



« Une expertise en énergie au service de l'avenir »

Proposition tarifaire 2000 de Gazifère Inc.

R-3430-99

***Témoignage écrit de
PHILIPPE DUNSKY
Directeur, Centre Hélios***

sur les sujets suivants :

- Mécanisme incitatif ciblé aux charges d'exploitation***
- Mécanisme incitatif ciblé à l'efficacité énergétique***
- Plan d'efficacité énergétique, mesures spécifiques et substitution***

7 octobre 1999

1

2

TÉMOIGNAGE DE PHILIPPE DUNSKY

3

CAUSE TARIFAIRE 2000 DE GAZIFÈRE

4

POUR LE R.N.C.R.E.Q.

5

6

Q : AVEZ-VOUS DÉJÀ TÉMOIGNÉ DEVANT LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE ?

7

8

R : Oui.

9

10

11

Q : VEUILLEZ DÉCRIRE VOTRE EXPÉRIENCE EN MATIÈRE D'ÉNERGIE.

12

13

R : Depuis 1991 j'oeuvre dans le domaine de l'énergie, plus spécifiquement dans la recherche en matière d'énergie et d'environnement. J'ai publié de nombreux articles, rapports, études et chapitres de livres concernant la réglementation, les marchés et structures de marché, les technologies et les politiques énergétiques. Depuis trois ans, je suis directeur du Centre Hélios, une société indépendante vouée à la recherche et l'expertise conseil en cette matière. Mon curriculum vitae est joint à la présente.

14

15

16

17

18

19

20

21

Q : VEUILLEZ DÉCRIRE VOTRE EXPÉRIENCE PERTINENTE À CETTE CAUSE.

22

23

Je suis l'auteur principal, avec M. Philip Raphals, d'un rapport intitulé « *La réglementation des tarifs d'électricité : discussion des approches traditionnelle et incitatives et de leurs impacts en matière d'efficacité énergétique* », réalisé pour le compte de Option Consommateurs en 1998. Je suis également l'auteur principal, avec le D' David Nichols, de « *Incentive Rate Regulation and Integrated Resource Planning – A Critique of Gaz Métropolitain's proposed PBR in the context of the legislative mandate of the Régie de l'énergie* », qui fut notre témoignage écrit pour le RNCREQ dans le

24

25

26

27

28

29

1 cadre de la cause tarifaire 1999 de Gaz Métropolitain. De plus, je suis l'auteur d'un
2 rapport qui sera publié cet automne par l'Agence de l'efficacité énergétique, et qui traite
3 des outils à la disposition du régulateur afin d'assurer la réalisation du potentiel rentable
4 d'efficacité énergétique et ce, tant dans le cadre de marchés monopolistiques, que de
5 marchés concurrentiels et transitionnels. J'ai également été invité à prononcer de
6 nombreuses conférences sur ce sujet et sur des sujets connexes à des colloques à
7 travers l'Amérique du Nord, dont ceux organisés par la Canadian Association of
8 Members of Public Utilities Tribunals (CAMPUT), l'Association canadienne de l'électricité
9 (ACÉ) et le American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE). Mon
10 curriculum vitae est joint à la présente.

11

12

13 **Q : VEUILLEZ DÉCRIRE BRIÈVEMENT VOTRE MANDAT.**

14

15 R : Mon mandat concerne trois éléments de la proposition tarifaire 2000 de Gazifère,
16 soit les paragraphes n^{os} **12 (méthode incitative pour fixer les charges**
17 **d'exploitation), 14 (indices de performance liés au développement durable) et 15**
18 **(compte d'écart pour programme d'efficacité énergétique)** de la requête. Plus
19 spécifiquement, le RNCREQ m'a demandé de répondre aux questions suivantes :

20

21 **1. La formule incitative à la réduction des charges d'exploitation proposée**
22 **par Gazifère réussit-elle à contrer ou à éliminer les effets dissuasifs de**
23 **la réglementation quant à l'efficacité énergétique ? Sinon, indiquer les**
24 **modifications requises à cet égard.**

25

26 **2. L'incitatif ciblé envers l'efficacité énergétique proposé par Gazifère**
27 **réussit-il à fournir les bons incitatifs pour que l'entreprise maximise les**
28 **gains réels tout en minimisant les coûts unitaires de ses programmes ?**
29 **Sinon, indiquez les modifications requises à cet égard.**

1

2

3. Veuillez commenter tout autre volet de la proposition pertinente d'une part à l'efficacité énergétique et, d'autre part, à la conciliation des intérêts de Gazifère et de la protection de l'environnement.

3

4

5

6

7

Q : VEUILLEZ RÉSUMER SOMMAIREMENT LE CONTENU DE VOTRE TÉMOIGNAGE.

8

9

10

La première partie de mon témoignage (voir p. 5) aborde les incitatifs proposés, soit l'ajout d'un mécanisme ciblé aux charges d'exploitation et le maintien de l'incitatif associé aux trop perçus. J'indique plus particulièrement que, contrairement à d'autres formules incitatives, l'incitatif à la réduction des charges d'exploitation ne crée pas d'effets pervers à l'égard de la volonté de Gazifère de voir à une bonne performance en matière d'efficacité énergétique. Toutefois, l'incitatif associé au trop perçu – que le distributeur propose de maintenir – crée justement un conflit entre son intérêt légitime de maximiser ses profits et l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique qu'elle aurait proposé et que la Régie aurait, le cas échéant, autorisé, et ce au détriment des abonnés comme de l'environnement.

19

20

21

Par ailleurs, j'indique, en modélisant les impacts sur l'entreprise de différents niveaux de performance, la confusion totale qui serait le résultat de l'intégration au sein d'un même plan d'incitatifs contradictoires, soit l'effet pervers associé au partage du trop perçu et l'incitatif que propose l'entreprise visant sa performance en matière d'efficacité énergétique. Je propose enfin plusieurs solutions potentielles, dont une qui soit simple d'application mais très efficace, soit le remplacement entier du mécanisme de partage du trop perçu par le nouveau mécanisme ciblé aux charges d'exploitation. J'indique également d'autres moyens pour corriger l'effet pervers, au cas notamment où la Régie

26

27

28

1 et les intervenants préféreraient que Gazifère adopte une approche plus globale de la
2 réglementation incitative.

3

4 **La deuxième partie de mon témoignage (voir p. 27)** touche à l'incitatif ciblé proposé
5 pour l'efficacité énergétique, en indiquant à la fois ses forces et ses faiblesses. Je
6 recommande que le *concept* proposé soit adopté dans le présent contexte, mais que
7 l'entreprise soit appelée à préparer le contexte pour l'application d'une approche plus
8 souhaitable d'une perspective de minimisation des coûts unitaires. D'ailleurs, je propose
9 également une légère modification à l'échelle spécifique proposée.

10

11 Enfin, j'aborde, dans **la troisième partie de mon témoignage (voir p. 36)**, deux sujets
12 distincts, soit le Plan d'efficacité énergétique que propose Gazifère, ainsi qu'un
13 mécanisme possible pour tenir compte de l'impact environnemental (positif ou négatif)
14 de la substitution. Quant au plan d'efficacité énergétique, j'indique plus particulièrement
15 que l'approche proposée est généralement bien conçue, quoique des modifications
16 importantes pourront être apportées à la composition spécifique des programmes eux-
17 mêmes.

18

1 **Q : LA FORMULE INCITATIVE À LA RÉDUCTION DES CHARGES**
2 **D'EXPLOITATION PROPOSÉE PAR GAZIFÈRE RÉUSSIT-ELLE À**
3 **CONTRER OU À ÉLIMINER LES EFFETS DISUASIFS DE LA**
4 **RÉGLEMENTATION EU ÉGARD À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ?**

5
6

7 Non, elle les laisse intacts. Toutefois, la proposition se prête facilement à une
8 modification pouvant éliminer ces effets dissuasifs tout en conservant intégralement
9 l'incitatif bonifiée à la réduction des coûts.

10
11

12 **1. Les effets dissuasifs de la réglementation des tarifs**

13

14 La réglementation traditionnelle comprend généralement trois embûches à la bonne
15 performance des services publics en matière d'efficacité énergétique :

16

17 1. un incitatif à réduire les coûts d'exploitation à très court terme (entre causes
18 tarifaires), lequel incite notamment à une réduction des dépenses en matière
19 d'efficacité énergétique,¹

20

21 2. un incitatif à augmenter les ventes à court terme (entre causes tarifaires)
22 lorsque les coûts de telles ventes sont inférieurs aux revenus afférents.
23 Rappelons que les revenus sont fixés sur la base du coût moyen (fixe et
24 variable) de desservir les besoins initiaux, alors qu'il existe plusieurs façons,
25 dont une sous-performance des programmes d'efficacité énergétique, pour
26 ajouter à court terme aux volumes de ventes (relativement aux prévisions

1 ayant servi à la fixation des tarifs) sans engendrer de coûts compensatoires,
2 et

3

4 3. un incitatif à augmenter les ventes à long terme (période touchant plusieurs
5 causes tarifaires), afin notamment d'assurer la croissance de l'entreprise, que
6 cette croissance soit déterminée en fonction des ventes, des revenus, des
7 bénéfices, des actifs ou d'autres mesures traditionnelles de la santé
8 financière de l'entreprise.

9

10 Ces trois embûches ont comme effet cumulatif de créer un intérêt, pour les
11 gestionnaires de services publics, à diminuer leurs dépenses en matière d'efficacité
12 énergétique, à miner ou minimiser la performance de ces mêmes dépenses, mesurée
13 en terme des gains réels d'efficacité énergétique et à accroître les volumes de ventes
14 même en faisant la promotion de produits totalement inefficaces (par exemple les
15 chauffes-patio).

16

17 Ces effets de la réglementation traditionnelle sont bien connus et traités abondamment
18 dans la littérature spécialisée. De même, les remèdes sont également bien connus et
19 largement employés. Ces remèdes peuvent être regroupés sous trois volets
20 correspondant à chacun des trois effets numérotés précédemment :

21

22 1. **Recouvrement des coûts.** Le service public doit savoir que les coûts de ses
23 programmes d'efficacité énergétique seront récupérés dans la mesure où ils
24 sont raisonnables compte tenu notamment des programmes déjà approuvés.
25 Cet enjeu en apparence anodin est en fait particulièrement important compte
26 tenu de la grande variabilité des résultats des programmes. Dans la mesure
27 où le programme attire deux fois plus de participants que prévu, par exemple,

¹ L'entreprise préférera couper dans les postes affectées à l'efficacité énergétique lorsque celles-ci ne lui

1 le distributeur ne doit pas être pénalisé par une limite stricte sur le
2 recouvrement.

3

4 2. **Recouvrement des pertes nettes de revenus.** Le service public doit
5 également être en mesure de récupérer les pertes nettes de revenus, soit la
6 part des revenus nets provenant des ventes supplémentaires qu'il aurait pu
7 réaliser en l'absence de ses activités en matière d'efficacité énergétique. Ce
8 recouvrement peut se faire par le biais de plusieurs types de mécanismes, y
9 compris un mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (*v.a. : Lost*
10 *Revenue Adjustment Mechanism, LRAM*) auquel fait référence la preuve de
11 Gazifère², mais également par d'autres moyens plus englobants, dont
12 l'approche à la réglementation incitative communément appelée
13 plafonnement des revenus (*revenue cap*).

14

15 3. **Incitatifs aux actionnaires.** Les activités d'efficacité énergétique ne font
16 augmenter ni les ventes, ni les revenus, ni les bénéfices de l'entreprise.
17 Considérant cette faiblesse, une compensation en guise d'incitatif aux
18 actionnaires est souvent prévu. Là encore, plusieurs types d'outils sont
19 possibles, sur lesquels j'élaborerai plus loin dans mon témoignage.

20

21 Ces trois mécanismes constituent une trilogie de composantes généralement
22 nécessaires pour placer l'efficacité énergétique sur un même pied que les options du
23 côté de l'offre. Il ne s'agit pas ici de privilégier l'efficacité énergétique ni de déterminer sa
24 valeur par rapport à d'autres options pour équilibrer l'offre et la demande. Plutôt, ce sont
25 des moyens nécessaires pour neutraliser les effets dissuasifs de la réglementation
26 traditionnelle. En dernière analyse, ces mécanismes sont censés rendre le distributeur

fournissent pas de rendement comparable à d'autres activités de l'entreprise.

² Voir GI-11, doc. 1, p. 10 et GI-15, doc. 1, p. 22.

1 neutre dans la comparaison de cette filière à d'autres options, toutes autres choses
2 étant par ailleurs égales.³

3

4

5 **2. Le cas particulier de Gazifère**

6

7 Gazifère, dans son état actuel, constitue un cas particulier et rare en Amérique du Nord,
8 en raison de la réconciliation de fin d'année qu'a instaurée la Régie du gaz naturel et
9 qui, jusqu'à présent, fut maintenue sous l'égide de la Régie de l'énergie. Cette
10 réconciliation prévoit le partage, avec les abonnés, d'au moins 50 % du trop perçu de fin
11 d'année. L'effet de cette réconciliation de fin d'année est une dilution des deux premiers
12 effets néfastes de la réglementation traditionnelle, soit d'une part, l'incitatif à minimiser
13 les dépenses et, d'autre part, celui à maximiser les ventes à court terme sans égard aux
14 bénéfices pour les consommateurs.

15

16 En effet, sous l'effet de ce mécanisme de partage, les «pertes » de revenus pour
17 Gazifère peuvent à l'occasion être réduites de (jusqu'à) moitié. Néanmoins, cette dilution
18 de l'effet pervers du mécanisme de partage des trop perçu n'enlève pas à l'entreprise sa
19 capacité de profiter de telles actions.

20

21

³ C'est par le biais de la planification des ressources que le régulateur déterminera quelles options spécifiques devront être choisies pour équilibrer l'offre et la demande.

1 **3. La proposition de Gazifère**

2

3 **3.1. La formule proposée**

4

5 En plus du **maintien de l'incitatif existant** (le partage du trop perçu), Gazifère propose
6 un mécanisme incitatif ciblé sur la réduction des charges d'exploitation. Selon cette
7 formule, les charges d'exploitation seront fixées automatiquement en fonction des
8 charges de l'année précédente ajustées pour l'inflation, un facteur prédéterminé de
9 gains de productivité et, enfin, le nombre d'abonnés. L'entreprise peut ensuite bénéficier
10 de réductions de ces charges en étant compensée, dans la mesure où elle maintient une
11 qualité de service élevée, pour 75% des réductions réalisées. Les consommateurs,
12 quant à eux, devraient bénéficier de trois façons, soit d'abord de l'intégration à la
13 formule d'un facteur de gains de productivité, ensuite en recevant au moins 25 % des
14 gains réalisés au-delà du facteur de productivité (ajusté pour l'inflation et le nombre
15 d'abonnés) et, enfin, par une révision à la baisse, après trois ans, du coût de service
16 constituant le point de départ d'un prochain mécanisme incitatif. Ce nouvel incitatif
17 n'ajoute pas à l'effet pervers à l'égard de l'efficacité énergétique, ni corrige le problème.

18

19

20 **3.2. Les lacunes du mécanisme déjà en vigueur qui méritent d'être corrigés**

21

22 Rappelons d'abord que, présentement, Gazifère peut déjà tirer profit de réductions de
23 ses coûts entre causes tarifaires annuelles, comme elle peut tirer profit d'augmentations
24 de ses ventes durant la même période. Sa capacité de tirer profit de ces deux actions
25 est toutefois limitée par la tenue de causes tarifaires annuelles établissant le revenu
26 requis sur la base d'études du coût de service. Ainsi, l'entreprise ne peut bénéficier de
27 mesures qui prennent plus d'un an à porter fruit. **Pour cette raison principalement,**

1 **l'incitatif actuel à la *minimisation des coûts* mérite d'être revu et bonifié, ce que**
2 **semble souhaiter la Régie.**

3

4 Dans le présent contexte, Gazifère peut également toucher à un bénéfice
5 supplémentaire par des augmentations à court terme de ses ventes. Ces augmentations
6 peuvent être réalisées de différentes façons, notamment en gagnant de nouvelles parts
7 de marché, par substitution de source d'énergie, en offrant de nouveaux produits et
8 services, ou encore en diminuant les gains prévus d'efficacité énergétique.

9

10 Ce deuxième incitatif s'applique sans discrimination aux moyens souhaitables et aux
11 moyens non souhaitables de maximiser les ventes. Par exemple, la substitution peut
12 être bénéfique tant pour les abonnés que pour l'environnement. Mais la promotion
13 agressive de chauffes-patio représente une utilisation très inefficace d'une ressources
14 non renouvelable et, de plus, émettrait du gaz carbonique sans remplacer d'autres
15 sources d'énergie. Enfin, des gains d'efficacité énergétique inférieurs aux niveaux
16 prévus pour des programmes déjà autorisés par la Régie et financés à même les tarifs
17 seraient clairement néfaste tant pour l'environnement que pour les abonnés. Parmi ces
18 trois moyens, la mauvaise performance d'un programme d'efficacité énergétique serait,
19 et de loin, le moyen le plus économique pour l'entreprise de générer une vente
20 supplémentaire de gaz et donc un bénéfice net. **La portée de ce deuxième incitatif est**
21 **donc sensiblement trop large et offre à Gazifère un effet pervers qui peut être**
22 **contraire aux intérêts des abonnés comme à la protection de l'environnement.**

23

24 Le problème est donc double : l'incitatif en vigueur n'incite pas assez à la réduction des
25 coûts et il incite trop à la maximisation à court terme des ventes. Sur ce dernier point,
26 l'incitation se fait indifféremment quant aux moyens mis en oeuvre, lesquels sont
27 nombreux et peuvent être autant avantageux que désavantageux pour les abonnés
28 comme pour l'environnement.

