

L'efficacité énergétique



**Manuel de référence pour
la régulation des marchés
monopolistiques et concurrentiels**



PHILIPPE U. DUNSKY
Centre Hélos

L'efficacité énergétique

Manuel de référence pour la régulation des marchés
monopolistiques et concurrentiels

Philippe U. Dunsky
Centre Hélios

pour l'Agence de
l'efficacité énergétique

Janvier 2000

Avertissement

Ce rapport a été préparé par Philippe Dunsky du Centre Hélios pour l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec.

Toutefois, les analyses et les conclusions relèvent exclusivement de l'auteur et ne sauraient être imputées à l'Agence.

Citations

Prière de citer comme suit :

DUNSKY, Philippe, 2000. *L'efficacité énergétique : manuel de référence pour la régulation des marchés monopolistiques et concurrentiels*. Montréal (QC), Centre Hélios, préparé pour l'Agence de l'efficacité énergétique, janvier 2000, 257 p.

Diffusion

Centre Hélios
326, boul. Saint-Joseph Est
Bureau 100
Montréal (Québec) H2T 1J2
Téléphone : 514/ 849-7900
Télécopieur: 514/ 849-6357
Courriel : sec@centrehelios.org
Site Web : www.centrehelios.org

© Centre Hélios

Dépôt légal – 1^{er} trimestre 2000
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada
ISBN 1-894195-11-6

Le **Centre Hélios** est une société indépendante vouée à la recherche et à l'expertise-conseil dans le domaine de l'énergie.

Le Centre est plus particulièrement spécialisé dans la régulation des services publics, la conception des marchés concurrentiels et les approches permettant de concilier la protection de l'environnement et des consommateurs, et des choix économiquement efficaces et viables.

Depuis sa fondation en 1996, le Centre a établi une base de clientèle incluant les groupes de protection des consommateurs, les gouvernements et organismes paragonnementaux, les groupes de protection de l'environnement, les consommateurs industriels, les producteurs indépendants d'électricité, les syndicats et les entreprises de service public, parmi d'autres.

Remerciements

L'auteur a bénéficié des commentaires et des suggestions des personnes suivantes, qu'il remercie chaleureusement. Évidemment, les analyses et les conclusions présentées ici relèvent exclusivement de sa responsabilité et ne sauraient leur être imputées.

Denis Bourret, économiste
Agence de l'efficacité énergétique

Joseph Doucet, directeur
Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles,
Département d'économie, Université Laval

Philip Raphals, directeur adjoint
Centre de recherches en énergie Hélios

L'auteur aimerait également remercier Alain Gagnon et Marielle Garon pour la correction des textes.

L'auteur

Philippe Dunsky est directeur du Centre Hélios. Il est l'auteur de plusieurs dizaines d'études, d'articles et d'autres publications sur la régulation des services publics d'énergie, la structure et la conception de marchés concurrentiels, la planification énergétique, l'efficacité et la conservation énergétiques, les technologies d'énergie « vertes » et les technologies énergétiques dispersées, entre autres.

Monsieur Dunsky s'intéresse surtout aux moyens de concilier, dans les marchés de l'électricité et du gaz naturel, la protection de l'environnement, l'équité et la vitalité économique. Il est, à ce sujet, conférencier invité à de nombreux colloques et congrès nationaux et internationaux.

« La régulation efficace établit une situation où
l'aboutissement qui est socialement optimal génère aussi le
plus grand profit pour l'entreprise, de façon à ce qu'elle le
choisirait volontairement.

La création de cette cohérence entre la maximisation du
bien-être social et la maximisation du profit pour l'entreprise
est au cœur de la régulation économique. »

KENNETH E. TRAIN

Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly
Cambridge (Massachusetts), MIT Press, p. 3
(Traduction de l'auteur)

Table des matières

AVANT-PROPOS	I
(1) <i>Contexte et mandat</i>	<i>i</i>
(2) <i>Portée et limites</i>	<i>ii</i>
(3) <i>Note terminologique</i>	<i>v</i>
I. PRINCIPES ET NOTIONS DE BASE	1
A. L'ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES ET LES « TESTS DE RENTABILITÉ »	3
(1) <i>Introduction</i>	<i>3</i>
(2) <i>Tests de premier niveau : la rentabilité</i>	<i>6</i>
a) <i>Test du moindre coût en ressources (MCR)</i>	<i>6</i>
b) <i>Test du moindre coût social (MCS)</i>	<i>7</i>
c) <i>Test du coût pour le service public (CSP)</i>	<i>9</i>
(3) <i>Test de deuxième niveau : l'équité — le test du coût pour les non-participants (CNP)</i>	<i>10</i>
(4) <i>Test de troisième niveau : le test du coût pour les participants (CP)</i>	<i>12</i>
(5) <i>Autres tests</i>	<i>13</i>
(6) <i>L'importance des tests pour les options du régulateur</i>	<i>14</i>
B. LES OBSTACLES ET LE RÔLE DU RÉGULATEUR	15
(1) <i>Introduction</i>	<i>15</i>
(2) <i>Les obstacles du marché</i>	<i>15</i>
a) <i>Le déficit d'efficacité</i>	<i>16</i>
b) <i>Identification des obstacles</i>	<i>18</i>
(3) <i>Le rôle du régulateur</i>	<i>21</i>
C. L'AVÈNEMENT DE MARCHÉS CONCURRENTIELS : IMPACTS ET NOUVEAUX DÉFIS	23
(1) <i>Introduction</i>	<i>23</i>
(2) <i>Identification des structures possibles</i>	<i>24</i>
a) <i>Les « monopoles » (verticalement intégrés)</i>	<i>25</i>
b) <i>La « concurrence au gros » (avec éclatement vertical)</i>	<i>25</i>
c) <i>La « concurrence au détail » (avec éclatement vertical)</i>	<i>26</i>
d) <i>Vue d'ensemble des quatorze principales structures de marché</i>	<i>26</i>
(3) <i>Impact de la concurrence sur l'efficacité énergétique</i>	<i>28</i>
a) <i>La théorie</i>	<i>28</i>
b) <i>La pratique</i>	<i>31</i>
c) <i>Note sur les marchés en transition : besoins de robustesse</i>	<i>34</i>

