

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

ROÉÉ

Analyse des enjeux en efficacité énergétique

Gaz Métro - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2012

R-3809-2012, Phase II

Jean-Pierre Finet, Consultant

Et

Bertrand Schepper, IRIS

Le 20 mars 2013

Table des matières

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS.....	3
1. Introduction.....	4
1.1 Mission du ROÉÉ.....	4
1.2 Mise en contexte.....	5
2. Balisage du test de TCTR de Gaz Métro et le biais inhérent du TCTR :.....	6
2.1 Bref Historique du TCTR :.....	7
2.2 Les critiques du TCTR comme test principal de décision.....	9
2.3 Les Alternatives au TCTR.....	14
2.4 Les avantages et désavantages à modifier le TCTR :.....	18
2.5 Le PACT comme solution :.....	19
2.6 Les leaders du marché en efficacité énergétique :.....	22
2.7 La présentation des résultats du TCTR et du PACT.....	25
2.8 La sensibilité des résultats.....	26
2.9 La comparaison avec les autres juridictions :.....	26
3 Le Potentiel technico-économique.....	27
3.1 La segmentation des marchés.....	27
3.2 Les technologies d'absorption.....	28
4 Le PGEÉ.....	30
4.1 La Récupération de chaleur des eaux grises.....	30
4.2 Les produits économiseurs d'eau chaude.....	32
5 Le FEÉ.....	33
6 Sommaire des recommandations :.....	34

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS

ACEEE :	American Council for Energy-efficiency Economy
BCUC :	British Columbia Utilities Commission
CPUC :	California Public Utilities Commission
FEÉ :	Fonds en efficacité énergétique
Gaz Métro :	Société en commandite Gaz Métro
MTCTR :	Test du coût total des ressources modifié
NEB :	Bénéfices non énergétiques
OEB :	Ontario Energy Board
PACT :	Program administrator cost test
PGEE :	Plan global en efficacité énergétique
PTÉ :	Potentiel technico-économique
Régie :	Régie de l'énergie
RIM :	Test de non participant
ROEE :	Regroupement des organismes environnementaux en énergie
SPM :	Standard Practice Manual
TAP :	Test de l'administration publique synonyme de PACT
TCS :	Test du coût social
TCTR :	Test du coût total des ressources

1. Introduction

1.1 Mission du ROÉE

Les interventions du ROÉE reposent sur les principes et objectifs suivants, telles qu'actualisées en 2010 et 2011:

- La protection de l'environnement et du patrimoine naturel ainsi que l'entretien responsable des ressources naturelles du Québec;
- L'équité sociale aux niveaux intra et intergénérationnels;
- La fourniture de services énergétiques au moindre coût tout en limitant les impacts tant au niveau environnemental que social;
- La primauté de la conservation et de l'efficacité énergétique sur toute autre forme de production d'énergie afin notamment d'opérer une diminution de l'utilisation de combustible fossile;
- La réduction de la consommation d'énergie ainsi que des émissions de gaz à effet de serre à travers des choix de consommation plus judicieux;
- La mise en place au Québec de politiques, de lois et de mesures de régulation qui favorisent des choix d'investissements et de consommation environnementalement judicieux, économiquement et socialement avantageux et permettant la transition du Québec vers une économie durable ;
- La primauté des nouvelles formes d'énergie renouvelables sur les énergies conventionnelles;
- L'application de mécanismes transparents et démocratiques à l'intérieur des processus de prise de décision;

- La maximisation de l'éducation et de la participation du public quant aux questions énergétiques et leurs impacts à travers des projets concrets disponibles à l'ensemble de la population du Québec.

1.2 Mise en contexte

Dans cette cause, Gaz Métro a déposé devant la Régie une preuve afin de déterminer les tarifs de distribution de gaz naturel pour l'année et les conditions de service. Le Regroupement des Organismes Environnementaux en Énergie (ROEE) a étudié la preuve soumise par Gaz Métro et entend émettre des recommandations sur les sujets énoncés dans sa demande de participation, acceptée par la Régie de l'énergie en date du 14 janvier 2013.

Le présent mémoire se divise en quatre grandes parties. Le premier sujet traité est celui de l'utilisation du TCTR comme test principal d'évaluation des programmes en efficacité énergétique et dans le contexte du balisage effectué par Gaz Métro. Le ROEE démontrera que le TCTR contient un biais attribuable à une prise en compte asymétrique de l'information, biais qui nuit au développement de programmes en efficacité énergétique. Ce biais a conduit plusieurs juridictions nord-américaines à ne plus se fier qu'uniquement sur le TCTR comme indicateur principal.

En second lieu, le ROEE soumettra certaines recommandations qui découlent de l'évaluation des programmes en efficacité énergétique telle qu'effectuée par Gaz Métro dans son Potentiel technico-économique (PTÉ). Il s'arrêtera notamment sur la segmentation du marché dans le PTÉ et fera des recommandations quant à l'intégration des technologies d'absorbions dans le portefeuille de programme du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) de Gaz Métro.

En troisième lieu, le ROEE commentera brièvement les programmes du PGEÉ, notamment afin de supporter l'élaboration d'un projet de récupérateur de chaleur des eaux grises à moyen terme et d'encourager la création d'un programme lié aux économiseurs d'eau tel qu'utilisé en Ontario.

Finalement, le ROÉÉ fera des recommandations sur le traitement des demandes faites au FEÉ au courant de l'année. Notez que d'ici peu, le ROÉÉ déposera un complément de preuve directement lié à cette question de sorte à répondre à la préoccupation de la Régie notamment au paragraphe 9 de sa décision D-2013-018. En effet, le ROÉÉ discute encore avec certains autres intervenants à cet effet et envisage la possibilité de présenter une position conjointe sur le sujet.

2. Balisage du test de TCTR de Gaz Métro et le biais inhérent du TCTR

Dans sa preuve, Gaz Métro présente le balisage qu'elle a fait des méthodes de calcul du test du coût total en ressource (TCTR) tel que demandé par la Régie de l'énergie au paragraphe 27 de sa décision D-2011-182 suite à la demande d'un groupe de travail lors du dossier R-3572-2011¹.

La décision énonce ce qui suit :

« Par ailleurs, tenant compte des amendements apportés par la California Public Utilities Commission (CPUC) à sa méthodologie de calcul du test du coût total en ressources (TCTR), la Régie autorise Gaz Métro à baliser, en 2012, les méthodologies actuelles de calcul du TCTR, incluant celle de la CPUC, et de proposer, le cas échéant, des modifications au calcul de ce test dans le cadre du PGEÉ 2013 »².

Dans sa preuve, Gaz Métro a recensé les méthodes de calcul de certains de ces distributeurs, dont Gazifère, Hydro-Québec, la commission de l'énergie de l'Ontario (OEB), de Fortis BC, de Manitoba Hydro et par la California Public Utility Commission (CPUC), et a conclu suite à ce recensement que les méthodes et les paramètres observés d'un distributeur à l'autre étaient très semblables³.

¹ R-3752-2011, B-0122- GM-2 document 3 page 2

² D-2011-182, paragraphe 27

³ GM-13 document 4, B-0187, p 34 lignes 4 à 6

Notre étude du balisage effectué par Gaz Métro ne nous permet pas de tirer les mêmes conclusions que Gaz Métro. Notre conclusion se distingue sur 3 points :

- 1- Le TCTR utilisé en Colombie-Britannique n'est pas similaire à celui de Gaz Métro;
- 2- Plusieurs juridictions nord-américaines utilisent conjointement comme tests principaux le TCTR ainsi que le test de l'administration publique (TAP ou PACT);
- 3- La présentation des résultats du TCTR de Gaz Métro diffère de la présentation des résultats dans l'ensemble des autres juridictions étudiées.

Le ROEÉ expliquera les divergences entre ses propres conclusions et celles de Gaz Métro et soumettra également des recommandations sur certains indices de rentabilité des programmes d'efficacité énergétique.

Pour ce faire, le ROEÉ fera un bref historique de l'indicateur du TCTR et vérifiera si, après plus de 30 ans d'existence, le TCTR demeure réellement le meilleur outil pour évaluer la rentabilité sociétale des programmes en efficacité énergétique. Le ROEÉ utilisera à cette fin plusieurs pièces de documentation, dont certains travaux de Robin LeBaron, Chris Neme, Marty Kusler, Patrick Mathot de BC Hydro ainsi que Philippe Dunsky et François Boulanger, bien connus de la Régie de l'énergie.