29

1 Pour cette raison, le nouveau mécanisme que la Régie approuvera devrait viser trois
2 objectifs parallèles, soit :

3

4 1. augmenter la période de temps sur laquelle Gazifère peut compter pour
5 instaurer des mesures de réduction des coûts et en tirer bénéfice,

6

7 2. enlever l'incitatif à maximiser les ventes de court terme en minant la
8 performance des programmes d'efficacité énergétique ou en faisant la
9 promotion de produits inefficaces énergétiquement et résultant en une
10 augmentation nette importante de l'impact environnemental, et

11

12 3. maintenir la volonté de l'entreprise d'enlever des parts de marchés à ses
13 concurrents, par exemple au mazout.

14

15

16 **3.3. La proposition de Gazifère : avantages et lacunes**

17

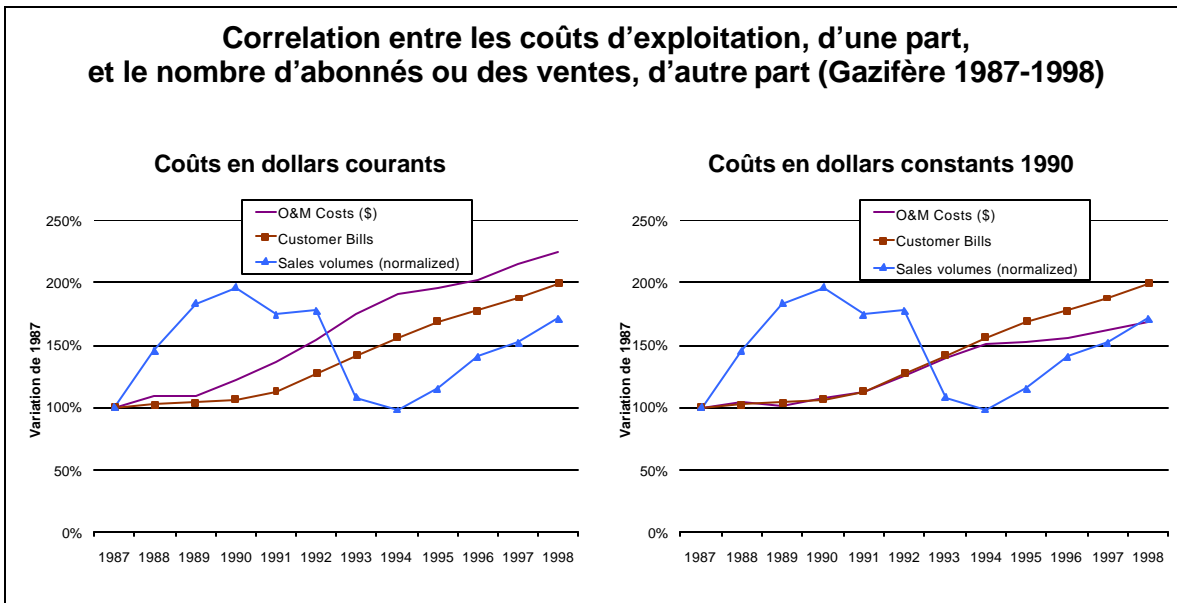
18 *3.3.1. L'incitatif à la réduction des coûts*

19

20 L'approche proposée par Gazifère a le mérite d'augmenter le décalage réglementaire (la
21 période de temps entre causes tarifaires), pour ce qui est des charges d'exploitation, de
22 un à trois ans. Ainsi, Gazifère aura intérêt à investir dans des moyens de réduction des
23 charges d'exploitation dont les impacts pourraient prendre plus d'une seule année avant
24 d'être ressentis. D'ailleurs, le choix d'une période de trois ans est judicieux puisqu'il
25 s'agit d'une première pour l'entreprise et pour la Régie. La plupart des approches
26 incitatives ont des durées variant entre 3 et 6 ans. Dans la mesure où l'expérience
27 acquise dans trois ans aura été jugée satisfaisante dans son ensemble, et selon le
28 contexte économique en vigueur à ce moment-là, il pourrait être préférable d'opter pour
29 une période plus longue.

1
2 De plus, le choix du nombre d'abonnés comme variable à la formule, plutôt que des
3 volumes de ventes, est judicieux. En effet, et tel que l'a indiqué avec raison Gazifère, le
4 nombre d'abonnés a tendance à refléter plus fidèlement le coût de service que ne le fait
5 le volume des ventes. Cette tendance est confirmée par de nombreuses analyses de
6 régression réalisées aux États-Unis ainsi que par les données fournies par Gazifère
7 pour la période 1987-1998. Je reproduit ci-dessous en format graphique une compilation
8 des données fournies dans la preuve principale du distributeur ainsi qu'en réponse à
9 une question de la Régie⁴ :

10



11

12 En effet, comme l'indique Gazifère, le coefficient de corrélation en dollars courants est
13 de 0,98365 pour le nombre d'abonnés et de seulement $-0,19017$ pour le volume des
14 ventes. En l'évaluant en dollars constants de 1990, le coefficient est de 0,98591 pour le
15 nombre d'abonnés et de seulement $-0,25732$ pour le volume des ventes. Le résultat est
16 que la variable 'nombre d'abonnés' intégrée à la formule permet un meilleur lien entre
17 les revenus et les coûts réels, sur plusieurs années, que sous l'approche traditionnelle.

⁴ Respectivement GI-4, doc. 3, p. 3 et GI-4, doc. 3.5, p. 1.

1

2 3.3.2. *L'effet pervers de l'incitatif à l'augmentation de la consommation par*
3 *abonné*

4

5 En ciblant spécifiquement la réduction des coûts et en s'ajustant selon le nombre
6 d'abonnés plutôt que les volumes des ventes, **le nouveau mécanisme ne crée pas**
7 **d'effets dissuasifs** à l'égard de l'efficacité énergétique. Il s'agit donc d'un mécanisme
8 sensiblement mieux ciblé que le mécanisme de partage du trop perçu.

9

10 Toutefois, selon Gazifère, ce mécanisme s'ajouterait au partage du trop perçu, plutôt
11 que de le remplacer. Ainsi, **on laisse intacte un effet dissuasif important** à l'égard de
12 l'efficacité énergétique.

13

14 En effet, selon la formule le bénéfice supplémentaire que pourrait réaliser l'entreprise
15 serait fonction non seulement de sa capacité à diminuer ses charges d'exploitation, mais
16 également à augmenter ses ventes totales *par abonné*. Cette augmentation des ventes
17 par abonné (relativement aux prévisions de ventes initiales) peut être réalisée par les
18 deux moyens mentionnés précédemment en exemple (sous performance des
19 programmes d'efficacité énergétique ou vente de produits inefficaces), dont le premier
20 peut se faire sans aucun coût additionnel pour Gazifère. La proposition de Gazifère
21 perpétue donc le problème associé à l'incitatif pervers envers l'efficacité énergétique.

22

23 Pour illustrer la nature de cet effet pervers, analysons d'abord son impact direct sur
24 l'intérêt qu'aura Gazifère pour la bonne performance de ses propres programmes
25 d'efficacité énergétique.⁵ Pour ce faire, nous utilisons les données suivantes :

26

⁵ L'exemple suivant ne tient pas compte de l'incitatif ciblé à l'EE que propose également l'entreprise.

			<u>RÉFÉRENCES</u>
1			
2	1. Objectif du programme d'EE:	623 000 m ³ / an	G1-15, doc. 1, p. 19
3	2. Composantes du tarif (résidentiel ⁶):	Commodity : 11,16 ¢/m ³	GI-14, doc. 7, p. 1
4		Load balancing : 6,74 ¢/m ³	GI-14, doc. 7, p. 1
5		Distribution : 13,50 ¢/m ³	GI-14, doc. 7, p. 1
6	3. Coût marginal des mesures d'EE : ⁷	26,00 ¢/m ³	GI-15, doc. 1, p. 19
7			

8 Prenons maintenant deux scénarios : un premier où Gazifère atteint 100 % de son
9 objectif (623 000 m³/ an) et un deuxième où elle atteint 50 % de son objectif
10 (311 500 m³/ an). Dans le premier scénario, le coût direct pour Gazifère est de [26,0¢ *
11 623 000 =] 162 000 \$, lequel est directement compensé par le recouvrement de ses
12 coûts. Dans le deuxième scénario, le coût direct est de [26,0 * 311 500 =] 81 000 \$,
13 lequel est également entièrement compensé par le recouvrement des coûts. Toutefois,
14 dans ce deuxième scénario, Gazifère reçoit des revenus supplémentaires de la vente
15 des 311 500 m³ qui devaient être, mais qui n'ont finalement pas été économisés. Il s'agit
16 donc d'un revenu supplémentaire de [13,5 * 311 500 =] 42 000 \$. Dans la mesure où
17 l'entreprise atteint ses cibles de qualité du service, elle pourrait retenir 50 % du trop-
18 perçu, soit 21 000 \$. **Par conséquent, la bonne performance de Gazifère dans la**
19 **réalisation d'un programme approuvé par la Régie et financé à même les tarifs,**
20 **serait contraire aux intérêts du principal intéressé** et du seul responsable de sa
21 gestion.

22

23 *3.3.3. Cet effet pervers pourrait-il être neutralisé par l'incitatif à l'efficacité*
24 *énergétique ?*

25

26 Gazifère propose aussi un mécanisme incitatif spécifique ciblant sa propre performance
27 en matière d'efficacité énergétique. J'aborde à la page 27 le choix conceptuel du

⁶ J'ai effectué ici une légère simplification en allouant au tarif 2 (résidentiel) l'ensemble des économies envisagées par Gazifère. En réalité, quelque 3 % des économies visées (18 900 m³ sur 623 000) sont censées venir du secteur commercial.

⁷ Il s'agit du coût des économies de la première année. Les économies récurrentes sont alors « gratuites ».

1 mécanisme. Toutefois, il importe de considérer ici la relation entre cet incitatif positif à la
2 performance et l'incitatif pervers démontré ci-dessus.

3

4 Rappelons d'abord la nature de l'incitatif proposé : Gazifère recevrait une prime absolue
5 (en dollars) selon la performance de ses programmes mesurée sur une échelle
6 prédéterminée. L'échelle est la suivante :

7

			RÉF.
8	4. Incitatif ciblé selon l'atteinte de l'objectif :	< 60 % :	0 \$ G1-11, doc. 1, p. 9
9		60 - 74 % :	25 000 \$ G1-11, doc. 1, p. 9
10		75 - 125 % :	50 000 \$ G1-11, doc. 1, p. 9
11		> 125 % :	75 000 \$ G1-11, doc. 1, p. 9

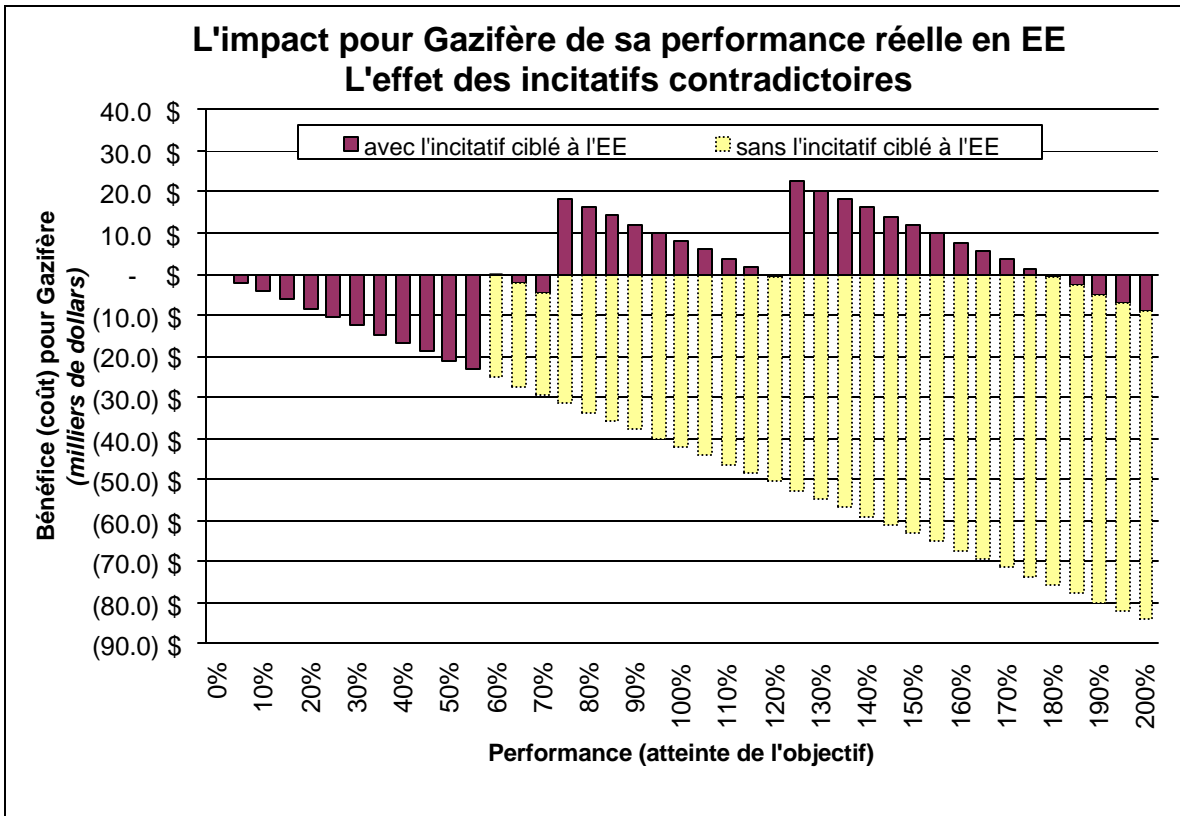
12

13 Pour comprendre l'effet de la méthode de partage du trop perçu et de l'incitatif ciblé
14 envers l'efficacité énergétique, j'ai modélisé l'impact selon différents niveaux d'atteinte
15 des objectifs d'efficacité énergétique que Gazifère s'est fixé. Pour ce faire j'ai utilisé les
16 même données que présentées précédemment :

17

18 Comme nous le verrons, l'effet combiné de ces deux incitatifs contradictoires produit un
19 signal confus quant aux intérêts de Gazifère. Par exemple, revenant aux deux scénarios
20 mentionnés précédemment, l'effet combiné des deux incitatifs a maintenant pour effet
21 de rendre l'atteinte des objectifs à 100 % plus intéressante pour l'entreprise que
22 l'atteinte de seulement 50 %. En contrepartie, l'atteinte de seulement 75 % de l'objectif
23 est de loin plus bénéfique pour l'entreprise que l'atteinte de 100 %, de 120 % ou même
24 de 200 %. D'ailleurs, un échec retentissant, soit l'atteinte de 0 % de l'objectif fixé, est de
25 loin supérieur à l'atteinte de 50 %. Le graphique suivant illustre les résultats de la
26 combinaison de ces deux effet contradictoires.

27



1

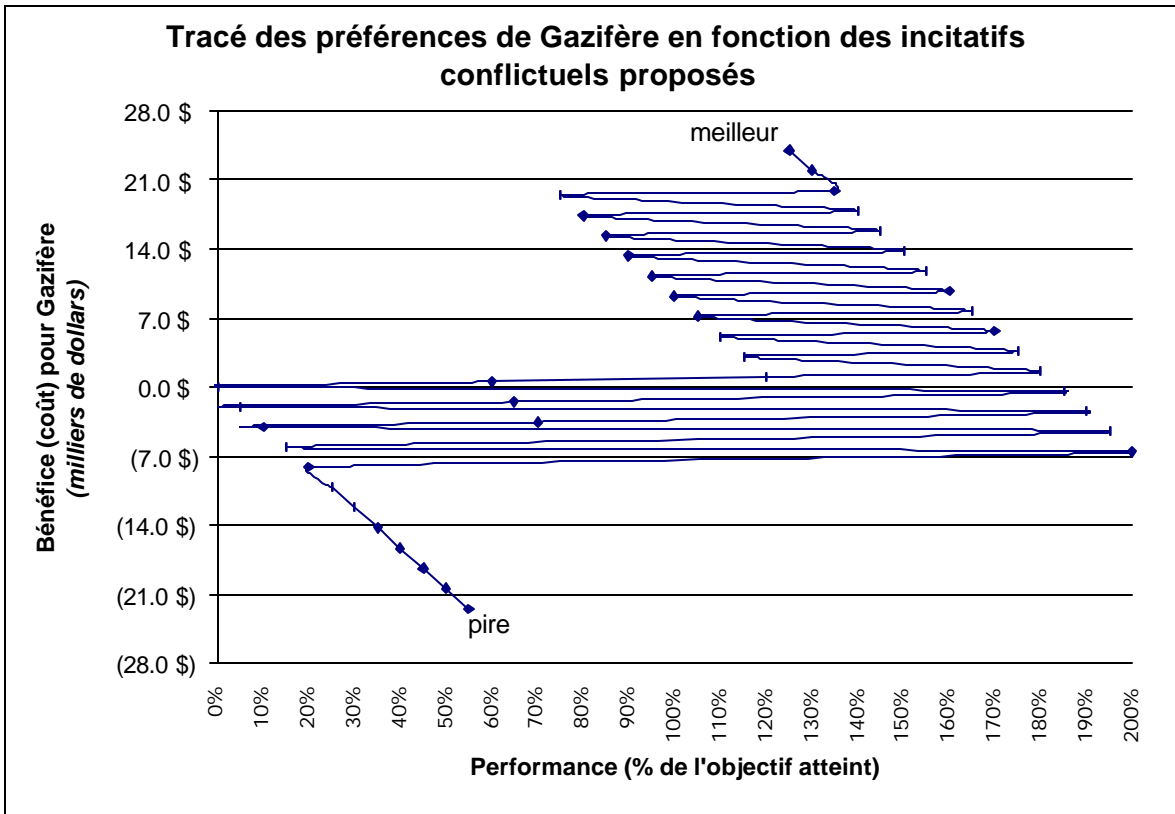
2

3 Comme on peut voir, la combinaison des incitatifs fournit à Gazifère un signal confus et
4 généralement contraire à une bonne performance en matière d'efficacité énergétique.

