7 corrélées avec celle de la franchise. Énergir démontrait que la période permettant le
8 meilleur arbitrage était celle comprise entre le 1^{er} décembre et le dernier jour de février.

9 Énergir fournit le service d'équilibrage à la totalité de sa clientèle. La journée où le besoin
10 en outils d'approvisionnement est le plus élevé est donc la même que celle où la
11 consommation maximale sur le réseau de distribution est observée. Ainsi, bien que cette
12 journée puisse différer dans certains cas à une échelle plus granulaire (par tronçon ou par
13 client), étant donné que la demande d'une grande partie de la clientèle est déterminée,
14 entre autres, par la température, une majeure partie des infrastructures de distribution
15 sont dimensionnées afin de répondre à la demande maximale observée au cours de la
16 période hivernale.

17 Énergir retient donc la période comprise entre le 1^{er} décembre et le dernier jour de février
18 comme période d'observation de la capacité.

3.2.1.3 Évaluation des deux méthodologies

19 Énergir évalue la performance des deux méthodologies (consommation journalière
20 maximale observée ou moyenne de consommation journalière maximale observée des
21 trois dernières années) au moyen du coefficient de détermination (R^2) résultant de la
22 régression linéaire entre la capacité et les coûts alloués en fonction de celle-ci. Cette
23 mesure statistique évalue la qualité des prédictions d'une régression linéaire en mesurant
24 l'écart au carré entre les valeurs prédites et les valeurs réelles d'un ensemble de données.
25 Plus le R^2 est élevé et près de 1, plus le modèle permet d'expliquer fidèlement la réalité.
26 Le tableau ci-dessous présente cet indicateur pour les deux méthodologies ainsi que pour
27 la DQM, à titre indicatif.

¹⁴ Dossier R-3867-2013, pièce Gaz-Métro-5, Document 12, section 2.3.4.

Tableau 5

Analyse théorique des inducteurs de coûts capacitaires

Descriptif	R ²
Pointe hivernale 1 ^{er} décembre à fin février (hiver 2023-2024)	0,81
Pointe hivernale 1 ^{er} décembre à fin février, moyenne des trois derniers hivers (2021-2022, 2022-2023 et 2023-2024)	0,83
Débit quotidien maximal (DQM)	0,62

Les résultats démontrent que les deux méthodologies testées permettent de mieux prédire les coûts capacitaires des clients que la DQM. De plus, l'utilisation d'un plus grand historique permet d'améliorer le résultat.

Énergir soumet aussi que l'utilisation d'un certain historique de consommation permet de stabiliser l'estimation en plus de pallier certaines limites liées aux données. En utilisant la moyenne sur plusieurs périodes hivernales, on limite l'incidence de la froideur d'un hiver donné ainsi que la prise en compte de certains comportements ponctuels ou anecdotiques.

Pour la suite de l'analyse présentée, Énergir retient donc l'utilisation de la consommation journalière maximale moyenne du 1^{er} décembre au dernier jour du mois de février des trois dernières années tarifaires pour l'établissement de la capacité d'un client.

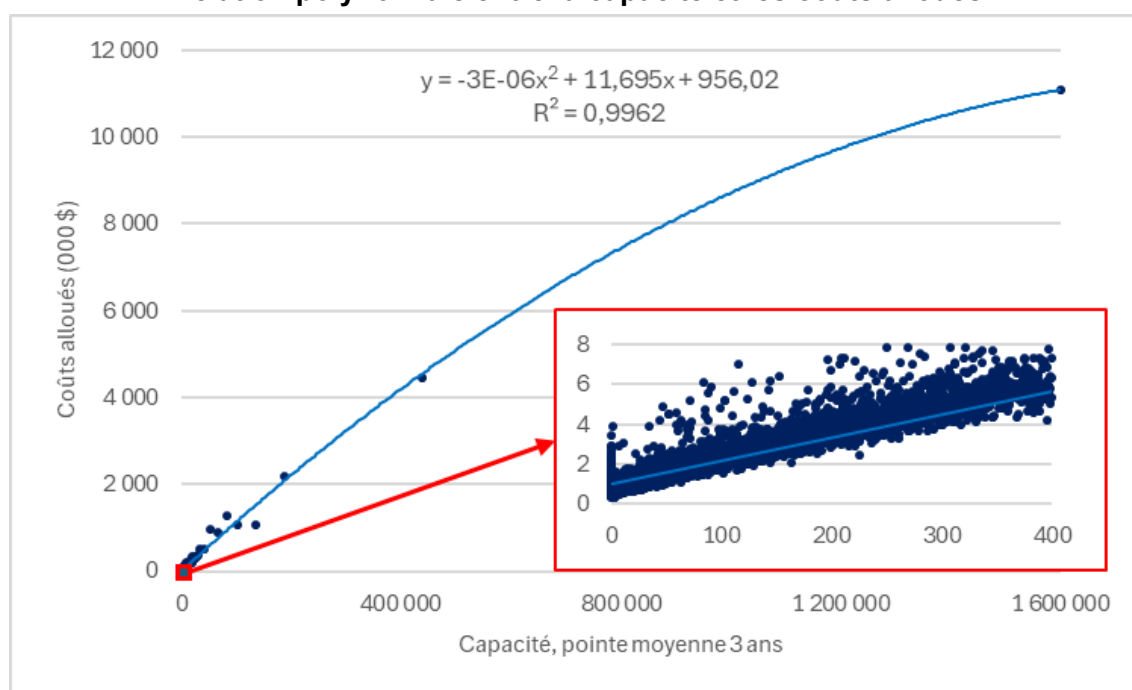
3.2.2 Relations empiriques entre la capacité et les coûts

Dans le cadre de son analyse empirique, Énergir cherche à valider trois prémisses étroitement liées et initialement avancées par le document de réflexion : d'une part, que les coûts alloués aux clients peuvent être expliqués de manière robuste par leur capacité, d'autre part, le caractère dégressif de la structure de ces coûts en fonction de cette capacité, et enfin, la pertinence des variables utilisées pour segmenter les petits clients aux fins de l'élaboration d'une structure tarifaire basée sur les coûts. La disponibilité de données client par client, plus granulaire que celle utilisée lors du document de réflexion, permet de revisiter ces hypothèses à la lumière de résultats empiriques plus détaillés.

1 L'analyse des données confirme d'abord que la capacité constitue un déterminant
2 principal des coûts alloués aux clients, permettant d'expliquer de manière robuste les
3 variations observées d'un client à l'autre (R^2 de 0,828). Elle met également en évidence
4 que la structure de coûts en fonction de la capacité est dégressive : plus la capacité d'un
5 client est élevée, plus le coût marginal associé à l'augmentation de cette capacité diminue.
6 Cette relation est cohérente avec la présence d'économies d'échelle au sein de la
7 structure de coûts, lesquelles se manifestent à travers plusieurs composantes, tant
8 opérationnelles qu'administratives, dont les coûts n'augmentent pas proportionnellement
9 avec la capacité. Par exemple, une conduite permettant de distribuer le double de capacité
10 n'entraîne pas un coût deux fois plus élevé que celui requis par une conduite distribuant
11 la moitié de cette capacité.

12 Au-delà de ce constat général, l'analyse met également en évidence la nature non linéaire
13 de la relation entre la capacité et les coûts alloués. Plus précisément, la relation observée
14 est de type polynomial de degré 2 et offre un ajustement supérieur aux données client par
15 client (R^2 de 0,996) comparativement à une régression linéaire (R^2 de 0,973). Le
16 graphique ci-dessous illustre cette relation. Afin d'alléger la représentation graphique sans
17 en altérer la portée analytique, la clientèle d'Énergir a été regroupée en 21 600 groupes
18 de 10 clients. Les résultats démontrent que cette relation quadratique s'applique tant aux
19 clients de faible capacité qu'aux clients de plus grande envergure, et que les coûts suivent,
20 sur l'ensemble du spectre, une tendance marginalement décroissante en fonction de la
21 capacité.

Graphique 1
Relation polynomiale entre la capacité et les coûts alloués

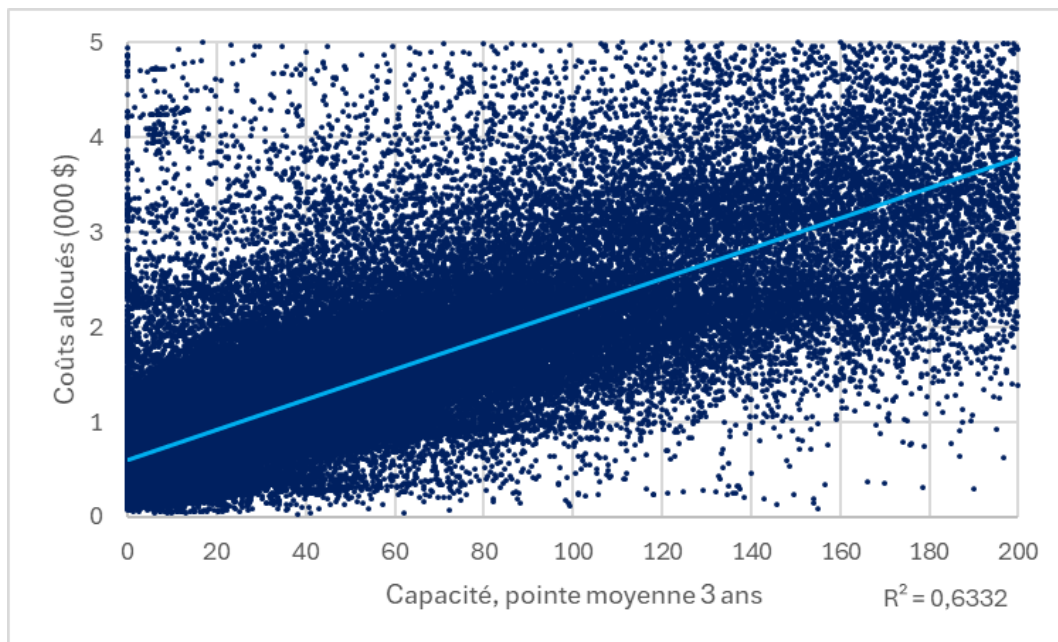


Ces constats appellent une réévaluation de la méthodologie de segmentation adoptée dans le document de réflexion pour les clients à faible consommation, soit ceux dont la consommation annuelle est inférieure à 20 000 m³. Auparavant, cette clientèle avait été segmentée en fonction des volumes distribués. Or, la précision accrue des données de consommation et de coûts disponibles aujourd'hui amène Énergir à remettre en question la pertinence du volume comme variable de segmentation principale.

En effet, l'analyse des données pour cette clientèle démontre que la corrélation entre la capacité et les coûts alloués (R^2 de 0,633) est légèrement supérieure à celle observée entre les volumes distribués et les coûts alloués (R^2 de 0,628), comme illustré au graphique ci-dessous. Bien que l'écart entre ces coefficients de détermination soit relativement restreint, l'analyse permet de confirmer que l'utilisation de la capacité comme variable de segmentation repose sur le bon inducteur de coûts, même pour les clients dont la capacité est plus petite. Cette amélioration, même marginale sur le plan quantitatif, fournit un appui mathématique cohérent au changement de méthodologie d'allocation des coûts, tout en renforçant l'alignement entre la structure tarifaire et la causalité économique sous-jacente.

Graphique 2

Relation entre la capacité et les coûts alloués des clients à faible capacité



1 En somme, l'analyse confirme que la capacité est étroitement liée aux coûts alloués, selon
2 une relation non linéaire et dégressive, sur l'ensemble de la clientèle d'Énergir. Ces
3 résultats appuient l'introduction d'une segmentation des petits clients fondée sur la
4 capacité plutôt que sur les volumes, en cohérence avec la structure des coûts observée.
5 Ainsi, contrairement à la méthodologie retenue dans le document de réflexion, Énergir
6 utilisera désormais la notion de capacité pour l'ensemble de la clientèle dans le cadre de
7 l'élaboration d'une structure tarifaire basée sur les coûts.

4 SEGMENTATION TARIFAIRE THÉORIQUE DE LA CLIENTÈLE BASÉE SUR LES COÛTS

1 Alors que le principe de simplicité milite en faveur d'une structure tarifaire ne comportant qu'un
2 seul segment (et conséquemment un seul tarif), celui de la causalité des coûts milite pour un
3 nombre de segments égal au nombre de clients.

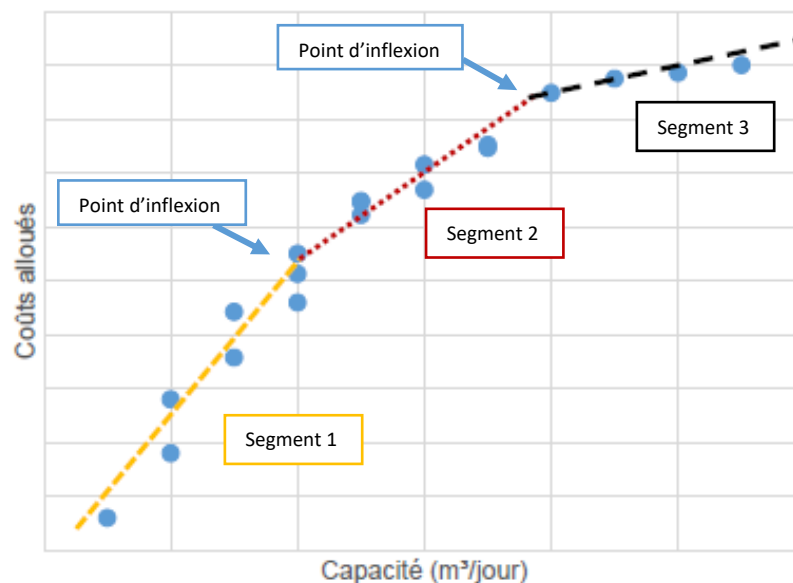
4 Bien que ces deux possibilités n'aient jamais réellement été considérées par Énergir dans son
5 processus d'analyse, elles illustrent la pertinence de la formation de segments ainsi que du besoin
6 d'arbitrage derrière le choix du nombre de segments. Énergir cherche donc à mettre en place une
7 structure tarifaire qui comporte à la fois un nombre restreint de segments et qui permet de
8 s'aligner le mieux possible sur les coûts alloués par client découlant de l'exercice d'allocation des
9 coûts. Énergir cherche également à établir une segmentation dans laquelle chaque client
10 appartient à un seul segment.

11 Énergir procède en deux étapes. Le nombre de segments optimal est d'abord déterminé et,
12 subséquemment, les bornes les délimitant sont définies.

13 Étant donné que la capacité est la principale variable inductrice de coûts, comme démontré à la
14 section 3, Énergir l'utilise aux fins de segmentation de sa clientèle. La section 3.2.2 démontre
15 également que les coûts sont globalement marginalement dégressifs en fonction de la capacité.
16 Afin de capter cette dégressivité tout en conservant une structure tarifaire simple, Énergir propose
17 d'établir les bornes des segments aux points d'inflexion de la courbe de coûts. Il en résulte
18 différents ensembles de clients pour lesquels la relation entre les coûts et la capacité peut être
19 représentée adéquatement via une fonction affine ($y = ax + b$).