2.1 Bref historique du TCTR

Au début des années 80, suite à la seconde crise énergétique de la Californie, les distributeurs californiens ont développé une volonté d'intégrer des programmes en efficacité énergétique au marché de l'énergie. Afin de juger de la rentabilité des programmes proposés, la California Energy Commission et la California Public Utilities Commission ont conjointement développé une série de tests devant indiquer la rentabilité des mesures en efficacité énergétique. Les tests standardisés, publiés en 1983 dans ce qui est connu sous le nom du Standard Practice Manual (SPM),

évaluent la rentabilité des programmes selon 5 perspectives différentes et sont les suivants :

- Le test du participant
- Le test du non-participant
- Le test de l'administration publique (TAP) ou Program administrator cost test (PACT)
- Le test du coût total en ressources (TCTR)
- Le test de coûts sociaux (TCS)

Le Standard Practice Manual est rapidement devenu une référence dans les différentes juridictions nord-américaines. La plupart des juridictions ont, de plus, choisi comme indicateur principal des variantes du TCTR qui comparent les coûts directs et les bénéfices directs pour l'ensemble de la société. C'est le cas de Gaz Métro.

Depuis la parution du SPM il y a presque 30 ans, peu de modifications majeures sur la manière d'évaluer les coûts et bénéfices des programmes en efficacité énergétique ont été effectuées. En fait, selon Neme (Energy futures Group) et Kusler (American Council for Energy-efficiency Economy, ACEEE), les modifications de 1988 et 2001 ainsi que les autres modifications effectuées n'ont pas changé la définition des différents tests⁴. Le balisage de Gaz Métro sur les changements clarifiés dans le document « 2007 SPM Clarification » semble de plus conclure que les dernières modifications n'ont pas eu d'impact majeur sur cette définition des coûts et bénéfices.

Cependant, Neme et Kusler soulignent qu'alors que les tests de rentabilité n'ont pas connu de changements importants, les programmes en efficacité énergétique ont subi, au cours de la même période, des transformations substantielles autant sur le fond (type de programme) que sur la forme (manière d'en faire la promotion). Selon eux, si le TCTR a été un bon outil d'évaluation des programmes en efficacité énergétique et s'il a permis une évaluation des programmes en efficacité

⁴ NEME, Chris, Kusler, Marty, *Is it time to ditch TRC ? Examining concern with current practice in Benefit-cost analysis*, 2010 ACEEE Summer study on energy efficiency in buildings. 2010, p2

énergétique probante, il ne peut plus être considéré, dans sa forme actuelle comme le seul test fiable de rentabilité. Ils avancent que le TCTR, lorsqu' utilisé comme seul test principal de rentabilité, est en fait devenu un obstacle au développement des programmes en efficacité énergétique. Ce constat est aussi partagé par Boulanger, Dunsky et Mathot ⁵ ainsi que LeBaron⁶ dans leurs ouvrages.

2.2 Les critiques du TCTR comme test principal de décision

Les trois ouvrages mentionnés ci-haut en arrivent aux conclusions que le TCTR, bien qu'étant un test utile, se base sur un choix asymétrique d'informations. Cette caractéristique du TCTR favorise les programmes basés sur la demande alors qu'elle ralentit l'intégration dans le marché de programmes capables de transformer véritablement le marché en efficacité énergétique.

Le TCTR est généralement calculé selon la méthodologie suivante :

« **TCTR = Bénéfices – Coûts** »

Les bénéfices sont calculés à partir des éléments suivants :

- le nombre de participants;
- les économies d'énergie unitaires attribuables au programme;
- les coûts évités du distributeur.

Les coûts sont constitués de deux types de coûts spécifiques :

- les coûts des participants;
- les coûts du programme.

Le résultat du TCTR est calculé en considérant la valeur actualisée, selon un taux d'actualisation réel défini, des bénéfices et des coûts sur la durée de vie de la mesure d'efficacité énergétique promue par le programme. »⁷

⁵ DUNSKY, Philippe, BOULANGER, François, MATHOT, Patrick, Screening DSM : When the TRC Blocks Efficiency, What's Next ?

⁶ LEBARON, Robin, Getting to fair cost-effectiveness testing : Using the Pac test, Best practices for the TRC test, and Beyond, National Home performance Council, Draft september 19 2011, 15 p

⁷ R-3752-2011, B-0122- GM-2 document 3 page 8

En fait les coûts sont calculés de sorte à intégrer les coûts estimés pour les participants et pour le distributeur. Les bénéfices calculés incluent les bénéfices du distributeur, des participants et de l'ensemble de la société.

Le texte de Dunsky, Boulanger et Mathot illustre bien comment le TCTR tend à être beaucoup plus fiable dans l'évaluation des coûts (puisque ces coûts sont généralement tangibles) que dans l'évaluation des bénéfices (qui sont généralement difficiles à déterminer). Ainsi, le TCTR ne calcule qu'une fraction de l'ensemble des bénéfices réels qui découlent programmes en efficacité énergétique. Il existe une multitude de bénéfices pour les participants et la société qui ne sont pas pris en compte par le calcul du TCTR puisqu'ils sont trop difficiles à évaluer. Ce qui mène à un biais inhérent basé sur ces asymétries d'informations.

Ainsi, Dunsky et associés défendent que la diminution des dépenses énergétiques pour un participant ne devrait pas être le seul bénéfice considéré dans l'évaluation d'un programme donné, et ce, même si ce bénéfice est le bénéfice le plus simple à calculer. Selon eux, il existe une multitude d'avantages intangibles découlant de l'intégration de mesure en efficacité énergétique qui ne sont pas tenus en compte par le TCTR.

Par exemple, d'un point de vue économique, une entreprise peut bénéficier, lors de l'installation de programmes en efficacité énergétique, d'une revalorisation de son image de marque, qualifiée désormais de marque responsable ou « verte ». Bien que la revalorisation de l'image de marque ait un impact important, voire possiblement plus important, que l'impact dû à l'économie d'énergie, ce bénéfice ne peut être intégrée dans le TCTR tel qu'utilisé actuellement par Gaz Métro.

Certains avantages économiques au niveau résidentiel sont, de la même manière exclus du TCTR. Par exemple, dans les villes où les normes d'évaluation et de « labelling » sont en place, les maisons qui rencontrent des normes environnementales élevées ont un prix de vente significativement plus élevé que le marché. Ainsi, si une maison qui rencontrent des objectifs environnementaux élevés se vend 20 000\$ de plus que le prix moyen des maisons comparables, le participant a un incitatif marqué à installer des mesures d'efficacité énergétique. Cependant et

en dépit de ce bénéfice économique important, le TCTR indiquera qu'un investissement dans l'atteinte de normes environnementales élevées pour sa maison n'est pas rentable, si la valeur actuelle nette des économies générées par les programmes en efficacité est moindre que 20 000\$. Ainsi, le TCTR ne peut intégrer l'avantage d'un participant à installer des mesures d'efficacité énergétique. D'ailleurs, comme cela a été souvent soulevé, notamment par le ROEE et OC, plusieurs autres facteurs tels que le confort ne sont pas pris en compte dans le calcul du TCTR alors qu'ils sont des avantages importants à l'installation de mesures d'efficacité énergétique.

L'utilisation du TCTR comme test principal, en négligeant d'inclure dans son évaluation les avantages non énergétiques des programmes, a des effets négatifs sur le développement des programmes en efficacité énergétique. Selon Neme et Kusler, durant les premières années de ce test, le biais d'analyse causé par ce manque d'intégration des NEB était marginal puisqu'il existait plusieurs programmes en efficacité énergétique à haut rendement et facilement implantables sur le marché. Le biais causé par l'asymétrie était avant tout théorique et avait peu d'incidence sur le marché. Or, en 25 ans, le marché a connu des changements significatifs. De nos jours, les mesures en efficacité énergétique, malgré la présence d'une demande sur le marché, deviennent de plus en plus difficiles à justifier par une évaluation basée sur le TCTR, entre autres puisque le TCTR évacue de ses calculs une part importante des bénéfices des mesures en efficacité énergétique. Ainsi, certaines mesures ayant autrement un véritable impact sur la diminution de la consommation et la réduction énergétique ne peuvent passer le test du TCTR. Dunsky donne un exemple concret des effets sur le marché :

“ the hypothetical case of a near-zero energy new home that achieves its performance from a combination of passive solar orientation and design, significantly above-code attic and wall insulation (as well as continuous insulation framing techniques), solar hot water and two photovoltaic panels on the roof. Its proud owners may have been motivated by a combination of factors: their personal dedication to environmental responsibility, their belief that their young children would grow up in a healthier and more comfortable home environment, and their calculation that the incremental mortgage payments are expected to be nearly offset by reduced energy bills over time. Most DSM PAs and advocates would likely want to showcase the project, and many policymakers would be glad to be associated with it in

one way or another. Yet by considering only the utility's avoided costs (often lower than utility rates) and none of the other decision motivators, the TRC result would likely be negative. If the utility were strictly tied to the TRC, it would be able to neither incent the project nor, conceptually at least, even promote it. Taken to its logical (though unlikely) extreme, one could argue that the utility should perhaps actively speak out against the project, undesirable as it we are told it is.