5 L'incohérence du message est d'ailleurs bien dépeinte par un autre graphique qui trace
6 l'objectif de performance que devrait se fixer Gazifère, sous cette formule, afin de
7 maximiser ses profits. Les points sur ce graphique indiquent l'impact net pour
8 l'entreprise de chaque intervalle de 5% de performance relativement à l'objectif initial. La
9 ligne qui relie ces points indique le tracé du meilleur au pire scénario pour l'entreprise.

10 Évidemment, un signal approprié partirait plutôt du coin gauche en bas et monterait vers
11 le haut à droite.

12



1

2

3 Il est donc manifeste que l'ajout à un effet pervers existant d'un l'incitatif positif ciblé vers
4 l'efficacité énergétique ne fait que rendre erratique le signal donné à l'entreprise. Le
5 résultat est évidemment contraire aux principes de la cohérence réglementaire.

6

7

8 **4. Modifications à l'approche pour concilier l'intérêt de Gazifère et sa** 9 **volonté eu égard à l'efficacité énergétique**

10

11 Plusieurs approches pourraient être utilisées pour corriger l'effet pervers contenu dans
12 la proposition de Gazifère. Nous les décrivons sommairement ci-dessous.

13

14

1 **4.1. L'ajout d'un mécanisme d'ajustement pour pertes nettes de revenus**
2 **(MAPR)**

3
4 Dans son témoignage écrit pour Gazifère, Michael Singleton fait référence aux
5 mécanismes d'ajustement pour pertes nettes de revenus (*anglais : Lost Revenue*
6 *Adjustment Mechanism*, ou *LRAM*)⁸. Le MAPR cherche à éliminer l'effet pervers associé
7 aux pertes nettes de revenus provenant des programmes d'efficacité énergétique
8 lorsque l'atteinte du rendement autorisé n'est pas complète. Il s'agit donc de l'enjeu au
9 coeur du problème soulevé par l'exemple précédent. Le calcul du MAPR suit
10 essentiellement trois étapes :

- 11
- 12 ■ D'abord, on détermine les gains réels d'efficacité énergétique réalisés par le
13 distributeur⁹,
 - 14
 - 15 ■ Ensuite, on détermine la part des tarifs affectés représentant des coûts fixes,
16 et
 - 17
 - 18 ■ Enfin, pour chaque catégorie d'abonnés, on multiplie la valeur de la
19 composante *coûts fixes* par l'estimation des économies réalisées. Ainsi, la
20 perte nette de revenus est déterminée et peut être récupérée, généralement
21 par une modification au revenu requis de la prochaine période tarifaire. On
22 peut également prévoir une réconciliation rétroactive au cas où les gains réels

⁸ GI-15, doc. 1, p. 22.

⁹ Il existe plusieurs façons de déterminer ces gains. L'approche la plus communément utilisée consiste en une estimation des gains unitaires par mesure multipliée par le nombre de participants enregistrés au programme durant l'année en question. Toutefois, cette approche ne s'apprête bien qu'aux programmes d'intervention technologique. Ceux visant plutôt les modifications comportementales (éducation, sensibilisation, information, tarification différenciée) de même que la transformation des produits sur le marché par une intervention auprès des fabricants, détaillants, etc., requièrent un traitement nettement différent.

1 d'efficacité énergétique, observés de façon plus précise, seraient différents
2 des estimations initiales.¹⁰

3

4

5 4.1.1. L'application d'un MAPR à Gazifère

6

7 Dans sa preuve, Gazifère dit ne pas avoir eu le temps de considérer adéquatement et
8 de formuler une proposition de mécanisme d'ajustement pour pertes nettes de
9 revenus.¹¹ Je me permet donc de décrire comment une telle formule pourrait s'appliquer
10 à Gazifère. Tout d'abord, il importe de comprendre la séquence des événements : le
11 mécanisme agit rétroactivement pour compenser le distributeur pour ses pertes nettes
12 de revenus ; toutefois, il est impératif qu'il soit adopté *avant* la mise sur pied de
13 programmes d'efficacité énergétique pour que le distributeur puisse déjà agir en
14 conséquence et le motiver à atteindre les objectifs de son programme. Pour cette raison,
15 il serait nécessaire d'adopter dès cette année un MAPR qui s'appliquerait
16 rétroactivement lors de la prochaine audience tarifaire de 2001. Durant cette audience
17 tarifaire, Gazifère présenterait une estimation des gains unitaires des mesures
18 d'efficacité proposées pour chaque segment de sa clientèle. Ces estimations pourraient
19 être réalisées par de simples tableurs informatiques, dont un grand nombre sont
20 présentement disponibles sur le marché. Elle présenterait alors de plus une estimation
21 du nombre de participants à chaque programme (estimation en fonction de l'expérience
22 des premiers mois de l'année ou d'une mise à jour selon le cas), et ces deux fonctions
23 fourniraient le niveau appréhendé de gains d'efficacité énergétique. Ensuite, pour
24 chaque type de mesure on multiplierait les gains appréhendés par la composante
25 « distribution » (« facilities costs ») pour identifier la perte nette de revenus *avant* le
26 partage du trop perçu.

¹⁰ Il s'agit là d'une description simpliste d'un mécanisme qui, en pratique, requiert un grand nombre de choix spécifiques et se prête à un grand nombre de variations.

¹¹ GI-11, doc. 1, p. 10

1

2 En pratique, la perte nette serait ajustée selon le niveau de partage du trop perçu, lequel
3 serait déterminé en fonction de la performance de Gazifère selon l'indice de la qualité du
4 service. La perte nette de revenus serait alors allouée aux classes tarifaires selon leur
5 participation aux gains escomptés¹² et intégrée au revenu requis. On utilise d'ailleurs un
6 compte d'écart pour suivre l'évolution des montants de l'ajustement. Enfin, au cours de
7 l'année suivante les gains réels seraient vérifiés et une réconciliation, intégrée au poste
8 de l'année suivante pour les pertes nettes de revenus de l'année en cours, corrigerait
9 pour toute erreur initiale.¹³ Il existe également des variances à cette combinaison
10 spécifique d'approches.

11

12 *4.1.2. Les inconvénients de l'option d'un MAPR*

13

14 Si un MAPR pouvait réussir à neutraliser l'effet pervers à l'égard des programmes de
15 Gazifère, il ne constitue pas pour autant une solution « complète ». En effet, le MAPR
16 comporte trois grands désavantages : (1) il néglige les mesures non technologiques, (2)
17 il néglige les approches de transformation des marchés et (3) il néglige l'incitatif au
18 distributeur de maximiser ses ventes par des moyens autres qu'une mauvaise
19 performance en matière d'efficacité énergétique.

20

21 Le MAPR est un outil à base technologique ; les pertes nettes de revenus associées aux
22 programmes d'éducation, de sensibilisation et d'information ne pouvant être traitées
23 adéquatement à cause du manque de précision quant à leur impact réel. Ainsi, à moins

¹² Dans certains régions on suit simplement l'allocation des coûts utilisée pour la répartition du revenu requis. Dans le cas de Gazifère, les programmes étant destinés presque entièrement à la classe résidentielle il serait plus qu'inéquitable de faire autrement que de les allouer selon la participation de chaque catégorie d'abonnés.

¹³ Il existe plusieurs façons d'effectuer une telle réconciliation. Une approche simpliste et à éviter consiste simplement à corriger pour le nombre réel de participants enregistrés. Toutefois, devant une telle situation le distributeur aurait tout intérêt à exagérer les gains unitaires des mesures, à miner la qualité des travaux ou une combinaison des deux. Pour cette raison, l'importance d'effectuer une vérification rétroactive des

1 qu'on applique un autre mécanisme, Gazifère conserverait toujours l'incitatif identifié
2 précédemment pour la performance de ses programmes de cette nature. De plus, le
3 succès de ces programmes étant plus variable, le distributeur pourrait ne pas voir
4 d'intérêt à réaliser des programmes percutants.

5

6 Dans la même veine, le MAPR se limiterait strictement aux programmes d'intervention
7 directe de Gazifère. Or, après deux décennies de programmes de cette nature, la
8 tendance actuelle penche clairement vers d'autres types de programmes d'efficacité
9 énergétique, qui visent à influencer sur la nature des produits et services disponibles sur le
10 marché plutôt que sur l'adoption par le client d'une technologie spécifique (« *market*
11 *transformation* »). L'impact des programmes de transformation de marché est plus
12 difficile à évaluer que celui d'un programme visant directement l'installation d'un produit
13 chez un abonné. De toute évidence, il serait difficile de construire un MAPR pouvant
14 traiter adéquatement de programmes de transformation des marchés. Le résultat serait
15 que Gazifère n'aurait aucun intérêt au succès de tels programmes (le contraire serait
16 plutôt vrai), malgré le grand potentiel qu'ils présentent en termes d'efficacité et de
17 minimisation des coûts.

18

19 Enfin, soulignons que le MAPR a, par le passé, été critiqué surtout pour son incapacité à
20 contrer l'incitatif toujours puissant de maximiser les ventes par des moyens autres que
21 les programmes d'efficacité énergétique. Rappelons à cet égard que certains efforts de
22 maximisation des ventes – notamment les efforts visant à substituer à d'autres formes
23 d'énergie – offrent des bénéfices multiples (rentabilisation du réseau, pressions
24 concurrentielles, etc.) sans que l'impact environnemental soit nécessairement néfaste
25 (p. ex., la substitution du mazout). Toutefois, d'autres façons d'augmenter les ventes
26 sont, d'une perspective écologique notamment, particulièrement indésirables, dont
27 l'exemple déjà fourni des chauffes-patio. Le MAPR ne fait aucune distinction entre les

gains réels unitaires est largement reconnu aujourd'hui. Plusieurs outils peuvent aider à cet égard, par exemple une vérification au hasard.

1 ventes supplémentaires souhaitables et non souhaitables et, à cet égard, demeure un
2 mécanisme incomplet.

3

4 **4.2. Le partage à 100 % des excédants nets de rendement**

5

6 Une autre façon à la fois plus complète et plus simple de neutraliser l'effet pervers
7 identifié précédemment serait simplement d'ordonner à Gazifère le partage à 100 % des
8 excédents de rendement non associés aux réductions des charges d'exploitation.
9 Puisque Gazifère pourrait dorénavant, selon sa proposition, bénéficier (jusqu'à 75 %)
10 des réductions des charges d'exploitation réalisées sur une période de trois ans, son
11 incitatif à réduire ses coûts est sensiblement plus fort qu'il ne l'était auparavant, tant en
12 terme du niveau de partage que des occasions de réduction des charges. Avec cet
13 incitatif, l'entreprise n'a nul besoin d'un incitatif supplémentaire relativement à son
14 rendement.¹⁴ De plus, l'indexation des charges d'exploitation devant être ajustée pour le
15 nombre d'abonnés, Gazifère aurait toujours intérêt à gagner de nouvelles parts de
16 marché.

17

18 Or, le mécanisme incitatif proposé par Gazifère – à savoir uniquement l'indexation des
19 charges d'exploitation – réussit très bien, d'une part, à fournir un incitatif certain à
20 réduire les charges d'exploitation et, d'autre part, à éviter que l'incitatif déborde sur un
21 intérêt à augmenter les ventes *par abonné* (voire diminuer l'efficacité énergétique de sa
22 consommation).

23

24 En pratique, en raison même de la nature ciblée de l'incitatif relativement aux charges
25 d'exploitation, cette deuxième option serait très simple d'application. Comme il se fait
26 présentement, une audience de réconciliation de fin d'année aurait lieu pour comparer le
27 rendement obtenu au rendement autorisé. Le rendement autorisé serait toutefois ajusté

1 pour la part de Gazifère de toute réduction des charges d'exploitation par rapport à la
2 formule prédéterminée.¹⁵ Ainsi, l'incitatif obtenu en raison d'une diminution de ces
3 charges serait conservé par Gazifère. Toutefois, tout trop perçu au-delà du rendement
4 autorisé ajusté serait retourné aux consommateurs durant l'année suivante. Il s'agit
5 finalement de la proposition telle que formulée par Gazifère, avec comme seule mais
6 importante différence que 100 % du trop perçu *net* serait automatiquement retourné aux
7 abonnés. L'incitatif ciblé aux charges d'exploitation viendrait donc remplacer l'incitatif
8 précédemment en vigueur.

9

10 Par cette approche, Gazifère sera incitée à réduire ses charges d'exploitation de même
11 qu'à augmenter le nombre d'abonnés en demeurant compétitif sur le marché et en
12 investissant prudemment à cette fin. De plus, elle aurait plus d'occasions de réduction
13 de ses charges (puisque le mécanisme s'appliquerait sur une période de trois ans plutôt
14 que d'une seule année) et tirerait en plus une plus grande part du bénéfice (maximum
15 de 75 % plutôt que de 50 %). Toutefois, elle n'aurait aucun intérêt à maximiser ses
16 ventes *par abonné* à court terme. Ainsi, les effets pervers associés à la performance de
17 ses programmes d'efficacité énergétique *à court terme* seraient éliminés. Par ailleurs, il
18 s'agirait là d'un mécanisme à la fois **moins complexe d'application** et **plus complet**
19 que le mécanisme d'ajustement pour pertes nettes de revenus (MAPR).

20

21

22 **4.3. Le plafonnement des revenus**

23

24 Une troisième option, moins proche de la proposition de Gazifère mais tout aussi
25 intéressante, serait de transformer la formule de plafonnement des charges
26 (d'exploitation) en une formule de plafonnement des revenus. Cette option pourrait être

¹⁴ En effet, dans un tel contexte, l'incitatif associé au rendement devient purement un incitatif à la croissance aveugle des ventes.

1 intéressante si la Régie et les groupes de consommateurs préféraient une approche
2 incitative globale plutôt que ciblée.

3

4 Le plafonnement des revenus est une approche bien connue et communément
5 appliquée dans l'industrie énergétique. Elle est aujourd'hui typiquement ajustée selon le
6 nombre d'abonnés, de la même façon que la proposition de Gazifère. La formule pour
7 cette approche serait :

8

$$9 \quad \bar{R}_t = (\bar{R}_{t-1} + FAA \times \Delta Abon) \times (1 + I - X) \pm Z$$

10

- 11 où \bar{R}_t = revenu plafond pour la période t
12 FAA = facteur d'ajustement pour le nombre d'abonnés
13 $\Delta Abon$ = changement dans le nombre d'abonnés
14 I = inflation
15 X = compensation de productivité
16 Z = ajustement pour les imprévus (et les exclusions)

17

18 Il s'agit donc essentiellement de la même formule que celle proposée par Gazifère.
19 Toutefois, la formule s'appliquerait sur le *revenu* de l'entreprise et non les charges
20 d'exploitation. Ainsi, lors d'une audience annuelle de détermination des tarifs, le revenu
21 requis serait établi selon une formule prédéterminée, soit le revenu requis de l'année
22 précédente ajusté pour le nombre d'abonnés, pour l'inflation et pour un facteur de
23 productivité (de même que pour les facteurs Z). Si, durant la période d'application du
24 mécanisme (généralement de 3 à 6 ans) le distributeur réussit à réduire ses coûts, il lui
25 est permis de conserver une partie de ces épargnes.¹⁵ Évidemment, puisque l'incitatif
26 est relié à la différence entre son revenu permis et ses dépenses, le distributeur n'a
27 aucun intérêt à augmenter ses ventes, à l'exception de l'intérêt toujours réservé
28 d'accroître le nombre d'abonnés.

¹⁵ La part serait bien entendue fonction de l'atteinte par Gazifère des cibles de qualité de service, tel que proposé.