20 Le graphique ci-dessous illustre de manière théorique l'approche d'Énergir, où chaque point
21 représente un client.

Graphique 3
Relation croissante dégressive estimée par une combinaison de droites

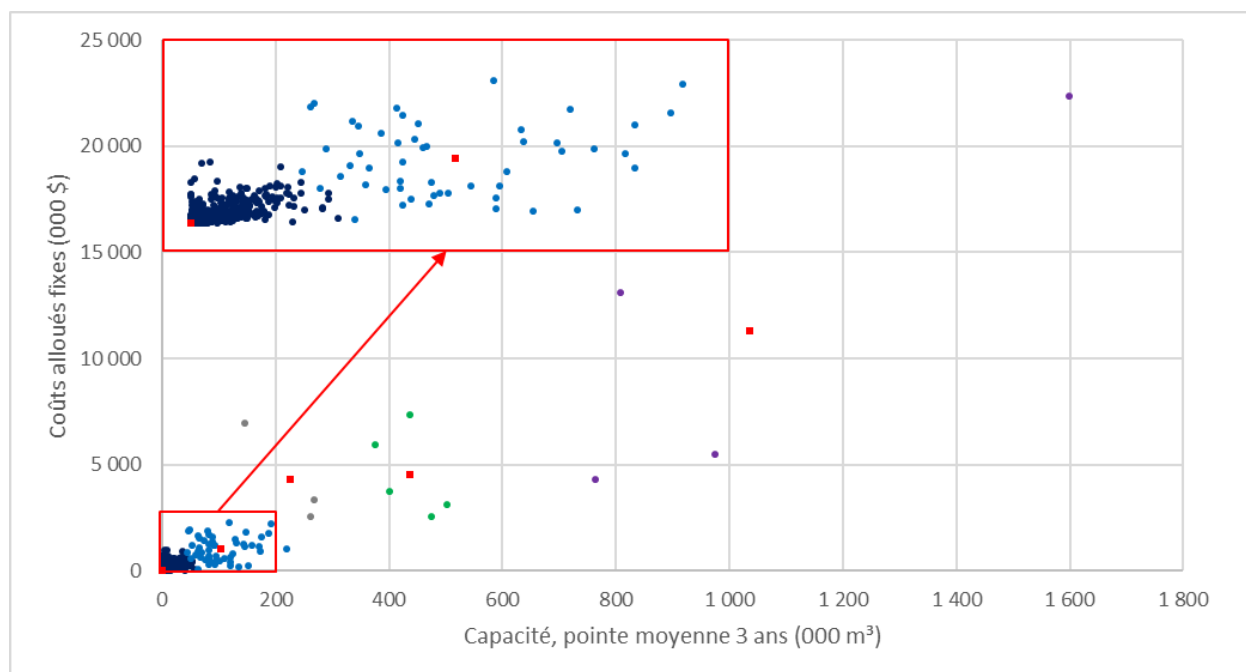


4.1 IDENTIFICATION DU NOMBRE OPTIMAL DE SEGMENTS

1 Afin de déterminer le nombre optimal de segments basé sur la relation entre la capacité et les
 2 coûts alloués pour l'ensemble de la clientèle, Énergir utilise un algorithme classique de
 3 partitionnement des données, soit la méthode des k-moyennes. Cette méthode permet de
 4 minimiser la somme des carrés de chaque point par rapport à la moyenne des points de son
 5 groupe (centroïde).

6 La figure ci-dessous présente un exemple de segmentation théorique utilisant la méthode de
 7 k-moyennes ainsi que l'ensemble de données, définies par deux variables, réparties en cinq
 8 partitions. Les observations regroupées dans une même partition sont représentées par une
 9 couleur commune et chaque carré rouge représente le centroïde d'une des partitions.

Graphique 4
Exemple d'un partitionnement de la clientèle d'Énergir en cinq segments
utilisant la méthode des k-moyennes



Aux fins de l'exercice de segmentation, Énergir utilise deux variables : la capacité et les coûts fixes. Neuf scénarios de segmentation de la clientèle, allant d'une segmentation de deux à dix segments, ont été testés. Pour sélectionner le nombre optimal de segments, Énergir s'intéresse principalement à deux indicateurs de chacune des segmentations formées par l'algorithme, soit la somme des écarts et le nombre de clients par segment¹⁵. Deux principales observations découlent de cette analyse :

- Plus le nombre de segments augmente, plus la somme des écarts au carré diminue. Cette observation est mathématiquement cohérente, car chaque segment supplémentaire établit une nouvelle moyenne, ce qui diminue nécessairement l'écart total;
- Au-delà de six segments, l'algorithme renvoie comme résultat optimal des segments à un seul client. L'ensemble de données contient certains clients avec une capacité hors norme. L'algorithme montre donc que ces capacités sont si éloignées de celles du reste

¹⁵ L'annexe 3 présente les résultats détaillés.

1 de la clientèle que c'est le fait d'isoler un seul client qui permet, marginalement, la plus
2 grande réduction de la somme des écarts au carré.

3 La mise en place de segments ne contenant qu'un seul client n'est pas souhaitable. En plus de
4 ne pas représenter un arbitrage optimal entre simplicité et causalité, de tels segments nuiraient,
5 entre autres, à la pérennité et à la stabilité de la structure tarifaire. En effet, advenant que l'unique
6 client composant un segment quitte le réseau d'Énergir, ce segment ne serait plus utilisé. De
7 plus, si les coûts alloués à ce client variaient considérablement au fil des années pour certaines
8 raisons ponctuelles – par exemple la participation à un programme d'efficacité énergétique – ce
9 client pourrait subir de fortes variations tarifaires, autrement atténuées par la présence de
10 plusieurs autres clients au sein du même segment.

11 Énergir retient donc la segmentation en cinq groupes, car elle permet de minimiser la somme des
12 écarts au carré parmi les scénarios n'incluant pas de segments à client unique.

4.2 DÉTERMINATION DES BORNES OPTIMALES

13 L'exercice de segmentation culmine en l'optimisation des bornes pour chacun des cinq segments,
14 soit la détermination des points de croisements entre les différentes droites se conformant à la
15 structure dégressive des coûts (tel qu'illustré au graphique 3).

16 L'optimisation des bornes repose sur un exercice de combinaisons visant à identifier la
17 configuration permettant de minimiser la somme des écarts au carré pour l'ensemble des points.
18 La méthodologie appliquée s'apparente à celle d'un solveur d'optimisation standard débutant
19 l'exercice avec des valeurs extrêmes, puis convergeant progressivement vers la combinaison des
20 bornes offrant une segmentation à cinq segments qui reflète le plus fidèlement possible la
21 structure de coûts en fonction de la capacité de l'ensemble de la clientèle.

22 Pour chacun des segments, Énergir a toutefois ajouté des bornes volumétriques correspondant
23 à sa capacité journalière maximale multipliée par le nombre de jours dans l'année. Celles-ci
24 permettent de capter quelques (moins de 100, dont les coûts alloués représentent moins de 0,5 %
25 du coût de service total) clients dont la consommation annuelle est disproportionnellement élevée
26 par rapport à la capacité estimée. Par exemple, un client dont la consommation serait nulle au
27 cours de la période d'observation de la pointe, mais de 400 000 m³ sur l'année serait, sans ces

- 1 bornes, assigné au segment 1. Cette approche permet de réassigner ce client au segment 3, le
 2 groupant ainsi avec des clients plus similaires.
- 3 La segmentation théorique résultant de ce jeu d'optimisation est présentée au tableau qui suit.

Tableau 6
Segmentation retenue

Segment	Volume annuel maximal	Capacité journalière maximale	Clients		Volumes distribués	
	(m ³)	(m ³)	(nombre)	(%)	(Mm ³)	(%)
1	73 000	200	194 958	90 %	596	10 %
2	292 000	800	16 374	8 %	673	11 %
3	1 095 000	3 000	4 305	2 %	703	11 %
4	s. o.	450 000	1 220	< 1 %	2 936	47 %
5	s. o.	s. o.	6	< 0,01 %	1 333	21 %
Total			216 863	100 %	6 241	100 %

- 4 Il en résulte une segmentation où 90 % de la clientèle d'Énergir se retrouve dans le segment 1,
 5 pour lequel la borne capacitaire maximale est fixée à 200 m³/jour. Selon les données d'Énergir,
 6 la relation entre coûts alloués et capacité est suffisamment similaire pour la vaste majorité de sa
 7 clientèle pour justifier qu'elle soit regroupée au sein du même segment. À l'inverse, le segment 5
 8 ne comporte que six clients, qui représentent 21 % de la consommation totale en franchise. La
 9 relation entre coûts alloués et capacité pour ces clients est suffisamment différente de ceux
 10 faisant partie du segment 4 pour justifier qu'ils soient segmentés séparément.

5 STRUCTURE TARIFAIRE THÉORIQUE BASÉE SUR LES COÛTS

- 11 Une fois ces segments formés, l'étape suivante consiste à établir un tarif théorique pour chacun
 12 d'eux.
- 13 Énergir soumet que la structure tarifaire ainsi que les critères d'assujettissement de chacun des
 14 tarifs qui la compose devraient être calqués le plus possible sur la segmentation obtenue à l'étape

1 précédente. Énergir propose ainsi une structure tarifaire comportant cinq tarifs. Pour chacun des
2 segments, Énergir cherche à mettre en place le tarif qui permet d'atteindre deux objectifs :

- 3 1) Générer des revenus équivalant à la somme des coûts alloués à l'ensemble des clients
4 du segment et donc minimiser l'interfinancement entre chacun des segments; et
- 5 2) À même un segment, minimiser l'interfinancement entre les clients qui le composent.

5.1 DÉTERMINATION DES COMPOSANTES DES TARIFS

6 Pour chacun des tarifs, Énergir doit établir quels types et combien de composantes mettre en
7 place pour générer les revenus attendus.

8 Tout comme à l'étape de la segmentation de la clientèle, un arbitrage entre la simplicité et la
9 causalité des coûts devra être réalisé : en effet, plus le nombre de composantes tarifaires est
10 élevé, plus il est possible de refléter avec justesse les coûts alloués aux différents clients d'un
11 segment. La capacité et le volume consommé expliquant respectivement 87,8 % et 12,2 % des
12 coûts alloués, ces variables doivent nécessairement être utilisées dans la structure tarifaire. Plus
13 précisément, Énergir a considéré trois types de composantes, qu'elle définit ainsi :

- 14 • **Composante fixe** : frais fixés selon les coûts associés à la capacité minimale d'un
15 segment. Ces frais sont identiques pour les clients d'un même segment;
- 16 • **Composante de capacité** : frais fixés selon les coûts associés à la capacité marginale
17 d'un client par rapport à la capacité minimale du segment auquel il appartient. Ces frais
18 diffèrent entre les clients d'un même segment selon leur capacité;
- 19 • **Composante volumétrique** : frais au volume retiré associés aux coûts variables. Ces
20 frais diffèrent entre les clients d'un même segment selon leur volume retiré.

21 Ainsi, l'équation mathématique générale permettant d'estimer les coûts alloués pour un client *a*
22 faisant partie du segment *X* a la forme suivante :

Estimation des coûts alloués au service de distribution pour le client a = Frais de base $_x$
 + Taux unitaire marginal à la capacité $_x$ * Capacité marginale $_a$
 + Taux unitaire volume $_x$ * Volume $_a$

où :

- Frais de base $_x$, Taux unitaire marginal à la capacité $_x$ et Taux unitaire volume $_x$ sont des constantes propres au segment X ;
- Capacité marginale $_a$ et Volume $_a$ sont des variables propres au client a .

5.1.1 Progressivité et points de croisement tarifaire

Au-delà de l'atteinte des deux objectifs précédemment définis pour chacun des tarifs, ces derniers doivent assurer une certaine continuité et une qualité des points de croisement. Une structure tarifaire qui présenterait des sauts importants n'est pas souhaitable, dans la mesure où un changement marginal du profil de consommation d'un client ne peut induire une variation substantielle de sa facture et où elle ne reflèterait pas adéquatement la structure de coûts en distribution d'Énergir.

Étant donné que l'ensemble des clients d'un même segment sont assujettis au même tarif, on y observera forcément une progressivité des revenus générés : un client dont la composante de capacité est estimée à c générera un revenu marginalement supérieur à celui généré par client dont la composante de capacité est estimée à $c - 1$. Il en va de même pour la composante volumétrique. Ainsi, à même un segment, un client qui verrait sa capacité ou son volume consommé bouger de manière marginale verrait également sa facture au tarif de distribution varier de manière marginale.

Or, puisque la capacité de certains clients se retrouve près de la borne capacitaire délimitant à la fois la limite supérieure d'un segment et la limite inférieure du segment suivant, une attention particulière est requise. Après les deux objectifs cités en début de section, un troisième objectif est donc ajouté, soit celui d'assurer une certaine progressivité tarifaire aux points de croisement entre deux segments.

Concrètement, Énergir vise à ce qu'un client situé à la limite de deux segments – et donc de deux tarifs – paie le même prix, qu'il soit assujéti à l'un ou à l'autre de ces tarifs. Cette considération est nécessaire afin d'éviter que des clients aient un intérêt à adopter des

comportements de consommation inefficients. Une structure mal calibrée pourrait, par exemple, inciter un client à consommer davantage qu'il ne l'aurait fait autrement (notamment en pointe) dans le seul but de se positionner à un segment supérieur afin de réduire sa facture. Une structure parfaitement calibrée rend indifférent tout client près d'un point de croisement, car la révision de sa pointe ou de sa consommation à la hausse n'entraîne aucun gain économique. Pour une segmentation donnée de n segments, il y aura $n - 1$ points de croisement. Ainsi, dans une structure à cinq tarifs, il existe quatre points de croisement.

Mathématiquement, l'objectif de progressivité tarifaire aux points de croisement entre deux segments (X et Y) se traduit comme suit :

$$\begin{aligned}
 & \text{Frais de base}_X + \text{Taux unitaire marginal à la capacité}_X * \text{Capacité marginale} + \text{Taux unitaire vol.}_X \\
 & \quad * \text{Volume} \\
 & = \text{Frais de base}_Y + \text{Taux unitaire marginal à la capacité}_Y * \text{Capacité marginale} \\
 & \quad + \text{Taux unitaire vol.}_Y * \text{Volume}
 \end{aligned}$$

Les paramètres de consommation utilisés pour évaluer l'objectif de progressivité au point de croisement entre le segment 1 et le segment 2 sont déterminés ainsi :

- Capacité : Étant donné la borne de capacité inférieure du segment 2 fixée à 200 m³/jour, la capacité du client limite entre le tarif 1 et le tarif 2 a une capacité de 200 m³/jour;
- Profil : Le CU moyen des clients situés dans un intervalle autour de la borne de capacité (195 m³ à 205 m³) est de 29 %. Étant le plus représentatif des clients autour de cette borne, c'est ce profil qui est utilisé;
- Volume annuel : Le volume annuel est donc établi à 21 200 m³ (Volume annuel = Pointe x Coefficient d'utilisation x 365 jours).

Une approche similaire est utilisée pour définir le point de croisement entre les autres segments où, pour chaque paire de segments, le profil des clients dans un intervalle autour de la borne de capacité est utilisé pour assurer une transition sans avantages économiques.

1 L'exercice, qui vise à s'assurer qu'un client situé à la limite de deux tarifs paie le même
2 prix, ne peut toutefois être pleinement respecté, étant donné que les tarifs qui le
3 composent sont établis en fonction de deux variables, soit la capacité et le volume. Ainsi,
4 des clients présentant des profils de consommation très différents pourraient
5 théoriquement s'approcher des seuils de capacité définis pour chacun des tarifs. Dans
6 des cas extrêmes, deux clients ayant la même capacité, située à la limite entre deux tarifs,
7 pourraient consommer respectivement selon un profil parfaitement stable ($CU = 100 \%$)
8 et un profil d'appoint.

5.2 DÉFINITION DU PROBLÈME D'OPTIMISATION

9 La finalité du présent exercice est d'établir une structure tarifaire basée sur les coûts qui répond
10 le plus adéquatement possible aux objectifs énoncés aux sections 5 et 5.1 et réitérés ici :

- 11 1) Générer des revenus équivalents à la somme des coûts alloués à l'ensemble des clients
12 du segment et donc minimiser l'interfinancement entre chacun des segments;
- 13 2) À même un segment, minimiser l'interfinancement entre les clients qui le composent;
- 14 3) Viser la progressivité tarifaire aux points de croisement.

15 Afin de trouver la structure tarifaire à cinq segments qui respectent l'ensemble de ces objectifs,
16 Énergir a dû les traduire en équations mathématiques et les organiser comme un problème
17 d'optimisation sous contraintes à résoudre. La résolution de ce problème d'optimisation permet
18 de trouver, pour chacun des segments, un ensemble de taux pour les différentes composantes
19 permettant de satisfaire les objectifs définis. Dans sa recherche de solution optimale, Énergir a
20 également simulé la possibilité d'inclure plus d'un taux capacitaire et plus d'un taux volumétrique
21 pour chacun de ces segments. L'ajout de ces composantes n'a pas été retenu, puisqu'il entraîne
22 la création de points de croisement additionnels. En effet, l'inclusion de paliers augmente
23 proportionnellement le nombre de droites respectant la structure de coûts. Cette multiplication
24 des points de croisement se traduit par l'introduction de contraintes supplémentaires, ce qui
25 complique l'obtention d'un résultat optimal. Le constat est que toute amélioration potentielle du
26 problème de minimisation résultant de l'ajout d'un nouveau palier est systématiquement
27 neutralisée par la contrainte additionnelle qu'il impose. La formulation mathématique du problème
28 est présentée à l'annexe 4.