II. L'INCITATION : L'OUTIL DE LA RÉGLEMENTATION DES TARIFS.....	37
A. L'ENJEU	39
(1) <i>Introduction</i>	39
(2) <i>Les effets dissuasifs de l'approche traditionnelle</i>	40
a) Description	40
b) Effets sur la gestion de l'entreprise	41
c) Effets dissuasifs à l'efficacité énergétique	42
(3) <i>Les effets dissuasifs du régime de plafonnement des prix (PP)</i>	46
a) Description	46
b) Effets dissuasifs pour l'efficacité énergétique.....	48
B. ÉLÉMENTS DE SOLUTION : UNE TRILOGIE D'OUTILS ESSENTIELS	51
(1) <i>Introduction</i>	51
(2) <i>Étape n° 1 : le recouvrement des coûts des programmes</i>	52
(3) <i>Étape n° 2 : le recouvrement des revenus perdus</i>	54
a) Mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR)	55
i. <i>Description du MAPR</i>	55
ii. <i>Choix précis pour un MAPR</i>	58
iii. <i>Les expériences ailleurs</i>	62
iv. <i>Les inconvénients du MAPR</i>	62
b) Approches du découplage (partiel ou total).....	63
i. <i>Description du mécanisme d'ajustement selon les revenus (MAR)</i>	63
ii. <i>Description du plafonnement des revenus (PR)</i>	64
iii. <i>Description du plafonnement des revenus par abonné (PRA)</i>	66
iv. <i>Choix précis pour un PRA</i>	68
v. <i>Les expériences ailleurs</i>	69
vi. <i>Avantages, inconvénients et ajustements</i>	70
c) Autres	72
d) Conclusion	73
(4) <i>Étape n° 3 : incitatifs destinés aux actionnaires</i>	74
a) Le besoin d'incitatifs.....	74
i. <i>Les arguments contre l'adoption d'incitatifs à l'EE</i>	74
ii. <i>Le besoin : les coûts cachés</i>	75
b) Types d'incitatifs	77
i. <i>Les primes sur les dépenses</i>	77
ii. <i>Les primes à la performance énergétique</i>	78
iii. <i>Les mécanismes de partage des bénéfices nets (MPB)</i>	79
iv. <i>Les expériences ailleurs</i>	83
(5) <i>Conclusion</i>	86
C. CONSIDÉRATIONS POUR LES MARCHÉS CONCURRENTIELS.....	89
(1) <i>Impact direct : la gestion du transport</i>	89
(2) <i>Impact indirect : modification au rôle du service public</i>	92
a) Divers scénarios	92
i. <i>Le service public devra-t-il continuer de livrer des programmes ?</i>	93
ii. <i>Sinon, devient-il un joueur sans importance en matière d'efficacité énergétique ?</i>	93
b) Modifications selon le rôle du service public	94
i. <i>Principal agent de livraison</i>	94
ii. <i>Rôle limité et programmes ciblés</i>	94
iii. <i>Exclusion totale</i>	95
c) Sommaire des choix selon les structures de marché.....	95
D. SPÉCIFICITÉS DU GAZ NATUREL	97

III. LES EXIGENCES DANS UN CONTEXTE SANS CONCURRENCE : LA PLANIFICATION DES RESSOURCES..... 99

A. MISE EN CONTEXTE	101
(1) <i>Court historique de la planification intégrée des ressources (PIR)</i>	101
a) L'avant-PIR	101
b) La transition : la planification au moindre coût (PMC).....	102
c) Baptême de la PIR.....	103
(2) <i>Le processus et les enjeux de l'efficacité énergétique</i>	105
a) L'exemple du Northwest Power Planning Council	105
b) Éléments clés	108
B. TRAITEMENT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LA PLANIFICATION	110
(1) <i>Introduction</i>	110
(2) <i>Les prévisions de la demande et la minimisation des risques</i>	110
a) Méthodes de prévision	110
i. <i>Les modèles d'extrapolation temporelle</i>	111
ii. <i>Les modèles économétriques</i>	112
iii. <i>La décomposition par usages finaux</i>	113
b) Options pour reconnaître et minimiser les risques	114
i. <i>L'analyse de scénarios de rechange</i>	115
ii. <i>L'analyse de sensibilité</i>	117
iii. <i>L'analyse de portefeuilles</i>	118
iv. <i>L'analyse stochastique</i>	118
v. <i>Autres approches</i>	119
c) Conclusion	120
(3) <i>La comparaison des coûts</i>	121
a) L'information de base	121
b) La conversion en coûts unitaires	122
i. <i>Taux d'actualisation</i>	122
ii. <i>Vie utile et période d'amortissement</i>	125
iii. <i>Les courbes de l'offre</i>	126
iv. <i>La conception des programmes</i>	128
c) Les coûts évités	130
i. <i>La portée temporelle</i>	131
ii. <i>Les composantes</i>	132
iii. <i>La distribution temporelle</i>	138
iv. <i>La distribution géographique</i>	141
v. <i>Conclusion</i>	142
(4) <i>L'analyse et l'intégration des options rentables</i>	143
(5) <i>La participation du public et les processus de concertation</i>	148
(6) <i>Conclusion</i>	151
C. SPÉCIFICITÉS DU GAZ NATUREL	154
(1) <i>La structure du marché</i>	154
(2) <i>Les caractéristiques physiques du produit</i>	155
(3) <i>La concurrence dans les usages finaux</i>	155
(4) <i>L'horizon de planification</i>	156
(5) <i>La nature des coûts évités</i>	157
(6) <i>Conclusion : simplifier l'approche</i>	159

IV. LES EXIGENCES DANS UN CONTEXTE DE CONCURRENCE, INSTAURÉE OU PROCHAINE 161

A. INTRODUCTION : L'IMPACT DES MARCHÉS SUR LA PIR 163

(1) Introduction	163
(2) La rigueur des calculs.....	164
a) L'estimation des coûts futurs de production	164
b) Le prix comme « coût évité ».....	165
(3) Valeur pour le service public.....	166
(4) L'intérêt du service public.....	168
a) Concurrence au gros.....	168
b) Concurrence au détail.....	169
c) La transition et la crainte des cibles mouvantes	171
(5) La transition : le rôle du régulateur.....	172

B. LA RESPONSABILITÉ ULTIME ET LES APPROCHES POSSIBLES 175

(1) Les services publics : diverses méthodes.....	175
a) La PIR complète	175
b) La PIR ciblée géographiquement	176
c) La planification non intégrée, ciblée géographiquement.....	178
d) Les montants ad hoc (prélèvements)	179
e) Les exigences ad hoc.....	180
(2) Les intermédiaires : les exigences ad hoc.....	181
(3) Une tierce partie indépendante : le prélèvement.....	182
a) Introduction.....	182
b) Exemples.....	183
i. Agences paragouvernementales	183
ii. Groupes indépendants à but non lucratif.....	184
iii. Entreprises à but lucratif.....	184
iv. Hybrides.....	185
(4) Avantages et inconvénients du transfert de responsabilités.....	185
a) Avantages du transfert	185
b) Inconvénients du transfert.....	187
c) Arbre décisionnel	188

C. LES DISPOSITIONS PARTICULIÈRES..... 191

(1) Introduction	191
(2) La conception d'un prélèvement	191
(3) Le niveau du taux	193
a) Approches	193
b) Les énergies non réglementées.....	195
c) Les taux différenciés	196
d) Exemple pour le Québec	196
i. Taux unique pour l'électricité	196
ii. Taux variable selon la source.....	199
(4) La durée du prélèvement	201
(5) La responsabilité de la réalisation des programmes	202
a) Problèmes associés à la réalisation des programmes par le service public.....	203
b) Les ESE et l'objectif d'assurer une industrie viable à long terme	204
c) Rôle du service public ou de ses affiliés	205
d) Approches touchant la sélection de tiers	206
i. Les appels d'offres par concours.....	206
ii. Les offres standard (contrats de performance).....	207
iii. Avantages et inconvénients.....	208
(6) Les ménages à faible revenu.....	210
(7) Dispositions pour les options autres que le prélèvement.....	212
a) Les exigences ad hoc.....	212
b) Méthodes de planification.....	213