1

2 Cette approche est donc complète, en ce qu'elle fournit un incitatif puissant à la
3 réduction des coûts, ne crée pas d'effet pervers à l'égard de l'efficacité énergétique et
4 laisse intact l'intérêt pour l'entreprise de mesures rentables visant à faire croître le
5 nombre d'abonnés. D'ailleurs, comme l'a indiqué Gazifère pour sa propre proposition,
6 dans une telle approche, les consommateurs bénéficient de trois façons, soit (1) par
7 l'intégration d'un facteur de productivité à la formule établissant le revenu requis plafond,
8 (2) par le partage des bénéfices liés aux réductions des coûts durant la période
9 d'application du mécanisme et (3) par l'intégration, dans le revenu requis « de base » de
10 la prochaine période d'application, de l'ensemble des réductions de coûts réalisées
11 grâce notamment à l'incitatif.

12

13 L'application de cette formule dans le cadre de la présente audience serait d'ailleurs
14 facilitée par le fait que les niveaux des principales composantes de la formule (facteur
15 de productivité, indice de l'inflation, facteurs Z) auront probablement déjà fait l'objet d'un
16 débat entre intervenants.

17

18

19 **5. Conclusion quant au mécanisme principal**

20

21 Le mécanisme incitatif à la réduction des charges par abonné est une approche qui ne
22 produit pas d'effets pervers à l'égard de l'intérêt du distributeur de promouvoir une
23 meilleure efficacité énergétique chez ses abonnés. Toutefois, en le proposant comme
24 *supplément* au mécanisme déjà en vigueur de partage du trop perçu, l'effet pervers à
25 l'égard de l'EE est maintenu. L'incitatif spécifique ciblé à l'efficacité énergétique du
26 distributeur, lorsque combiné à cet effet pervers provenant du partage du trop perçu,
27 crée un signal confus, contradictoire et chaotique quant à l'intérêt réel de Gazifère.

¹⁶ Tout comme dans la proposition de Gazifère, la part conservée par le distributeur peut être fonction de sa

1

2 J'ai indiqué trois façons de neutraliser cet effet pervers. D'abord, j'ai indiqué qu'un
3 mécanisme d'ajustement pour pertes nettes de revenus (MAPR) pourrait être employé.
4 Toutefois, ce mécanisme soulève un grand nombre de choix, peut être complexe
5 d'application et constitue un outil incomplet à l'égard des effets pervers visés. La
6 deuxième solution permettrait de maintenir l'approche proposée d'un incitatif ciblé vers
7 les charges d'exploitation, tout en éliminant de façon simple et complète l'incitatif
8 pervers à la consommation inefficace. Il s'agirait simplement de remplacer le partage du
9 trop perçu par le mécanisme de partage des réductions des charges d'exploitation.
10 Enfin, une troisième option serait de convertir l'approche proposée de plafonnement des
11 charges par abonné à un mécanisme de plafonnement des revenus par abonné. Le
12 résultat d'une telle modification serait très semblable à l'approche précédente, à
13 l'exception que l'incitatif à la réduction des coûts s'appliquerait alors sur *tous* les coûts
14 de l'entreprise plutôt qu'uniquement aux charges d'exploitation.

15

16 À mon avis, l'un ou l'autre des deux dernières options serait adéquate pour assurer
17 l'existence d'un incitatif à réduire des coûts tout en neutralisant l'effet pervers non
18 souhaitable à l'égard notamment de l'efficacité énergétique. Le choix parmi ces deux
19 options devra donc dépendre de la préférence de la Régie et des intervenants pour
20 une approche ciblée ou pour une approche globale d'incitatifs à la réduction des coûts.

21

1 **Q : L'INCITATIF CIBLÉ ENVERS L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**
2 **PROPOSÉ PAR GAZIFÈRE RÉUSSIT-IL À FOURNIR LES BONS**
3 **INCITATIFS POUR QUE L'ENTREPRISE MAXIMISE LES GAINS RÉELS**
4 **TOUT EN MINIMISANT LES COÛTS UNITAIRES DE SES**
5 **PROGRAMMES ?**

6
7

8 Oui, mais partiellement seulement. Le principal mécanisme proposé est en pratique le
9 meilleur choix possible compte tenu du contexte actuel, quoiqu'on puisse devoir à
10 l'avenir le modifier lorsque l'information sur les coûts évités sera connue.

11
12

13 **1. Rappel de l'importance d'un incitatif à l'efficacité énergétique**

14

15 Comme je l'ai indiqué au début de mon témoignage, les trois étapes essentielles à
16 l'efficacité énergétique sont le recouvrement des coûts, la compensation des pertes
17 nettes de revenus, le cas échéant, et l'incitatif aux actionnaires. Les deux premières sont
18 censées éliminer les effets dissuasifs de la réglementation traditionnelle sur l'intérêt du
19 distributeur pour les économies de *court terme*, alors que la troisième sert à compenser
20 pour l'impact négatif des économies à *long terme*. L'incitatif proposé par Gazifère est
21 donc important, une fois les coûts nets et pertes de revenus éliminés, pour compenser
22 les coûts de renonciation (autres que les pertes nettes de revenus) associées à de telles
23 mesures.

24

25 En effet, les mécanismes discutés précédemment ne traitent que des effets dissuasifs à
26 *court terme* (entre audiences tarifaires). Mais l'objectif fondamental de l'efficacité
27 énergétique est d'optimiser l'utilisation des ressources à *long terme*, ce qui permettra de

1 reporter par exemple des investissements associés à l'expansion ou au renforcement
2 des réseaux, de même que d'éviter des impacts environnementaux. Pour l'entreprise
3 toutefois, l'impact des économies d'énergie à long terme ne porte aucun bénéfice,
4 d'abord, parce que les dépenses en capital évitées ou différées sont pour elle, au
5 contraire, des occasions ratées d'ajouter aux immobilisations sur lesquelles elle aurait
6 normalement droit à un rendement. En outre, les marchés financiers cherchent, pour
7 évaluer la santé financière d'une entreprise, des indices de croissance, croissance des
8 actifs, des revenus, des ventes ou des bénéfices. À long terme, non seulement
9 l'efficacité énergétique ne crée aucune de ces formes de croissance, mais sa poursuite
10 lui fait rater des occasions d'augmenter les volumes de ventes. En bref, pour
11 l'entreprise, les économies d'énergie n'offrent pas les mêmes avantages que les
12 nouvelles ventes. Elle n'a donc pas d'intérêt pécuniaire à les encourager.

13

14 Au contraire, pour encourager les économies d'énergie, le gestionnaire de l'entreprise
15 doit affecter des ressources qui ne seront alors plus disponibles pour d'autres activités,
16 dont la promotion des ventes. Ces coûts «cachés » sont par exemple le coût d'une
17 réorganisation interne, le coût pour le département de marketing du transfert de
18 personnel compétent au département d'efficacité énergétique, et ainsi de suite.

19

20 Tous ces coûts (coûts de renonciation, coûts cachés) sont des coûts réels que bon
21 nombre de régions essaient de compenser par un incitatif aux actionnaires. Je joins en
22 annexe à la présente une description, soumise dans le cadre de R-3397-98, du
23 traitement de l'efficacité énergétique par plus de 25 États américains et provinces
24 canadiennes.

25

26

1 **2. Les types de mécanismes**

2

3 Il existe essentiellement trois types d'incitatifs à l'efficacité énergétique : (1) les primes
4 de rendement liées aux niveaux réels des dépenses, (2) les primes de performance
5 énergétique liées au niveau des gains réels et (3) les mécanismes de partages des
6 bénéfices nets liant la prime aux bénéfices économiques nets des mesures.

7

8 Les primes sur les dépenses sont utiles *uniquement* pour les mesures ou programmes
9 pour lesquelles une évaluation des résultats énergétiques est à toutes fins pratiques
10 impossible. Par exemple, un programme d'information, de sensibilisation ou d'éducation
11 ne pouvant être évalué rétroactivement en termes de gains réels obtenus, devrait faire
12 l'objet d'une prime aux dépenses pour compenser les coûts de renonciation. Toutefois,
13 ces primes ne compensent pas la bonne performance de l'entreprise, et devraient donc
14 être utilisés de façon très ciblée.

15

16 Les primes de performance énergétique permettent de lier la performance de
17 l'entreprise en matière de gains réels à un bénéfice supplémentaire. La proposition de
18 Gazifère constitue justement une telle approche. Les primes peuvent d'ailleurs être
19 exprimées en dollars par unité économisée, en des montants ajustés selon l'atteinte
20 d'objectifs précis (proposition Gazifère), en une échelle de points de base en prime sur
21 le taux de rendement autorisé, en le recouvrement de plus de 100 % des pertes nettes
22 de revenus lorsqu'un MAPR est en vigueur, et ainsi de suite.

23

24 Le mérite des primes de performance énergétique est de concilier l'intérêt du distributeur
25 et la performance énergétique de ses programmes. En contrepartie, cette approche
26 n'incite pas à une minimisation des coûts unitaires des mêmes gains.

27

1 Les mécanismes de partage des bénéfices nets permettent justement de concilier
2 l'intérêt du distributeur et les bénéfices économiques des programmes dont il est
3 responsable. Typiquement, le bénéfice du distributeur sera déterminé en fonction de la
4 valeur actualisée nette, pour les abonnés ou pour la société, de son investissement.

5

6 Pour faire ces déterminations, il est nécessaire de choisir un test de rentabilité. Le plus
7 souvent, un des trois tests suivants sera utilisé pour déterminer les bénéfices du
8 programme et donc le montant à partager.¹⁷

9

- 10 - **le test du moindre coût en ressources (MCR)**, qui compare, sur la base de
11 la valeur actualisée nette (VAN), l'ensemble des coûts des programmes pour
12 l'entreprise comme pour les participants, à l'ensemble des coûts qu'il évite,
13 soit directement (coûts du combustible, du transport, etc., valeur du report
14 dans le temps d'investissements en capital, etc.), soit indirectement (coûts en
15 ressources secondaires évitées, par exemple pour le réseau aquafique) ;
16
- 17 - **le test du moindre coût social (MCS)**, qui diffère du MCR principalement de
18 deux façons, soit (1) par l'ajout des externalités environnementales à
19 l'équation et (2) par l'utilisation d'un taux social (plus bas) d'actualisation pour
20 refléter les préférences sociétales à l'égard de l'importance de
21 l'environnement dans le temps ; et
22
- 23 - **le test du coût au service public (CSP)**, qui compare uniquement les coûts
24 du service public aux bénéfices (coûts évités, etc.) pour lui.¹⁸

¹⁷ Ici je résume l'essentiel de ces tests, qui en fait ont été conçus par la California Public Utilities Commission et la California Energy Commission en 1987. *Standard Practice Manual – Economic Analysis of Demand-Side Management Programs*. Staff Report P400-87-006, décembre, 73 p. Voir aussi Mark Fulmer et Bruce Biewald, "Misconceptions, Mistakes and Misnomers in DSM Cost Effectiveness Analysis" présenté au congrès annuel du American Council for an Energy Efficient Economy, 1994.

1

2 À titre d'exemple, imaginons un mécanisme de partage des bénéfices appliqué à un
3 programme devant générer une VAN de 1 000 000 \$ selon le MCS. Le mécanisme
4 pourrait offrir au distributeur une prime de 10 % des bénéfices nets dans l'éventualité où
5 il atteint ou dépasse l'objectif initial ; de 0% si les bénéfices nets sont inférieurs à
6 750 000 \$ (75 % de l'objectif) ; et, enfin, appliquer une pénalité de 5% dès que le
7 bénéfice net réel tombe en dessous de zéro.

8

9

10 **3. La proposition de Gazifère**

11

12 Gazifère propose un mécanisme en deux temps : d'abord, un incitatif lié à la
13 performance *énergétique* de ses programmes et, ensuite, une prime de 5 % qu'elle
14 semble vouloir appliquer à l'ensemble de ses dépenses en EE.

15

16 **3.1 L'incitatif selon la performance énergétique**

17

18 *Conceptuellement*, il est toujours préférable d'opter pour un mécanisme de partage des
19 bénéfices, afin que l'intérêt du distributeur reflète bien l'intérêt de la société tant pour des
20 mesures performantes que pour des coûts unitaires moindres. C'est justement un tel
21 mécanisme qui s'applique à la société mère de Gazifère, Enbridge Consumers en
22 Ontario. En effet, l'incitatif d'Enbridge est basé sur la valeur nette pour la société de ses
23 programmes, mesurée selon le test du moindre coût social¹⁹.

24

25 Toutefois, pour pouvoir appliquer un mécanisme de partage il faut déjà avoir en place
26 une formule acceptée d'évaluation de la valeur nette (le MCS, le MCR ou le CSP). Or,

¹⁸ En anglais ces tests sont, respectivement, le *Total Resource Cost (TRC) test*, le *Societal Cost (SC) test* et le *Utility Cost Test (UCT)*.

1 chacun de ces tests (comme tout test d'ailleurs se voulant une mesure des bénéfices
2 nets) requiert une estimation des coûts évités.²⁰ Selon Gazifère, l'entreprise n'a pas
3 encore tenté de déterminer la valeur de ces coûts évités.²¹

4

5 L'absence d'estimations valables des coûts évités de l'entreprise rend donc impossible
6 l'utilisation à court terme d'un mécanisme de partage des bénéfices. **Dans ce contexte**
7 **limité, la meilleure formule demeure la prime selon le rendement énergétique, ce**
8 **qui est précisément la proposition de Gazifère.** Toutefois, il serait préférable que
9 Gazifère soit appelée à évaluer, en consultation avec les principaux intervenants, ses
10 coûts évités selon le test du moindre coût social afin de pouvoir remplacer
11 éventuellement le mécanisme proposé par un mécanisme de partage des bénéfices.

12

13 Outre le choix du mécanisme, il y a lieu de commenter l'échelle spécifique proposée.
14 L'échelle ressemble grandement à d'autres échelles semblables utilisées à cette fin
15 ailleurs sur le continent. Il y a d'ailleurs quelques éléments de sa conception qui sont
16 généralement acceptés comme étant importants : d'abord, que le point de départ de la
17 prime commence en dessous de l'objectif ; ensuite, que l'incitatif augmente moins
18 rapidement que l'augmentation des gains ; et enfin, qu'un plancher soit appliqué. Ces
19 deux derniers points sont importants notamment pour minimiser la tentation du
20 distributeur de sous-évaluer le potentiel. L'échelle de Gazifère rencontre ces trois
21 critères. Toutefois, elle présente également une asymétrie exagérée en n'incluant pas
22 de pénalités en cas de sous performance grave. En contrepartie, son plancher mériterait
23 d'être rehaussé, compte étant tenu de l'incertitude entourant les gains réels. Une version
24 reconstituée de l'échelle pourrait ressembler à la suivante :

¹⁹ À ma connaissance, le test n'utilise toutefois pas un taux social d'actualisation.

²⁰ De même que, dans le cas du MCS, une estimation de la valeur des externalités évitées.

²¹ GI-15, doc. 1.1, p. 1: « As part of this planning exercise Gazifère did not undertake a comprehensive avoided cost assessment. Such an exercise would involve estimating both the avoided purchases of gas from Enbridge Consumers Gas plus the avoided construction, facilities expansion and storage costs that may apply to Gazifère's franchise.

1
2
3
4
5
6
7
8
9

Indice de performance	Incitatif
Moins de 50 %	(25 000 \$)
50 % à 64 %	0 \$
65 % à 84 %	25 000 \$
85 % à 114 %	50 000 \$
115 % à 150 %	75 000 \$
Plus que 150 %	100 000 \$

10
11

3.2 La prime de 5 % sur les dépenses

12
13
14
15
16
17

Comme je l'ai indiqué précédemment, les primes de performance énergétique ne peuvent s'appliquer que sur des programmes « technologiques » pour lesquels des estimations valables et relativement précises des gains réels sont possibles. Pour les autres programmes, on applique souvent des primes sur les dépenses. Selon le témoignage de M. Roch Marois²² :

18
19
20
21
22
23

« (N)ous croyons qu'il devrait s'ajouter un incitatif équivalent à 5 % des dépenses du programme d'efficacité énergétique. Cet incitatif additionnel reconnaît l'importance des mesures du programme d'efficacité énergétique qui ne se traduiront pas nécessairement en réduction volumétrique à court terme. »

24
25
26
27
28
29
30

Il n'est pas clair pour moi si Gazifère propose que la prime s'applique à l'ensemble des dépenses du programme d'efficacité énergétique ou seulement aux dépenses vouées aux activités et programmes difficilement mesurables (éducation, sensibilisation, programmes gouvernementaux, etc.). Il me paraît toutefois évident que cette deuxième interprétation doit être appliquée par la Régie ; une prime de 5 % sur les dépenses pour lesquelles une prime de performance existerait déjà constituerait un gaspillage inutile de

²² GI-11, doc. 1, p. 9-10.

1 fonds et un dédoublement d'incitatifs. En tout temps, la prime sur les dépenses et la
2 prime sur la performance devront être clairement *complémentaires*, s'appliquant à
3 différents volets des activités de l'entreprise en matière d'efficacité énergétique.

4

5 Quant au montant spécifique de 5 %, il me paraît raisonnable et conforme aux normes
6 courantes²³.

7

8

9 **4. Conclusion quant à l'incitatif ciblé envers l'efficacité énergétique**

10

11 Considérant l'inexistence à l'heure actuelle d'une évaluation validée des coûts évités de
12 Gazifère, il est opportun d'appliquer à ses programmes un mécanisme incitatif selon la
13 performance énergétique, tel que proposé par l'entreprise. L'échelle précise de ce
14 mécanisme devra toutefois être modifiée de deux façons, soit (1) en rehaussant le
15 plafond (p. ex. de 125 % à 150 %) et (2) en appliquant une pénalité pour une
16 performance inférieure au plancher (p. ex. en bas de 50 %).