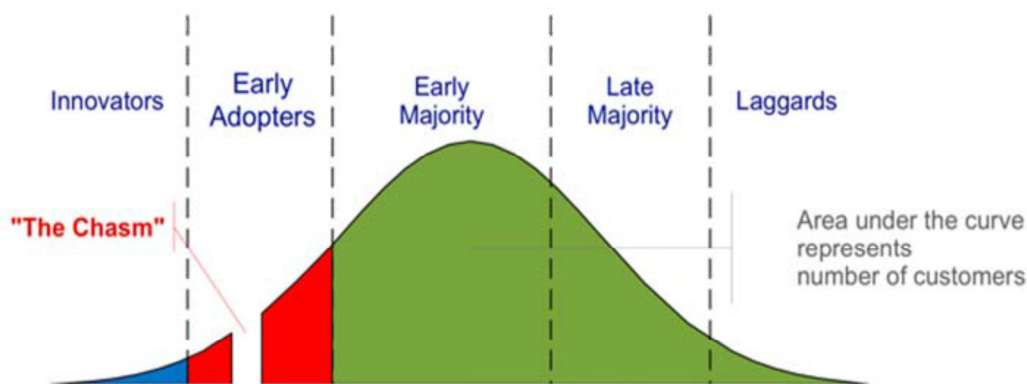
While this may seem a marginal example, the number of such cases we have been coming across has been growing at an alarming pace. In the past two years alone, clients of ours with aggressive DSM targets have faced situation after situation – solar hot water, deep energy retrofits, ground source heat pumps, high-efficiency new construction, solar PV, etc. – in which measures they want to promote – indeed often need to promote to achieve their energy savings targets – fail the TRC, despite clear consumer interest.⁸

Ainsi, plusieurs programmes qui auront un impact sur le marché ont de la difficulté à passer avec succès le TCTR, et ce, malgré l'intérêt prononcé à leur égard que leur portent les consommateurs,.

Dunsky et associé utilise la Théorie de Roger M Everett⁹ qui identifie 5 étapes du développement et de la diffusion d'une innovation. Cette représentation est représentée dans le graphique 1 :

Graphique 1

Courbe du développement des innovations et le hiatus lié à la difficulté de percer le marché.¹⁰



⁸ DUNSKY, Philippe, BOULANGER, François, MATHOT, Patrick, Screening DSM : When the TRC Blocks Efficiency, What's Next ?

⁹ ROGERS, Everett M, Diffusion of innovation, Fifth, New York : Free Press, 2003, p 551

¹⁰ DUNSKY, Philippe, BOULANGER, François, MATHOT, Patrick, Screening DSM : When the TRC Blocks Efficiency, What's Next ?

Rogers définit la durée de vie d'une innovation selon une courbe séparée en 5 groupes distincts. Le premier groupe est constitué des innovateurs, suivis d'un groupe un peu plus important nommé les premiers clients. Par la suite 3 autres groupes de grandeur égale suivent soit la première majorité, la majorité tardive et finalement les retardataires. Selon Rogers, les fournisseurs d'innovation doivent concentrer leur marketing sur chacun de ces groupes de manière à les rejoindre spécifiquement. On remarquera un « hiatus » dans la section première clients, qui sépare cette catégorie en 2 parties : les premiers clients « visionnaires » et les premiers clients « pragmatiques ». Ce « hiatus » représente le lieu où une transition doit s'opérer pour réussir une transformation des pratiques à travers la société et ainsi percer le marché. Pour le moment, selon Dunsky et associés, plusieurs innovations technologiques en efficacité énergétique ne réussissent pas à franchir ce « hiatus ». Selon Dunsky, les administrations publiques et les distributeurs peuvent jouer un rôle primordial dans l'aide aux fournisseurs pour intégrer le marché de la majorité. C'est lors de cette phase que des distributeurs d'énergie comme Gaz Métro peuvent agir sur le marché en donnant de la visibilité, de l'aide à l'implantation et de l'encouragement à la demande. Or, si lors de cette phase de transition les distributeurs énergétiques ne sont pas disposés à intégrer de nouvelle technologie sur le marché, l'implantation de nouvelle technologie peut être retardée de manière importante. Dunsky et associé estime que ce retard peut alors s'étaler sur une période de 10 à 20 ans. Ainsi, il se crée une contradiction entre la vision à court terme que fournit l'évaluation par un TCTR (qui n'inclut pas l'ensemble des NEB) et la transformation du marché souhaitée par la majorité des entrepreneurs proposant des produits innovateurs.

LeBaron, pour sa part, fait une critique similaire à celle de Dunsky et associés de l'utilisation des indicateurs du CPUC, notamment du TCTR et test du non participant (RIM). Selon lui, ces tests tendent à favoriser certains types de programme en efficacité énergétique qui demandent peu d'efforts d'installation au détriment de programmes plus complets et globaux. Ainsi :

“Energy efficiency practitioners have been voicing serious concerns about the cost-effectiveness tests and proposing changes to the testing

methodologies for decades (e.g. Fulmer and Biewald 1994). The tests have been criticized on a number of grounds. At the most basic level, the test designs tend to favor some types of programs over others: demand-response programs tend to score better than energy efficiency programs on the TRC and RIM tests, for example, and single-measure direct-install programs typically score better than more comprehensive ones. Critics have pointed out that the tests fail to capture the full benefits of energy efficiency while incorporating costs that should not be included, making it unnecessarily difficult for programs to pass the test. Further, the tests create a hurdle for demand-side resources that supply-side resources do not have to clear. Finally, some observers have argued that the tests do not adequately reflect stakeholders' real interests, specifically the interests of utilities, and as a result, cannot be properly aligned with market forces.”¹¹

Neme et Kusler font une critique similaire. Ils considèrent que la plupart des bénéfiques non énergétiques (NEB) ne sont pas intégrés dans le TCTR et que celui-ci tend à favoriser les investissements facilement réalisables qui ne permettent pas d'opérer des changements importants de consommation ou de développer une offre alternative de programmes¹².

2.3 Les Alternatives au TCTR

Face à cette problématique, Neme et Kusler ainsi que Dunsky, Boulanger et Mathot proposent certaines alternatives dont les plus importantes sont les suivantes :

- 1- Modifier le TCTR afin d'y intégrer les NEB
- 2- Utiliser le Program Administrator Cost Test (PACT) comme test principal agencé au TCTR

Le TCTR modifié : l'exemple de la Colombie-Britannique

En août 2012, le BC MINISTRY OF ENERGY AND MINES : ELECTRICITY AND ALTERNATIVE ENERGY DIVISION a publié un guide sur les l'utilisation du TCTR

¹¹ LEBARON, Robin, Getting to fair cost-effectiveness testing : Using the Pac test, Best practices for the TRC test, and Beyond, National Home performance Council, Draft september 19 2011, p.2

¹² NEME,Chris, Kusler, Marty, *Is it time to ditch TRC ? Examining concern with current practice in Benefit-cost analysis*, 2010 ACEEE Summer study on energy efficiency in buildings. 2010, p 5-303

sur le territoire de la Colombie-Britannique¹³. Ce guide se base sur la réglementation adoptée en décembre 2011¹⁴.

La Colombie-Britannique utilise un TCTR modifié (MTCTR) qui intègre divers bénéfices non pris en compte par le TCTR original¹⁵. Le MTCTR de la Colombie-Britannique favorise les programmes proposant des alternatives énergétiques n'émettant pas d'émission (ZEEA)¹⁶ à travers l'amélioration de l'apport des coûts évités.