D. CONCLUSION : L'IMPORTANCE DES COMBINAISONS 214

CONCLUSION	217
ANNEXES	221
A. LES TESTS DE RENTABILITÉ	223
(1) <i>Test du moindre coût en ressources (MCR)</i>	224
(2) <i>Test du moindre coût social (MCS).....</i>	225
(3) <i>Test du coût pour le service public (CSP)</i>	226
(4) <i>Test du coût pour les non-participants (CNP)</i>	227
(5) <i>Test du coût pour les participants (CP).....</i>	228
B. LE PLAFONNEMENT DES REVENUS PAR ABONNÉ (PRA)	229
(1) <i>Introduction</i>	229
(2) <i>Fixation d'un plafond adéquat.....</i>	229
a) le coût de service.....	230
b) l'inflation (I)	230
c) le facteur de compensation de productivité (X).....	230
d) le nombre de clients (revenu plafond).....	231
(3) <i>Les imprévus et les exclusions</i>	231
a) les imprévus (Z)	232
b) les exclusions	232
(4) <i>Le partage des bénéfices ou des pertes excessives</i>	232
a) bande morte et bande de partage	233
b) mécanisme de révision	233
(5) <i>Période de décalage réglementaire</i>	234
(6) <i>Cibles non économiques.....</i>	235
a) qualité et fiabilité du service (Q).....	236
b) l'efficacité énergétique.....	236
c) la protection de l'environnement.....	237
d) l'universalité du service	237
(7) <i>Flexibilité et balises pour la tarification</i>	237
a) limites aux fluctuations	238
b) prix plancher	238
c) plafond « par panier »	239
(8) <i>Fonctions soumises à l'approche incitative</i>	239
BIBLIOGRAPHIE	241

Avant-propos

(1) Contexte et mandat

L'efficacité énergétique dans son sens large (incluant ici la conservation, l'efficacité technologique et la gestion de la charge) constitue un outil pour équilibrer l'offre et la demande en énergie. D'un point de vue économique, la société devra s'assurer de l'exploitation du potentiel qui est rentable pour elle.

Le régulateur de services publics joue un rôle primordial à cet égard en tant que protecteur des consommateurs et de l'intérêt public. Ce rôle consiste, fondamentalement, à concilier les intérêts privés et les choix d'investissement des entreprises réglementées avec l'intérêt public en matière d'efficacité énergétique.

Pour exercer ce rôle, le régulateur dispose traditionnellement de deux outils principaux, soit **le régime de réglementation des tarifs** et **l'approche d'approbation des projets et des plans d'investissement** (en particulier la planification intégrée des ressources).¹

Le premier indique au service public dans quelle mesure différents choix sont dans son intérêt privé et à ce titre constitue une forme d'incitation. Le deuxième, qui déterminera les choix d'investissement qui répondront le mieux à l'impératif de l'équilibre offre-

¹ Un troisième outil, ayant plus directement rapport au consommateur et dont nous ne traitons pas dans ce rapport, concerne la fixation des tarifs et, plus particulièrement, leur structure et leurs niveaux.

demande et qui seront donc approuvés par le régulateur, aboutit plutôt à des exigences formelles. Par ailleurs, au moment où les marchés éclatent et s'ouvrent à la concurrence, de nombreux régulateurs se voient également appelés à déterminer **d'autres outils pour assurer que les investissements appropriés en matière d'efficacité énergétique se réalisent.**

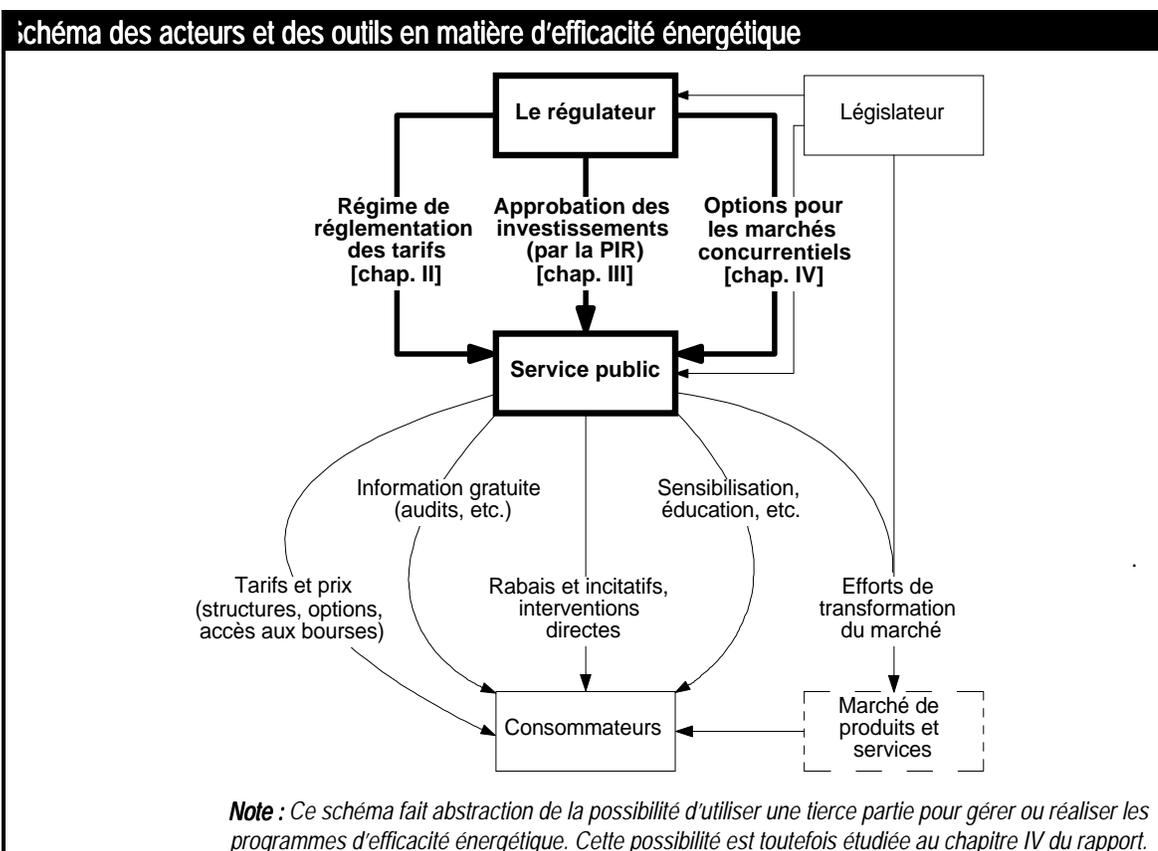
C'est autour de ces trois thèmes que s'articule l'essentiel du mandat que j'ai reçu de l'Agence de l'efficacité énergétique. En effet, ces trois thèmes constituent, respectivement, les chapitres II, III et IV du présent rapport. Le chapitre I, quant à lui, touche aux principes et aux notions de base et plus particulièrement, tel qu'il m'a été demandé, aux enjeux et aux méthodes d'analyse de la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique et aux obstacles à leur réalisation.

(2) Portée et limites

Outre la détermination des principes et des notions de base, ce rapport traite donc de ces trois leviers auxquels peuvent faire appel les régulateurs de services publics afin d'assurer que les consommateurs profitent de mesures d'efficacité énergétique jugées économiquement rentables selon des méthodes définies.

D'ailleurs, la portée de notre traitement de ces trois leviers est à la fois large et éminemment limitée. **La portée large du rapport s'explique par plusieurs facteurs.** Tout d'abord, parce que nous traitons tant les obstacles que les outils d'analyse et les solutions qui permettraient d'assurer la réalisation d'une plus grande part du potentiel rentable d'efficacité énergétique. Ensuite, parce que nous abordons non seulement les structures de marché actuellement en vigueur, mais également les restructurations – et notamment l'ouverture accrue à la concurrence – qui risquent de se présenter dans un avenir pas si lointain. Enfin, parce que nous considérons non seulement le marché de l'électricité mais également celui du gaz naturel, quoiqu'une attention plus marquée ait été accordée à celui de l'électricité.