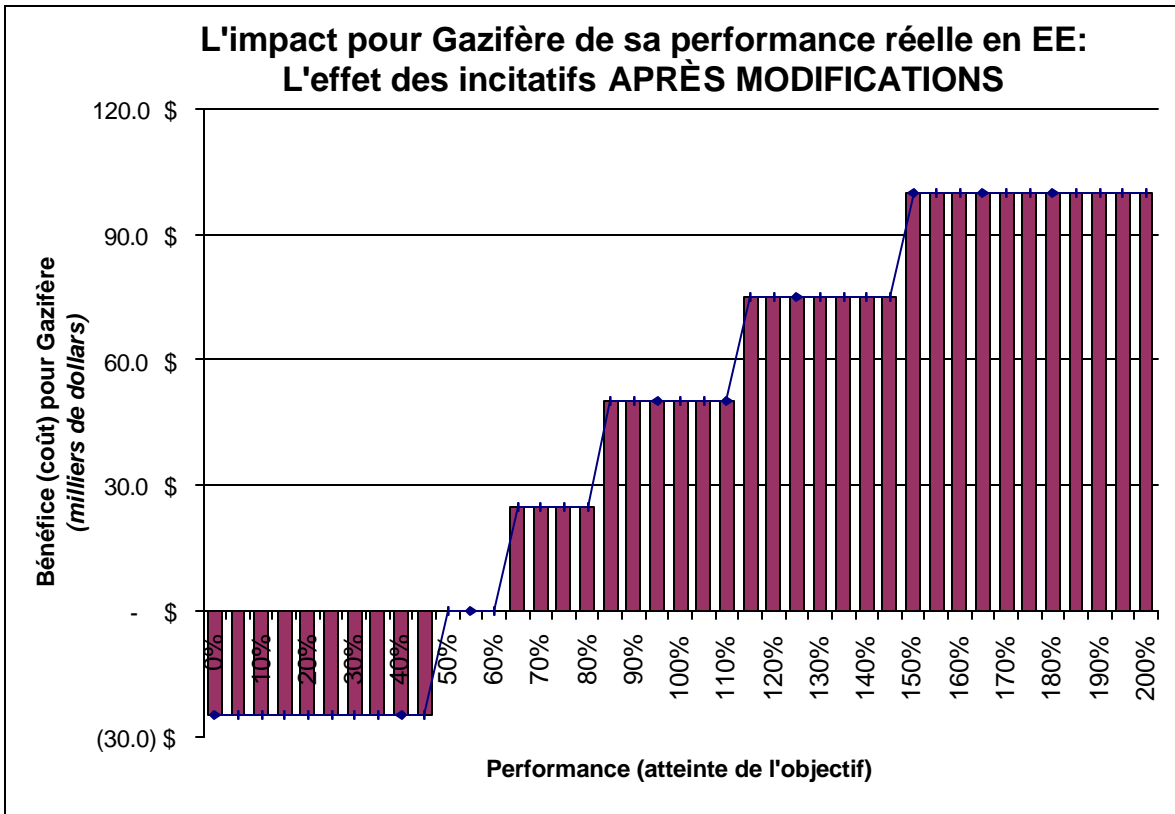
17

18 Incidemment, en combinant cette échelle avec la proposition que je fais à la page 22
19 pour mettre fin aux pertes de revenus, on peut voir l'effet net sur l'intérêt de Gazifère en
20 matière d'efficacité énergétique. Le graphique suivant reprend et combine les deux
21 graphiques précédents à cet égard mais selon les modifications que nous suggérons.

22 Comme on peut voir, le signal est maintenant cohérent avec l'intérêt des abonnés et de
23 la société en ce qui a trait à la performance de Gazifère en matière d'efficacité
24 énergétique. Plus particulièrement, l'intérêt de Gazifère augmente avec son atteinte de
25 l'objectif établi.

26

²³ Selon l'étude la plus approfondie sur le sujet, réalisée pour la *California Public Utilities Commission*, les taux de la plupart de tels mécanismes varient entre 5 % et 10 %. Schlegel, Jeff, G. Edgar, R. Prah, M.



1

2 Néanmoins, je propose également que la Régie ordonne à Gazifère de se mettre dès à
3 présent à l'évaluation de ses coûts évités, y compris des externalités
4 environnementales. Compte tenu de la taille de l'entreprise, des approximations
5 pourraient être utilisées dans la mesure où les intervenants sont consultés. Gazifère
6 devra ensuite être tenue de revoir son mécanisme incitatif et d'en proposer un nouveau,
7 lequel lierait l'incitatif de l'entreprise aux bénéfices nets générés par ses programmes
8 selon le test du moindre coût social (MCS).

9

10 Enfin, j'appuie la prime de 5 % sur les dépenses dans la mesure où il ne s'agit que des
11 dépenses *autres* que ceux affectés à des programmes dont les résultats sont
12 mesurables et feront l'objet de l'incitatif complémentaire basée sur la performance
13 énergétique.

14

1

2

Q : VOULEZ-VOUS COMMENTER D'AUTRES VOLETS DE LA

3

PROPOSITION DE GAZIFÈRE ?

4

5

6 Oui. Je commenterai le plan d'efficacité énergétique ainsi que l'enjeu de la substitution
7 des sources d'énergie.

8

9

10 **1. Le *Plan d'efficacité énergétique***

11

12 Mes commentaires à ce sujet seront divisés en deux volets, soit les éléments de
13 l'approche conceptuelle et les mesures spécifiques proposées par le distributeur.

14

15 **1.1. L'approche conceptuelle**

16

17 Tout d'abord, il importe de considérer l'intérêt pour que Gazifère soit responsable de la
18 réalisation des programmes, alors que de plus en plus de régulateurs et de
19 gouvernements transfèrent ce mandat à de tierces parties. En règle générale, il y a lieu
20 de considérer un tel transfert lorsque au moins une des conditions suivantes s'applique :
21 (1) la performance passée du service public est jugée insatisfaisante relativement aux
22 attentes d'alors du régulateur, (2) le service public ne s'intéresse pas à maintenir ce
23 mandat ou (3) l'intérêt du service public est, en raison notamment de l'approche de la
24 réglementation de ses tarifs, contraire à une bonne performance en matière d'efficacité
25 énergétique.

26

27 Dans la mesure où les effets dissuasifs décrits dans la première section de ce
28 témoignage sont corrigés (voir mes propositions dans les deux dernières sections),

1 aucune de ces conditions ne s'appliqueraient à Gazifère. Pour cette raison, il est
2 approprié que l'entreprise soit responsable de la gestion des programmes d'efficacité
3 énergétique. Cette conclusion pourrait être revue ultérieurement sur la base de
4 l'expérience pratique des prochaines années.

5

6 D'ailleurs, pour accomplir cette tâche, Gazifère propose de reprendre intégralement les
7 estimations des gains technologiques de mesures spécifiques déjà effectuées par
8 Consumer's Gas.²⁴ Selon M. Singleton, plusieurs éléments du contexte précis de
9 Gazifère justifieraient une telle approche, en particulier la petite taille de l'entreprise et le
10 fait d'avoir déjà les résultats d'évaluations réalisées selon les « règles de l'art »,
11 provenant de Consumer's.²⁵ Dans la mesure où les correctifs pour le cas spécifique de
12 Gazifère sont bien apportés au dossier, et dans son contexte précis, cette approche est
13 effectivement souhaitable.

14

15 Enfin, Gazifère indique son intention de concevoir un outil électronique de suivi qui « *will*
16 *accurately track numbers of participants, net savings and utility costs* ». ²⁶ Il s'agit là d'un
17 outil essentiel non seulement pour l'opérationnalisation de l'incitatif déjà proposé par
18 l'entreprise, mais également pour l'adoption éventuelle d'un mécanisme basé plutôt sur
19 le partage des bénéfices, tel que je l'ai proposé dans la section précédente. La Régie
20 pourrait ordonner à l'entreprise de consulter les intervenants et de proposer un tel outil

²⁴ GI-15, doc. 1, p. 6.

²⁵ Une certaine confusion entoure le tableau des mesures présentées à l'annexe B de GI-15, doc. 1. Dans son témoignage (p. 7), M. Singleton indique que les mesures sont jugées rentables ou non selon le **test du moindre coût en ressources, ou MCR** (Total Resource Cost test, ou TRC en anglais). De plus, en réponse à une question du GRAME (« *En quoi consiste le Total resource cost test ?* »), l'auteur précise sa compréhension de ce test comme étant le test de la rentabilité d'une perspective sociétale (GI-15, doc. 3, p. 4). Or, la perspective sociétale est plutôt reflétée dans le **test du moindre coût social, ou MCS** (Societal Cost Test, ou SCT en anglais), lequel intègre les externalités environnementales. Dans la mesure donc où les calculs effectués à l'annexe B de ce document utilisent le MCR, il y a lieu de modifier les résultats en adoptant plutôt le MCS comme test de rentabilité, tel qu'utilisé en Ontario. Pour ne pas retarder l'application du Plan dès cette année, je propose que l'entreprise soit appelée à consulter les intervenants et, sur cette base, de modifier son test de rentabilité d'ici la prochaine cause tarifaire.

²⁶ GI-15, doc. 1, p. 7-8.

1 lors de la prochaine cause tarifaire. Cet outil devrait d'ailleurs intégrer une estimation
2 des impacts environnementaux afin de se conformer aux exigences du test du moindre
3 coût social.

4

5 **1.2. Les mesures spécifiques**

6

7 Le choix des mesures spécifiques de même que certains calculs spécifiques à ces
8 mesures laissent toutefois à désirer. J'indiquerais d'abord (a) les points forts de
9 l'approche de Gazifère quant au choix des mesures, pour ensuite aborder (b) les
10 lacunes importantes et, enfin, (c) une erreur apparente dans le calcul des gains nets
11 prévus.

12

13 *1.2.1. Points forts*

14

15 Gazifère propose, pour son programme de remplacement de systèmes de chauffage
16 (space heating), d'opter pour une approche visant à « transformer le marché », c'est à
17 dire d'influer sur la nature des produits offerts dans le marché plutôt que directement sur
18 les choix des consommateurs.²⁷ L'entreprise a raison lorsqu'elle souligne que cette
19 approche est largement privilégiée aujourd'hui. Quoiqu'il soit encore trop tôt pour
20 confirmer sa supériorité relative, plusieurs indices vont déjà dans ce sens. J'appuie donc
21 l'approche conceptuelle proposée par le distributeur pour ce programme (lequel se prête
22 le mieux à ce genre d'approche).

23

24 Soulignons également l'utilisation, par l'entreprise, des visites déjà effectuées chez sa
25 clientèle, pour installer des produits économiseurs d'énergie.²⁸ Cette approche optimise

²⁷ GI-15, doc. 1, p. 7 et p. 10-12.

²⁸ GI-15, doc. 1, p. 9-10.

1 des coûts déjà encourus et doit donc être appuyée et encouragée pour les raisons que
2 je n'ai pas à répéter mais qui sont exposées dans la preuve soumise par Gazifère.

3

4 Enfin, il importe également de souligner l'importance de l'intégration par Gazifère d'une
5 estimation des « free riders » dans son évaluation du potentiel réalisable. Plus
6 particulièrement, l'utilisation des ventes de fournaies haute efficacité durant les
7 dernières années (31 % du marché) permet de tenir compte et d'exclure de la mesure
8 des gains les incitatifs déjà fournis pas Gazifère dans le passé. En d'autres termes, on
9 mesure ici uniquement les gains provenant de l'*intensification* par Gazifère de mesures
10 qu'elle réalisait déjà et qu'elle aurait probablement continué à réaliser afin d'attirer de
11 nouveaux clients. Nonobstant la critique que je ferai ci-dessous (par. 1.2.3), il s'agit donc
12 d'une approche à l'évaluation préalable des économies que j'encourage.

13

14 Malgré ces avantages de l'approche de Gazifère, son Plan contient également des
15 lacunes importantes.

16

17 1.2.2. *Lacunes : l'écrémage du potentiel*

18

19 Le problème le plus important concerne son choix de mesures à inclure dans la
20 première année. Comme l'indique Gazifère, les mesures contenues dans son plan ne
21 représentent qu'une partie (« a subset ») des mesures évaluées comme étant rentables
22 et donc approuvées pour Enbridge Consumers.²⁹ Outre sa volonté générale de procéder
23 avec une certaine précaution, Gazifère n'explique pas son choix de mesures parmi la
24 panoplie jugée rentable pour Consumers. En effet, la seule indication que nous fournies
25 l'entreprise à ce sujet vient lorsqu'elle indique, par la voie de M. Singleton, que
26 « (t)echnologies that are cost effective from a societal perspective (Total Resource Cost
27 *Test*) and meet the market needs of Gazifère have been included in one or more

²⁹ GI-11, doc. 1.17, p. 2 en réponse à une demande de la Régie de l'énergie.

1 *program designs* » (je souligne).³⁰ Outre le manque de précision quant aux
2 composantes spécifiques du test utilisé (des variations à ce test peuvent avoir un impact
3 important sur les résultats), Gazifère néglige de préciser la nature de son deuxième
4 critère, soit celui touchant à ses « besoins de marché ». La discrétion que s'est laissée
5 Gazifère à cet égard est trop grande et requiert une justification plus élaborée.

6
7 D'ailleurs, une analyse sommaire des mesures choisies me porte à croire que le plan
8 proposé représente un écrémage du potentiel rentable. En effet, les mesures intégrées
9 au plan sont non seulement les plus simples d'application, mais également celles qui
10 touchent des technologies dont Gazifère fait déjà la promotion. En outre, le plan exclue,
11 à une exception près, la totalité des mesures qui pourraient être qualifiées
12 d'« importantes » (procurant des gains de plus de 100 m³/an). Par exemple, les
13 améliorations aux sous-sols (400m³), les fenêtres efficaces (jusqu'à 159m³), la
14 promotion de maisons R-2000 (800m³), l'isolation R-28 des planchers (180m³), la
15 « weatherization » (600m³) et le remplacement hâtif d'unités RCB par des chaudières
16 d'efficacité moyenne (1093m³), sont toutes exclues³¹ et ce, sans fournir la moindre
17 explication ni justification. Rappelons que l'évaluation économique de ces mesures
18 aurait indiqué la rentabilité de chacune d'entre elles.³²

19
20 Par ailleurs, M. Singleton indique avec raison l'importance des synergies dans la
21 réalisation de programmes. «*The synergistic effects are especially important since*
22 *many of the delivery agents operate in more than one market* ». ³³ Pourtant, l'exclusion
23 d'un grand nombre de mesures rentables crée justement la possibilité de perdre des
24 occasions synergiques, par lesquelles le coût unitaire des gains potentiels pourrait être

³⁰ GI-15, doc. 1, p. 7.

³¹ GI-15, doc. 1, annexe B.

³² En fonction du test du moindre coût en ressources (le « TRC » en anglais), soit le test de la rentabilité économique *avant* considération des externalités environnementales.

³³ GI-15, doc. 1, p. 21.

1 sensiblement réduit. Par exemple, il serait possible de faire la promotion de thermostats
2 programmables (*économies : 160m³/an*) en même temps que les visites à domicile déjà
3 prévues dans le plan, ou encore à travers le programme destiné au remplacement des
4 fournaies. De même, l'installation chez les clients de couvertures pour les chauffe-eau
5 datant d'avant 1990 (*économies : 54m³/an*) pourrait facilement être faite en même temps
6 que l'installation d'autres produits lors des visites effectuées chez les abonnés,
7 minimisant ainsi le coût unitaire des gains.

8

9 L'absence d'un grand nombre de mesures jugées rentables selon le tableau en annexe
10 B de GI-15, doc. 1, n'est pas justifiée dans la preuve que j'ai pu lire. Cette absence de
11 justification pourrait signaler un effort d'écrémage du potentiel, ce qui aurait pour effet de
12 priver les abonnés de mesures pouvant leur aider à diminuer leurs factures
13 énergétiques. Le nombre de mesures non intégrées au plan étant très important, il
14 importe de considérer sérieusement les raisons de cette absence et ses implications
15 pour le coût de l'énergie comme pour l'impact environnemental global de la satisfaction
16 des besoins énergétiques des consommateurs.

17

18 1.2.3. Les 'free riders' : une erreur importante de calcul ?

19

20 Comme je l'ai déjà indiqué, Gazifère adopte la bonne approche méthodologique à
21 l'évaluation des *free riders*, c'est à dire les individus pouvant bénéficier des rabais ou
22 autres avantages qu'offrira l'entreprise mais qui, en l'absence de ces bénéfices, auraient
23 de toute façon adoptés les mesures et réalisés les gains. Toutefois, il se peut que
24 Gazifère ait commis une erreur dans le calcul de ces *free riders*. L'erreur affecterait donc
25 l'évaluation des gains nets provenant du remplacement et de la conversion de
26 fournaies.