Puisque l'objectif d'Énergir est d'établir une structure tarifaire qui reflète le plus fidèlement possible la structure de coûts, Énergir considère que l'objectif 1), soit la génération de revenus équivalents aux coûts alloués à l'ensemble des clients d'un segment, constitue l'objectif à optimiser.

Ainsi, le problème d'optimisation vise à minimiser la somme des écarts au carré entre les revenus générés et les coûts alloués pour chacun des clients afin de s'assurer de l'équilibre global des revenus et des coûts. Les équations mathématiques traduisant les objectifs 2 et 3 sont intégrées sous forme de contraintes au problème d'optimisation.

5.3 RÉOLUTION DU PROBLÈME D'OPTIMISATION

Il n'existe pas de solution de premier rang au problème d'optimisation sous contraintes défini à la sous-section précédente, c'est-à-dire que l'ensemble des contraintes du système d'équations ne peuvent être respectées simultanément.

Face à ce constat, Énergir doit opter pour une approche pragmatique et viser la solution de second rang la plus optimale. Cette démarche requiert de relâcher partiellement une ou plusieurs contraintes afin d'arriver à dégager un espace où des solutions peuvent émerger et être identifiées.

Énergir juge que les contraintes relatives aux points de croisement sont celles dont le relâchement partiel nuit le moins à l'atteinte de l'objectif de l'obtention d'une structure tarifaire basée sur les coûts. Ainsi, un écart maximum de 5 % entre les factures de clients fictifs consommant le même volume annuel et ayant une capacité équivalente à celle d'une borne capacitaire est désormais permis. Par exemple, pour une capacité journalière de 200 m³ (la borne capacitaire entre les segments 1 et 2), la variation entre la facture d'un client fictif au segment 1 et celle d'un client du segment 2 est d'au plus 5 %.

Le relâchement de ces contraintes crée un potentiel arbitrage pour les clients se situant près des bornes capacitaires. Consciente de cet enjeu, Énergir a priorisé dans son algorithme d'optimisation les bornes capacitaires entre les segments 1 et 2, ainsi que celles entre les segments 2 et 3 lors du relâchement des contraintes. Ces bornes capacitaires étant situées près d'un nombre de clients plus élevé, tout relâchement aurait un plus grand effet.

- 1 Le relâchement de ces contraintes permet ultimement de converger vers une solution optimale
2 au problème d'optimisation sous contraintes¹⁶.

5.4 RÉSULTATS TARIFAIRES

- 3 La section qui suit présente la grille tarifaire résultant de la résolution du problème d'optimisation
4 sous contraintes ainsi que les principaux résultats au regard des objectifs poursuivis.

5.4.1 Grille tarifaire théorique optimale

- 5 L'exercice d'optimisation sous contraintes permet de produire une grille tarifaire incluant
6 l'ensemble des taux estimés, et ce, pour chacun des segments. La structure retenue est
7 la même pour tous les segments et contient des frais fixes, un taux capacitaire ainsi qu'un
8 taux volumétrique. Le tableau qui suit présente l'ensemble des taux qui en découlent¹⁷.

Tableau 7

Grille tarifaire, structure tarifaire basée sur les coûts

Segment	Volume annuel maximal (m ³)	Capacité journalière maximale (m ³)	Frais fixes (\$/an)	Capacité marginale (\$/m ³ /an)	Volume retiré (¢/m ³)
1	73 000	200	562,43	15,690	2,355
2	292 000	800	3 816,32	10,665	1,479
3	1 095 000	3 000	10 642,08	10,408	1,442
4	s. o.	450 000	36 026,96	10,959	1,290
5	s. o.	s. o.	4 759 737,64	9,251	1,174

- 9 Cette grille présente des frais fixes qui augmentent proportionnellement aux besoins
10 grandissants en capacité par segment. Les taux à la capacité marginale ainsi que celui
11 au volume retiré diminuent entre segments, reflétant les économies d'échelle. Une légère

¹⁶ Énergir a utilisé un logiciel d'optimisation conçu pour résoudre des problèmes de cônes convexes à grande échelle au moyen de la programmation semi-définie (PSD). La PSD est un type d'optimisation mathématique utilisé pour prendre la « meilleure décision possible » tout en respectant un ensemble de contraintes. L'utilisation de ce logiciel permet de résoudre le problème d'optimisation, qui comporte 14 contraintes et 15 paramètres à estimer, avec plus de 216 000 points d'observation.

¹⁷ Les taux des composantes « Frais fixes » et « Capacité marginale » sont ici présentés sur une base annuelle. Comme les clients demeureront facturés à la même fréquence qu'aujourd'hui (principalement mensuellement), les taux de ces composantes seraient donc plutôt ramenés sur une base quotidienne, comme pour la structure tarifaire actuelle.

divergence est observée au segment 4 puisque le taux de capacité marginale augmente faiblement. Cette anomalie découle de l'utilisation, dans l'exercice d'allocation des coûts, d'une méthodologie de détermination de la capacité différente de celle retenue dans la structure tarifaire.

5.4.2 Principaux constats au regard des objectifs poursuivis

Pour chaque segment, la structure tarifaire développée permet de générer exactement les revenus nécessaires pour récupérer les coûts alloués à ce segment. Le tableau ci-dessous démontre que la structure tarifaire présentée est bien exempte d'interfinancement.

Tableau 8

Répartition des coûts et des revenus générés fixes et variables par segment

Segment	Coûts		Structure basée sur les coûts			Structure actuelle		
	Revenus		Revenus		Inter-financement	Revenus		Inter-financement
	Fixes	Variables	Fixes	Variables		Fixes	Variables	
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(%)
1	203	14	203	14	100,0	46	167	98,1
2	93	10	93	10	100,0	9	138	142,7
3	74	10	74	10	100,0	6	112	140,5
4	186	38	186	38	100,0	75	112	83,5
5	51	16	51	16	100,0	24	6	44,8

La structure tarifaire permet également de générer, pour chacun des segments, exactement les revenus associés à chaque type de coûts (fixes ou variables) au sein d'un même segment.

En complément, le tableau qui suit présente en détail, pour chacun des 5 segments, la portion des revenus fixes et variables récupérée par cette structure tarifaire, en comparaison avec la structure tarifaire actuelle.

Tableau 9

Répartition des revenus selon la structure tarifaire et type de revenus, par segment

Segment	Structure basée sur les coûts					Structure actuelle			
	Fixes		Variables			Fixes	Variables		
	Frais de base	Capacité marginale	Volume retiré	Total	Portion fixe	Frais de base, OMQ ou OMA	Volume retiré	Total	Portion fixe
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)
	(a)	(b)	(c)	(d)	(a+b) / d	(e)	(f)	(g)	(e / g)
1	110	93	14	217	94 %	46	167	213	22 %
2	62	31	10	103	90 %	9	138	147	6 %
3	46	28	10	84	88 %	6	112	118	5 %
4	44	142	38	224	83 %	75	112	187	40 %
5	29	22	16	67	76 %	24	6	30	80 %
Total	291	316	88	695	87 %	160	535	695	23 %

Le tableau ci-dessus montre qu'une structure tarifaire basée sur la structure des coûts au service de distribution entraîne une hausse substantielle de la part du revenu requis en distribution récupérée par des composantes qui ne sont pas établies en fonction du volume consommé, celle-ci passant de 23 % à 87 %.

De plus, une progressivité tarifaire adéquate autour des bornes capacitaires délimitant les segments est observée et détaillée à l'annexe 5.

Ainsi, la structure développée par Énergir permet d'atteindre parfaitement l'objectif préalablement identifié de la **répartition équitable des coûts et l'absence de discrimination induite**, soit le propre de l'exercice derrière la présente preuve.

Au regard de l'objectif de stabilité, toutes choses étant égales par ailleurs, plus la part du revenu requis à récupérer via des composantes qui ne sont pas établies en fonction du volume est élevée, plus la variation tarifaire annuelle sera faible, assurant ainsi une plus grande stabilité tarifaire. En effet, en réduisant les écarts entre le revenu réellement généré et le revenu requis, les montants à récupérer (dans le cas des trop-perçus) ou à remettre (dans le cas des manques à gagner) lors des années subséquentes seront plus faibles.

1 La structure proposée est également simple, notamment parce qu'elle permet d'ordonner
2 la clientèle de manière intuitive et qu'elle ne comporte aucun palier tarifaire.

3 L'utilisation d'un seul et même paramètre de capacité afin de segmenter l'ensemble de la
4 clientèle permet d'assurer une homogénéité au sein de chacun des tarifs. Cette approche
5 diffère de celle de la structure actuellement en vigueur, dans laquelle les clients sont
6 assujettis à un tarif établi en fonction de différentes caractéristiques à la fois observables
7 (volume annuel et coefficient d'utilisation) et contractuelles (volume souscrit et volume
8 minimal de la période contractuelle en service interruptible). Ce changement comporte
9 deux impacts importants :

- 10 • La nouvelle structure ne permet pas à certains clients de choisir leur tarif;
- 11 • La notion de tarifs général (D_1) et spécifiques (D_3 , D_4 , D_5) disparaît. C'est entre
12 autres cette altération qui permet d'obtenir une meilleure homogénéité au sein des
13 tarifs. L'exemple le plus évident est celui de l'actuel tarif D_1 , qui compte à la fois
14 des clients résidentiels n'ayant qu'un foyer alimenté au gaz naturel et certains
15 grands clients industriels. Ces clients, dont les niveaux de capacité sont aux
16 antipodes, ne feraient pas partie du même segment tarifaire dans la nouvelle
17 structure.

18 L'abolition de la notion de palier tarifaire permet de simplifier le calcul de la facture du
19 client par rapport à la structure actuelle. En effet, en remplaçant des paliers dégressifs
20 établis en fonction du niveau de certaines variables observables ou contractuelles par un
21 seul taux applicable à l'ensemble des clients d'un tarif donné, Énergir favorise la
22 compréhension de sa tarification par l'ensemble de sa clientèle.

23 Ainsi, la mise en place de ces composantes ainsi que la répartition des revenus à générer
24 par chacune d'elles permettent d'atteindre de manière satisfaisante l'objectif de **stabilité**
25 **et simplicité des tarifs**.

5.4.3 Impact tarifaire pour la clientèle

26 Afin d'illustrer l'impact tarifaire que l'application de cette structure tarifaire théorique basée
27 sur les coûts aurait sur la clientèle, Énergir présente à l'annexe 6 plusieurs cas types de
28 clients. Énergir soumet toutefois que ces impacts observés sur la clientèle ne doivent en

1 aucun cas servir à évaluer la robustesse des analyses de segmentation et de la structure
2 tarifaire basée sur les coûts. Ceux-ci n'en constituent que la résultante objective.

3 Énergir rappelle que la segmentation ainsi que la structure tarifaire présentées dans ce
4 document ne prennent en compte que l'aspect des coûts. Bien qu'elle soit d'avis que le
5 principe de la causalité des coûts doit occuper une place importante dans l'établissement
6 de la structure tarifaire de distribution, il ne saurait la guider entièrement ni dicter la
7 solution finale. Comme mentionné à la section 1.4, d'autres principes doivent aussi être
8 pris en compte lors de l'établissement d'une structure tarifaire.

9 L'exercice permet toutefois de regrouper les clients de façon logique et de déterminer une
10 structure définie par des frais de base, une composante *capacité* et une composante
11 *volume* afin de tarifier chacun des segments. Énergir propose d'utiliser cette structure
12 comme fondement de sa future tarification.

6 RÉFLEXION SUR L'INTERFINANCEMENT

13 Dans sa décision D-2011-182, la Régie indiquait à Énergir certains éléments qu'elle jugeait
14 nécessaires dans l'examen de la refonte de sa structure tarifaire au service de distribution. Y
15 figuraient, entre autres, deux éléments relatifs à l'interfinancement :

16 « [356] **Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie demande à [Énergir] de compléter sa vision**
17 **tarifaire, en y incluant les éléments suivants :**

18 [...]

- 19 • **une réflexion sur les niveaux acceptables d'interfinancement par catégorie tarifaire;**
- 20 • **un plan d'action visant à atteindre des niveaux acceptables d'interfinancement. »**

21 Bien que ces éléments feront l'objet d'une analyse approfondie dans le cadre du volet B du
22 présent dossier, Énergir souhaite dès maintenant engager une réflexion à plus haut niveau sur le
23 concept de l'interfinancement.

6.1 CONCEPT

Le concept d'interfinancement fait intervenir les coûts et les revenus et vise à établir si l'ensemble de la clientèle paie sa juste part des coûts. Différentes définitions de l'interfinancement existent. Énergir en distingue deux types : académique ou théorique; de l'industrie ou pratique.

6.1.1 Définition académique

Dans la littérature scientifique, l'interfinancement est étudié sous l'angle des incitatifs et est défini par deux bornes, soit le coût marginal et le coût de faire cavalier seul. Ces deux coûts identifient respectivement le point où :

- le reste de la clientèle est indifférent quant à la présence d'un client marginal : pour autant que ce dernier paie le coût marginal qu'il occasionne, le reste de la clientèle est, au minimum, indemne de sa présence;
- un client marginal est indifférent entre le fait d'être desservi par le réseau ou de construire le sien : pour autant que le client paie un coût inférieur à celui qu'il aurait encouru s'il avait construit son propre réseau pour s'alimenter (dans un monde où c'était légalement possible de le faire), soit le coût de faire cavalier seul, alors il bénéficie de la présence du reste de la clientèle.

Énergir identifie trois limites à cette mesure.

Limite 1 : Spectre très grand et valeur informationnelle limitée

Les économies d'échelle importantes caractérisant les réseaux de distribution font en sorte que l'intervalle entre le coût marginal et le coût de faire cavalier seul serait très grand, et donc, peu utile. En effet, la facture d'un client ou d'un groupe de clients :

- associée au fait de construire et d'opérer son propre réseau serait généralement beaucoup plus élevée que la facture actuelle, car il devrait supporter des coûts communs beaucoup plus importants qu'aujourd'hui;
- équivalente au coût marginal de le desservir, soit dans la plupart des cas, le branchement et le compteur (et certains frais spécifiques, dans le cas d'un segment), serait généralement beaucoup plus faible que la facture actuelle.

1 L'étendue de cet intervalle pourrait être si importante que sa valeur informationnelle en
2 serait très faible, outre pour l'établissement de limites inférieure et supérieure.

Limite 2 : Le coût de faire cavalier seul est difficilement mesurable

3 Concrètement, le coût de faire cavalier seul correspond au coût de construction et
4 d'opération d'un réseau hypothétique spécifique à un client ou à un segment de clients.
5 Or, cette estimation nécessiterait une foule d'hypothèses qui rendraient nécessairement
6 le résultat très peu précis.

Limite 3 : Le coût de faire cavalier seul ne capte pas bien la réalité

7 Un cadre législatif accordant le droit de distribution exclusif par voie de canalisation est
8 généralement en place dans les juridictions dans lesquelles les distributeurs de gaz
9 naturel évoluent, comme au Québec. Ainsi, un client ou un segment de clients donné ne
10 pourrait prendre l'initiative de construire et d'opérer son propre réseau.

11 De plus, ce concept ne considère pas les solutions alternatives à la desserte via un réseau
12 distribuant le même type d'énergie. Il considère donc implicitement que le besoin auquel
13 le réseau de distribution répond ne peut être comblé d'une autre manière, pour aucun
14 client : la réalité est évidemment toute autre. En effet, plusieurs usages au gaz naturel
15 peuvent être comblés via d'autres formes d'énergie, qu'elles soient distribuées par un
16 réseau, un autre moyen ou encore produites directement chez le client. Ces alternatives,
17 dans la grande majorité des cas, s'avéreraient probablement moins coûteuses que de
18 construire et d'opérer un réseau de distribution de gaz naturel indépendant. Ainsi, le coût
19 maximal qu'un client accepterait de payer pour avoir accès au réseau de distribution de
20 gaz naturel serait de loin inférieur à celui associé au concept de faire cavalier seul.

21 Cette mesure ne capte donc pas convenablement les réalités législatives et
22 concurrentielles du domaine de l'énergie.