Ainsi :

*“One of the principal components of the MTRC is the use of the price signal for a zero-emission energy supply alternative (ZEEA) as the avoided cost of energy for DSM. Section 4(1.1)(a) specifies that the ZEEA value for avoided natural gas from DSM be BC Hydro’s long run marginal cost (LRMC) of acquiring electricity generated from clean or renewable resources in BC 2 (the ZEEA), multiplied by 0.5 (the ZEEA adjustment factor). This applies regardless of the type of utility or DSM being carried out, i.e. gas or electric. So if an electric utility carries out DSM that reduces natural gas use, the MTRC must include as a benefit the avoided cost of natural gas, valued at the ZEEA*0.5. For example, a building envelope improvement program administered by an electric utility that reduces gas furnace and electric baseboard consumption would value the avoided natural gas at the ZEEA value. Note that 4(1.1) is only applicable where natural gas use is decreased.”*

De plus, le MTCR de la Colombie-Britannique inclut une bonification des bénéfices dus à l'ensemble des programmes en EÉ d'une valeur minimale de 15 %¹⁷. Pour les programmes touchant les ménages à faibles revenus (MFR), ce taux est de 30 %¹⁸. Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique considère ainsi que, peu importe l'évaluation des programmes, le portefeuille des programmes en efficacité énergétique doit bénéficier d'un facteur d'accroissement des bénéfices non énergétiques.

¹³ Bc Ministry of Energy and Mines: Electricity and Alternative Energy Division, Guide to the demand-side measures regulation, August 2012, 15 p.

¹⁴ Ibid p. 4

¹⁵ Ibid p. 5

¹⁶ Ou zero-emission energy supply alternative

¹⁷ Ibid, 4 à 7

¹⁸ Idem

À titre d'exemple sont présentés 3 tableaux illustrant comment le TCTR de la Colombie-Britannique peut être modifié pour prendre en compte les NEB.

Tableau 1 : Augmentation de la valeur des NEB si aucune évaluation des NEB n'est disponible. ¹⁹

Example C – No quantified NEBs				
<i>In this example, the utility does not propose any quantified NEBs under subparagraph (i). As a result, all DSM are assigned a NEB adder of 15%.</i>				
Measure	Benefits	Non-Energy Benefits	% Increase	New Total Benefits
DSM A	\$100,000	\$15,000	15%	\$115,000
DSM B	\$50,000	\$7,500	15%	\$57,500
DSM C	\$75,000	\$11,250	15%	\$86,250
DSM D	\$10,000	\$1,500	15%	\$11,500
DSM E	\$20,000	\$3,000	15%	\$23,000
TOTAL	\$255,000	\$38,250	15%	\$293,250

On remarque donc qu'en l'absence de quantification des NEB, les NEB sont considérés comme étant évalués à 15 %.

Tableau 2 : L'évaluation des NEB de certains programmes dépasse 15 %

Example D – Quantified NEBs are less than 15% of pre-NEB portfolio benefits				
<i>In this example, there are quantified NEBs for DSM A and D which on their own do not increase portfolio benefits by 15% or more. Remaining measures are assigned a NEB adder of 9% which results in a 15% increase in portfolio benefits.</i>				
Measure	Benefits	Non-Energy Benefits	% Increase	New Total Benefits
DSM A	\$100,000	\$20,000	20%	\$120,000
DSM B	\$50,000	\$4,569	9%	\$54,569
DSM C	\$75,000	\$6,853	9%	\$81,854
DSM D	\$10,000	\$5,000	50%	\$15,001
DSM E	\$20,000	\$1,828	9%	\$21,828
TOTAL	\$255,000	\$38,250.00	15%	\$293,250

L'effet d'une quantification au-dessus de 15 % des programmes A et D aura un impact sur la manière d'évaluer les programmes B, C et E. Cependant, le

¹⁹ Ibid p. 6

portefeuille de programmes bénéficie tout de même d'une augmentation des bénéfices liés au NEB de 15 %.

Tableau 3 : Lorsque le total des NEB évalué par programme dépasse 15 %

Example E – Quantified NEBs exceed 15% of pre-NEB portfolio benefits				
<i>In this example, there are quantified NEBs for DSM A and D which on their own increase portfolio benefits by 15% or more. As a result, remaining DSM are not given a NEB adder.</i>				
Measure	Benefits	Non-Energy Benefits	% Increase	New Total Benefits
DSM A	\$100,000	\$30,000	30%	\$130,000
DSM B	\$50,000	-	-	\$50,000
DSM C	\$75,000	-	-	\$75,000
DSM D	\$10,000	\$10,000	100%	\$20,001
DSM E	\$20,000	-	-	\$20,000
TOTAL	\$255,000	\$40,000	16%	\$295,000

Nous voyons que dans ce tableau, la quantification des NEB des programmes A et D a un impact sur le total d'augmentation lié au NEB du portefeuille. Dans cette situation, si l'augmentation est plus élevée que 15 % alors le pourcentage pour l'ensemble du portefeuille est retenu sans influencer sur le TCTR des programmes B,C et E.

De cette manière les distributeurs en énergie de la Colombie-Britannique utilisent un TCTR largement différent de celui utilisé par Gaz Métro.

Le ROÉÉ demande à la Régie de prendre acte que, contrairement à ce que Gaz Métro prétend, les méthodes et les paramètres pour calculer le TCTR d'un distributeur à l'autre ne sont pas nécessairement très semblables. En effet, certaines méthodes d'évaluation des programmes d'efficacité énergétique prennent en considération les NEB de manière beaucoup plus importante que le TCTR de Gaz Métro.

Notons de plus que d'autres distributeurs canadiens tendent à changer leur manière de compiler leur TCTR. Dans le calcul du potentiel technico-économique d'Endbridge commandé à la firme Marbek Ressource Consultant daté de septembre 2009, on peut lire :

“Similarly, the sector specific results presented in the following sections indicate that market transformation approaches warrant additional consideration, particularly in the Residential and Commercial sectors. Alternately, opportunities such as those listed below suggest that the composition of the TRC calculation itself may need to be revisited to better consider non-energy benefits”²⁰

De plus, cette firme, qui fait de nombreux rapports pour les différentes juridictions canadiennes, soutient qu’une modification du TCTR permettrait de faciliter l’implantation de nouvelles technologies susceptibles d’intégrer un marché en transformation²¹.

2.4 Les avantages et désavantages à modifier le TCTR

Le ministère de l’Énergie et des Mines, en modifiant le TCTR, devrait permettre aux programmes non axés sur la demande d’intégrer plus facilement le marché. De plus, la modification du TCTR aura pour effet d’aider les nouveaux programmes en efficacité énergétique à intégrer le marché dit « standard ». Ceci aura certainement un effet positif sur la diminution des effets de serre et de la consommation en Colombie Britannique.

Cependant, bien que la modification du TCTR par l’inclusion d’une évaluation des NEB permette d’effectivement intégrer les NEB dans le calcul du TCTR, certaines difficultés demeurent.

Ainsi, il est difficile d’évaluer si le pourcentage de 15 d’augmentation des bénéfiques % tel que proposé en Colombie-Britannique corrige de manière efficace le biais. En effet, certaines juridictions hésitent à modifier de la sorte le TCTR puisqu’elles craignent que cela ne crée plutôt un nouveau biais favorisant indûment certains programmes en efficacité énergétique non rentables. Pour ces raisons, d’autres juridictions ont décidé d’utiliser un test de rentabilité distinct, le PACT qui ne prend

²⁰ MARBEK Ressources Consultant LTD, *Natural Gas Energy Efficiency Potential: Update 2008: Residential, Commercial and Industrial Sectors, Synthesis Report, Submitted to: Enbridge Gas Distribution, September 2009, p. 14*

²¹ Ibid 15

pas en compte les NEB, mais qui en contrepartie ne tend pas à rechercher des coûts extérieurs à ceux du distributeur.

2.5 Le PACT comme solution

Le PACT est un indicateur qui compare les coûts évités du distributeur au coût des programmes en efficacité énergétique qui crée ces coûts évités. En réduisant les variables calculées, il est donc possible d'étudier les coûts et les bénéfices facilement évaluables.