27

28 Plus particulièrement, M. Singleton indique à ce sujet qu'annuellement, environ 720
29 unités sont remplacées, et évalue que parmi elles, 50 %, soit 360 unités, constitueraient

1 le potentiel réalisable de pénétration de systèmes à haute efficacité. Toujours selon M.
2 Sigleton, l'utilisation de fournaies à haute efficacité générerait des économies nettes de
3 l'ordre de 679 m³/an par unité. Il indique ensuite que durant les dernières années, 30 %
4 des systèmes de remplacement achetés sur le marché ont été les modèles à haute
5 efficacité. En excluant donc ces *free riders*, il conclue que le potentiel net réalisable
6 serait de 171 108 m³/an. Le calcul menant à cette conclusion semble donc avoir été le
7 suivant :

8

$$9 \quad \mathbf{720 \text{ u./an.} \times [0.5 \times (1.0 - 0.3)] = 252 \text{ unités} \times 679 \text{ m}^3 = 171 \text{ 108 m}^3$$

10

11 Toutefois, un tel calcul prend pour hypothèse que les *free riders* ne sont que 30 % de
12 50 %, soit de ceux qui pourront être amenés à choisir un modèle à haute efficacité, alors
13 qu'en réalité ils seraient 30 % de 100 %, soit de tous ceux qui *remplacent* leurs
14 systèmes. Ma lecture du texte soumis me porte à croire que le bon calcul serait plutôt :

15

$$16 \quad \mathbf{720 \text{ u./an.} \times (0.5 - 0.3) = 144 \text{ unités} \times 679 \text{ m}^3 = 97 \text{ 776 m}^3$$

17

18 Si cette correction s'avérait juste, le résultat serait donc une surestimation des gains
19 nets de ce volet du programme de l'ordre de 75 000 m³/an. Par ailleurs, le même
20 problème existe pour la conversion de systèmes utilisant une source autre que le gaz
21 naturel. Plus particulièrement, le calcul semble avoir été $400 \times [0.5 \times (1.0 - 0.3)] = 140 \times$
22 $679 = 95 \text{ 060 m}^3$, alors que ma lecture du texte me porte à croire que le calcul aurait dû
23 être $400 \times (0.5 - 0.3) = 80 \times 679 = 54 \text{ 320 m}^3$. Il s'agirait donc d'une surestimation des
24 gains nets de l'ordre de 40 000 m³. Au total, la preuve de Gazifère pourrait donc avoir
25 surestimé par quelque 114 000 m³ les gains nets auxquels on pourrait s'attendre pour le
26 programme de fournaies à haute efficacité. Il s'agirait d'environ 18 % de l'impact total
27 estimé du Plan.

28

1 En pratique toutefois, l'information contenue dans GI-15, doc. 1 n'est pas suffisante pour
2 affirmer avec une quelconque certitude la nature de la correction qu'il faudrait apporter
3 au calcul. Je suggère à la Régie de demander une explication plus détaillée du calcul
4 effectué et, le cas échéant, que l'entreprise apporte la correction qui s'impose.

5

6 **1.3. Conclusion sur le Plan d'efficacité énergétique**

7

8 Les principes derrière l'approche proposée sont, en règle générale, appropriés pour le
9 contexte spécifique de Gazifère. Toutefois, le choix des mesures intégrées au Plan,
10 parmi les nombreuses mesures jugées rentables d'une perspective économique, n'a pas
11 été justifié et pourrait être le résultat d'un effort d'écrémage ayant pour effet de priver les
12 abonnés de mesures plus intéressantes de même que de synergies possibles parmi les
13 mesures. Enfin, il est possible qu'une erreur de calcul ait mené l'entreprise à surestimer
14 de façon importante les gains prévus de son programme touchant aux fournaies à
15 haute efficacité. Ces lacunes sont toutefois de nature à pouvoir être corrigées d'ici la fin
16 de l'audience tarifaire et, en ce sens, ne justifieraient pas le report de l'adoption d'un
17 plan approprié d'efficacité énergétique.

18

19

20 **2. La substitution**

21

22 **2.1. Introduction**

23

24 Dans les deux premières sections de ce témoignage, j'ai décrit deux modifications qu'il
25 sera nécessaire d'apporter à la proposition de Gazifère pour neutraliser ses effets
26 pervers à l'égard de la performance de l'entreprise en matière d'efficacité énergétique.
27 Telles que proposées, et sciemment, ces modifications n'affecteraient pas la volonté du
28 service public de conquérir de nouveaux marchés au détriment de ses concurrents,

1 fournisseurs d'autres formes d'énergie. Toutefois, il est possible qu'il soit utile de tenir
2 compte de l'impact environnemental net de différents types de substitution (p. ex. de
3 l'électricité ou du mazout). Il s'agit là, contrairement à l'enjeu de l'efficacité énergétique
4 abordé précédemment, d'un enjeu strictement de nature environnementale, puisque le
5 bénéfice ou coût économique pour les abonnés demeure le même qu'il s'agisse de la
6 substitution du mazout ou de l'électricité.

7

8 **2.2. Intérêt pour un mécanisme à cet égard**

9

10 Aux États-Unis, la substitution fut autrefois un enjeu de taille. Dans un grand nombre de
11 cas, les régulateurs ordonnaient aux distributeurs de diriger leurs efforts de substitution
12 vers des sources d'énergie plus polluantes et, inversement, d'éviter la substitution de
13 sources moins polluantes. De plus, dans quelques rares cas, le régulateur a même été
14 jusqu'à ordonner au distributeur d'inciter ses clients à choisir d'autres sources d'énergie
15 que la sienne.

16

17 Il y a évidemment différentes façons de tenir compte de l'impact environnemental de la
18 substitution d'énergie. Toutefois, il faut éviter, à notre avis, une approche trop dirigiste.
19 Tout au plus est-il pertinent de vouloir assurer que la volonté du distributeur d'augmenter
20 sa base de clientèle ne se fait pas au détriment de l'environnement.

21

22 Pour cette raison, j'ai proposé l'an dernier lors de la cause tarifaire R-3397-98 de
23 SCGM³⁴, l'utilisation d'un simple indice de la qualité de l'environnement (IQE). L'IQE
24 aurait exactement le même objectif et le même effet que l'indice de la qualité du
25 service : décourager, par un lien à l'incitatif, une situation où le bénéfice de l'entreprise
26 se ferait au détriment d'un bien public (la qualité du service, l'environnement).

27

1 **2.3. L'application d'un IQE**

2

3 Dans le cadre du mécanisme incitatif à la réduction des charges d'exploitation proposé
4 par Gazifère et modifié selon ma proposition à la page 22, l'IQE pourrait simplement se
5 joindre à l'indice de la qualité du service (IQS) déjà proposé pour déterminer la part que
6 peut conserver Gazifère de la diminution de ses charges d'exploitation. L'IQE pourrait
7 être composé de trois sous-indices (comme l'IQS en est composé de plusieurs), par
8 exemple les émissions nettes de gaz à effet de serre, les émissions nettes de polluants
9 (NOx, SOx et COV par exemple) et les impacts terrestres et aquatiques. Chaque sous-
10 indice utiliserait comme point de départ les émissions ou impacts de l'année précédente
11 associés aux activités de Gazifère. La part des diminutions des coûts qui reviendrait à
12 Gazifère serait donc déterminée à 50 % par sa performance au niveau de la qualité du
13 service et à 50 % par sa performance environnementale nette, les deux étant mesurées
14 selon des indices distincts.

15

16 La proposition initiale est reproduite ici en annexe 2. Je n'ai pas pu, afin de minimiser le
17 temps alloué à ce témoignage et, par tant les frais, considérant la petite taille du
18 distributeur, reconsidérer cette proposition à la lumière du contexte particulier de
19 Gazifère.

20

³⁴ Cette proposition fut finalement retirée avec la proposition d'approche incitative à la réglementation des tarifs qu'avait proposée SCGM.

1
2
3
4
5
6
7
8
9

ANNEXES

10

- 11 **Annexe 1. Le traitement réglementaire de l'efficacité**
12 **énergétique ailleurs en Amérique du Nord**
- 13
- 14 **Annexe 2. Proposition initiale pour un indice de la**
15 **qualité de l'environnement appliqué àSCGM**
- 16
- 17 **Annexe 3. Curriculum vitae de Philippe U. Dunsky**
18

1
2
3
4
5
6
7
8
9

ANNEXE 1 :

LE TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DE L'EFFICACITÉ

ÉNERGÉTIQUE AILLEURS EN AMÉRIQUE DU NORD

Cette annexe est reprise de l'annexe B du témoignage conjoint rendu avec David Nichols préparé dans le cadre de la cause tarifaire 1999 de SCGM (R-3397-98). L'annexe fut préparé par le D' Nichols.



1 Summary of EE Treatment

2
3 A number of jurisdictions in North America have utilized cost recovery and
4 incentive provisions specifically aimed at encouraging the pursuit of cost-
5 effective demand-side management. This table lists jurisdictions in which
6 three types of provisions are currently being applied to at least one investor-
7 owned utility in 1998. These provisions are:

- 8 ■ **Program cost recovery**, referring to full recovery of utility
9 expenditures for approved demand-side programs.
- 10 ■ **LRAM or RevCap**, referring to lost-revenue adjustment
11 mechanisms which make the utility whole with regard to
12 fixed costs lost through sales reductions from energy
13 efficiency, or revenue caps, which provide for maximum
14 level of revenues during a multi-year period, during which
15 revenues are decoupled from changes in sales.
- 16 ■ **Shareholder incentives**, referring to profits provided to the
17 utility generally based on demonstrated demand-side
18 management performance. The cost recovery and incentive
19 provisions for jurisdictions in this category are described in
20 more detail in the section following the table.

21 The following table indicates the use of these mechanisms in a variety of
22 North American jurisdictions.

23

1

2

Jurisdiction	Mechanism		
	Program Cost Recovery	LRAM or RevCap	Shareholder Incentive
Arizona	X	X	X
California	X	X	X
Colorado	X		X
Connecticut	X		X
D.C.	X		
Florida	X		
Hawaii	X	X	X
Idaho	X		
Iowa	X		
Kentucky	X	X	X
Maine	X		
Maryland	X	X	X
Massachusetts	X	X	X
Minnesota	X	X	X
New Hampshire	X		X
New Jersey	X	X	X
New York	X		
North Carolina	X	X	
Ohio	X	X	
Oklahoma	X		
Oregon	X	X ¹	
Rhode Island	X		X
South Carolina	X		
Wisconsin	X		
British Columbia	X		X
Ontario	X	X	²

3

¹ Pacificorp has a revenue cap which is applied to distribution level revenues only. See OPUC, 1998.

² Consumers Gas has proposed an SSM in its current 1999 rate case. Hearings are pending.

1 Shareholder Incentives for Energy Efficiency Performance

2

3 Introduction

4 EE incentives should be designed based on the policy and regulatory framework,
5 utility structure, and economic and energy situation, that obtain within the
6 jurisdiction considering the incentives. Inevitably, however, the nature of EE
7 mechanisms that have been employed elsewhere is a matter of background
8 interest. Therefore, this final section of this annex synthesizes EE incentives
9 currently in place in several North American jurisdictions. These summaries are
10 restricted to jurisdictions where there is some type of shareholder reward for EE
11 in place, based on the premise that shareholder incentives are a critical element
12 in a regulatory approach to sustaining an effective long-term energy distributor
13 role in promoting EE.

14

15 British Columbia

16 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Recovery of
17 program costs and shareholder incentives are currently in effect for investor
18 owned utilities.³ These are BC Gas Utility, Ltd. And West Kootenay Power, Ltd.
19 (BC Gas and WKP).

20 **Energy Efficiency Funding:** DSM expenditure levels are proposed by the
21 distribution utilities and established by the BCUC when it approves the utilities'
22 DSM Plans.

³ British Columbia Utilities Commission, *In the Matter of BC Gas Utility Ltd. Revenue Requirements Application 1998-2002*, July 23, 1997.

1 **Recovery of Program Costs:** Full DSM program cost recovery is allowed. The
2 amortization period for the outstanding balance of deferred DSM costs for WKP
3 is 8 years.⁴

4 **Lost Revenues:** There is no lost margin recovery for BC Gas or WKP.

5 **Shareholder Incentives: BC Gas Utility Ltd.** BC Gas receives a share of the
6 net present value of benefits from DSM, based on the Total Resource Cost Test.
7 If the quantity of energy saved is 75% up to 100% of that forecasted at the start
8 of a DSM plan, the share of savings to the utility is 3%. If the quantity of energy
9 saved is 100% or more, the share is 5% of net benefits.

10 The BCUC states that results “from programs developed within the utility but
11 which at some point are moved outside the utility will be included in the DSM
12 calculation where those program results are tracked by the utility”.⁵

13 **Shareholder Incentives: West Kootenay Power Ltd.** WKP’s incentive plan
14 has the objective of achieving cost-effectiveness (based on variable costs) while
15 also encouraging the attainment of DSM energy savings targets. If the variable
16 costs of providing DSM programs are lower than forecasted, while still
17 achieving forecasted kWh savings, then the difference between actual and
18 forecasted variable costs is shared equally with customers. The maximum
19 incentive for 1998 (\$150,378) was calculated by multiplying the actual kWh
20 savings for 1997 times the difference between the 1997 target and actual
21 variable costs, and then dividing this product by two. WKP will receive this
22 incentive if 90% of its forecasted energy savings (13.4 GWh) are achieved.⁶

23 **Low Income:** No separate requirement for Low Income programs or funding.

24

⁴ Grant, W. J., BCUC, *Re: Proposed Settlement of Issues Concerning the February 26, 1996 Revenue Requirement Application of West Kootenay Power Ltd.* May 3, 1996.

⁵ Consolidated Settlement Document, *ibid.*, page 5.

⁶ *W. Kootenay Power Ltd. Semi-annual DSM Report*, December 31, 1997.

1 **California**

2 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** For electric
3 utilities 1998 is a transition year after which energy-efficiency will be
4 implemented by the California Board for Energy Efficiency with funds collected
5 at the distribution level through a Public Goods Charge (PGC) that is now in
6 effect. Recovery of program costs and shareholder incentives are currently in
7 effect.

8 **Energy Efficiency Funding:** Funding levels are specified by Law for San
9 Diego Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and
10 Pacific Gas and Electric Company.

11 **Recovery of Program Costs:** Electric utilities collect 1998 costs through the
12 PGC. Gas utility DSM program costs remain fully recoverable through rates
13 until the Public Utilities Commission (PUC) imposes a PGC for gas.⁷

14 **Lost Revenues:** California utility revenues have been decoupled from sales
15 through adjustment mechanisms that reconciled utility revenues to the amount
16 authorized in the last rate case (adjusted annually for certain cost changes in an
17 attrition proceeding). These made LRAMs unnecessary. Electric decoupling is
18 being phased out, but gas utility revenues are still decoupled from sales and
19 reconciled to the amount authorized in the prior rate case (adjusted annually for
20 certain cost changes).

21 **Shareholder Incentives:** The PUC approved similar structures of shareholder
22 incentives for 1998 for all four investor-owned utilities in the state.⁸ San Diego
23 Gas and Electric's follows.

24 **1. For programs that produce quantifiable streams of resource**
25 **benefits,** 5% of program expenditures plus a 15% share of net benefits, based on
26 utility avoided costs only.

⁷ The forthcoming, centralized approach to energy-efficiency was established by an electric restructuring statute known as Assembly Bill 1890.

⁸ Public Utilities Commission of the State of California, Decision 97-12-103, December 16, 1997.

1 **2. For programs that provide information and technical assistance**, or
2 promote market transformation without the benefits being readily quantifiable,
3 5% of program expenditures.

4 **3. For Standard Performance Contract programs**⁹ there are two types
5 of performance incentives. One is a fixed set of dollar awards based
6 achievement of program roll-out and management milestones. The other
7 provides a share of net benefits provided that actual SPC activity yields at least
8 20% of expected benefits. The share ranges from 16 to 26%.

9 The total of all types of incentives is capped at 14% of SDG&E's total
10 DSM program budget.

11 **Low Income:** Low-income energy efficiency, both gas and electric, is
12 separately funded through the utilities, pursuant to a prior statute.

13
14 **Colorado**

15 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** A demand-side
16 cost recovery mechanism that includes recovery of utility costs and shareholder
17 incentives is in effect for the Public Service Company of Colorado (PSCO).¹⁰
18 PSCO is the only utility in Colorado currently with DSM programs. Other
19 utilities are still in the process of getting DSM programs underway.¹¹ Costs are
20 recovered from ratepayers as a whole.

21 **Energy Efficiency Funding:** Colorado encourages DSM to be procured through
22 all-source or DSM-only bids to procure electric resources or their DSM
23 equivalent. Approved DSM program costs consist largely of payments to
24 successful bidders, plus the net costs of developing and administering bids.

⁹ SPC programs pay fixed prices for verified and measured energy savings as they are delivered over a multi-year contract period.

¹⁰ Public Utilities Commission of Colorado, *Decision No. C90-1551*, November 28, 1990.

¹¹ Schmitz, G., Colorado PUC, phone interview, July 21, 1998.

1 **Recovery of Program Costs:** DSM program costs may be fully rate-based and
2 recover a return while being amortized over 7 years.

3 **Lost Revenues:** There is no lost margin recovery for PSCO.