6.1.2 Définition de l'industrie

23 En pratique, les régulateurs, dont la Régie, adoptent plutôt des mesures basées sur les
24 données provenant de l'exercice d'allocation des coûts. L'interfinancement est donc
25 généralement mesuré par le ratio entre la somme des revenus générés en mode

1 prévisionnel par un segment de la clientèle et les coûts qui lui sont alloués via l'exercice
2 d'allocation des coûts. Énergir identifie deux limites à cette mesure.

Limite 1 : imprécision inhérente à la nature des coûts

3 Une part importante du coût de service en distribution n'est pas attribuable directement à
4 un client ou à un segment de clients. Ces coûts communs sont alloués à la clientèle par
5 des facteurs d'allocation utilisant différentes variables, les principales étant la capacité,
6 les volumes de consommation ainsi que le nombre de clients.

7 Bien que la méthodologie et que le choix des variables utilisées pour chacun de ces
8 facteurs ainsi que les postes de coûts à allouer en fonction de ceux-ci ait fait l'objet
9 d'examens approfondis afin de refléter le mieux possible les inducteurs de coûts, aucun
10 de ceux-ci ne peut être considéré comme étant absolument exact, se basant plutôt sur
11 des hypothèses.

12 L'exercice d'allocation des coûts n'étant pas une science exacte, la mesure
13 d'interfinancement ne devrait pas être perçue comme étant une mesure absolue du niveau
14 du respect du principe de la causalité des coûts.

Limite 2 : nature statique

15 L'interfinancement présente un portrait statique, une « photo » à un moment précis d'une
16 certaine mesure d'équité à travers la clientèle, mais n'apporte toutefois aucune information
17 au sujet de l'efficience d'une structure tarifaire.

18 Prenons le cas où le seul objectif de la nouvelle structure tarifaire au service de distribution
19 était qu'elle soit exempte d'interfinancement et où la structure proposée dans la présente
20 preuve était appliquée à la clientèle.

21 La modification de la facture découlant de l'adoption de cette nouvelle structure affecterait
22 la position concurrentielle. Cette modification du positionnement d'Énergir par rapport aux
23 solutions énergétiques concurrentes pourrait potentiellement être d'une ampleur
24 suffisante pour inciter des clients, dans certains marchés, à quitter le réseau d'Énergir.

25 Comme les coûts d'un distributeur d'énergie comme Énergir sont principalement fixes,
26 une importante perte de clients pourrait résulter en une hausse des tarifs pour le reste de

la clientèle. Le niveau des tarifs applicables à la clientèle restante pourrait être plus élevé qu'il ne l'aurait été si le risque de perte de masses de clients de certains marchés avait été pris en compte dans la fixation des tarifs, soit dans une structure tarifaire intégrant un certain degré d'interfinancement.

6.1.3 Complémentarité des deux approches et limite

Bien qu'Énergir ne remette pas en question l'utilisation de l'approche prédominante adoptée par l'industrie, elle soumet que la considération de l'approche académique permet d'enrichir et de nuancer les réflexions relatives à l'interfinancement.

L'étude des deux types d'approches met en lumière la nécessité de recourir à une mesure plus adaptée à la réalité des utilités publiques afin de guider davantage le choix d'une structure tarifaire optimale. C'est dans ce contexte qu'Énergir développe, à la section 8, le concept de marge de manœuvre économique.

6.2 APPROCHE RETENUE DANS PLUSIEURS JURIDICTIONS CANADIENNES

Dans les autres provinces canadiennes, les gouvernements provinciaux ou les régulateurs adoptent généralement un intervalle d'interfinancement acceptable afin de prendre en compte les limites expliquées aux sections 6.1.1 et 6.1.2. L'idée est de déterminer des bornes à l'intérieur desquelles le niveau d'interfinancement de l'ensemble des segments doit se trouver. Cette approche est efficace, car elle permet :

- aux différentes parties prenantes de participer à la discussion entourant la définition de ces bornes; et ensuite
- au distributeur une certaine flexibilité afin de prendre en compte certaines considérations stratégiques et commerciales dans la détermination du niveau de ses tarifs. Elle permet donc indirectement de réconcilier les deux types de définitions.

L'amplitude de l'intervalle varie selon les juridictions et, dans certains cas, les segments, oscillant généralement entre 10 % (100 % $\pm$ 5 %) et 40 % (100 % $\pm$ 20 %).

Tableau 10

Province (régulateur)	Intervalle
Ontario (Ontario Energy Board) ¹	80 % - 120 %
Colombie-Britannique (British Columbia Utilities Commission) ²	95 % - 105 %
Manitoba (Manitoba Public Utilities Board) ³	95 % - 105 %
Saskatchewan (Saskatchewan Rate Review Panel) ⁴	95 % - 105 %
Nouveau-Brunswick (Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick) ⁵	95 % - 105 %

¹ OEB, [Filing Requirements for Electricity Distribution Rate Applications – 2025 Edition for 2026 Rate Applications](#), pp. 50-51.

² BCUC, [Order No. G-144-24](#), pp. 19-21.

³ MPUC, [Order No. 101/23](#), pp. 169-171.

⁴ SRRP, [Report to the Minister Responsible for Crown Investments Corporation of Saskatchewan Regarding SaskEnergy's Proposed Natural Gas Delivery Rates for Test Years 2022-23, 2023-24, and 2024-25; and Commodity Rates for Test Year 2022-23](#), p. 12.

⁵ CESPNB, [Reasons for Decision in the Matter 554 – New Brunswick Power Corporation's Class Cost Allocation Study methodology](#), p. 1.

7 DIAGNOSTIC DE LA STRUCTURE THÉORIQUE AU REGARD DE LA RÉALITÉ COMMERCIALE D'ÉNERGIR

1 L'adoption telle quelle de la structure présentée à la section 5, exempte d'interfinancement,
 2 comme nouvelle structure tarifaire pour tarifier la clientèle, ne serait pas optimale. En effet, avec
 3 cette structure, certains types de clients subiraient des hausses tarifaires significatives, ce qui
 4 impacterait grandement la position concurrentielle du gaz naturel (et des solutions énergétiques
 5 proposées par Énergir), pouvant causer des enjeux d'attrition qui, eux-mêmes, si exacerbés,
 6 pourraient causer un enjeu de pérennité (spirale tarifaire).

7 Il est donc important de bien analyser les impacts de cette structure sur les différents segments
 8 de marchés afin de comprendre les risques et identifier des solutions de mitigation. Il importe
 9 également d'établir certains principes et priorités qui permettront d'établir un arbitrage entre les
 10 objectifs et d'encadrer les variations permises.

7.1 IMPACTS LIÉS À L'APPLICATION D'UNE STRUCTURE TARIFAIRE BASÉE STRICTEMENT SUR LES COÛTS

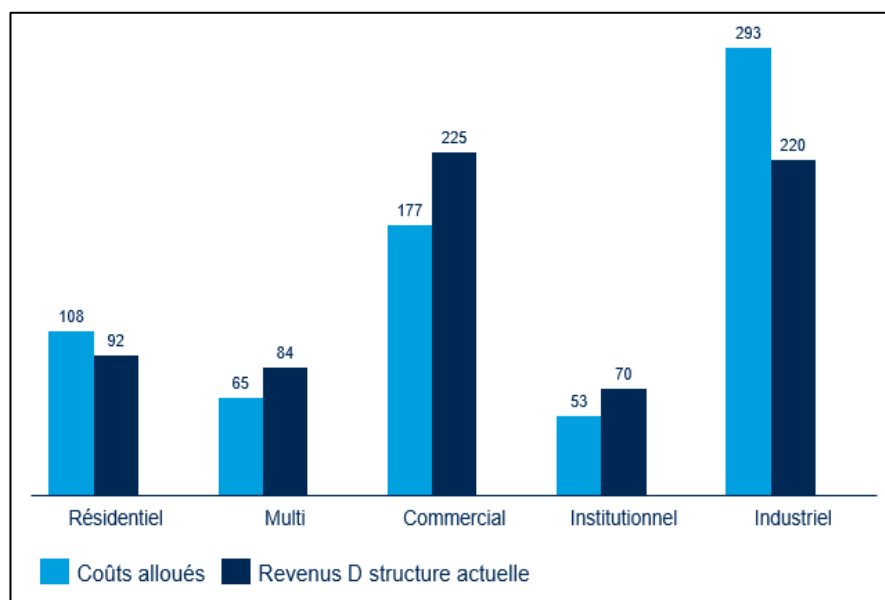
1 Les impacts d'une transition d'une structure tarifaire à l'autre peuvent être regroupés en deux
2 grandes catégories :

- 3 • Impacts liés à une structure tarifaire sans interfinancement;
- 4 • Impacts liés aux modifications structurelles du tarif.

7.1.1 Impacts liés à une structure tarifaire sans interfinancement

5 Comme illustré au graphique suivant, la structure tarifaire actuelle, vue sous l'angle des
6 segments de marché, présente des niveaux d'interfinancement assez variables.

Graphique 5
Comparaison des coûts alloués avec les revenus D
dans la structure tarifaire actuelle, en M\$



7 Sans prétendre que ces niveaux d'interfinancement sont optimaux, le fait d'avoir un écart
8 entre les coûts alloués et les revenus peut contribuer à maintenir la compétitivité des
9 solutions proposées par Énergir par rapport aux options énergétiques disponibles, en
10 tenant compte des réalités propres à chaque segment de clientèle. Dans le modèle

1 tarifaire actuel, certaines clientèles — notamment les secteurs résidentiel et industriel —
2 ne paient pas entièrement leurs coûts alloués. Une partie de leurs coûts est plutôt prise
3 en charge par d'autres segments, créant, *de facto*, un interfinancement dans la structure
4 tarifaire au service de distribution.

5 D'une part, le fait d'avoir un certain niveau d'interfinancement permet de maintenir des
6 tarifs résidentiels compétitifs face aux tarifs électriques, favorisant ainsi l'accessibilité
7 économique du gaz naturel pour les ménages. D'autre part, cela peut soutenir la
8 compétitivité des entreprises industrielles, dont plusieurs évoluent sur des marchés
9 internationaux et doivent maîtriser leurs coûts énergétiques pour demeurer performantes.
10 L'interfinancement assure également un niveau de facture acceptable pour des clients qui
11 utilisent le gaz naturel dans un usage ponctuel (ex. : foyer, cuisinière uniquement, chauffe-
12 piscine, barbecue).

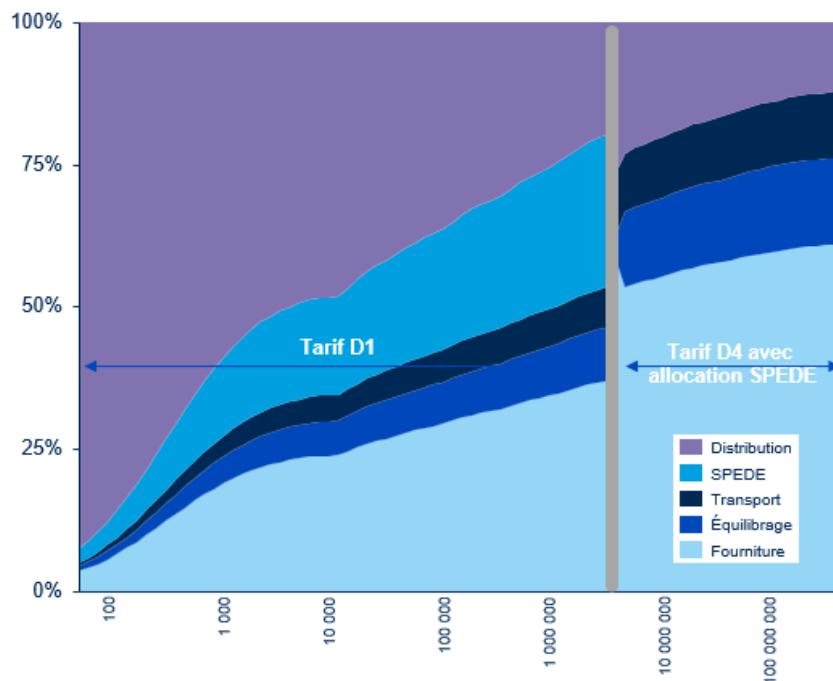
13 L'interfinancement peut permettre de répartir le revenu requis de manière à optimiser
14 l'utilisation des infrastructures, notamment en maximisant la compétitivité globale de la
15 distribution du gaz naturel pour chaque segment de clients et ainsi générer des bénéfices
16 pour l'ensemble de ceux-ci.

17 Chez certains segments de clients, la correction complète de l'interfinancement pourrait
18 amener des fluctuations significatives de factures, lesquelles pourraient mener à une
19 réévaluation de la valeur qu'ils accordent à leur raccordement au réseau d'Énergir. Ce
20 risque est particulièrement important lorsque la distribution représente une part
21 significative de la facture, ce qui est le cas pour les clients avec de petits volumes de
22 consommation, comme illustré au graphique suivant.

Graphique 6

Répartition des services pour une facture selon les volumes

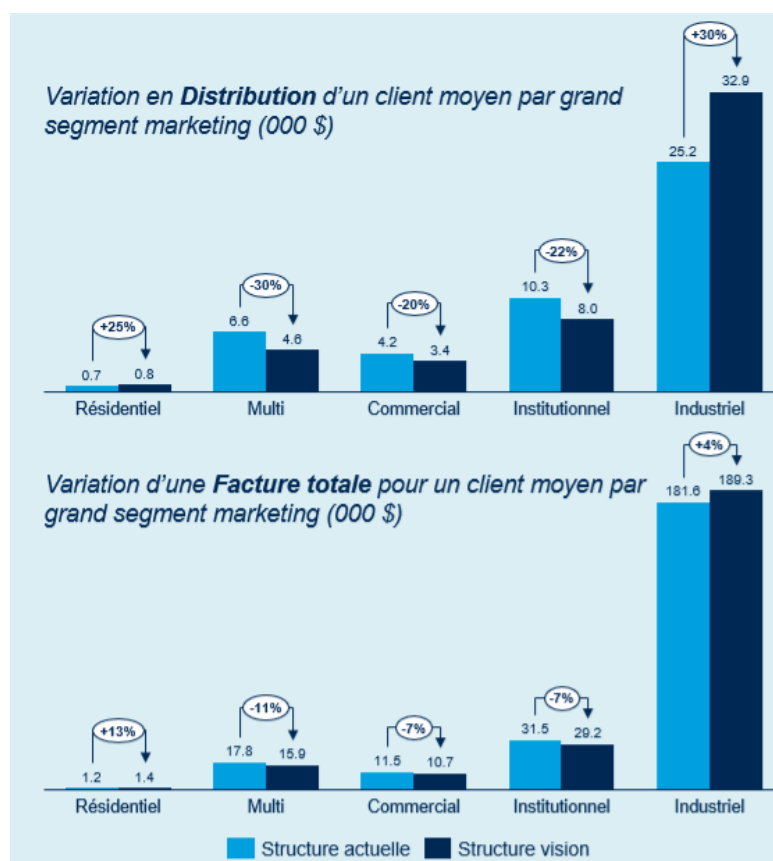
En % de la facture d'Énergir



1 Ainsi, la variation des revenus de distribution proposée par la structure tarifaire présentée
 2 à la section 5, qui est exempte d'interfinancement par segment tarifaire, impacterait la
 3 clientèle de manière asymétrique. Le graphique suivant illustre les variations au service
 4 de distribution et de la facture d'un client d'Énergir par grand marché¹⁸.

¹⁸ Pour plus de détails quant à l'impact de ces variations tarifaires sur différents cas types, veuillez consulter l'annexe 6.