À d'autres égards, la portée du rapport est éminemment limitée. D'abord, parce que nous ne traitons ici que du rapport entre le régulateur (ou, dans certains cas précis, le législateur) et les services publics. Ainsi, **l'objet de ce rapport se situe nettement en amont du rapport entre les services publics et leurs abonnés**. Par exemple, les programmes d'aide aux consommateurs (rabais à l'achat de produits efficaces, information sur le potentiel et sa rentabilité, etc.), tout comme les programmes de transformation des marchés (efforts pour modifier la nature des produits vendus) ne font pas l'objet de ce rapport. Il en va de même pour les options tarifaires, que ce soit dans un marché monopolistique (structure des blocs tarifaires, tarification différenciée dans le temps, etc.) ou concurrentiel (structure des tarifs de transport et distribution, conception des bourses d'électricité, etc.). Le schéma qui suit sert à distinguer les sujets abordés (en **gras**) et non abordés dans ce rapport.



De plus, comme nous l'avons mentionné précédemment, ce rapport ne traite que des formes d'énergie soumises à une régulation économique, soit l'électricité et le gaz naturel (quoique exceptionnellement, et par nécessité, nous les étendons au mazout vers le milieu du quatrième chapitre). Ainsi, **le secteur des transports en particulier n'est aucunement traité.**

Une autre limite importante touche le degré d'approfondissement des enjeux. Ce rapport se veut un outil de base pour un grand nombre de professionnels ou d'intervenants engagés de diverses façons dans les domaines de la régulation ou de l'efficacité énergétique et, à cet égard, cherche à se situer **à mi-chemin entre une vulgarisation pour les non-initiés et un examen légèrement plus approfondi de certains choix clés.** Vu cet objectif principal et le très grand nombre de sujets à couvrir, nous avons dû nous restreindre et donc ne pas approfondir autant que nous – et certains lecteurs sans doute – l'aurions voulu. Néanmoins, nous avons pour eux tenté d'indiquer quelques pistes à suivre, le rapport étant parsemé de **références bibliographiques** pour ceux qui voudraient poursuivre la réflexion sur des sujets précis.

Enfin, le rapport est également limité par la nature des conclusions auxquelles le lecteur pourra arriver. On constatera en effet que pour chacun des outils types étudiés, le régulateur devra choisir parmi un grand nombre d'options et d'approches spécifiques. Or, ces choix ne seront pas faciles et dans de nombreux cas, **nous nous limitons à indiquer des grandes pistes à suivre, sans toutefois adopter de position ferme sur le détail de leur aboutissement.** Cette dernière limite s'impose parce que les choix spécifiques ne se prêtent que très rarement à des réponses génériques. Plutôt, ils dépendront d'une conjugaison de facteurs conjoncturels tels que la structure du marché existante du marché, l'évolution plausible de celle-ci et le secteur énergétique réglementé (électricité ou gaz naturel). Par ailleurs, même les conclusions auxquelles nous arrivons devront être lues comme étant des conclusions génériques, et donc pas forcément les plus appropriées dans tous les cas. **Le lecteur est donc appelé à utiliser son propre jugement, en fonction des circonstances particulières du service public ou du marché qui l'intéresse, et à poursuivre sa réflexion au-delà des indications générales que nous avons pu fournir.**

Malgré ces contraintes, nous espérons que ce rapport pourra servir à faire avancer la discussion et la réflexion communes sur ce sujet des plus importants.

(3) Note terminologique

Habituellement, le terme « efficacité énergétique » réfère directement à l'efficacité avec laquelle un produit consomme de l'énergie.² Ainsi, on cherche à diminuer la quantité d'énergie consommée pour un même service énergétique rendu. Au-delà de l'efficacité de consommation, d'autres approches de *gestion axée sur la demande énergétique (GAD)* sont également d'usage commun. Par exemple, l'efficacité énergétique peut se distinguer des moyens visant à mener les consommateurs à diminuer leur utilisation de services énergétiques (« conservation »). Elle peut aussi se distinguer des moyens visant à modifier la courbe temporelle de la demande en incitant le consommateur à utiliser plus ou moins d'énergie à différents moments d'une journée, d'une semaine ou d'une année (« gestion de la charge »³). Enfin, elle se distingue des programmes de remplacement de sources d'énergie, visant ainsi une modification des choix de sources énergétiques par le consommateur pour certains usages finaux.

Pour simplifier, le présent rapport accorde un sens très large au terme « efficacité énergétique », lequel englobera les trois premières composantes de la GAD mentionnées ci-dessus. Vu la nature différente des enjeux entourant le remplacement de sources d'énergie, nous ne traitons pas de cette option dans le présent rapport.

² Le terme réfère aussi à l'efficacité avec laquelle certaines technologies *produisent* de l'énergie, mais les technologies de production n'entrent pas dans la portée de cette étude.

³ En effet, d'autres termes utilisés plus souvent pour ce genre d'action sont « gestion de la demande » ou « gestion de la pointe ». Toutefois, le premier est trop large, référant plus précisément à l'ensemble des mesures pouvant influencer sur la demande d'énergie, y compris les mesures d'efficacité et de conservation énergétiques. Le deuxième, quant à lui, est trop restrictif, référant uniquement aux mesures pour diminuer la demande en période de pointe, alors que certaines mesures visent à *augmenter* la demande en période crue. C'est ainsi que nous croyons plus approprié d'utiliser le terme « gestion de la charge ».

I. Principes et notions de base

A. L'analyse coûts-bénéfices et les « tests de rentabilité »

(1) Introduction

L'efficacité énergétique est un moyen pour le service public d'agir sur l'équilibre entre l'offre et la demande, autant que peut l'être l'ajout de nouvelles unités de production, l'utilisation différente des unités existantes, la gestion d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement ou encore l'expansion ou le renforcement des réseaux de transport et de distribution.

Depuis plus de vingt-cinq ans, une série de « tests » ont été conçus et mis à jour afin de permettre une évaluation standardisée des coûts et bénéfices de mesures d'efficacité énergétique. Ces tests ont d'abord été élaborés conjointement, en 1983, par la California Public Utilities Commission (CPUC) et la California Energy Commission (CEC). Ils ont par la suite été révisés et formalisés par ces mêmes organismes lors de la publication du *Standard Practice Manual* de 1987 (CPUC/CEC 1987). Ce dernier est reconnu aujourd'hui comme le guide de référence pour le choix des tests de rentabilité en matière d'efficacité énergétique. Néanmoins, d'autres tests, ainsi que des variations aux premiers, ont depuis été introduits dans la documentation et mis en pratique dans certaines régions.

L'objectif de ces tests est de permettre, par une approche rigoureuse et connue, d'évaluer la pertinence d'investir en efficacité énergétique. D'ailleurs, le *Standard Practice Manual* n'est pas prescriptif : il définit un ensemble de tests possibles et délimite leurs champs d'application.