Le CPUC décrit le calcul du PACT ainsi :

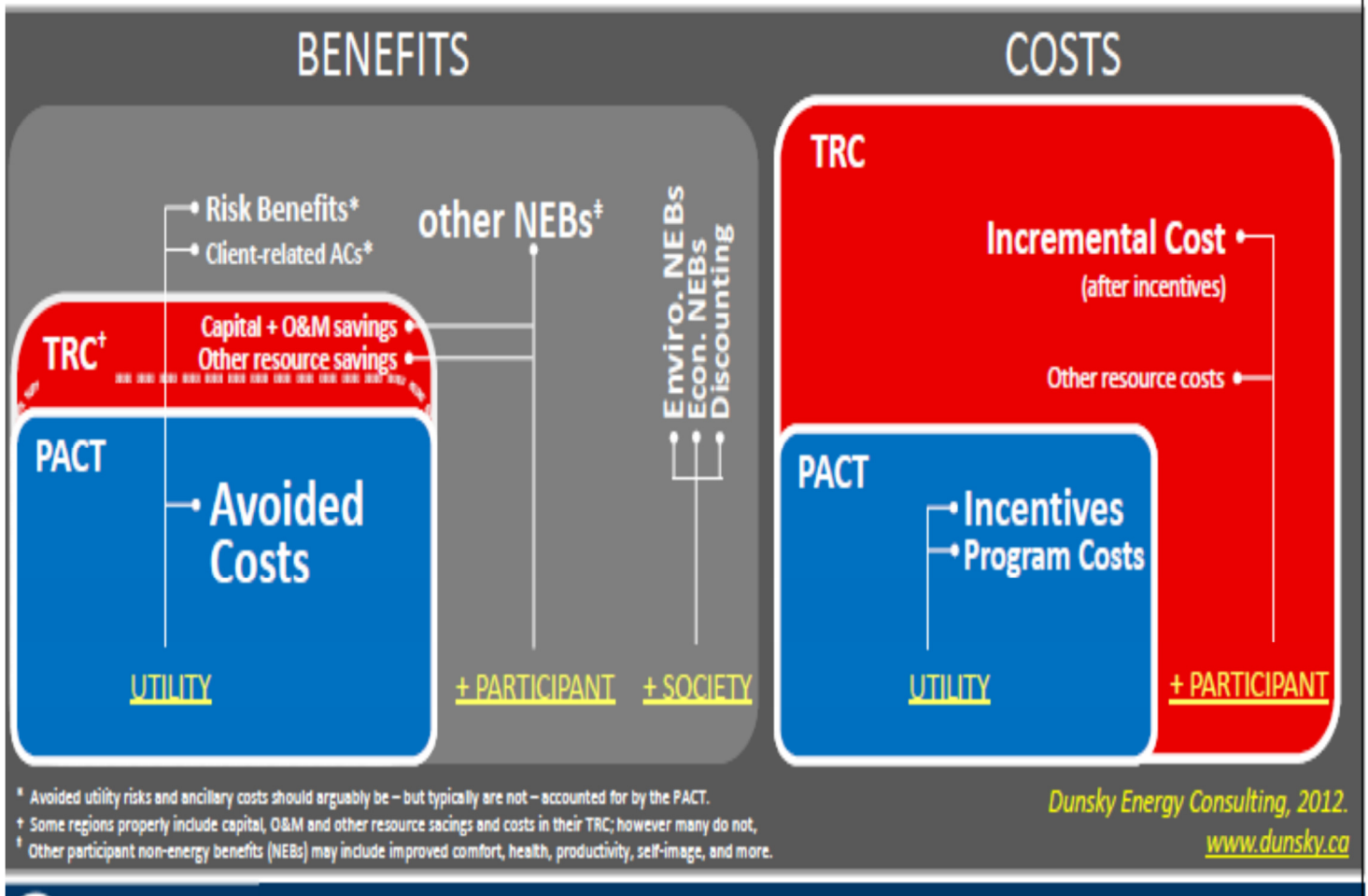
“The Program Administrator Cost Test measures the net costs of a demand-side management program as a resource option based on the costs incurred by the program administrator (including incentive costs) and excluding any net costs incurred by the participant. The benefits are similar to the TRC benefits. Costs are defined more narrowly.”²²

Le graphique suivant illustre bien les différences entre le PACT et le TCTR

²² CALIFORNIA STANDARD PRACTICE MANUAL: ECONOMIC ANALYSIS OF DEMAND-SIDE PROGRAMS AND PROJECTS, July 2002 p. 23

Graphique 2 : les différences entre le PACT et le TCTR ²³

- The classic TRC systematically neglects important benefits, while accounting for the full costs (and then some)



Ainsi, cet indicateur a l'avantage de corriger l'asymétrie des données utilisées de sorte à ne comparer que les coûts et les bénéfices directement identifiables. Ainsi, contrairement au TCTR, les coûts supportés par les participants ne sont pas intégrés au calcul.

²³ DUNSKY, Phillipe, BOULANGER, François, Screenind DSM : When the TRC Blocks efficiency, What's next, Dunsky group, presentation at 2012 ACEEE summer study, 16 août 2012, slide 5 , voir annexe annexe

Il s'agit d'un indicateur que Gaz Métro et les autres distributeurs québécois n'utilisent pas. Pourtant, tel que démontré dans le graphique 2, il a l'avantage de pouvoir être calculé facilement et sans créer de biais dans le calcul de l'indicateur, les données à intégrer étant bien moins nombreuses. Gaz Métro possède d'ailleurs déjà ces données. Selon Neme et Kusler :

“This approach has a number of advantages. First, it is much simpler. There is no need to quantify non-energy benefits, which means much less complexity and controversy. Second, it is much less expensive. Not only do we not need to add potentially enormous new evaluation costs, we can even modestly reduce some existing expenditures because we no longer need to routinely estimate the full cost of efficiency measures since the PACT is concerned only with program spending. Third, this approach would create some symmetry with how supply-side investments are assessed. Finally, while one should not underestimate the difficulties in persuading regulators to change the test that they use, for all of the reasons noted above we expect this approach could be adopted more easily, more comprehensively and more quickly than the other options”²⁴

Ainsi, l'utilisation du PACT permet d'évaluer ce qui est facilement évaluable à coût moindre que le TCTR.

Il est d'ailleurs étonnant que les distributeurs sous la juridiction de la Régie de l'énergie ne présentent pas dans leur tableau de bord les résultats du PACT puisqu'il n'est pas compliqué pour les distributeurs de fournir les résultats de cet indicateur.

Puisqu'il permet une meilleure compréhension des coûts liés aux programmes en efficacité énergétique, le ROÉE recommande à la Régie de l'énergie d'ordonner à Gaz Métro d'intégrer dans les tableaux des causes tarifaires et des rapports annuels les résultats du PACT lié au programme du PGEÉ.

²⁴ NEME,Chris, KUSLERr, Marty, *Is it time to ditch TRC ? Examining concern with current practice in Benefit-cost analysis*, 2010 ACEEE Summer study on energy efficiency in buildings. 2010, p 5-308

2.6 Les leaders du marché en efficacité énergétique

Une présentation de Dunsky et associés des leaders en terme d'efficacité énergétique nous démontre que les juridictions qui se classent le mieux (selon le ACEEE) en efficacité énergétique ont délaissé le TCTR comme test principal d'évaluation des programmes en efficacité énergétique.

Ainsi, comme le tableau 4 nous le démontre, les juridictions les mieux cotées par l' American Council for an Energy-Efficient Economy et les tests principaux qui sont utilisés :

Tableau 4 : Classement de la ACEEE et leurs test de rentabilité principaux pour les programmes en efficacité énergétique²⁵

Who's moved away from original TRC?									
	ACEEE Rank*	PRIMARY TEST	"BEYOND-TRC" COMPONENTS				SCREENING LEVEL		
			Participant NEBs	Utility NEBs (risk)	Societal NEBs (enviro)	Social Discount Rate	Portfolio	Program	Measure
MASSACHUSETTS	#1	MTRC	✓	✓		✓	✓	✓	
CALIFORNIA	#2	TRC+PACT			✓		✓		
NEW YORK	#3	MTRC	✓		✓	✓		✓	✓
OREGON	#4	SCT+PACT	✓	✓	✓			✓	✓
VERMONT	#5	SCT	✓	✓	✓	✓	✓		
CONNECTICUT	#8	PACT			✓		✓	✓	
MINNESOTA	#8	SCT+PACT			✓	✓	✓	✓	
COLORADO	#12	MTRC	✓		✓		✓	✓	
BRITISH COLUMBIA	n/a	MTRC	✓	✓			✓*		

²⁵ DUNSKY, Phillipe, BOULANGER, François, Screenind DSM : When the TRC Blocks efficiency, What's next, Dunsky group, presentation at 2012 ACEEE summer study, 16 août 2012, slide 12

Comme le tableau l'indique, les juridictions exemplaires en efficacité énergétique ont tendance à utiliser un TCTR modifié ou sinon à utiliser deux tests principaux soit le TCTR et le PACT. C'est d'ailleurs le cas de la Californie. De l'avis du ROÉÉ, en faisant un balisage sur les pratiques utilisées pour calculer le TCTR, il aurait été normal de la part de Gaz Métro d'indiquer que le TCTR n'était pas le seul test principal pouvant être utilisé afin de calculer les effets des programmes en efficacité énergétique.