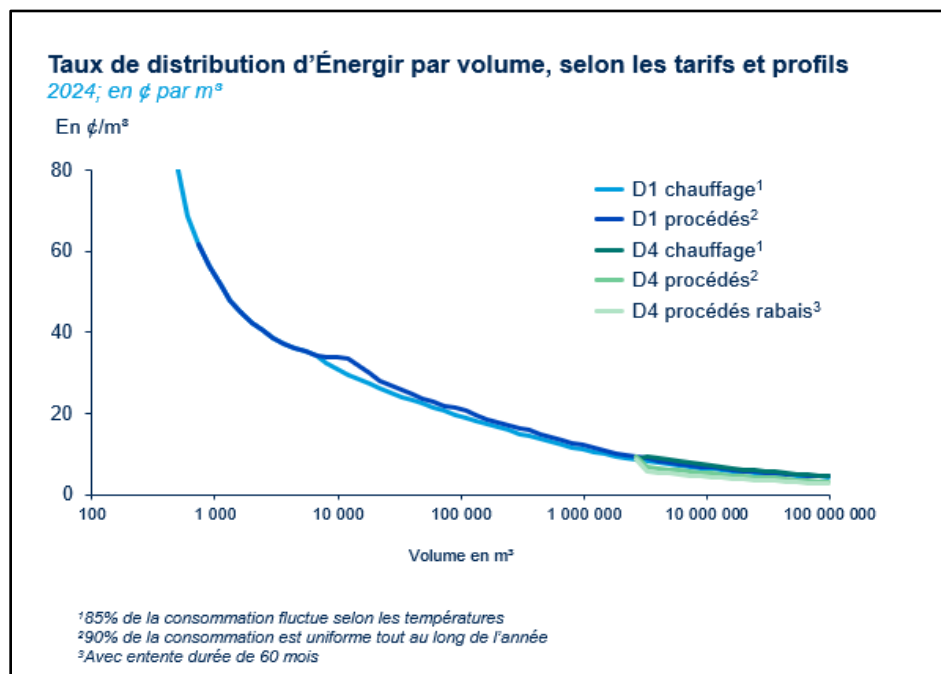
Graphique 7



La clientèle résidentielle verrait donc son taux de distribution moyen augmenter de 25 %, se traduisant en une hausse moyenne de la facture globale de 13 % par une migration vers une structure tarifaire sans interfinancement. Or, ce segment de marché représente plus de 75 % de la clientèle d'Énergir et bénéficie d'une alternative énergétique avantageuse grâce au maintien des tarifs électriques bas – limités par un plafond annuel d'augmentation de 3 %. L'élimination de l'interfinancement pourrait donc entraîner une perte accrue de clients dans les années suivant la mise en application d'une telle structure tarifaire.

7.1.2 Impacts liés aux modifications structurelles du tarif

Graphique 8



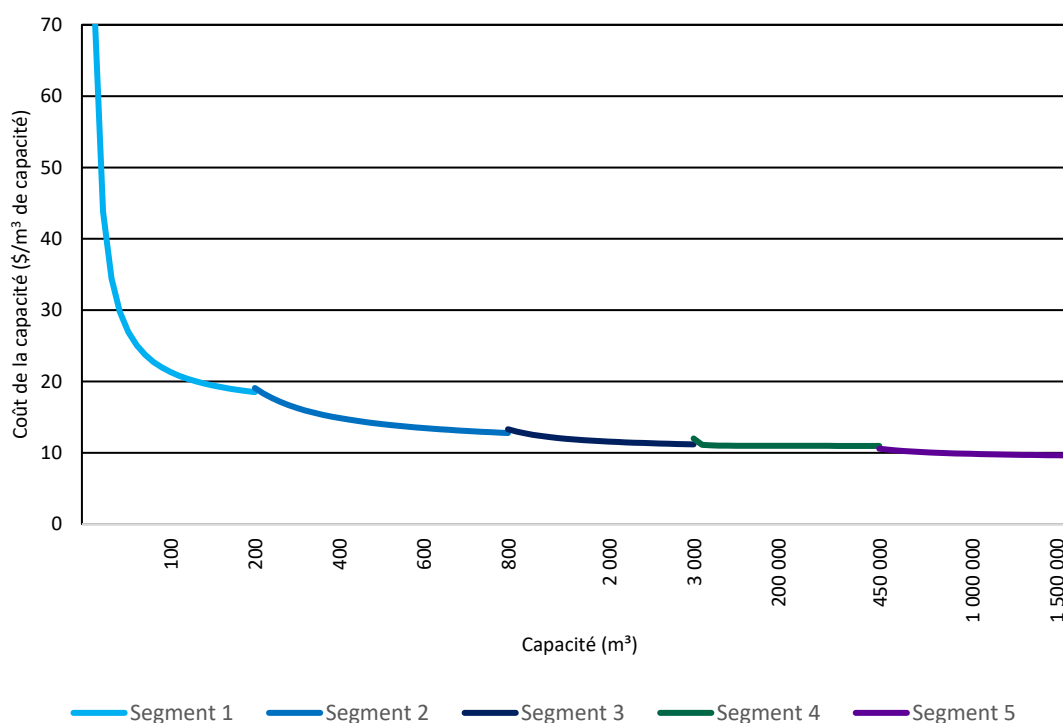
La structure tarifaire actuelle est principalement basée sur le volume consommé et est de forme dégressive, c'est-à-dire qu'il en coûte moins cher par mètre cube (m³) pour celui qui consomme le plus dans un mois donné. Rappelons que plus de 99 % de la clientèle est assujettie au tarif D₁.

Ainsi, dans la structure actuelle, des clients qui ont une pointe de consommation quotidienne très élevée en hiver et peu de consommation en été peuvent se retrouver à payer moins cher qu'un client qui consomme le même volume annuel, avec un volume constant sur tous les mois de l'année.

La structure tarifaire théorique basée sur les coûts, présentée à la section 5, est principalement établie sur la notion de capacité, soit le débit quotidien maximal observé dans les dernières années, et propose également une forme de dégressivité, c'est-à-dire qu'il en coûte moins cher par mètre cube par jour (m³/jour) à celui qui consomme le plus en pointe, *ceteris paribus*. La composante volumétrique est toujours présente, mais a une

- 1 importance moindre dans le calcul de la composante *distribution* de la facture des clients.
 2 Le graphique suivant montre la relation entre le coût unitaire de la capacité et la capacité.

Graphique 9
Taux de distribution par capacité, selon les segments



- 3 La nouvelle structure tarifaire pourrait donc entraîner des chocs tarifaires pour les clients
 4 qui possèdent une pointe très élevée par rapport à leur consommation quotidienne
 5 moyenne. Lorsque le coefficient d'utilisation est très faible (ex. : consommation
 6 uniquement quelques jours par année), l'impact sur la facture pourrait amener des enjeux
 7 de compétitivité par rapport à des solutions concurrentes.

7.2 PRINCIPES ET PRIORITÉS TARIFAIRES POUR ÉNERGIR ET SES CLIENTS

- 8 Comme expliqué précédemment, l'application d'une structure tarifaire strictement basée sur les
 9 coûts porterait atteinte à la stabilité et à la prévisibilité des revenus en affectant la compétitivité
 10 du gaz naturel. Ainsi, la structure tarifaire retenue devra prendre en compte les différents objectifs.

1 Pour réaliser l'arbitrage entre les objectifs, établir les priorités d'action est essentiel. Énergir
2 reconnaît que le développement rentable du réseau, en le densifiant, bénéficie à l'ensemble de
3 la clientèle. Cependant, la rentabilité d'un distributeur gazier repose avant tout sur la valeur
4 générée par ses actifs existants. À cet égard, Énergir considère que le maintien de la clientèle
5 actuelle constitue un élément essentiel à considérer dans l'élaboration d'une structure tarifaire,
6 car cela offre une stabilité tarifaire supérieure à celle que procurerait le raccordement de
7 nouveaux clients. Maintenir les clients existants est donc névralgique, particulièrement dans un
8 contexte de transition énergétique où les volumes pourraient diminuer.

9 De plus, bien que la minimisation de l'interfinancement soit un objectif important afin d'assurer un
10 certain niveau d'équité tarifaire, Énergir soumet que cet objectif n'est pas une fin en soi et ne doit
11 pas compromettre la viabilité du réseau. En effet, comme discuté, le retrait complet des
12 mécanismes d'interfinancement pourrait provoquer une érosion de la clientèle – augmentant la
13 pression sur les tarifs – alors que le maintien des clients permet d'assurer une stabilité à long
14 terme. Conséquemment, Énergir identifie que le **maintien de la clientèle est un critère**
15 **important et prioritaire au regard du niveau d'interfinancement qui sera jugé acceptable**
16 **dans la structure tarifaire qui sera proposée dans le cadre du volet B du présent dossier.**
17 Des analyses de sensibilité aux prix seront nécessaires pour les marchés pour lesquels Énergir
18 prévoit qu'une correction de l'interfinancement impactera négativement la compétitivité face aux
19 solutions électriques, et ce, afin d'assurer que les propositions tarifaires finales préservent cette
20 stabilité tout en soutenant les objectifs de transition.

21 Enfin, Énergir reconnaît qu'une tarification strictement basée sur les coûts — notamment un tarif
22 de distribution fondé sur la capacité plutôt que sur les volumes — n'incite pas directement à des
23 comportements de réduction de consommation, soit un objectif recherché notamment à travers
24 les programmes d'efficacité énergétique (PGEÉ) ou par l'offre biénergie. Toutefois, les autres
25 composantes de la facture (fourniture, transport, équilibrage, SPEDE, etc.), toutes volumétriques,
26 transmettent déjà un signal clair en ce sens. **Énergir peut également renforcer ces incitatifs**
27 **par des mesures commerciales complémentaires, incluant des programmes d'efficacité**
28 **énergétique et des offres tarifaires ciblées pour certains segments spécifiques,** comme
29 l'agriculture ou le transport. Ces leviers permettent de soutenir les comportements de réduction
30 de consommation sans compromettre l'équité tarifaire ni la pérennité du réseau.

8 RÉFLEXION TARIFAIRE ET ÉCONOMIQUE SUR L'ENCADREMENT DES NIVEAUX D'INTERFINANCEMENT

La présente section vise à exposer le type de limites tarifaires et économiques qui permettront d'encadrer les variations d'interfinancement qui seront proposées dans le cadre du volet B. Le but n'est pas de devancer les réflexions, mais bien de présenter un exemple d'outil qui pourrait être utilisé.

Afin d'illustrer l'impact des niveaux de revenus de distribution générés sur différents segments de clientèle, des indicateurs peuvent être utilisés et mis en relation avec le niveau d'interfinancement. Énergir en a retenu deux pour l'instant :

- Le ratio de compétitivité avec les solutions tout à l'électricité;
- Le ratio de rentabilité du développement, en fonction des coûts de construction d'Énergir.

Ces indicateurs permettent d'identifier les marchés où les solutions énergétiques proposées par Énergir sont en mesure de générer une grande valeur à l'écosystème : offrir une solution compétitive par rapport à l'électricité pour les clients et densifier le réseau de manière à générer des baisses tarifaires pour tous les autres clients.

En raison des forces économiques externes (tarifs électriques bas, coûts de construction élevés), les deux balises ne peuvent être satisfaites dans tous les marchés. Dans ces cas, Énergir prioriserait la compétitivité et pourrait considérer des baisses tarifaires. Pour certains marchés, la compétitivité est au rendez-vous, mais la densification du réseau requiert des nouveaux clients qu'ils déboursent des contributions financières pour assurer la rentabilité : des hausses tarifaires pourraient être envisagées pour ces clients.

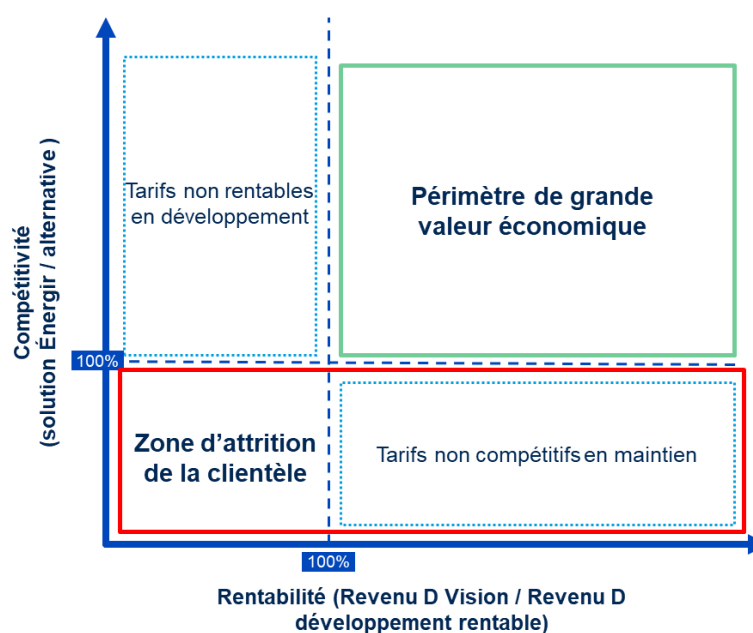
Une analyse des niveaux d'interfinancement possibles pour différents cas types et scénarios est présentée à la section 8.2. Pour ce faire, Énergir utilise le concept de marge de manœuvre économique, défini à la section suivante.

8.1 CONCEPT DE MARGE DE MANŒUVRE ÉCONOMIQUE

1 Afin de faciliter la compréhension de l'analyse qui suit concernant les différents niveaux
 2 d'interfinancement, Énergir présente d'abord une explication détaillée du concept de marge de
 3 manœuvre économique utilisé pour encadrer l'exercice, ainsi qu'un appui à l'interprétation des
 4 graphiques présentés ci-après.

Graphique 10

Illustration du concept de marge de manœuvre économique



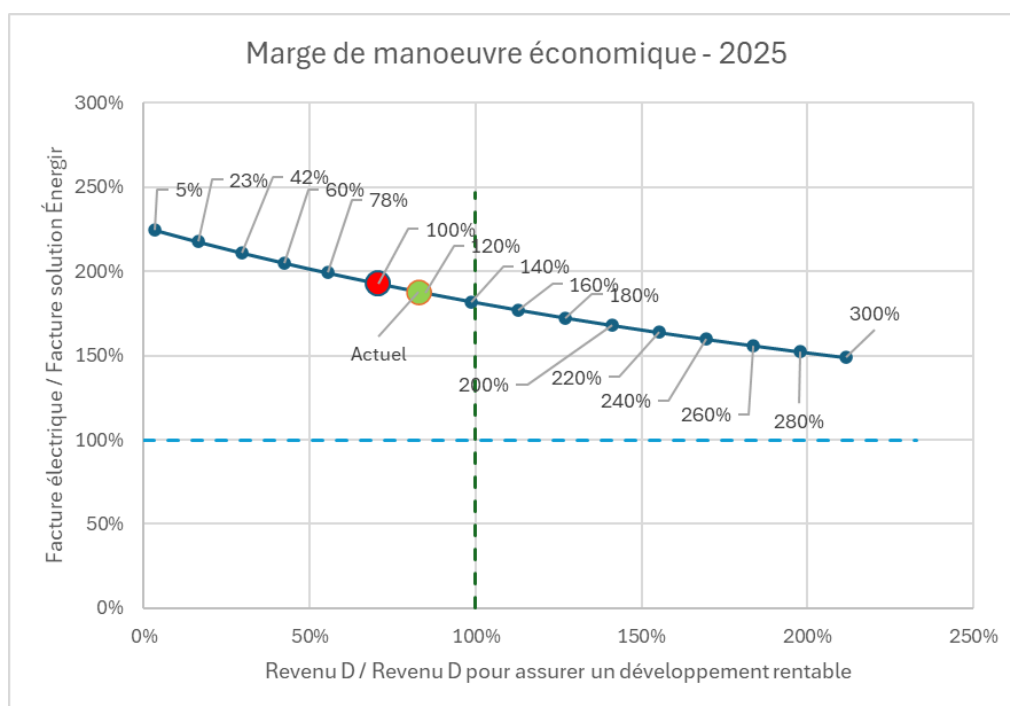
5 Pour chaque cas type et scénario analysé, la marge de manœuvre économique est représentée
 6 sur un graphique tel que celui présenté ci-dessus, sur lequel :

- 7 • l'axe des X représente le **ratio de rentabilité d'un revenu D**, calculé en divisant un
 8 revenu D déterminé par le revenu D requis pour rentabiliser un nouveau développement
 9 dans ce segment. Lorsque la courbe se situe à la droite de la ligne « 100 % » sur l'axe
 10 des X, le revenu D perçu permet de satisfaire les critères de rentabilité, même dans le cas
 11 des nouveaux développements;
- 12 • l'axe des Y représente, pour le client, le **ratio de compétitivité** de la solution Énergir en
 13 comparaison d'une solution tout à l'électricité. Pour un niveau de tarif D donné, la facture

énergétique totale du client est divisée par le coût de son alternative, soit une solution 100 % électrique. Lorsque la courbe se situe au-dessus de la ligne « 100 % » sur l'axe des Y, le tarif D permet une facture énergétique totale compétitive face à une solution tout-à-l'électricité.