Comme nous le verrons, le choix des tests reflète généralement la perspective que l'on veut comprendre ou défendre. En ce sens, les tests soulèvent généralement trois grandes questions : (1) quels acteurs doivent faire partie de l'équation ? (2) quels effets indirects d'un programme doit-on intégrer dans l'équation et de quelle façon ? (3) quel taux

d'actualisation doit-on utiliser pour ramener les coûts et bénéfices futurs à une seule valeur actualisée ?

Soulignons d'ailleurs que tous les tests ont en commun que les résultats peuvent être exprimés notamment en valeur actualisée nette (VAN). Les cinq tests sont :

- **le test du moindre coût en ressources (MCR)⁴** : un test de la rentabilité économique des mesures, qui ne tient toutefois pas compte des externalités;
- **le test du moindre coût social (MCS)⁵** : un test de la rentabilité économique des mesures, qui tient compte des externalités;
- **le test du coût pour le service public (CSP)⁶** : un test de l'impact sur le revenu requis du service public;
- **le test du coût pour les non-participants (CNP)⁷** : un test de l'impact sur les tarifs et donc sur les non-participants;
- **le test du coût pour les participants (CP)⁸** : un test de l'impact sur les factures des participants.

Parmi les cinq tests, on en retrouve donc deux, le MCR et le MCS, qui déterminent la *rentabilité économique* d'une mesure. Ces deux tests sont d'ailleurs ceux qui sont communément utilisés aux fins de la planification intégrée des ressources. Par ailleurs, le CSP permet de déterminer l'impact sur le revenu requis du service public et fut communément appliqué avant la planification intégrée des ressources. Il est, en ce sens, semblable dans sa portée aux deux premiers. Le CNP et le CP, quant à eux, indiquent respectivement la rentabilité privée pour les non-participants et les participants. Par

⁴ En anglais : Total Resource Cost test (TRC). Parfois également connu comme « test du coût pour l'ensemble des abonnés (CEA) » ou, en anglais, All Ratepayers Test (voir Burkhard 1990).

⁵ En anglais : Societal Cost Test (SCT).

⁶ En anglais : Utility Cost Test (UCT).

⁷ En anglais : Non Participant Cost Test (NPT). Également connu comme « test de la mesure de l'impact sur l'abonnée (MIA) » et « test de la neutralité tarifaire (TNT) » ou, en anglais, Rate Impact Measure Test (RIM).

ailleurs, la combinaison de ces deux tests nous donne souvent le résultat du moindre coût en ressources (MCR).

L'existence d'une multiplicité de tests s'explique par le simple fait que le mandat du régulateur lui-même se joue à plus d'un niveau. Principalement, ses décisions doivent d'abord viser l'efficacité économique pour assurer la minimisation du coût de l'énergie dans son ensemble, mais il doit également tenir compte des considérations d'équité. Or, ce sont principalement ce que ces tests nous permettent de comprendre. Pour cette raison, on utilisera typiquement un des tests de l'efficacité économique pour déterminer lesquelles des mesures devraient être poursuivies, tout en cherchant à déterminer et, ainsi, à minimiser les problèmes d'équité associés aux autres. Une autre façon d'aborder ces tests est donc de les regrouper en trois catégories :

- **les tests de premier niveau (MCR, MCS, CSP)**, qui déterminent la rentabilité économique d'une mesure⁹;
- **le test de deuxième niveau (CNP)**, qui permet d'évaluer l'impact, en termes d'équité, de la réalisation de l'ensemble des mesures jugées rentables selon les tests de premier niveau;
- **le test de troisième niveau (CP)**, qui peut être utilisé pour établir, entre l'administrateur du programme et le participant, le partage optimal des coûts des programmes adoptés.

Les équations mathématiques précises de chacun de ces tests sont présentées à l'annexe A (voir la page 223).

⁸ En anglais : Participant Cost test (PCT).

⁹ À l'exception du test du coût pour le service public, lequel indique plutôt la rentabilité financière.

(2) Tests de premier niveau : la rentabilité

La rentabilité économique d'une mesure ou d'un programme d'efficacité énergétique est fonction de l'ensemble des coûts et bénéfices afférents.¹⁰ Pour effectuer l'évaluation, deux tests ont été élaborés soit le test du moindre coût en ressources (MCR) et le test du moindre coût social (MCS).

a) Test du moindre coût en ressources (MCR)

Le MCR mesure le coût ou le bénéfice net d'un programme d'efficacité énergétique, y compris les coûts de l'entreprise et ceux des participants.

Les bénéfices mesurés par le MCR sont les coûts évités associés à la fourniture d'énergie supplémentaire. Ces coûts comprennent notamment les coûts de production, de transport et de distribution. Ils devraient également inclure d'autres coûts évités par le programme, par exemple les coûts d'expansion de la capacité d'une usine de filtration d'eau lorsqu'un programme a comme effet secondaire de diminuer la consommation d'eau potable ou encore les coûts évités du gaz naturel lorsqu'un programme électrique modifie également la consommation de cette ressource énergétique.¹¹ Les coûts, quant à eux, sont tous les coûts du programme, y compris les coûts d'équipements, d'installation, d'exploitation et d'entretien, le cas échéant, les coûts d'enlèvement des équipements existants (moins la valeur de la revente ou de la réutilisation des matériaux récupérés) ainsi que les coûts d'administration.

Ainsi, le MCR inclut tous les coûts, qu'ils soient supportés par l'administrateur du programme ou par le consommateur participant. Une mesure réussit le test du MCR lorsque sa valeur actualisée nette (la valeur actualisée des bénéfices moins la valeur actualisée des coûts) est égale ou supérieure à zéro.¹²

¹⁰ Lorsqu'une action crée une valeur *nette* positive (tenant donc compte des coûts de renonciation) pour l'ensemble de la société, c'est qu'elle crée de la richesse et est donc généralement vue comme souhaitable.

¹¹ Ces coûts ont parfois, mais pas toujours, été intégrés en pratique par les agences réglementaires. Pour les fins de ce rapport, nous les considérons partie intégrante de ce test. Par ailleurs, lorsque les coûts de ces ressources ne sont pas facilement disponibles, il peut être raisonnable d'utiliser à la place les tarifs en vigueur.

¹² Ou encore lorsque le ratio des bénéfices et coûts actualisés est égal ou supérieur à 1.

Le test du moindre coût en ressources englobe ainsi les coûts et bénéfices pour les clients et l'entreprise dans leur ensemble. Il est d'ailleurs le test le plus souvent utilisé par les régulateurs en Amérique du Nord pour évaluer la rentabilité de mesures ou de programmes d'efficacité énergétique (Schweitzer et Young 1994:28). Toutefois, pour les administrations qui sont censées ou qui veulent tenir compte des externalités environnementales, il demeure inadéquat et c'est principalement pour traiter de cet enjeu que le test du moindre coût social fut conçu.

b) Test du moindre coût social (MCS)

Le MCS constitue, à toutes fins utiles, un élargissement du test du moindre coût en ressources. En théorie, le *Standard Practice Manual* pointe cinq modifications au MCR qu'apporte l'utilisation du MCS, auxquelles Fulmer et Biewald (1994) en ajoutent deux autres. Nous croyons que pour cinq de ces sept modifications, l'intégration directe aux formules pourrait souvent, vu leur importance, s'avérer trop complexe pour être justifiée.¹³ Les deux autres, qui méritent fortement d'être intégrées, sont :