4 **Shareholder Incentives:** In addition to the return on rate-based DSM, a
5 shareholder incentive applies. A base annual incentive is calculated as 5% of the
6 price per kW of a representative supply-side investment displaced by DSM. This
7 base incentive is then adjusted to reflect two factors. These are changes in the
8 expected lifetime of DSM projects implemented, and deviations in the cost of
9 DSM contracts signed from a target price per kW of DSM. This yields an
10 adjusted DSM incentive which may be claimed as follows:

11 35% of the incentive may be claimed based on demonstrated efforts to establish
12 the actual effects of DSM on the Public Service system.

13 65% of the incentive is available if actual DSM project performance turns out to
14 be at least 90% of expected; below 90% the 65% portion is itself scaled back.

15 **Low Income:** There is a separate low-income program for which the utility
16 receives full cost recovery plus a shareholder incentive per household treated.

17

18 Connecticut

19 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Utility
20 expenses for approved costs (called conservation and load management, or
21 C&LM, in CT) are fully recoverable from ratepayers through a C&LM
22 Adjustment Mechanism. Provisions for the largest utility, Connecticut Light and
23 Power Company (CL&P), are described here.

24 **Energy Efficiency Funding:** The Department of Public Utility Control
25 approves annual budgets for C&LM programs.

26 **Recovery of Program Costs:** A portion of CL&P's C&LM expenditures have
27 been placed in rate base where they earn a return based on the weighted cost of
28 capital.

1 **Lost Revenues:** No lost margin recovery is in place for CL&P.

2 **Shareholder Incentives:** The Company is eligible for a bonus rate of return on
3 its rate-based DSM. The bonus is based on a performance ratio which compares
4 actual to budgeted life-cycle energy savings. Budgeted energy savings are those
5 projected from the C&LM activity in the approved plan, while actual energy
6 savings are those projected from the level of C&LM participation realized by the
7 end of a year. CL&P's additional return on rate-based C&LM varies with 1998
8 performance ratios as follows:¹²

9	Ratio	Bonus
10	<.75	0 %
11	≥.75 < 1.1	1 %
12	≥1.1 < 1.25	2 %
13	≥1.25	3 %

14 The bonus rate of return does not take into account cost-effectiveness because
15 cost-effectiveness was demonstrated in prior years.

16 **Low Income:** There are no separate requirements for low income programs.

17

18 Hawaii

19 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Recovery of
20 utility expenses for approved DSM plans, lost margins, and shareholder
21 incentives have been available since 1994, and are enjoyed by the major electric
22 utilities.¹³ Provisions for the largest utility, Hawaiian Electric Co. (HECO), are
23 described here.

¹²Connecticut Department of Public Utility Control, Docket No. 97-10-23, *Decision*, March 25, 1998.

¹³The cost recovery and incentive provisions were approved by the Public Utilities Commission in Decision and Order No. 14638, approved April 22, 1996, and Decision and Order No. 14730, approved June 5, 1996.

1 **Energy Efficiency Funding:** DSM expenditure levels are proposed by the
2 distribution utilities and established by the Public Utilities Commission when it
3 approves the utilities' DSM Plans.

4 **Recovery of Program Costs:** DSM costs for residential programs are fully
5 recoverable from HECO's residential rate classes, and costs for non-residential
6 programs are fully recoverable from the non-residential rate classes.

7 **Lost Revenues:** Full recovery of net lost margins is provided for.

8 **Shareholder Incentives: Hawaiian Electric Co.** HECO's shareholder incentives
9 are, for most of its DSM programs, 10 percent, *post-tax*, of all electricity cost
10 savings (measured from the utility perspective) expected to accrue over the
11 lifetime of the DSM measures installed under HECO's programs, net of the direct
12 costs of the programs themselves. This is equivalent to about 13.3% pre-tax. For
13 a service program with less readily quantifiable resource benefits, the Company
14 receives 5 percent, *post-tax*, of program costs as a shareholder incentive. The
15 shareholder incentives are collected annually based on completed DSM activity.
16 As with other DSM costs, shareholder incentives for residential programs are
17 recovered from HECO's residential rate classes, and incentives for non-
18 residential programs are recovered from the non-residential rate classes.

19 **Low Income:** There are no separate requirements for low income programs.
20 HECO does not offer a low income program of its own, but is working with the
21 state on one.

22

23 **Kentucky**

24 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Recovery of
25 utility expenses for approved DSM plans, lost margins, and shareholder
26 incentives have been available since 1994.¹⁴

¹⁴ Pursuant to 1994 Kentucky Acts, chapter 238, section 2.

1 **Energy Efficiency Funding:** Utilities may apply to the commission to
2 implement a DSM Adjustment Tariff in order to recover costs and net lost
3 revenues, and to receive incentives for the implementation of DSM programs.
4 DSM costs, lost revenues, and incentives are collected from the customer classes
5 that benefit from the programs.

6 **Recovery of Program Costs:** DSM program costs are fully recoverable through
7 the DSM cost recovery mechanism.

8 **Lost Revenues:** Net revenues lost by implementing commission approved DSM
9 programs are allowed to be recovered.

10 **Shareholder Incentives: Louisville Gas & Electric Co, American Electric**
11 **Power, and Cinergy.** Each of these utilities currently receives a shareholder
12 incentive. The incentive is computed by multiplying the net resource savings
13 expected from the approved programs which are to be installed during the
14 upcoming 12-month period by 15%.¹⁵ Net resource savings are defined as
15 program benefits less the cost of the program, where program benefits are the
16 present value of the utility's avoided costs over the expected life of the program,
17 and include both capacity and energy savings.

18 The DSM incentive amount is divided by the expected sales for the upcoming
19 12-month period and included in the DSM cost recovery mechanism.
20 Reconciliation occurs subsequently. DSM incentive amounts are assigned for
21 recovery purposes to the rate classes whose programs created the incentive.

22 **Low Income:** There are no separate requirements for low income programs.

23

24 Maryland

25 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Maryland law
26 stipulates that utilities must try to come up with cost-effective, appropriate DSM
27 measures, though current levels of DSM are very limited. Electric utilities are

¹⁵There are no penalties in the shareholder incentives.

1 recovering program costs, lost revenues, and shareholder incentives, largely for
2 past DSM measures. Provisions for Potomac Edison Company are described
3 here.¹⁶

4 **Energy Efficiency Funding:** Potomac Edison applies an Energy Conservation
5 Surcharge (ECS) to designated Rate Schedules in order to recover eligible DSM
6 program costs applicable to the customer classes served by those Rate
7 Schedules. Eligible costs are approved by the Public Service Commission (PSC)
8 and are based on project descriptions as filed by Potomac Edison to the PSC.
9 They are reconciled annually.

10 **Recovery of Program Costs:** All program costs are deferred and amortized
11 over seven years.

12 **Lost Revenues:** Full recovery of net lost revenues is provided for.

13 **Shareholder Incentives:** Potomac Edison can earn a “performance-based
14 shared savings incentive” if it attains specified goals. Achievement is based on
15 aggregate energy saved by all active, approved DSM programs. The amount of
16 the incentive will be based on a share of the net savings from each program as
17 calculated using the Total Resource Cost Test (TRC) filed by Potomac Edison
18 and approved by the Commission. The aggregate goals and Potomac Edison’s
19 shared savings amounts, after tax, are:

20	<u>% Goal Achieved</u>	<u>% TRC</u>
21	Less than 80%	0%
22	80%-99%	6%
23	100%-119%	7.5%
24	120% & Over	10%

25 The pre-tax incentive rate for the 7.5% TRC level is 12.41%. The highest
26 percent incentive determined above applies uniformly to the aggregate total of

¹⁶ Maryland Public Service Commission, *Electric P.S.C. Md. No. 53*, Approved Sept. 3, 1997.

1 all net savings of all of the programs used in establishing the goal. Recovery of
2 any incentive awarded through the ECS will be based on the actual amount
3 earned in the previous year.

4 **Low Income:** No separate requirements for low income programs exist.

5

6 Massachusetts

7 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** The
8 Massachusetts Division of Energy Resources (DOER) is to annually file a report
9 with the Department of Telecommunications & Energy (DTE) on proposed
10 funding levels for energy efficiency programs. The DTE will review and
11 approve energy efficiency expenditures after determining that implementation of
12 such programs will be cost-effective. There are several investor-owned utilities
13 in Massachusetts. This description focuses on the two largest electric utilities
14 and the largest gas utility.

15 **Energy Efficiency Funding:** A per kWh charge (SBC) was established by law
16 to fund electric utility energy efficiency programs. The 5-year SBC schedule is
17 as follows:¹⁷

18	<u>SBC Level</u>	<u>Duration</u>
19	3.3 mills/kWh	3/1/98-12/31/98
20	3.1 mills/kWh	1999
21	2.85 mills/kWh	2000
22	2.7 mills/kWh	2001
23	2.5 mills/kWh	2002

24 For gas utilities, DSM expenditure levels are proposed by the distribution
25 utilities and established by the DTE when it approves the utilities' DSM Plans.

1 **Recovery of Program Costs:** Electric utilities receive full program cost
2 recovery for approved programs. The DSM budget is based on the mandated
3 SBC charges multiplied by projected kWh sales. If revenues collected are over
4 or under the actual spending in any one year, that difference is reconciled in
5 subsequent years. Gas utilities also receive full cost recovery for approved
6 programs, generally through a non-bypassable per therm charge to all
7 distribution customers that is subject to annual reconciliation. At Boston Gas
8 Co., low income program costs are recovered from all customers, while other
9 Residential, C/I, and Multi-family program costs are recovered on a sector
10 specific basis.

11 **Lost Revenues:** Boston Edison and Massachusetts Electric Company do not
12 collect lost margins. Boston Gas receives net lost margin recovery for three
13 residential DSM programs.

14 **Shareholder Incentives: Massachusetts Electric Co.**¹⁸ For programs resulting
15 in measured savings, if MECO achieves at least 50% of targeted savings it
16 receives a fixed incentive per lifetime kWh and kW saved. In addition, the
17 amount of that volumetric incentive (at 100% of targeted savings) is scaled by
18 the ratio of the target benefit-to-cost (B:C) ratio to the actual B:C ratio realized.
19 This further amount is added to the volumetric incentive, unless the B:C ratio is
20 under 1.0. If all targets and performance thresholds are met for program year
21 1998, the Company receives an amount equivalent to 7.5% of net benefits, after
22 tax, with a maximum benefit of 8%.¹⁹ On a pre-tax basis the target incentive is
23 equivalent to a 12.8% share of net benefits. There is no penalty. For programs
24 less susceptible to measured savings, such as new construction, support for
25 market-transforming technologies, and support for building codes, a variety of
26 fixed dollar rewards are tied to program-specific performance indices such as
27 the number of program participants.

¹⁷ *Electric Utility Restructuring Act*, November 25, 1997.

¹⁸ MECO is one of three NEES electric distribution utilities. The others, in New Hampshire and Rhode Island, receive shareholder incentives of similar design.

¹⁹ Calculated from NEES, *Five Year Energy Efficiency Plan: Offer of Settlement*, March 18, 1998.

1 **Shareholder Incentives: Boston Edison Co.** BECO seeks to earn incentives on
2 all of its energy efficiency programs. The maximum incentive BECO can earn
3 for 1998 is \$2 million. This is based on 11.5% of eligible planned program
4 expenses.

5 For 1998, if BECO's achievement of individual program metrics exceeds a
6 performance threshold of 85%, then the maximum incentive for that metric will
7 be earned. If less than 50% of the performance metric is achieved, then no
8 incentive will be earned for that metric. If 50% of the performance metric is
9 achieved, then 50% of the maximum incentive will be earned. If between 50%
10 and 85% of the performance metric is achieved, then the incentive earned will
11 be prorated between 50% and 100% of the maximum incentive for that metric.
12 This incentive structure applies to all programs, whether performance is
13 measures based on actual kWh savings or by a proximate indicator (such as the
14 number of rebates awarded or completing a market assessment study).²⁰

15 75% of BECO's energy efficiency programs are traditional installation
16 ("retrofit") programs where success is measured based on kWh savings. The
17 remaining 25% of programs are new programs where proximate indicators are
18 used to measure success. In the long run, the measure of success for these
19 programs is expected to switch from the proximate indicators to actual energy
20 savings.

21 **Shareholder Incentives: Boston Gas Co.** For residential and non-residential
22 DSM programs where lost margin recovery is not allowed, BG instead receives
23 performance incentives. These incentives are based on a variety of indices of
24 program activity and documented impacts on the market. Receipt of the full
25 incentive for each indicator depends on actual vs. targeted results, as follows:

Actual v. Target	Portion of Full Incentive
<65%	0
65-85%	75%

²⁰ Boston Edison Company, *Five Year Energy Efficiency Plan*, July 1998. (Note: BECO's Plan has not yet been approved by the DTE. A ruling is expected in September 1998.)

1 >85% 100%

2 The maximum performance incentive for 1998 is \$600,000.²¹

3 **Low Income: Electric Utilities** The Electric Utility Restructuring Act of 1997
4 stipulates that 0.25 mills/kWh be a minimum annual expenditure for low income
5 programs for all electric utilities, including years after 2002.

6 **Low Income: Boston Gas Co.** A low income residential program was
7 approved by the DTE and will operate from 1997 through 2001. It will be
8 funded at \$2.6 million per year. In addition to full program cost recovery, net
9 lost margin recovery is allowed for this program.

10

11 Minnesota

12 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Utilities file 2-
13 year Conservation Plans with the Department of Public Services (DPS). The
14 DPS makes recommendations on the Plans to the Public Utilities Commission
15 (PUC), which ultimately acts on the Plans. Full recovery of program costs for
16 approved DSM plans, recovery of 75-100% of lost margins, and shareholder
17 incentives are currently in effect for investor-owned utilities. Incentives vary by
18 utility; three examples are given here.

19 **Energy Efficiency Funding:** The 1991 Omnibus Energy Act requires gas
20 utilities to spend 0.5% of gross revenues on Conservation Improvement Plan
21 (CIP) programs. Investor-owned electric utilities must spend 1.5% annually.

22 **Recovery of Program Costs:** Utilities are allowed full recovery of DSM
23 program costs for approved DSM programs.

24 **Lost Revenues:** Minnegasco and Great Plains Natural Gas Company both
25 recover 100% of lost margins. Northern States Power Company recovers 75% of
26 lost margins.

²¹ Boston Gas Company, *Offer of Settlement*, March 19, 1997. The settlement was subsequently approved by the regulator.

1 **Shareholder Incentives: Minnegasco and Great Plains Natural Gas Co.**
2 Minnegasco and Great Plains both enjoy the same stepped bonus mechanism.²²
3 The bonus allows the gas utilities to claim an additional 10% of their actual lost
4 margins if their annualized savings are 75% to 100% of their DSM program
5 savings goal. If annualized savings exceed 100% of the program goal, the
6 utilities may claim an additional 25% of lost margins as a bonus.

7 **Shareholder Incentives: Northern States Power.** Northern States Power
8 receives a shared savings incentive of 10% of the first 20% of actual net benefits
9 in excess of 100% of planned benefits.²³

10 **Low Income:** No separate requirements for low income programs exist.

11

12 New Hampshire

13 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Currently
14 Granite State Electric Company (GSE) is the only utility in New Hampshire
15 with conservation and load management (C&LM) programs. GSE has been
16 allowed C&LM program cost recovery and shareholder incentives since 1990.

17 **Energy Efficiency Funding:** Granite State is entitled to recover prudent direct
18 costs of DSM programs which are demonstrated to be cost-effective and
19 consistent with least-cost integrated resource planning principles.

20 **Recovery of Program Costs:** GSE recovers DSM program costs through a per-
21 kWh charge, allocating the costs of specific C&LM programs to the customer
22 classes eligible to participate in those programs. Under- and overcollections are
23 reconciled annually.²⁴

24 **Lost Revenues:** No LRAMs are currently in place.

²²Memo entitled "Gas Utility DSM Financial Incentive Work Group Report and Recommendations." November 20, 1995.

²³Northern States Power, *CIP Adjustment Rate, DSM Incentive, 1997 CIP Status Report*, April 1, 1998.

²⁴NARUC, *Incentives for Demand-Side Management*, October 1993.

1 **Shareholder Incentives:** GSE's shareholder incentive is a two-part shared
2 savings mechanism. The first part, the maximizing incentive, is calculated
3 separately for residential and commercial and industrial (C&I) C&LM
4 programs. GSE may earn 5% of the total adjusted program value created by the
5 utility's residential programs and 3.5% for C&I programs. Total adjusted
6 program value is program value net of program evaluation costs and customer
7 direct costs.

8 The second part, the efficiency incentive, is equal to 10% of total adjusted
9 program value less the costs associated with producing those savings and less
10 the amount of the maximizing incentive. The total program value created by
11 GSE's DSM programs depends on both the number and type of kW and kWh
12 saved by the programs.

13 GSE's incentives are subject to a threshold equal to 50% of projected value of
14 C&LM program net savings. Once the utility has achieved the threshold, it may
15 earn the incentive based on the entire value achieved. GSE recovers incentives
16 in the year following the year during which they were earned.

17 **Low Income :** No separate requirements for low income programs exist.

18
19 **New Jersey**

20 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Recovery of
21 utility expenses for approved DSM plans, lost margins, and shareholder
22 incentives have been available under the NJ DSM rule since 1992.

23 **Energy Efficiency Funding:** DSM expenditure levels are proposed by the
24 distribution utilities and established by the Board of Public Utilities when it
25 approves the utilities' DSM Plans.