Ainsi, pour chaque scénario présenté, une courbe semblable à celle-ci est générée, permettant d'évaluer l'impact de différents niveaux de tarif D :

Graphique 11



Les différents points sur la courbe montrent le ratio d'interfinancement engendré par chacun des niveaux de revenu D. Pour chaque graphique, le point rouge illustre le niveau de revenu D qui engendre un interfinancement nul, soit un ratio de 100 %. Ce point représente donc le revenu D qui est égal au coût alloué pour le client. Chaque graphique indique également, en vert, le niveau actuel d'interfinancement pour chaque cas type. Par exemple, dans le graphique ci-dessus, le tarif D actuel permet de récupérer 120 % des coûts alloués, indiquant que ce client contribue à l'interfinancement d'autres clients.

Borne minimale : le point le plus à gauche sur la courbe correspond au revenu D permettant de récupérer le coût marginal du client. Celui-ci est basé sur le coût marginal de prestation de service à long terme pour les années 2 et suivantes, qu'Énergir utilise dans l'évaluation de la rentabilité des nouveaux raccordements. Dans la figure ci-dessus, la borne minimale correspond à un ratio d'interfinancement de 5 %. Cela signifie qu'un tarif D permettant de ne récupérer que les coûts marginaux de ce client ne permettrait de récupérer que 5 % de son coût alloué. La différence devrait donc être récupérée à travers l'interfinancement depuis d'autres clients.

Borne maximale : tel qu'expliqué à la section 6, la borne tarifaire théorique maximale correspond au coût de faire cavalier seul, soit de construire son propre réseau de distribution de gaz naturel. Ce coût étant complexe à estimer, Énergir propose une borne maximale théorique qui, pour chaque cas type, correspond à un ratio d'interfinancement de 300 % (une facture trois fois plus élevée que le coût lui étant alloué), soit le point le plus à droite sur la courbe.

Ainsi, lorsque la courbe se situe dans le **périmètre de grande valeur économique**, le tarif D associé génère une grande valeur économique pour l'entreprise et le client, car il permet de générer de la rentabilité en nouveau développement tout en demeurant compétitif face à l'alternative tout à l'électricité. Il existe donc une marge de manœuvre économique pour ce segment de clientèle à contribuer à l'interfinancement d'autres segments, sans compromettre la compétitivité ou la rentabilité d'Énergir.

Pour certains segments de clients, la courbe n'atteint pas le périmètre vert. Afin d'assurer un maintien de sa clientèle, Énergir doit prioriser la compétitivité des tarifs en maintien. Ces segments de clientèle pourraient devoir bénéficier d'interfinancement pour assurer un niveau de tarif D qui évite la **zone d'attrition de la clientèle** afin de diminuer les risques d'attrition.

8.2 ANALYSE DE LA MARGE DE MANŒUVRE ÉCONOMIQUE

Énergir présente au tableau suivant son analyse de marge de manœuvre économique pour différents cas types et scénarios. Pour chaque cas type, quatre scénarios de configuration énergétique sont présentés afin d'évaluer la position concurrentielle des solutions proposées par Énergir (tout au gaz, biénergie, GSR) comparativement à une solution tout à l'électricité¹⁹. Des

¹⁹ Les hypothèses utilisées pour les factures des scénarios tous à l'électricité considèrent des équipements conventionnels en 2025, et des équipements efficaces en 2035.

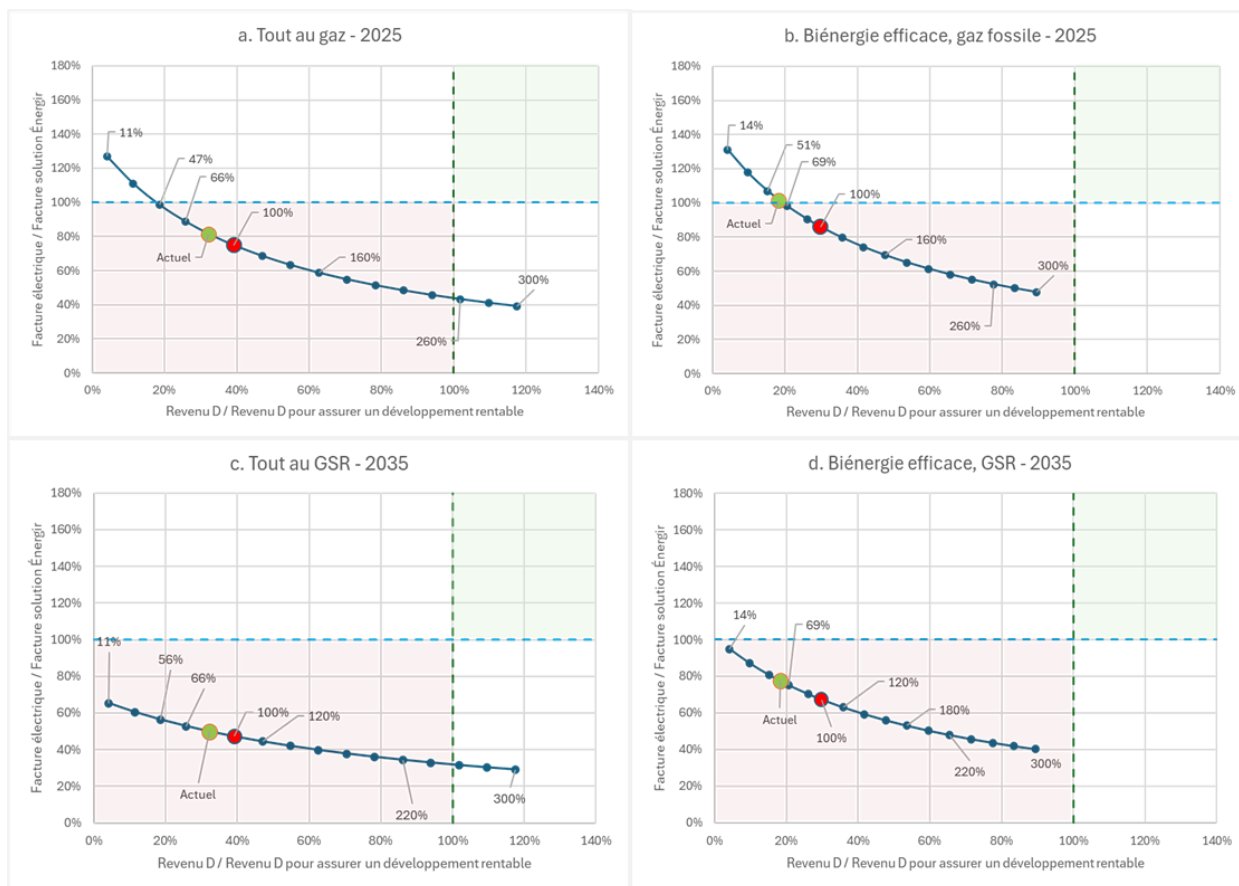
- 1 scénarios 2025 et 2035 sont aussi présentés pour tenir compte de l'évolution attendue de
 2 certaines hypothèses, comme les tarifs électriques, l'inflation et l'obligation réglementaire d'achat
 3 de GSR dans les bâtiments.

Tableau 11
Cas types et configurations énergétiques analysées

Segment de clients	Consommation annuelle	Configuration énergétique
	(m ³)	(4 scénarios pour chacun des cas types)
Petit UDT	1 010	
Moyen UDT	1 955	a. Tout au gaz; 2025
Petit commerce de détail	5 209	b. Biénergie efficace avec gaz fossile; 2025
Bureau institutionnel	76 018	c. Tout au GSR; 2035
École secondaire	331 342	d. Biénergie efficace avec GSR; 2035

8.2.1 Cas type petit UDT²⁰ / 1 010 m³

Graphique 12



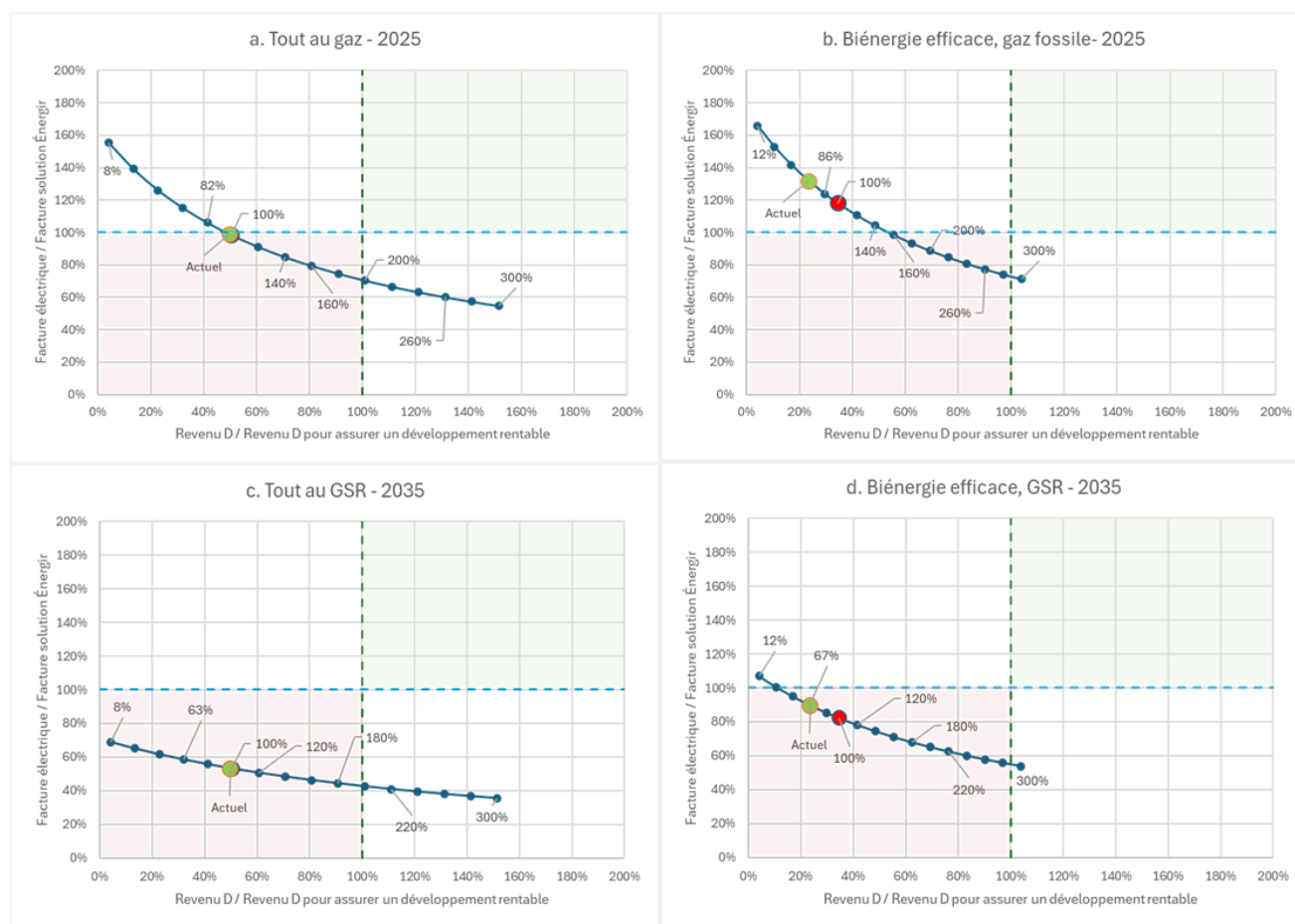
La compétitivité actuelle de la configuration énergétique tout au gaz face à l'électricité du cas type petit client UDT dépend fortement de l'interfinancement. À l'horizon 2035, l'interfinancement à lui seul demeure un mécanisme insuffisant pour assurer la compétitivité de ce cas type face aux tarifs électriques. La biénergie améliore la situation à court terme, mais un niveau élevé d'interfinancement demeure essentiel pour son maintien à long terme. Ces clients disposent d'une très faible marge de manœuvre économique et sont particulièrement sensibles aux variations tarifaires. Le retrait ou la

²⁰ Unifamiliale, duplex et triplex.

réduction des mécanismes d'interfinancement augmenterait significativement le risque d'attrition dans ce segment.

8.2.2 Cas type moyen UDT / 1 955 m³

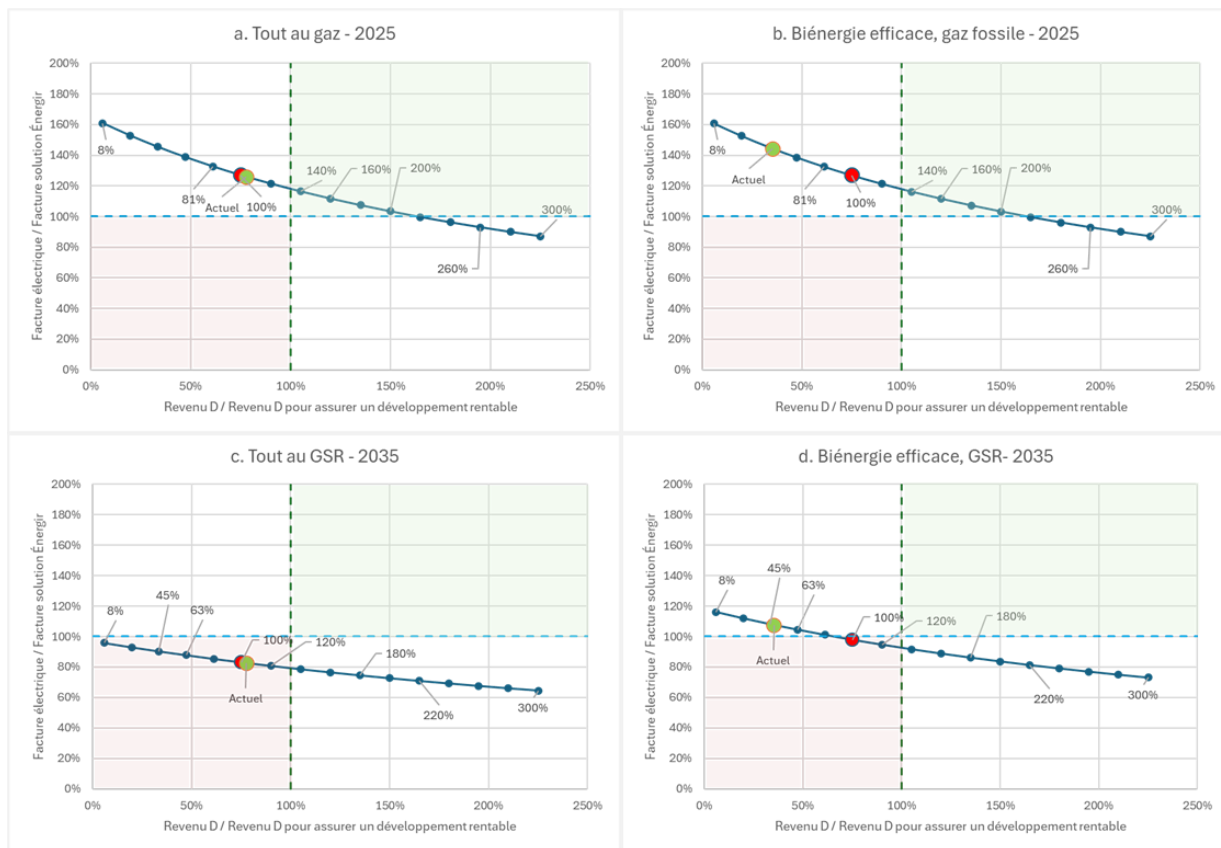
Graphique 13



La position concurrentielle du tout au gaz du cas type moyen UDT est meilleure que celle du petit UDT, mais sans marge pour absorber des hausses tarifaires. La biénergie améliore la compétitivité à court terme. Toutefois, à long terme, si la consommation de gaz est substituée par du GSR, la compétitivité ne pourra être maintenue qu'avec un niveau d'interfinancement suffisant. Ce segment demeure donc plus sensible et vulnérable à des hausses nettes : sans soutien, le risque d'attrition augmente.