- **Les externalités environnementales.** Le MCS ajoute à la colonne des bénéfices des valeurs représentant les externalités environnementales évitées par le programme.¹⁴ Ces valeurs peuvent être déterminées par un grand nombre de méthodes élaborées au cours des ans. Chaque méthode a ses failles, mais on reconnaît l'importance de faire la meilleure estimation possible. Selon la Oregon Public Utilities Commission : « Lorsque la certitude de l'existence de coûts externes est acquise, mais que la quantité

¹³ Il s'agit de : (1) l'utilisation du coût évité pour l'ensemble de la société plutôt qu'uniquement le coût évité du service public en question (il pourrait s'agir alors d'un coût évité régional ou national); (2) le cas échéant, l'exclusion de crédits d'impôt que peut offrir le gouvernement pour certaines technologies de même que l'inclusion des effets sur l'impôt associés aux impacts du programme sur les taxes foncières, les impôts sur le revenu, les taxes sur le capital, etc.; (3) la soustraction, du calcul, des coûts pour le service public nécessaires pour pallier des obstacles du marché; (4) la valeur ajoutée d'un programme pour le client; (5) dans le cas de dépenses en capital, la soustraction des paiements d'intérêts puisque ces derniers sont considérés comme étant un transfert de paiement.

¹⁴ En théorie, il devrait aussi ajouter des coûts dans la mesure où les programmes créent eux-mêmes des impacts environnementaux importants.

précise en demeure inconnue, zéro est le coût le moins désirable et le moins précis à appliquer » (cité par Cowarth 1992; traduction de l'auteur).¹⁵

- **Le taux social d'actualisation.** En théorie et selon le *Standard Practice Manual*, le MCS exige l'utilisation d'un taux social d'actualisation au lieu du taux privé, c'est-à-dire le taux d'emprunt du service public. Le taux social d'actualisation est généralement sensiblement moins élevé, se situant autour de 1 % à 3 % (voir, par exemple, Biosystems Analysis et al. 1984:x, Rosen et al. 1993a:58-60, et Dunsky 1993:24-31). La différence s'explique par le fait que la société ne dévalorise pas l'environnement et les générations futures autant que le marché dévalorise l'argent futur.^{16,17} Nous élaborons sur cette question à la page 122.

Les deux tests que nous venons de décrire, le test du moindre coût en ressources et celui du moindre coût social, constituent les principaux tests de premier niveau. Ils sont

¹⁵ Le MCS tente donc de déterminer la rentabilité sociale en considérant l'ensemble des coûts et bénéfices, y compris les coûts et bénéfices environnementaux. Le MCS s'inscrit donc dans la continuité du MCR et, plus généralement, de la tradition américaine d'analyses coûts-bénéfices. Une autre façon de traiter de la comparaison d'un ensemble de « coûts et bénéfices » lorsque ceux-ci incluent des coûts environnementaux ou sociaux, est l'analyse multicritère d'aide à la décision (AMCAD). L'AMCAD permet une participation des groupes représentatifs d'intérêts divers, à l'établissement des critères et à l'élaboration des scénarios qui seront analysés et comparés. Les résultats sont présentés dans le dénominateur de chaque critère (dollars, km², tonnes de CO₂, etc.), évitant ainsi la réduction de valeurs différentes en une seule variable. C'est par la suite au groupe de faire les arbitrages qui s'imposent. L'AMCAD est donc une solution de rechange à la traduction en termes monétaires des externalités, laquelle est une composante essentielle du MCS. Nous abordons d'ailleurs cette option dans le chapitre III à la page 135, où nous fournissons d'ailleurs quelques références clés pour le lecteur intéressé à se familiariser avec ce sujet.

¹⁶ Autrement dit, l'argent s'actualise parce qu'il peut s'accumuler avec le temps grâce aux intérêts ou au rendement des investissements. Pour cette raison, on préfère avoir un dollar aujourd'hui plutôt qu'un dollar et un cent dans un an, parce qu'en plaçant son argent aujourd'hui, sans risque, on pourra obtenir au moins quelque 1,03 \$ l'an prochain. Ce raisonnement ne s'applique pas toutefois à la quantité et la qualité des écosystèmes naturels, lesquelles ont plutôt tendance à diminuer avec le temps et l'exploitation et dont la valeur a donc tendance à augmenter dans le temps.

¹⁷ La considération des enjeux environnementaux dans le choix d'un taux d'actualisation fait l'objet d'une abondante documentation, laquelle a probablement commencé en 1913 avec un article de Lawrence Gray paru dans le *Quarterly Journal of Economics*. « Ainsi, l'effet en général d'un taux d'intérêt élevé, toutes choses étant égales par ailleurs, est l'exploitation rapide [des ressources naturelles] alors qu'un taux plus faible rend une politique de conservation plus rentable pour le propriétaire [des ressources]. [...] Au fond, le problème de la conservation, exprimé en langage économique, est donc la détermination d'un juste taux d'actualisation de l'avenir eu égard à l'utilisation des ressources naturelles. [...] Dans tous les cas, le taux devrait être ramené au plus bas possible. » (Gray 1913:506,515,517; traduction de l'auteur).

utilisés dans de nombreuses administrations en Amérique du Nord et ailleurs pour déterminer si une mesure ou un programme est rentable par opposition à la fourniture supplémentaire d'énergie et de puissance.

c) Test du coût pour le service public (CSP)

Le test du moindre coût social et, dans une moindre mesure, le test du moindre coût en ressources, nous offrent donc un portrait de la rentabilité économique d'une mesure ou d'un programme. Toutefois, le régulateur peut également s'interroger sur l'impact qu'aura une mesure sur le revenu requis du service public. C'est précisément ce que le CSP est censé déterminer. Ce test, peu utilisé aujourd'hui, constitue en quelque sorte le test traditionnellement appliqué à des projets d'expansion. Le CSP diffère du test du moindre coût en ressources (MCR) principalement de quatre façons :

- les **coûts supportés par les participants** ne sont pas inclus,
- le **coût des incitatifs offerts aux participants** dans le cadre du programme sont inclus,¹⁸
- les **coûts évités en ressources secondaires** ne sont que partiellement inclus,¹⁹
- les **crédits d'impôt**, le cas échéant, ne sont pas inclus.

Ainsi, le CSP est plus restreint dans sa portée, tant du côté des coûts que des bénéfices qu'il évalue.

¹⁸ Dans le MCR, ces coûts sont absents uniquement parce qu'ils sont compensés par les mêmes montants du côté des bénéfices, lesquels incluent les bénéfices aux participants.

¹⁹ Ils sont limités aux ressources énergétiques secondaires dans lesquelles le service public a un intérêt. Par exemple, de nombreux services publics offrent autant l'électricité que le gaz naturel.

(3) Test de deuxième niveau : l'équité — le test du coût pour les non-participants (CNP)

Les programmes ou les mesures d'efficacité énergétique sont différents des options du côté de l'offre en ce qu'ils entraînent non seulement des coûts mais aussi des pertes de revenus. Ces pertes de revenus ne sont pas des coûts – elles sont en réalité les économies réalisées par les consommateurs –, mais elles peuvent néanmoins exercer une pression à la hausse sur les tarifs.

Le fait qu'une mesure crée une pression à la hausse sur les tarifs ne devrait pas pour autant la disqualifier. En fait, lorsqu'une mesure est jugée rentable selon les tests de premier niveau, c'est que sa poursuite permettra de répondre aux besoins énergétiques à un coût moindre que si elle n'était pas poursuivie. Pour le consommateur qui participe, l'augmentation tarifaire est compensée par une diminution encore plus importante de sa consommation, ce qui fait que l'effet ultime pour lui demeure une réduction nette de sa facture.