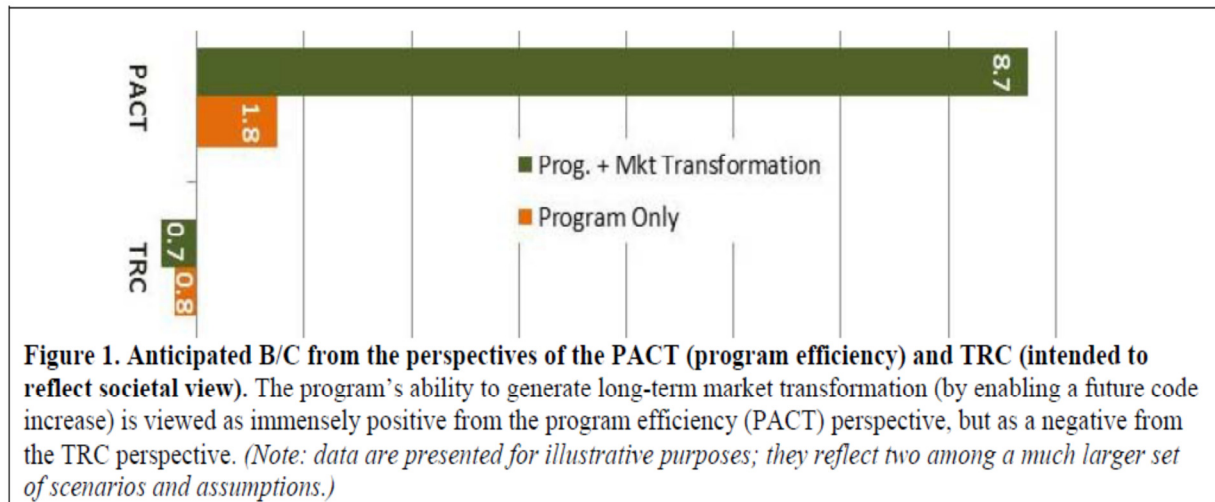
Voyons quels sont les effets d'utiliser les deux tests comme indicateur décisionnel principal.

Lorsque l'on utilise uniquement le TCTR, il arrive que le programme soit considéré comme non rentable à cause de l'omission ou l'incapacité de calculer les NEB. Il importe donc vérifier l'apport des NEB et des bénéfices des participants qui ne sont pas intégrés.

Cette fin peut être atteinte autrement qu'en modifiant le TCTR. Il est aussi possible d'exclure du calcul les NEB des bénéfices des participants en se concentrant uniquement sur les coûts et bénéfices du distributeur. C'est ce que fait le PACT. Ainsi, si un programme est largement positif avec le PACT et faiblement négatif avec le TCTR on peut supposer que le programme choisi pourrait avoir des bénéfices impondérables importants. Voici un exemple des résultats sur même programme compilé par Dunsky et associés.²⁶

²⁶ DUNSKY, Philippe, BOULANGER, François, MATHOT, Patrick, Screening DSM : When the TRC Blocks Efficiency, What's Next ?, p. 9

Graphique 3 : Exemple de résultats des programmes entre le PACT et le TCT



Ainsi, lorsque les résultats du TCTR et du PACT diffèrent de manière notable, Gaz Métro et éventuellement la Régie devraient être à même de juger si un programme est réellement rentable pour la société. L'exemple ci-haut tend à démontrer que le résultat du PACT peut démontrer la rentabilité d'un programme alors que le TCTR est non rentable. Une régie pourrait déterminer sur la base du PACT que le programme génère suffisamment de bénéfice. L'information sur laquelle se base n'est pas asymétrique puisqu'elle intègre que les parts informations facilement quantifiables du distributeur.

L'objectif du ROEE n'est donc pas d'éliminer l'utilisation du TCTR pour le remplacer par le PACT mais plutôt de proposer d'utiliser les deux programmes conjointement comme indicateurs principaux.

Ainsi le PACT devient un excellent complément au TCTR puisqu'il n'est pas assujéti aux problèmes d'évaluation des coûts et bénéfice de la même manière que le TCTR.

Le ROEE recommande donc à la Régie de l'Énergie d'utiliser conjointement le TCTR et le PACT, à titre d'indicateurs complémentaires aux fins de l'évaluation des programmes en efficacité énergétique.

2.7 La présentation des résultats du TCTR et du PACT

Il existe 2 manières de présenter les résultats du TCTR. La première utilisée notamment par la CPUC, BCUC, Manitoba Hydro et l'OEB consiste à présenter les résultats sous la forme d'un ratio. « Ainsi, un ratio supérieur ou égal à 1 indique une rentabilité positive alors qu'un ratio inférieur à 1 présente une rentabilité négative »²⁷. La seconde méthode utilisée par les distributeurs devant la Régie de l'énergie consiste à présenter les résultats du test en valeur présente nette. Cette méthode conduit à des résultats en valeur monétaire supérieurs à 0 lorsque le programme a une rentabilité positive et à l'inverse, à des résultats inférieurs à 0 lorsque le programme a une rentabilité négative.

À la question 1.1 du ROEE où il demandait à Gaz Métro d'expliquer la différence de présentation des résultats de Gaz Métro avec ceux de l'ensemble des autres juridictions étudiées, le distributeur a répondu que :

« Le balisage effectué ne permet pas à Gaz Métro d'expliquer les raisons pour lesquelles certains distributeurs utilisent des présentations différentes pour les résultats du TCTR »²⁸.

À la question 1.2, où le ROEE questionnait le distributeur sur les avantages et inconvénients pouvant être associé à la différence de présentation des résultats, Gaz Métro a répondu qu'elle ne pouvait répondre à la question puisque :

« Le balisage effectué ne visait pas à identifier les avantages ou inconvénients associés à la présentation des résultats du TCTR sous une forme ou une autre »²⁹.

De notre point de vue, il existe certaines différences dans la présentation des résultats bien que le CPUC indique qu'il existe deux manières de présenter le TCTR.

- 1- La sensibilité des résultats
- 2- La difficulté de comparer la rentabilité de programme avec d'autre juridiction

²⁷ GM-13 document 4, B-0187, p 16 lignes 10 à 12

²⁸ GM-18 document 4, B-0259, p 2 question 1.1

²⁹ GM-18 document 4, B-0259, p 2 question 1.2

Il ne s'agit pas d'enjeux majeurs, mais ils méritent d'être soulignés et corrigés.

2.8 La sensibilité des résultats

Nous soumettons qu'en utilisant une présentation monétaire des résultats du TCTR, les résultats sont plus sensibles que ceux présentés en ratio. Ainsi, un résultat monétaire est plus susceptible de connaître des variations importantes selon le changement des intrants du calcul, et sont susceptibles des paraître beaucoup plus impressionnants (de manière positive ou négative) que des résultats exprimés sous forme de ratio.

2.9 La comparaison avec les autres juridictions

Comme l'a démontré le balisage de Gaz Métro, l'ensemble de juridictions étudiées utilise une présentation de leur TCTR qui se base sur le ratio. Cela s'explique notamment par le fait que certaines de ces juridictions comparent les résultats de leur ratio avec les ratios des autres tests utilisés. Ainsi, pour la CPUC et pour FORTIS, il est plus facile de comparer leurs résultats de TCTR ou MTCTR avec les résultats du PACT. Nous soumettons qu'il est plus simple d'utiliser une présentation sous forme de ratio pour faire des comparaisons internes des résultats des différents ratios utilisés par Gaz Métro.

De plus, les résultats de test sous forme de ration facilitent également la comparaison externe des programmes en efficacité énergétique québécois, soit avec les différents programmes en efficacité énergétique hors Québec, ce qui est avantageux à la fois pour la Régie, les distributeurs et les intervenants.

Il nous semble que les efforts et ressources que Gaz Métro devra déployer pour présenter les résultats de son TCTR sous forme de ratio ne devraient pas être majeurs, puisqu'il détient déjà l'ensemble de l'information nécessaire pour ce faire. De plus, rien n'empêche Gaz Métro, si elle le désire, de présenter ses résultats à la

fois sous une forme monétaire et sous une forme de ratio, comme le fait d'ailleurs Endbridge³⁰.

Le ROÉÉ recommande donc à la Régie de l'énergie d'ordonner à Gaz Métro de présenter les résultats du TCTR et potentiellement du PACT sous une forme de ratio.

3. Le potentiel technico-économique

Cette section de l'analyse porte sur quelques aspects de l'étude du potentiel technico-économique (PTÉ) d'économies d'énergies de gaz naturel pour les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel du Québec pour la période 2013 à 2017³¹.