8.2.3 Cas type petit commerce au détail / 5 209 m³

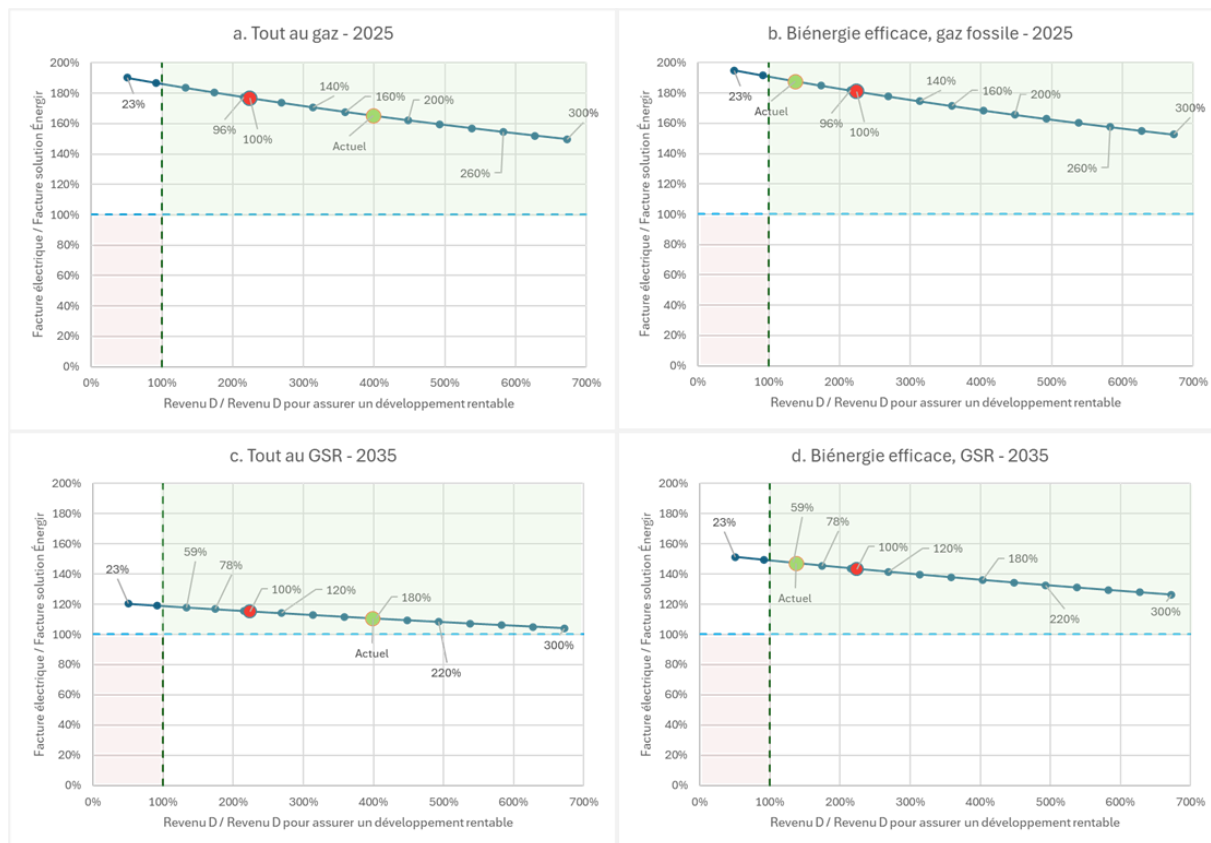
Graphique 14



- 1 Le cas type du petit commerce au détail dispose de peu de marge de manœuvre économique
- 2 dans le scénario actuel au gaz fossile. En 2035, la position concurrentielle de la solution tout au
- 3 gaz se détériore et la solution tout au GSR devient non compétitive face à la solution électrique.
- 4 Afin de demeurer concurrentiel, l'alternative pour ce cas type est de passer à la biénergie
- 5 combinée à un léger ajustement de l'interfinancement.

8.2.4 Cas type bureau institutionnel / 76 018 m³

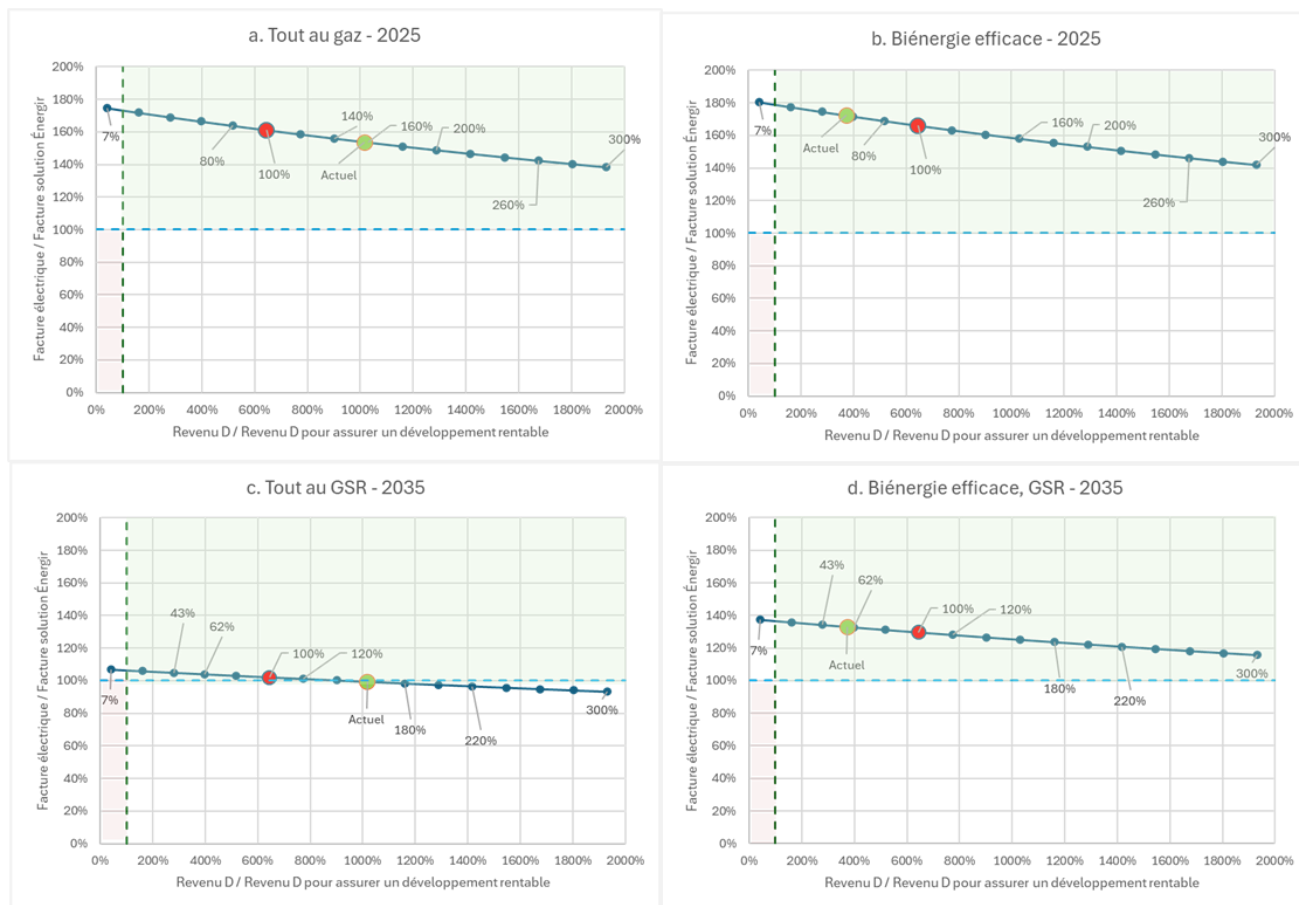
Graphique 15



1 Le segment des bureaux institutionnels dispose d'une marge de manœuvre économique
 2 élevée, tant en tout au gaz qu'en biénergie. La position concurrentielle avantageuse des
 3 solutions d'Énergir se maintient même avec l'intégration progressive du GSR, notamment
 4 grâce à la croissance anticipée des tarifs électriques (≈4,5 % par an). Ce segment est
 5 donc en position avantageuse pour absorber une partie d'interfinancement, comme c'est
 6 déjà le cas, contribuant ainsi à soutenir la compétitivité d'autres clientèles plus sensibles
 7 aux variations tarifaires.

8.2.5 Cas type école secondaire / 331 342 m³

Graphique 16



Le cas type des écoles secondaires bénéficie d'une forte compétitivité du gaz naturel par rapport à l'électricité, ce qui lui procure une importante marge de manœuvre économique à court terme. À long terme, cette marge s'amenuise avec l'intégration du GSR, mais la biénergie demeure une solution viable pour demeurer compétitive. Ce segment est donc en mesure de contribuer à l'interfinancement d'autres clientèles, même dans un scénario à long terme combinant biénergie et GSR, grâce à une position concurrentielle plus robuste que d'autres segments plus sensibles aux variations tarifaires.

8.3 ANALYSE DE MARGE DE MANŒUVRE ÉCONOMIQUE : CLIENTS POUR QUI L'ALTERNATIVE ÉLECTRIQUE EST PEU PERTINENTE

8.3.1 Clients industriels

1 L'analyse de la marge de manœuvre économique de la clientèle industrielle doit être
2 menée différemment de celle des autres segments, car les usages du gaz y sont
3 extrêmement variés et peuvent dans certains cas être difficiles, voire impossibles, à
4 convertir vers l'électricité de façon techniquement ou économiquement viable. Même
5 lorsque la conversion serait envisageable, les capacités actuelles du réseau électrique
6 permettent difficilement d'absorber ces charges supplémentaires, ce qui fait de l'électricité
7 une alternative largement théorique pour une grande partie des industries.

8 Il demeure toutefois essentiel de considérer le contexte de compétitivité globale dans
9 lequel ces entreprises évoluent : plusieurs secteurs sont sensibles aux variations de coûts,
10 comme l'ont démontré récemment les tarifs américains, et un choc tarifaire important
11 pourrait mener à une réduction de production ou même à un risque de relocalisation, avec
12 des impacts économiques significatifs pour le Québec. Cette logique rejoint également les
13 constats établis dans le cadre du SPEDE sur le risque de fuite de carbone où, à un niveau
14 local, les entreprises œuvrant dans les secteurs industriels les plus exposés à la
15 concurrence internationale sont identifiées comme étant plus vulnérables à des
16 augmentations de coûts.

17 L'effet réel en dollars pourrait atteindre plusieurs millions de dollars par année pour les
18 plus grands clients industriels. Cela dit, l'effet relatif d'un retrait de l'interfinancement sur
19 la clientèle industrielle peut être remis en perspective du fait que le tarif de distribution
20 représente une part limitée de leur facture totale (voir le graphique 5).

21 Ces constats ne signifient pas que les tarifs de la clientèle industrielle ne puissent pas être
22 modifiés. Ils mettent toutefois en évidence certains enjeux qui devront être considérés lors
23 des réflexions associées au volet B.

8.3.2 Périphériques

24 La clientèle qui ne possède que des équipements périphériques se distingue également
25 du cadre d'analyse de la marge de manœuvre économique utilisé pour les autres

1 segments. Il s'agit principalement de clients résidentiels utilisant le gaz naturel pour des
2 usages d'appoint à caractère récréatif, comme les foyers ou les barbecues. Leur
3 consommation est très ponctuelle et leurs volumes sont faibles. L'application d'un tarif de
4 distribution entièrement basé sur leurs coûts alloués entraînerait une hausse de facture
5 importante. Une réflexion plus poussée sera donc nécessaire pour définir la stratégie
6 appropriée pour ces clients, notamment en évaluant leur sensibilité au prix – c'est-à-dire
7 le niveau d'augmentation qui les amènerait à abandonner leurs équipements – ainsi qu'en
8 comparant les coûts associés à leur perte versus le poids de l'interfinancement requis
9 pour les conserver, et l'impact respectif de ces scénarios sur la base tarifaire.

10 Encore une fois, cela ne signifie pas que les tarifs ne seront pas modifiés pour cette
11 clientèle, mais bien que les effets doivent être considérés.

8.4 CONSTATS SUR LA STRUCTURE TARIFAIRE FONDÉE SUR LES COÛTS AU REGARD DE LA VISION STRATÉGIQUE ET COMMERCIALE D'ÉNERGIR

12 L'interfinancement demeure un outil pertinent pour assurer le maintien des clientèles
13 résidentielles à court et à moyen termes, dans un contexte où la solution tout à l'électricité est
14 maintenue artificiellement avantageuse économiquement par un plafond d'augmentation tarifaire.

15 Dans certains cas, comme le petit résidentiel, les mécanismes d'interfinancement à eux seuls ne
16 sont pas suffisants pour garantir une facture énergétique compétitive face à l'électricité. Dans ces
17 cas, la solution de biénergie prend tout son sens et devient une solution incontournable, assurant
18 à la fois une facture avantageuse pour le client ainsi que le maintien de segments de clients
19 essentiels à la pérennité du réseau d'Énergir.

20 Au contraire, certains segments (commerciaux et institutionnels) ont des positions
21 concurrentielles largement avantageuses. Ces clientèles ont donc une marge de manœuvre
22 économique plus élevée, leur permettant d'assumer un niveau un peu plus élevé
23 d'interfinancement, favorisant le maintien d'autres segments de clientèle.

24 Énergir ne se prononce pas d'ores et déjà sur le niveau d'interfinancement optimal pour
25 l'ensemble de sa clientèle, mais expose les faits sur la marge de manœuvre économique au
26 regard du concept de l'interfinancement. De plus, Énergir réitère que le mécanisme
27 d'interfinancement à lui seul ne saurait répondre adéquatement et de manière optimale à

1 l'ensemble des enjeux soulevés. Énergir pourrait donc proposer de recourir à d'autres
2 mécanismes afin d'optimiser l'efficience de la structure tarifaire proposée au volet B, par exemple
3 d'ajuster ses programmes commerciaux, voire en créer de nouveaux ou encore des rabais
4 tarifaires, dont l'objectif serait de pallier les enjeux qu'elle juge importants et prioritaires.

5 Ne partageant pas tout à fait les mêmes caractéristiques de la majorité des clients se retrouvant
6 au sein du même segment, certains groupes de clients qui ont un profil de consommation atypique
7 ou qui évoluent dans un contexte de marché particulier pourraient se retrouver grandement
8 désavantagés dans une structure tarifaire simplifiée à cinq segments tarifaires. Énergir évaluera
9 le besoin de créer un ou des segments additionnels afin de mieux calibrer la tarification pour
10 certains types de clients, et ce, à des fins stratégiques et commerciales. Pour ces mêmes raisons,
11 les bornes capacitaires de la structure tarifaire finale pourraient légèrement différer de celle de la
12 structure tarifaire basée sur les coûts. Lors du dépôt du volet B, Énergir fera la démonstration, le
13 cas échéant, que ces modifications à la segmentation ne se feront pas au détriment de la qualité
14 de la segmentation basée sur la structure des coûts, et que les principaux objectifs tarifaires
15 seront respectés, notamment ceux de simplicité et stabilité des tarifs, ainsi que ceux de répartition
16 équitable des coûts et absence de discrimination induite.

17 Au-delà des enjeux de nature stratégique et commerciale, Énergir évaluera s'il y a lieu de mettre
18 en place de nouvelles mesures, que ce soit par une modification à la structure tarifaire ou par un
19 allègement financier à travers un programme commercial, afin de mitiger de manière durable
20 l'impact tarifaire découlant de sa proposition sur les ménages à faible revenu ou en situation de
21 précarité énergétique.

22 De même, il apparaît important de rappeler que l'établissement d'une structure tarifaire se doit
23 d'être robuste au passage du temps et que certains enjeux stratégiques et commerciaux de
24 nature plus ponctuelle devront être résolus par d'autres mécanismes que celui de
25 l'interfinancement ou par des modifications à la structure tarifaire, comme la mise en place de
26 programmes commerciaux ciblés. L'ensemble de ces éléments seront analysés dans le cadre du
27 volet B.

CONCLUSION

Tel que précisé en introduction, le présent dépôt s'inscrit dans la continuité des travaux amorcés dans le cadre du dossier R-3867-2013 et vise à relancer l'examen de la structure tarifaire du service de distribution conformément aux orientations établies par la Régie. Ainsi, dans le cadre du volet A, Énergir s'est penchée sur l'étude de ses coûts, sur la segmentation de sa clientèle, ainsi que sur une structure tarifaire théorique qui vient reproduire le plus fidèlement possible la structure des coûts en distribution.