Le problème créé par les revenus perdus ne doit toutefois pas être négligé. En fait, alors que le participant profite d'une baisse nette de sa facture, le non-participant peut, quant à lui, souffrir d'une augmentation tarifaire sans diminution correspondante de sa consommation. Il s'agit donc du *problème des non-participants*.

À titre d'exemple, imaginons une mesure qui coûte 2¢/kWh au service public et 1¢ au participant, et qui évite des coûts de fourniture de 5¢ (lesquels seraient éventuellement payés par les consommateurs). Imaginons aussi que le tarif courant est de 4¢ du kWh. De façon simplifiée, on peut donc voir les résultats de la réalisation de la mesure²⁰ :

- Pour les consommateurs dans leur ensemble : $5 - (2 + 1) = \text{bénéfice de } 2 \text{ ¢}$
- pour le consommateur participant (à court terme) : $4 - 1 = \text{bénéfice de } 3 \text{ ¢}$
 - pour le consommateur non participant : $5 - (2 + 4) = \text{perte de } 1 \text{ ¢}$

²⁰ On tient pour acquis ici que le régulateur permet au service public de récupérer le montant de ses coûts et ses pertes de revenus. Voir notre discussion de ces enjeux aux pages 37 à 74.

L'analyse de l'impact sur les consommateurs dans leur ensemble constitue en fait le test du moindre coût en ressources. Mais celui-ci ne discerne pas l'impact total chez les participants et chez les non-participants. Pour ce faire, on a élaboré le **test du coût pour les non-participants (CNP)**.

Le CNP évalue l'impact sur ceux qui ne peuvent ou ne veulent pas participer à un programme. Le CNP compare, d'une part, les bénéfices pour ce qui est des coûts évités et, d'autre part, la partie des coûts totaux supportée par le service public et la perte de revenus découlant des ventes évitées.

Ce test est censé permettre de comprendre l'impact négatif potentiel d'une mesure ou d'un programme. Toutefois, il a fait l'objet de nombreuses critiques. Soulignons notamment que ce test sous-estime les bénéfices à partir de l'hypothèse invraisemblable que l'élasticité des prix sera nulle; il ne présente pas l'impact annuel, qui dépend d'autres renseignements, par exemple la façon dont les montants seront intégrés à la base tarifaire; il ne mesure pas le nombre prévu de non-participants (Chamberlain et Herman 1995:45 et Fulmer et Biewald 1994). L'utilisation de ce test doit donc se faire en toute conscience de ses faiblesses méthodologiques.

Malgré ces critiques, comme nous le verrons plus loin, le test du CNP peut avoir une place légitime dans le choix de mesures sans toutefois constituer le facteur déterminant. En dernière analyse, si l'impact sur les non-participants est jugé significatif, le régulateur peut insister pour que les programmes dans leur ensemble touchent un plus grand nombre de catégories de consommateurs ou encore que l'impact des mesures dans leur ensemble ne dépasse pas un plafond préétabli.²¹ Nous discutons davantage de ces possibilités dans le chapitre III consacré à la planification des ressources et, plus particulièrement, aux pages 128-129 et 143-147.

²¹ En diminuant par exemple la contribution du service public. Cela aura toutefois comme effet de diminuer le taux de participation et donc les bénéfices pour l'ensemble des consommateurs ou la société.

(4) Test de troisième niveau : le test du coût pour les participants (CP)

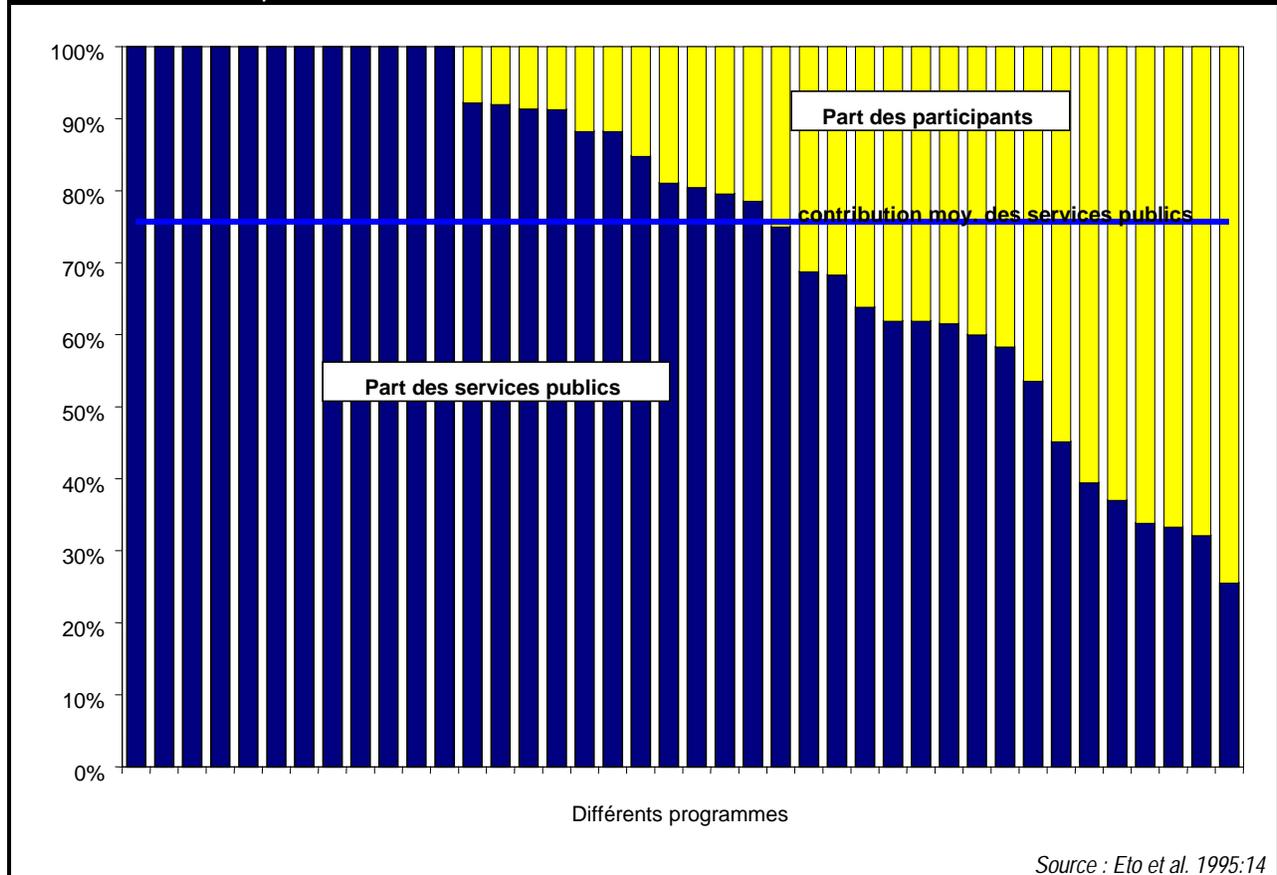
Enfin, il existe un quatrième test permettant de mesurer l'avantage d'une mesure pour le consommateur participant. Le **test du coût pour les participants (CP)** compare l'ensemble des bénéfices que reçoit le participant avec la partie des coûts totaux qu'on lui demande de supporter.