26 **Recovery of Program Costs:** Full program cost recovery is effected through
27 DSM cost recovery riders that are periodically reconciled.

1 **Lost Revenues:** Net lost revenue recovery is allowable for “performance-based”
2 programs as discussed below.

3 **Shareholder Incentives:** Utilities may offer “performance based” DSM in two
4 forms.²⁵

5 **1. Shared savings.** The utility may propose a share of net resource benefits.
6 The state's second largest utility, GPU Energy, chose the shared savings
7 alternative. That utility received a 25% share of all net benefits from
8 performance-based programs under its first DSM Plan.²⁶ No share is included in
9 its second Plan, now in effect, because of the very small expected net resource
10 benefit. Performance-based programs have been the greater portion of the
11 Company's DSM budget.

12 **2. Standard pricing offer (SPO).** Under the SPO, the utility pays a price to
13 customers and ESCOs for verified DSM savings. This price is somewhat less
14 than avoided costs plus environmental externality benefits. The utility's
15 opportunity to profit comes from its ability to procure saved m³ of gas or kWh
16 of electricity through its own for-profit conservation subsidiary. The largest
17 utility, Public Service Electric & Gas Co., chose the SPO, depending on
18 contracts with its energy conservation subsidiary as a source of shareholder
19 profit from DSM. Expenditures for the SPO have been the greater part of the
20 Company's DSM budgets.

21 **Low Income:** New Jersey requires utilities to deliver low income programs as
22 part of their overall DSM.

23

²⁵N.J. also requires utilities to deliver certain "Core" public benefit DSM programs such as low-income services and new construction programs, for which no incentives are available.

²⁶ NJAC 14:12, Chapter 3. There are no penalties in the NJ rule. If net resource benefits are negative the utility receives its share of negative benefits using the shared savings percentage in its approved plan.

1 **Ontario**

2 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** The Ontario
3 Energy Board requested each gas distribution utility to implement the demand-
4 side aspects of IRP in 1993.²⁷

5 **Energy Efficiency Funding:** DSM budgets are set annually by the Board in the
6 context of rate cases.

7 **Recovery of Program Costs:** Variance accounts are provided for utility
8 program cost variations from budgeted levels included in rates.

9 **Lost revenues:** An LRAM was approved in 1997 for the Consumers Gas
10 Company of Ontario, Ltd.

11 **Shareholder Incentives:** None have been provided for as of 1998.

12 **Low Income:** There are no requirements for low income programs.

13

14 **Rhode Island**

15 **General Treatment of Energy Efficiency/DSM and its Costs:** Recovery of
16 program costs and shareholder incentives are currently in effect for investor
17 owned utilities.

18 **Energy Efficiency Funding:** By law, an SBC of 2.3 mills/kWh is to be
19 collected by all RI electric utilities to fund energy efficiency and renewables.
20 The charge is to be collected for a 5-year period, which began January 1, 1997.²⁸
21 In 1998, the SBC is expected to raise \$19.9 million, of which \$1.3 million is to

²⁷ ONTARIO ENERGY BOARD. 1993. A Report on the Demand-Side Aspects of Gas integrated Resource Planning. E.B.O. 169-III.] It has approved program cost recovery, an LRAM for one utility, and is considering shareholder incentive proposals.

²⁸ *An Act Relating to the Utility Restructuring Act of 1996*, Approved August 7, 1996.

1 go towards renewables. The remaining \$18.6 million will go towards energy
2 efficiency.²⁹

3 **Recovery of Program Costs:** Full recovery of costs for approved DSM
4 programs is provided for.

5 **Lost Revenues:** No LRAMs are currently in place.

6 **Shareholder Incentives:** Shareholder incentives have been in existence since
7 1990. There are no gas utility incentives. Incentives for Narragansett Electric,
8 the largest electric utility, are very similar in design to those of its sister
9 companies, Massachusetts Electric and Granite State Electric (New Hampshire),
10 described above.

11 **Low Income:** No separate requirements for low income programs or funding
12 exist. Currently there is one low income program being carried out by CAP
13 agencies

²⁹ Kilmarx, Mary, RI PUC, Phone interview, August 14, 1998.


1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

ANNEXE 2 :

PROPOSITION INITIALE POUR UN INDICE DE LA QUALITÉ DE

L'ENVIRONNEMENT APPLIQUÉ À SCGM

Cet annexe est repris des pages 55 à 60 de mon témoignage conjoint avec David Nichols préparé dans le cadre de la cause tarifaire 1999 de SCGM (R-3397-98).



1 Fuel Switching

2 Missing link

3 As we have previously explained, under both traditional regulation and
4 SCGM's proposed incentive rate regulation, the utility is rewarded for
5 increasing market share where such efforts meet the RIM (TNT) test, as
6 opposed to the SCT test. As such, SCGM could be rewarded for efforts at load
7 capturing that would serve to increase *net* environmental impacts, without due
8 regard for such impacts or for society's interests.

9 As indicated above, fuel choice initiatives are best evaluated from a societal
10 perspective, in which all cost trade-offs are identified and weighed. In this
11 section, we suppose that the Régie, in its future IRP rulemaking and
12 deliberations, decides that fuel choice initiatives should result in, at a
13 minimum, no net increase in the emission of harmful air pollutants or GHGs,
14 or in other types of environmental impacts. This is purely an analytical
15 assumption that we make to further underscore what we hope is, by now,
16 obvious: SCGM's proposed incentive mechanism could readily increase the
17 level of pollution, GHG emissions and other environmental impacts associated
18 with meeting Quebec consumers' energy service needs.

19 It is possible, though not an optimal approach, to modify SCGM's PBR design
20 in order to reflect environmental concerns. In this section we outline two
21 approaches that might be used to so modify the mechanism as concerns the
22 issue of fuel switching. These are a volumetric adjustment and an index of net
23 environmental impacts¹.

24 Volumetric adjustment

25 SCGM's proposed mechanism would calculate the actual cost of service
26 (COS) for each year of the PBR period, and compare it with the expected
27 COS to determine whether utility service is being delivered at less than
28 projected cost. Increases in volumes of gas delivered by SCGM will be
29 included in the calculation of the actual COS and will help to reduce the actual

¹ The latter option is equally applicable to other forms of rate regulation, traditional and incentive, including the approach currently in place for SCGM.

1 COS below the level of expected COS.² This means that sales increases will
2 be rewarded independently of their environmental impacts, positive or
3 negative.

4 If it were the desire of the regulator to encourage fuel switching with positive
5 net impacts and discourage fuel switching with negative environmental
6 impacts, it would be possible, as a technical matter, to adjust SCGM's PBR
7 mechanism to accomplish this goal. The portion of the COS attendu that is
8 based on costs SCGM can control is projected by multiplying one year's
9 volumes times the prior year's rates, with adjustments to credit customers for
10 any rewards due them under the mechanism. SCGM's response to RCNREQ
11 Question 23 provides the PBR formula which shows that this is the case. If the
12 regulator were to exclude from the volumes used to establish the COS attendu
13 those increases in volumes derived from fuel switching that has negative
14 environmental consequences, the incentive to build such load would be
15 removed. New load from environmentally harmful fuel switching would be
16 included in the COS requis, but not in the COS attendu, and thus such load
17 would reduce the possibility for the latter to exceed the former. This would
18 require a specific determination of which general types of switching are
19 viewed positively or negatively.

20 **Composite index of net environmental impacts**

21 A second approach would be based largely on a standard Service Quality
22 Index (SQI). SQIs have become "standard fare" for incentive mechanisms, the
23 principle being that while the utility is able to maximize profit from cost
24 cutting or cost minimization, its ultimate access to the additional margins is
25 linked to its service quality performance as measured by a set of indices. An
26 SQI is currently in place for SCGM, and is included with only slight
27 modifications in the utility's current proposal (see SCGM-15, doc.1 and
28 SCGM-16). To the extent the environment also should not be negatively
29 affected from a utility's actions (and, as with service quality, should indeed be
30 improved), the same principle could apply.

² SCGM explains in its evidence that because its marginal costs are below its average costs, increases in usage will tend to reduce average costs. Under the PBR proposal, such volumetric increases will be reflected in the COS requis. But whatever the growth in sales, the growth in the COS requis will be slower. Thus, increases in volumes sold will not affect the COS attendu in the same way as they will the COS requis, because the COS attendu is established on the basis of base year costs and sales levels. Expected volumetric increases will be applied to the existing rate level, so that the COS attendu will not reflect the moderating influence of sales growth on rates during the multi-year PBR period. The greater the rate of growth in sales, the greater will be the gap between the COS attendu and the COS requis.

1 ***How would an EQI work?***

2 A composite index of net environmental impacts (we will call it an
3 Environmental Quality Index, or EQI) would be fashioned along similar lines,
4 and could be geared particularly to the issue of fuel switching. For example,
5 an EQI could be a composite comprised of three main measures, for example
6 (1) net greenhouse gas (GHG) emissions, (2) net emissions of pollutants
7 (NO_x, SO_x and VOCs) and (3) net land and water impacts (flooding, etc.).

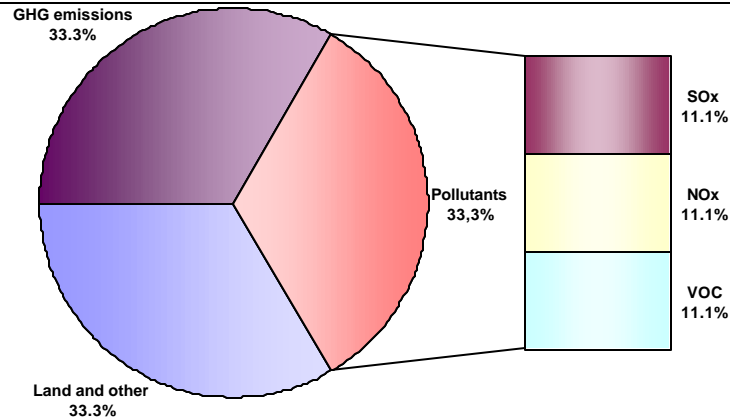
8 Each index would measure net total emissions or impacts prior to the test
9 period, and would do so only for emissions related directly to SCGM's
10 activities, either marketing or more broadly to all activities. For example, if
11 SCGM's marketing activities allowed it to capture market share from heavy
12 oil, and in so doing *net emissions* (increase from gas minus decrease from oil)
13 were reduced, this would show up as positive on the GHG and pollutant
14 indices of GazMet's EQI. If, on the other hand, its activities allowed it to
15 capture market share from electric generation, measurement of net impacts
16 would include the net increases in GHG and pollutant emissions as well as the
17 net decreases in land and water impacts. Depending on the specific setting of
18 the index and the specific end-use that SCGM captured, its EQI could be
19 negatively affected. The EQI would be linked directly to SCGM's activities,
20 and could in no way be affected by external factors affecting net emissions of
21 non-gas energy sources.

22 The EQI would therefore measure the net environmental impacts of Gaz
23 Métropolitain's marketing and load capturing activities over a given period.
24 Measurements would be translated into percentage improvements or declines
25 from the base year, and then linked to the utility's ability to retain any
26 additional earnings allowed under its cost-, price- or bill-oriented incentive
27 mechanism. In keeping with the SQI currently in place for SCGM (and most
28 SQIs, for that matter), there would be multiple thresholds allowing various
29 levels of bonus earnings retention (see below). Also, SCGM's profit
30 maximization opportunities would not be linked only to the EQI, but to a
31 combination of the EQI and SQI.

32 ***Application of a sample EQI to SCGM***

33 The following describes a sample EQI and its links to utility performance and
34 rewards:

35 **First**, for simplicity, we will imagine that each index is given equal weight, as
36 follows:



1

2

3

4

5

6

7

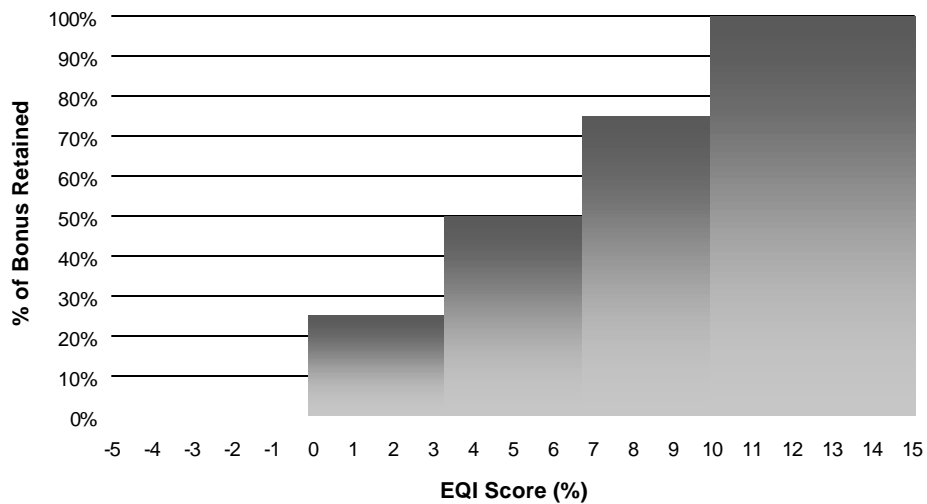
8

9

10

Second, we will link SCGM's ability to retain bonus earnings to its net environmental performance in the following way: For example, if the goal is to entice SCGM to gradual improvements in net environmental impacts, we would apply the following: where the score is negative (relative to previous year or time period), 0% bonus; where 0% to +3.3% improvement, 25% bonus; where +3.4 to +6.6%, 50% bonus; where +6.7% to +9.9%, 75% bonus and where \exists +10% change, 100% bonus (see chart below). The specific numbers should depend on a performance level that would be reasonable to expect.

Sample EQI Scale
Retention of Bonus Earnings According to EQI Score



1 **Third**, we will allow for 50% of SCGM's potential reward to be linked to the
2 EQI, while the other 50% would be linked to performance under the proposed
3 SQI.

4 Let us imagine now that SCGM is under an incentive scheme by which,
5 whether for cutting costs, cutting prices or cutting energy bills, it is allowed to
6 retain a portion of the benefits. Under the proposed EQI, 50% of those
7 benefits would be tied to SCGM's environmental performance as measured
8 through its EQI score. In other words, if the total economic performance
9 would save \$3 million for customers, and if SCGM was allowed to retain 2/3
10 of that performance, subject to its SQI and EQI, then its performance under
11 the EQI would be worth \$1 million. Assuming that the utility's proposed SQI
12 is retained, the following table describes several possible sample scenarios for
13 SCGM:

Maximum Earnings Bonus on Hyp. \$3m Economic Performance Gains					
SCGM efforts		Sample Results		Sharing of Performance Gains	
Effort at service quality	Marketing considers env. impact	SQI Score	EQI Score	SCGM share (Bonus earning) (max. \$2m)	Consumers share (Credit on bill) (max. \$3m)
HIGH	HIGH	95%	+15 %	\$ 2 000 000	\$ 1 000 000
LOW	MOD.	80%	+3 %	\$ 750 000	\$ 2 250 000
HIGH	LOW	90%	-12 %	\$ 900 000	\$ 2 100 000
MOD.	HIGH	85%	+10 %	\$ 1 850 000	\$ 1 150 000

14
15 If an EQI were applied, SCGM would likely perform modelling along the
16 lines of the above table in order to determine its most profitable course of
17 action³. The EQI would ensure that the net environmental impacts of such
18 actions are taken into account prior to determining the nature of its marketing
19 efforts.

20 **Benefits of the EQI**

21 The EQI follows a standard model for incentive regulation and would ensure
22 that SCGM is rewarded for providing net benefits to society and not for
23 creating net costs. The EQI could be applied to any incentive mechanism,
24 whether one that focuses on rates (ie. a rate cap or SCGM's proposal), bills (ie.

³ Unfortunately, it was impossible, through the questions-and-answers period allowed in the regulatory process governing this case, to obtain from SCGM a disaggregation of its marketing targets according to energy source (SCGM-3, doc. 2.23). For this reason it was impossible for us to simulate the effect of incorporating an EQI to SCGM's actual target performance for the coming years.

1 a revenue (or revenue-per-customer) cap or an LRAM) or costs (ie. the current
2 ratemaking approach).

3 With an EQI, the utility would suffer no loss in incentives to cut costs. Indeed,
4 the EQI would only benefit SCGM to the extent it managed to cut costs or
5 otherwise enhance its economic performance above an expected level. The
6 EQI would simply ensure that the utility is not tempted to do so *at the expense*
7 of net environmental costs to society.

8 Conclusion

9 Before adopting an incentive mechanism that provides a simple incentive to
10 increase gas load independent of environmental considerations, we suggest
11 that SCGM conduct an analysis of the environmental impacts of different
12 types of fuel switching. The results of this analysis could be considered by the
13 Regie in order to determine whether there is an unnecessary risk of negative
14 environmental impact in an undifferentiated incentive to build gas load. If
15 necessary, an incentive to build gas load could be directed away from
16 environmentally problematic markets, if any, as suggested by the two sample
17 modifications to SCGM's proposal that we have just presented, the volumetric
18 adjustment or the EQI.

19

ANNEXE 3 :

CURRICULUM VITAE DE PHILIPPE DUNSKY

Ci-après mon curriculum vitae en version anglaise (la plus récente).