Les analyses ont permis de démontrer le lien étroit entre la capacité et les coûts de distribution. Pour calquer de manière optimale la structure de coût de ce service, Énergir propose de regrouper la clientèle en cinq segments délimités à partir de seuils de capacité, puis de tarifier chacun de ces segments selon une structure définie par des frais de base, une composante fixe liée à la *capacité* et une composante variable liée au *volume*.

La structure tarifaire théorique basée sur les coûts vient répondre aux objectifs de simplicité, de stabilité et de prévisibilité. De plus, cette structure tarifaire satisfait pleinement le critère d'équité dans la mesure où elle respecte le principe de causalité des coûts et minimise l'interfinancement. Néanmoins, une telle structure ne pourrait être mise en place par Énergir sans tenir compte d'autres objectifs importants, notamment en lien avec les notions de rentabilité de sa clientèle et la compétitivité avec les solutions énergétiques concurrentes.

Les analyses et résultats présentés dans cette preuve sur la structure des coûts en distribution et la segmentation de la clientèle doivent servir de fondation sur laquelle s'appuyer lors de l'analyse du volet B, pour ultimement parvenir à l'adoption d'une structure tarifaire finale en distribution.

Énergir demande à la Régie :

- de prendre acte de la méthode de segmentation théorique des clients, basée sur la logique de coûts;
- d'approuver comme fondement à la tarification en distribution une structure tarifaire définie par des frais de base, une composante *capacité* et une composante *volume*, sans toutefois se prononcer dès maintenant sur les taux finaux de cette structure.

Annexe 1 - Les dix attributs désirables des structures tarifaires**Attributs liés au revenu**

- 1 Efficacité à générer les revenus requis sous un taux de rendement standard et sans expansion indésirable de la base tarifaire ou impacts indésirables sur la qualité et la sécurité.
- 2 Stabilité et prévisibilité des revenus.
- 3 Stabilité et prévisibilité des tarifs.

Attributs liés aux coûts

- 4 Efficience statique des classes et des blocs tarifaires pour décourager les usages abusifs tout en promouvant tous les types et toutes les quantités d'usages, dans (a) les limites des services globaux offerts par la compagnie, et (b) les limites des usages reliés aux autres types de services offerts (services en période de pointe ou creuse ; services de grande ou faible qualité).
- 5 Reflet de tous les coûts et bénéfices présents et futurs, privés et sociaux, du service fourni (c.-à-d. externalités).
- 6 Juste allocation des coûts entre les différents types de consommateurs, de manière à éviter des choix arbitraires, pour atteindre une équité (1) horizontale (consommateurs similaires traités également) ; (2) verticale (consommateurs différents traités différemment) ; et (3) anonyme (équité intergénérationnelle).
- 7 Absence de discrimination induite entre les classes tarifaires (sans interfinancement).
- 8 Efficience dynamique dans la promotion de l'innovation et dans les réponses économiques aux changements de l'offre et de la demande.

Attributs liés au pragmatisme

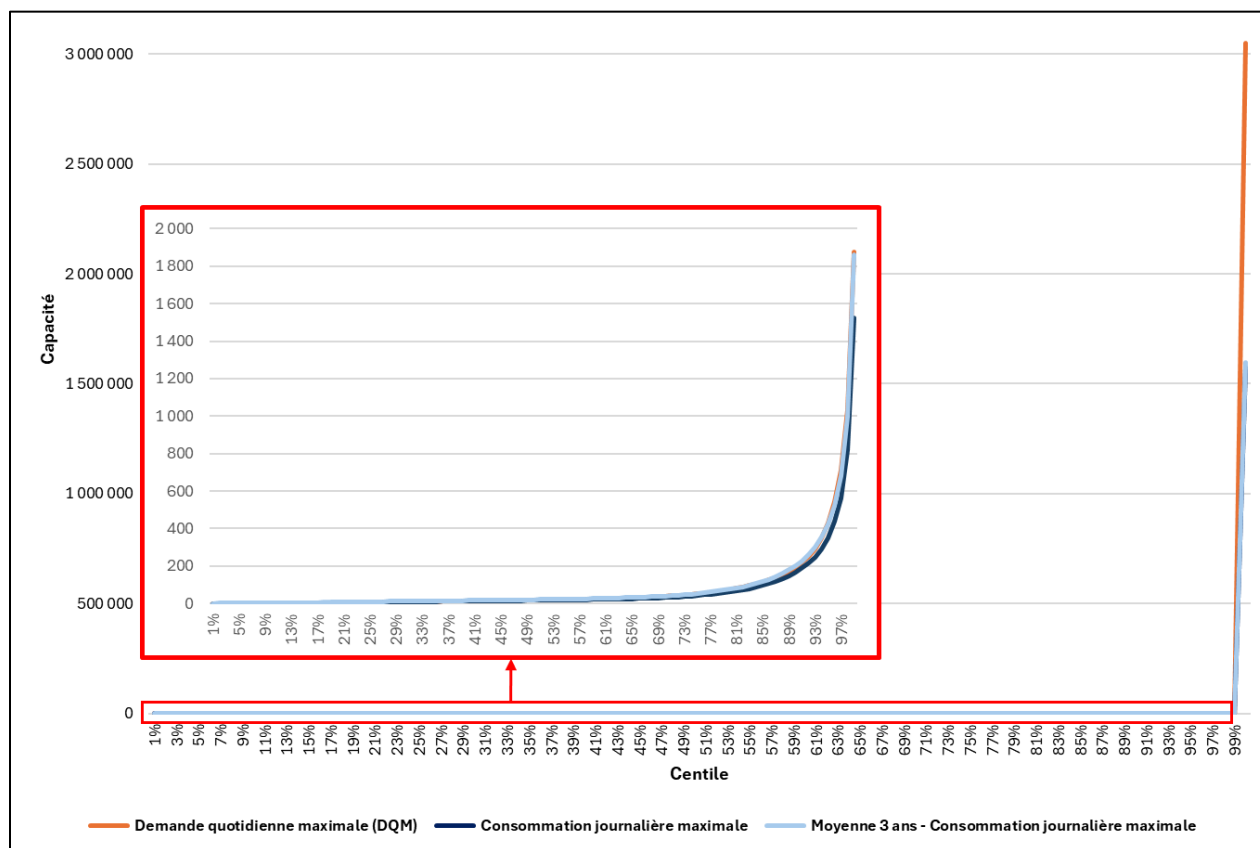
- 9 Simplicité, certitude, facilité de paiement, économique à recevoir, compréhensible, acceptable pour le public et réaliste.
- 10 Sans controverse sur son interprétation.

Source : R-3972-2016, pièce A-0038, p. 36, tableau 1.

Annexe 2 - Analyse de sensibilité de la méthodologie d'estimation de la capacité

- 1 À la section 3.2.1, Énergir explique avoir testé deux méthodologies d'estimation de la capacité,
 2 qu'elle compare à titre indicatif avec la DQM, utilisée dans l'exercice d'allocation des coûts.
- 3 Le graphique ci-dessous montre que ces trois mesures produisent des distributions de la capacité
 4 similaires, les courbes étant très près les unes des autres, celles des deux méthodologies testées
 5 se confondant même complètement (à la plus grande échelle présentée).

Graphique 1



- 6 Ce résultat suggère que les grands constats appuyant les conclusions recherchées au présent
 7 volet demeureront les mêmes, indépendamment de la méthodologie retenue pour calculer la
 8 capacité dans le cadre du volet B.

Annexe 3 : Résultats de la partition théorique des clients

Tableau 1

Nombre de partitions	Groupe 1	Groupe 2	Groupe 3	Groupe 4	Groupe 5	Groupe 6	Groupe 7	Groupe 8	Groupe 9	Groupe 10	Somme écarts carrés
2	216 853	10	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	176 472
3	216 852	7	4	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	89 453
4	216 800	53	6	4	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	55 118
5	216 796	55	5	4	3	s. o	s. o	s. o	s. o	s. o	37 203
6	216 800	52	7	2	1	1	s. o	s. o	s. o	s. o	27 482
7	216 569	235	48	7	2	1	1	s. o	s. o	s. o	21 235
8	216 555	247	49	5	3	2	1	1	s. o	s. o	15 487
9	216 551	249	38	14	4	3	2	1	1	s. o	13 065
10	216 555	247	20	17	13	4	3	2	1	1	11 269

Annexe 4 : Formulation du problème de minimisation

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N (\text{Revenus} - \text{Coûts})^2$$

S. C.:

$$1) \text{Frais de base}_2 + \text{Taux unitaire vol.}_2 * 21\,200 \text{ m}^3 = (1 \pm 5\%) * (\text{Frais de base}_1 + [200 \text{ m}^3] * \text{Taux unitaire à la capacité}_1 + \text{Taux unitaire vol.}_1 * 21\,200 \text{ m}^3)$$

$$2) \text{Frais de base}_3 + \text{Taux unitaire vol.}_3 * 87\,600 \text{ m}^3 = (1 \pm 5\%) * \text{Frais de base}_2 + [800 \text{ m}^3 - 200 \text{ m}^3] * \text{Taux unitaire à la capacité}_2 + \text{Taux unitaire vol.}_2 * 87\,600 \text{ m}^3$$

$$3) \text{Frais de base}_4 + \text{Taux unitaire vol.}_4 * 350\,400 \text{ m}^3 = (1 \pm 5\%) * \text{Frais de base}_3 + [3\,000 \text{ m}^3 - 800 \text{ m}^3] * \text{Taux unitaire à la capacité}_3 + \text{Taux unitaire vol.}_3 * 350\,400 \text{ m}^3$$

$$4) \text{Frais de base}_5 + \text{Taux unitaire vol.}_5 * 101,385 \text{ Mm}^3 = (1 \pm 5\%) * \text{Frais de base}_4 + [450\,000 \text{ m}^3 - 3\,000 \text{ m}^3] * \text{Taux unitaire à la capacité}_4 + \text{Taux unitaire vol.}_4 * 101,385 \text{ Mm}^3$$

$$5) \sum_{i=1}^n \text{Coûts alloués excl. vol.}_1 = \sum_{i=1}^n \text{Frais de base}_1 + \text{Taux unitaire à la capacité}_1$$

$$6) \sum_{i=1}^n \text{Coûts alloués excl. vol.}_2 = \sum_{i=1}^n \text{Frais de base}_2 + \text{Taux unitaire à la capacité}_2$$

$$7) \sum_{i=1}^n \text{Coûts alloués excl. vol.}_3 = \sum_{i=1}^n \text{Frais de base}_3 + \text{Taux unitaire à la capacité}_3$$

$$8) \sum_{i=1}^n \text{Coûts alloués excl. vol.}_4 = \sum_{i=1}^n \text{Frais de base}_4 + \text{Taux unitaire à la capacité}_4$$

$$9) \sum_{i=1}^n \text{Coûts alloués excl. vol.}_5 = \sum_{i=1}^n \text{Frais de base}_5 + \text{Taux unitaire à la capacité}_5$$

$$10) \sum_{i=1}^n \text{Coûts alloués vol.}_1 = \sum_{i=1}^n \text{Taux unitaire vol.}_1$$

$$14) \sum_{i=1}^n Coûts\ alloués\ vol._5 = \sum_{i=1}^n Taux\ unitaire\ vol._5$$

7 n = l'ensemble des clients assujettis à un tarif donné.

Annexe 5 : Nombre de clients et variation tarifaire aux points de croisement

- 1 Le tableau ci-dessous détaille le nombre de clients se situant près des bornes capacitaires ainsi
 2 que la variation tarifaire théorique pour des clients ayant une capacité journalière équivalente à
 3 une des bornes capacitaires.

Tableau 1
Analyse relâchement des contraintes, points de croisement entre segments

Point de croisement	Capacité journalière maximale (m³)	Nombre de clients près de la borne capacitaire (+/- 3 %)	Variation absolue entre les factures (%)
Segment 1 et 2	200	1 095	1,66 %
Segment 2 et 3	800	343	3,43 %
Segment 3 et 4	3 000	100	5,06 %
Segment 4 et 5	450 000	1	4,69 %

- 4 Le tableau qui suit présente le nombre de clients qui auraient intérêt à être assujettis à un tarif
 5 différent de celui correspondant au segment auquel ils appartiennent.

Tableau 2
Nombre de clients ayant intérêt à être assujettis à un tarif différent de celui du segment auquel ils appartiennent

Segment	Nombre de clients ayant une facture avantageuse au segment inférieur	Nombre de clients ayant une facture avantageuse à même leur segment	Nombre de clients ayant une facture avantageuse au segment supérieur
1	s. o.	194 566	392
2	93	16 281	0
3	32	4 273	0
4	116	1 104	1
5	0	6	s. o.
Total	241	216 230	393

- 6 La plupart des 634 clients pour lesquels le tarif optimal n'est pas celui associé à leur segment ont
 7 une capacité se situant près des bornes définissant les segments. Environ 91 % de ces clients
 8 verraient leur facture au service de distribution diminuer de moins de 5 % s'ils changeaient de
 9 tarif. De plus, la médiane des diminutions se situe à environ 1 %.

Annexe 6 : Cas types

Tableau 1
Résidentiel, efficacité standard

	Petit UDT	Moyen UDT	Grand UDT
Volume annuel (m^3)	1 010	1 955	2 914
Capacité journalière maximale (m^3)	9	21	30
CU (%)	30	26	26
Distribution			
Structure actuelle (\$)	540	834	1 132
Structure vision (\$)	732	934	1 105
Variation (%)	36	12	(2)
Facture totale			
Structure actuelle (\$)	1 300	2 046	2 693
Structure vision (\$)	1 491	2 146	2 666
Variation (%)	15	5	(1)

Tableau 2
Multihabitation, efficacité standard

	6 unités	13 unités
Volume annuel (m^3)	7 897	15 000
Capacité journalière maximale (m^3)	79	171
CU (%)	27	24
Distribution		
Structure actuelle (\$)	2 568	4 527
Structure vision (\$)	1 994	3 598
Variation (%)	(22)	(21)
Facture totale		
Structure actuelle (\$)	7 177	9 120
Structure vision (\$)	6 603	8 191
Variation (%)	(8)	(10)

Tableau 3
Affaires, efficacité standard

	Petit commerce (détail)	Bureau commercial
Volume annuel (m^3)	5 209	10 812
Capacité journalière maximale (m^3)	60	114
CU (%)	24	26
Distribution		
Structure actuelle (\$)	1 773	3 246
Structure vision (\$)	1 623	2 606
Variation (%)	(8)	(20)
Facture totale		
Structure actuelle (\$)	7 232	18 484
Structure vision (\$)	7 082	17 845
Variation (%)	(2)	(3)

Tableau 4
Institutionnel, efficacité standard

	Bureau institutionnel	École secondaire
Volume annuel (m^3)	76 018	331 342
Capacité journalière maximale (m^3)	748	3 032
CU (%)	28	30
Distribution		
Structure actuelle (\$)	15 637	47 715
Structure vision (\$)	10 790	40 651
Variation (%)	(31)	(15)
Facture totale		
Structure actuelle (\$)	99 312	362 201
Structure vision (\$)	94 466	355 138
Variation (%)	(5)	(2)

Tableau 5
Industriel

	1 Mm ³	30 Mm ³	300 Mm ³
Volume annuel (000 m ³)	1 000	30 000	300 000
Capacité journalière maximale (m ³)	3 068	105 182	961 069
CU (%)	80	63	74
Distribution			
Structure actuelle (000 \$)	123	1 221	7 546
Structure vision (000 \$)	50	1 545	13 009
Variation (%)	(59)	27	72
Facture totale			
Structure actuelle (000 \$)	346	8 097	74 920
Structure vision (000 \$)	272	8 422	80 383
Variation (%)	(21)	4	7

Tableau 6
Coefficient d'utilisation

	10 %	25 %	50 %	75 %	100 %	125 %
Volume annuel (m ³)	2 000					
Capacité journalière maximale (m ³)	29	13	8	6	5	4
CU (%)	10	25	50	75	100	125
Distribution						
Structure actuelle (\$)	849					
Structure vision (\$)	1 065	814	735	704	688	672
Variation (%)	25	(4)	(13)	(17)	(19)	(21)
Facture totale						
Structure actuelle (\$)	1 363					
Structure vision (\$)	1 579	1 328	1 249	1 218	1 202	1 186
Variation (%)	16	(3)	(8)	(11)	(12)	(13)