3.1 La segmentation des marchés

L'étude du PTÉ de Gaz Métro définit le marché résidentiel en regroupant les maisons unifamiliales, duplex et triplex (UDT), et les logements collectifs de 4 logements et plus. Parallèlement, on ne retrouve aucun type de logement collectif dans le secteur commercial et institutionnel de l'étude.

Dans l'étude du PTÉ, les habitations UDT représentent plus de 94% des abonnements de ce marché bien qu'elles ne représentent que 45% de la consommation et 40% des ménages du marché résidentiel. Or, selon le site Internet de Gaz Métro, l'éligibilité des programmes d'efficacité énergétique s'adressant à la clientèle résidentielle est réservée aux propriétaires de maisons unifamiliales, duplex et triplex (UDT) et aux propriétaires de logements individuels avec compteur individuel au tarif D1. Nous présumons que la quasi-totalité des logements collectifs de 4 logements et plus ne sont pas munis de compteur individuel au tarif 1.

³⁰ Total resource analysis, File : 2011-11-04, EB-2011-0295, Exhibit B, tab 2, Schedule 3, table 2 Total resource cost test screening of measures, p. 3. Disponible à l'adresse suivante: http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/Documents/EGDI_appl_DSM%20plan%202012-2014_20111104.PDF

³¹ R-3752 Phase 2, Gaz Métro 13-Documents 5, B-0188.

Le potentiel d'économie d'énergie n'est pas donné par segment de marché, mais plutôt par usage (chauffage et base). De la façon dont les données sont présentées dans le rapport, il est impossible de connaître l'ampleur du potentiel d'économie d'énergie pour les différentes mesures du segment UDT qui devrait représenter l'ensemble du marché résidentiel.

À notre avis, il serait plus avantageux de relier les consommations des propriétaires de 4 logements et plus et le potentiel qui s'y rattache au marché commercial et institutionnel. Cette façon de faire permettrait d'obtenir une meilleure analyse des objectifs de participation et des résultats du PGEÉ dans chacun des marchés respectifs.

Nous recommandons donc que la prochaine mise à jour du PTÉ établisse une segmentation des marchés qui reflète plus justement la définition du marché résidentiel utilisée dans le PGEÉ, soit les maisons unifamiliales, les duplex et les triplex.

[3.2 L'intégration des technologies d'absorption dans le portefeuille de programmes du Plan global en efficacité énergétique : la géothermie à gaz naturel](#)

En 2005, Gaz Métro innovait en étant le premier distributeur de gaz naturel en Amérique du Nord à faire la démonstration commerciale de la performance et de la fiabilité de la géothermie à gaz naturel.

Dans le cadre de ce projet, un immeuble de 24 logements sociaux a bénéficié de cette technologie qui permet des taux d'efficacité jusqu'ici inégalés de 125% à 130% pour des systèmes alimentés au gaz naturel. Un article paru dans *La maîtrise de l'énergie* en mars 2008³² indique que la géothermie à gaz naturel « *fracasse la barrière d'efficacité des appareils à combustion* ».

³²Lajoie, Sébastien *Gaz Métro prend les devants en Amérique du nord*, La maîtrise de l'énergie, Volume 23, numéro 1, page 29 à 30,.

La géothermie à gaz naturel présente plusieurs bénéfices énergétiques et non-énergétiques :

- elle requiert des coûts de forage moins élevés que pour les pompes géothermiques électriques. Et bien que le coût de la pompe à chaleur soit plus élevé, l'investissement requis est moindre que pour les pompes géothermiques électriques;
- elle peut produire de l'eau chaude sanitaire à une température suffisante (ce que ne peuvent faire les pompes géothermiques électriques);
- aucun appoint en chauffage n'est requis contrairement aux pompes géothermiques électriques.

Dans un numéro du bulletin Informa-TECH du groupe Datech de Gaz Métro en juin 2008³³, le tableau comparatif reproduit ci-dessous permettait de constater que la technologie était concurrentielle avec la géothermie électrique quant aux coûts en énergie pour le chauffage.

**SCÉNARIO 1 : COMPARATIF THÉORIQUE DE DIFFÉRENTES OPTIONS RELIÉES
À UN PROJET AVEC PLANCHERS RADIANTS À L'EAU CHAUDE
(T° d'entrée à l'évaporateur = 5 °C ; T° de sortie au condenseur = 46 °C (115 °F))**

Volume de base pour une installation standard Bâtiment chauffé avec appareils conventionnels (75 % efficacité) – Volume de référence 52800 m³/an ou 28456 \$/an (2000 Gj/an) à 20% d'ECD		
Chaudière à condensation	Géothermie électrique	Géothermie à gaz naturel
→ Chauffage au gaz à 100 % → Avec chaudière à 94 % d'efficacité → Volume prévu de 42 130 m ³ /an @ 54,6 €/m ³ → = 23 003 \$/an → (1596 Gj)	→ Géothermie électrique (COP de 2,5) → Avec appoint gaz et ECD 94 % eff. → 120 050 kWh/an pour 90 % chauffage de l'enveloppe @ 7 €/kWh 11 795 m ³ /an @ 59 €/m ³ (ECD + 10 % chauffage de l'enveloppe) → = 15 363 \$/an → (879 Gj)	→ Géothermie à gaz → Aucun appoint → 29 333 m ³ /an @ 55,7 €/m ³ → = 16 338 \$/an économie annuelle VS volume de référence 12 118 \$ ou 888 Gj → (1111 Gj/an)

³³ Informa-TECH, Volume 22, numéro 2, juin 2008, Groupe Datech, Gaz Métro.

Cependant, si ce système s'avère efficace pour le chauffage des locaux et de l'eau chaude sanitaire, il est moins efficace que les pompes géothermiques électriques pour la climatisation. C'est pourquoi à l'époque Gaz Métro prônait l'utilisation d'un système hybride avec puits commun mariant la géothermie à gaz naturel pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude sanitaire, et la géothermie électrique pour la climatisation.

Tel que le faisait remarquer monsieur Harvey en réponse à la question 6.1 du ROÉÉ, cette technologie n'est pas appropriée pour la maison individuelle. Cependant, tel qu'indiqué dans la présentation du CTGN lors d'un colloque sur la géothermie³⁴, la géothermie au gaz naturel s'avérait une solution intéressante pour les logements collectifs, les bâtiments commerciaux et l'industrie légère.

Aujourd'hui, alors que les coûts du gaz naturel ont chuté de moitié comparativement à l'époque du projet. En effet, le prix moyen du gaz naturel est passé d'environ 55¢/m³ en 2006 à environ 25¢/m³ aujourd'hui. Il apparaît davantage opportun pour Gaz Métro de revisiter cette option en terme de rentabilité et de position concurrentielle sur les marchés appropriés en tant que mesure potentielle du portfolio de programmes du PGEÉ.

C'est pourquoi le ROÉÉ recommande à la Régie de demander à Gaz Métro d'étudier la faisabilité d'un programme de géothermie au gaz naturel dans son PGEÉ.

4. Les programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

4.1 La récupération de chaleur des eaux grises

Dans sa décision D2013-018, la régie excluait la récupération de la chaleur des eaux grises des enjeux considérés dans la présente requête :

³⁴Gauthier, Geneviève, L'énergie géothermique et le gaz naturel, Colloque sur la géothermie AQME/CCÉG, 11 mars 2008, page 19.

« De plus, [le ROÉÉ] souhaite questionner l'absence d'un programme portant sur la récupération de la chaleur des eaux grises dans le PGEÉ. La Régie rappelle également que le 10 septembre dernier, dans le cadre de la décision D-2012-116, elle a ordonné au distributeur de mettre fin au programme PR340, car il était non rentable depuis sa mise en place en 2005, alors que les coûts évités étaient nettement plus élevés qu'aujourd'hui. Dans ces circonstances, la Régie juge qu'il n'y a pas lieu de remettre cette question à l'ordre du jour du présent dossier. »

Le ROÉÉ respecte la décision de la Régie. Cependant, la décision D-2013-037 rendue par la Régie de l'énergie le 12 mars dernier dans le cadre de la requête tarifaire 2013-2014 d'Hydro-Québec Distribution, la Régie ouvrait la porte à une nouvelle appréciation de la rentabilité de la mesure dans la prochaine requête tarifaire du Distributeur :

[517] La Régie demande au Distributeur de faire le point sur le SRCED dans le prochain dossier tarifaire, aussi bien pour la construction neuve que pour la construction existante, à la lumière des résultats du projet-pilote en cours et des performances obtenues en conditions réelles d'utilisation³⁵.

La récupération de chaleur des eaux grises représente le plus important potentiel technico-économique d'économie d'énergie pour la production d'eau chaude sanitaire dans le marché résidentiel³⁶. Sans élaborer sur le sujet, le ROÉÉ tient à faire part de quelques observations quant à la rentabilité du programme et à l'expérience ontarienne dans la mise en œuvre de cette mesure.

Selon nous, la non-rentabilité du programme de récupération de chaleur des eaux grises proposé dans la précédente requête tarifaire de Gaz Métro était due principalement à la faiblesse de l'objectif de participation en regard des frais fixes d'administration et de promotion du programme. En effet, le programme ne visait que 19 participants au cours de cette année. Les économies générées par les participants ne suffisaient pas à compenser les coûts fixes du programme. Un

³⁵ D2013-037, page 128 par. 517

³⁶ R-3809-2012, Gaz Métro 13, Document 5, Tableau 4.9, page 22

programme de transformation du marché de la nouvelle construction résidentielle tel qu'entrepris en Ontario, doté d'un incitatif financier qui couvre la totalité, sinon la quasi-totalité des coûts liés à cette mesure, permet une rentabilité accrue grâce à un nombre suffisant de participants.

Enbridge Gas Distribution et Union Gas ont pratiquement complété la transformation du marché de la nouvelle construction résidentielle sur leur territoire respectif. Plus de 20% des nouvelles maisons construites en Ontario sont maintenant équipées d'un tel système. Mieux encore, le tout nouveau Code du bâtiment ontarien reconnaît maintenant la contribution énergétique de cette mesure à l'atteinte des objectifs. Cette mesure a pourtant été originalement introduite au pays par le Fonds en efficacité énergétique de Gaz Métro.

Nous encourageons donc fortement Gaz Métro à s'inspirer de l'approche ontarienne de transformation du marché de la nouvelle construction résidentielle et de proposer un nouveau programme avec des objectifs de participation plus ambitieux que ceux proposés à ce jour. La stratégie adoptée par Enbridge Gas Distribution pour promouvoir cette mesure est présentée plus en détail dans son 2012-2014 DSM Plan³⁷. Elle est basée entre autres sur une collaboration étroite avec les constructeurs d'habitation, des activités de formation et de démonstration, l'installation de systèmes dans des maisons modèles, et la fourniture de systèmes sans frais.

Le ROEE recommande donc à la Régie de demander à Gaz Métro de faire une étude de faisabilité d'un programme de système de récupérateur à l'eau grise inspirée du DSM Plan d'Enbridge pour la prochaine cause tarifaire.

4.2 Produits économiseurs d'eau chaude

En réponse à la question 7.3 du ROEE à savoir si Gaz Métro serait ouvert à l'idée de procéder à l'installation d'un ensemble d'économie d'eau et de gaz (pommeaux de douche à débit réduit, aérateurs de débit pour cuisine et salle de bain) tel que

³⁷ 2012 to 2014 Demand Side Management Plan, Enbridge Gas Distribution, Exhibit B, Tab 1, Schedule 4, page 54 of 85.

pratiqué par Enbridge Gas Distribution, le ROEE est heureux de constater que le Distributeur : « demeure à l'affût d'opportunités rentables d'économie d'énergie pour sa clientèle. Cette mesure ou d'autres mesures pourraient faire partie d'un prochain dossier tarifaire soumis à la Régie de l'énergie. »

À cet effet, le ROEE désire rappeler qu'Union Gas en Ontario distribue des ensembles économiseurs d'eau à sa clientèle résidentielle depuis 2000. Le programme appelé *Energy Savings Kit* (ESK) affiche le meilleur résultat des programmes résidentiels du Distributeur ontarien au TRC³⁸.

Tandis qu'Union Gas favorise l'installation des mesures par les clients, Enbridge Gas Distribution favorise plutôt l'installation des mesures par des entrepreneurs. Aujourd'hui, Enbridge a pratiquement terminé de transformer ce marché : *'In 2012, Enbridge will continue the TAPS direct install water savings program but on a smaller scale as the program gradually winds down.'*³⁹

De son côté, Gazifère favorisait l'installation des mesures par son sous-traitant depuis le début des années 2000, mais offre l'ensemble des mesures uniquement au comptoir de son siège social depuis quelques années.

Pour ces raisons, le ROEE recommande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro de faire une étude de faisabilité afin d'instaurer un programme de produit économiseur d'eau dans son PGEÉ.

5. Le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ)

Cette section du document porte particulièrement sur l'évaluation et le traitement réglementaire des sommes engagées par le FEÉ au-delà du budget dûment approuvé par la Régie.

³⁸ Final Audited Demand Side Management 2011 Annual Report, Union Gas, June 29, 2012, page 25

³⁹ 2012 to 2014 Demand Side Management Plan, Enbridge Gas Distribution, Exhibit B, Tab 1, Schedule 2, page 5 of 16.

En réponse à la question 26.1 de la Régie de l'énergie, Gaz Métro indique que « *pour les dossiers dont la date de fin n'a pu être confirmée lors de la relance, Gaz Métro a pris pour hypothèse que 50 % de ces dossiers seront terminés et payés d'ici le 30 septembre 2013.* »⁴⁰

Le ROÉÉ considère particulièrement optimiste de prétendre que 50% de ces dossiers seront complétés et payés d'ici la fin de l'année financière. En effet, nous présumons que plusieurs clients ont fait part de leur intention de participer aux programmes du FEÉ juste avant la date limite puisqu'ils n'avaient rien à perdre et que rien ne les engageait pas à entreprendre des travaux. Le ROÉÉ soumet plutôt qu'une infime minorité des dossiers engagés sans date se réaliseront avant la fin de l'année financière. Conséquemment, il serait à notre avis plus approprié de retrancher environ 1.2 million de dollars à l'estimation faite par Gaz Métro, ce qui ramènerait l'aide financière prévue pour 2013 à un peu plus de 2 millions.

En ce qui a trait à la répartition des coûts liés au traitement des programmes du FEÉ intégrés au PGEÉ, le ROÉÉ considère que le caractère unique de la fermeture du fond en efficacité énergétique a eu un impact majeur sur la situation de dépassement tel que présenté par Gaz Métro. Le ROÉÉ compte faire un complément de preuve traitant de cette question spécifique sous peu.

6. Sommaire des recommandations

Le ROÉÉ demande à la Régie de prendre acte que les méthodes et les paramètres pour calculer le TCTR d'un distributeur à l'autre ne sont pas nécessairement aussi semblables que Gaz Métro le prétend. En effet, les méthodes d'évaluation des programmes d'efficacité énergétique utilisées par plusieurs juridictions prennent en considération les NEB de manière beaucoup plus importante que le TCTR de Gaz Métro.

Le ROÉÉ demande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro d'effectuer un balisage des juridictions ayant modifié le TRC de manière à inclure les BNE.

⁴⁰ R-3752 Phase 2, Gaz Métro 18-doc. 1, B-0254, p. 85

Le ROEE recommande à la Régie de l'énergie d'ordonner à Gaz Métro d'intégrer les résultats du PACT dans les tableaux des causes tarifaires et dans les rapports annuels.

Le ROEE recommande à la Régie de l'énergie d'utiliser conjointement le TCTR et le PACT, à titre d'indicateurs complémentaires aux fins de l'évaluation des programmes en efficacité énergétique.

Le ROEE recommande à la Régie d'ordonner que la prochaine mise à jour du PTÉ établisse une segmentation des marchés reflétant plus justement la définition du marché résidentiel utilisée dans le PGEÉ, soit les maisons unifamiliales, les duplex et les triplex, en excluant les logements collectifs de 4 logements et plus.

Le ROEE recommande à la Régie de l'énergie d'ordonner à Gaz Métro de présenter les résultats du TCTR et potentiellement du PACT sous une forme de ratio.

Le ROEE recommande à la Régie de demander à Gaz Métro d'étudier la faisabilité d'un programme de géothermie au gaz naturel dans son PGEÉ pour la prochaine cause tarifaire.

Le ROEE recommande à la Régie de demander à Gaz Métro de faire une étude de faisabilité d'un programme de système de récupérateur des eaux grises inspirée du DSM Plan de Enbridge pour la prochaine cause tarifaire.

Le ROEE recommande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro de faire une étude de faisabilité afin d'instaurer un programme de produit économiseur d'eau dans son PGEÉ pour la prochaine cause tarifaire.