Ce test, tout comme le test du coût pour les non-participants, ne doit pas servir à accepter ou à refuser des programmes. Toutefois, il peut être utile pour structurer les programmes de manière à maximiser les résultats tout en minimisant les impacts négatifs.

De fait, un enjeu clé de la conception de programmes d'efficacité énergétique est le partage des coûts entre les participants et le service public (ou entre les participants et l'administrateur, si le service public n'est pas le mandataire (voir chapitre IV)). Certains programmes ne demandent aucune contribution de la part des consommateurs, alors que d'autres demandent une contribution importante, voire majoritaire (voir graphique suivant). Idéalement, le choix de l'allocation des coûts dépend d'analyses des taux de participation selon les différents degrés de contribution demandés. Un programme pour des ménages à faible revenu, par exemple, ne devrait pas exiger de contributions alors qu'un programme visant d'autres clients devrait en exiger dans la mesure où on ne prévoit pas d'impact significatif sur les taux de participation et la VAN totale.

Si les analyses démontrent que la vaste majorité des clients visés par un programme accepteraient de faire une contribution dans la mesure où ils obtiendraient un rendement positif à l'intérieur de trois ans, par exemple, on peut alors déterminer le montant optimal à demander. Plus on peut demander en contribution sans influencer sur les taux de participation, plus faible sera l'impact sur les non-participants.

Graphique 1. Part des coûts totaux demandée aux participants : 40 programmes américains en vigueur en 1992, secteur commercial



C'est à cette fin que le CP s'avère utile. Jumelé à des études concernant les taux d'actualisation implicites des consommateurs pour de telles mesures, on peut alors optimiser les programmes pour que les taux de participation ou la valeur actualisée nette soient les plus élevés possibles, tout en minimisant l'impact potentiel, le cas échéant, pour les non-participants.

(5) Autres tests

Nous venons de décrire les cinq tests contenus dans le *Standard Practice Manual* de CPUC/CEC (1987) et dont les formules mathématiques sont présentées à l'annexe A. Depuis la publication du manuel, d'autres tests ont été proposés, par exemple le « test de la plus grande valeur », le « test de la valeur » et le « test des bénéfices économiques

nets ». Toutefois, l'application de ces tests risque d'entraîner un degré très élevé de complexité sans apporter de bénéfices pour la peine. Pour plus de renseignements à leur sujet, voir Fulmer et Biewald 1994 et Burkhard 1990.

(6) L'importance des tests pour les options du régulateur

Comme nous venons de le voir, les tests de rentabilité reflètent surtout différentes perspectives. Le choix des perspectives dépend du contexte politique, social et législatif en vigueur. Par exemple, si la société cherche à apporter une vision sociale à la question de l'efficacité énergétique, y compris l'intégration des externalités environnementales, ou si le législateur ou le régulateur a déjà privilégié la planification intégrée des ressources comme méthode d'analyse, alors le test du moindre coût social (MCS) devrait avoir priorité. Si on ne cherche qu'à minimiser les revenus requis du service public, c'est plutôt le test du coût pour le service public qui s'impose. Il est toutefois important que les tests de rentabilité économique aient une place prépondérante dans la décision ultime.

Le choix du test jouera un rôle déterminant dans l'ensemble des choix ultérieurs du régulateur (ou, le cas échéant, du législateur). En fait, il est important que le régulateur s'assure que ses propres choix et décisions appuieront la maximisation des bénéfices nets tels que mesurés selon le test ou la combinaison de tests choisis. Plus particulièrement, les analyses que devra faire le régulateur quant aux mécanismes de régulation des tarifs (chapitre II), au choix provenant de la planification des ressources (chapitre III), et à la nature et aux modalités d'autres approches, le cas échéant (chapitre IV), devront faire en sorte que les investissements en efficacité énergétique et les gains réels permettent de maximiser la valeur actualisée nette pour les consommateurs ou la société. **Ainsi, le test de rentabilité approprié devient la mesure suivant laquelle les choix du service public – et du régulateur – seront évalués.**

B. Les obstacles et le rôle du régulateur

(1) Introduction

Nous venons de voir, dans la section précédente, le rôle important que jouent les tests de rentabilité dans la détermination des mesures d'efficacité énergétique devant être poursuivies. Plus particulièrement, c'est le test du moindre coût social qui indique le niveau d'investissements optimal pour la société.

Si le marché était « parfait », c'est justement ce niveau d'investissements qui se réaliserait. Dans un tel contexte, aucune intervention réglementaire ne serait nécessaire. Or, le marché des services énergétiques est entaché de nombreuses imperfections, lesquelles empêchent les acteurs privés d'investir les sommes qu'il serait bon d'investir, d'abord dans leur propre intérêt, ensuite dans l'intérêt du public (de la société). C'est en raison de ces imperfections ou obstacles du marché que le gouvernement ou, dans le secteur de l'énergie, son mandataire, le régulateur, a un rôle capital à jouer.

Nous présentons ci-dessous une courte description des principaux obstacles du marché en ce qui concerne les niveaux d'investissements socialement optimaux, c'est-à-dire qui réussissent le test du moindre coût social (MCS).

(2) Les obstacles du marché

Le marché des produits et services d'efficacité énergétique est caractérisé par un grand nombre d'obstacles à une plus grande efficacité énergétique. Ces obstacles, dont nous parlons un peu plus loin, se traduisent en ce que plusieurs appellent un « déficit d'efficacité ».

a) Le déficit d'efficacité

Malgré les avantages économiques et sociaux de l'efficacité énergétique, une série importante d'obstacles au sein du marché a pour effet de réduire les investissements privés en efficacité énergétique à des niveaux inférieurs au niveau socialement désirable.²² Par « socialement désirable », nous nous reportons au test du moindre coût social, donc au niveau d'investissements pouvant générer une valeur actualisée nette (VAN) positive pour la société dans son ensemble.

En théorie, un individu ou une organisation ne devrait pas avoir de préférence pour l'une ou l'autre des deux possibilités d'investissement pouvant lui procurer un rendement égal pour un même niveau de risques et de liquidités. Pourtant, il est largement reconnu que pour investir dans une mesure d'efficacité énergétique, les consommateurs exigent, toutes choses étant égales par ailleurs, des rendements élevés. Autrement dit, les consommateurs appliquent implicitement aux possibilités d'investissement en efficacité énergétique un taux d'actualisation substantiellement plus élevé – souvent 30 % et plus (Jaccard et Sims 1991) – que pour des investissements comparables en ce qui a trait aux risques et aux impacts sur les liquidités. La différence entre ce qui est réalisé par les forces du marché et ce qui est rentable du point de vue social est connue sous le terme de « déficit d'efficacité ». C'est l'une des principales preuves de l'existence d'obstacles au sein du marché.²³

D'ailleurs, le *déficit d'efficacité* relativement à l'intérêt public est encore plus onéreux. D'une part, dans un marché énergétique monopolistique caractérisé par une obligation de service de la part des monopoles, on peut dire que le taux d'actualisation de référence n'est pas celui des individus pour d'autres types d'investissements, mais plutôt celui des monopoles réglementés eux-mêmes, qui devraient utiliser leur capacité d'emprunt pour financer les programmes d'efficacité énergétique de la même façon qu'ils le font pour l'approvisionnement en électricité et en gaz naturel (Kraus et Eto

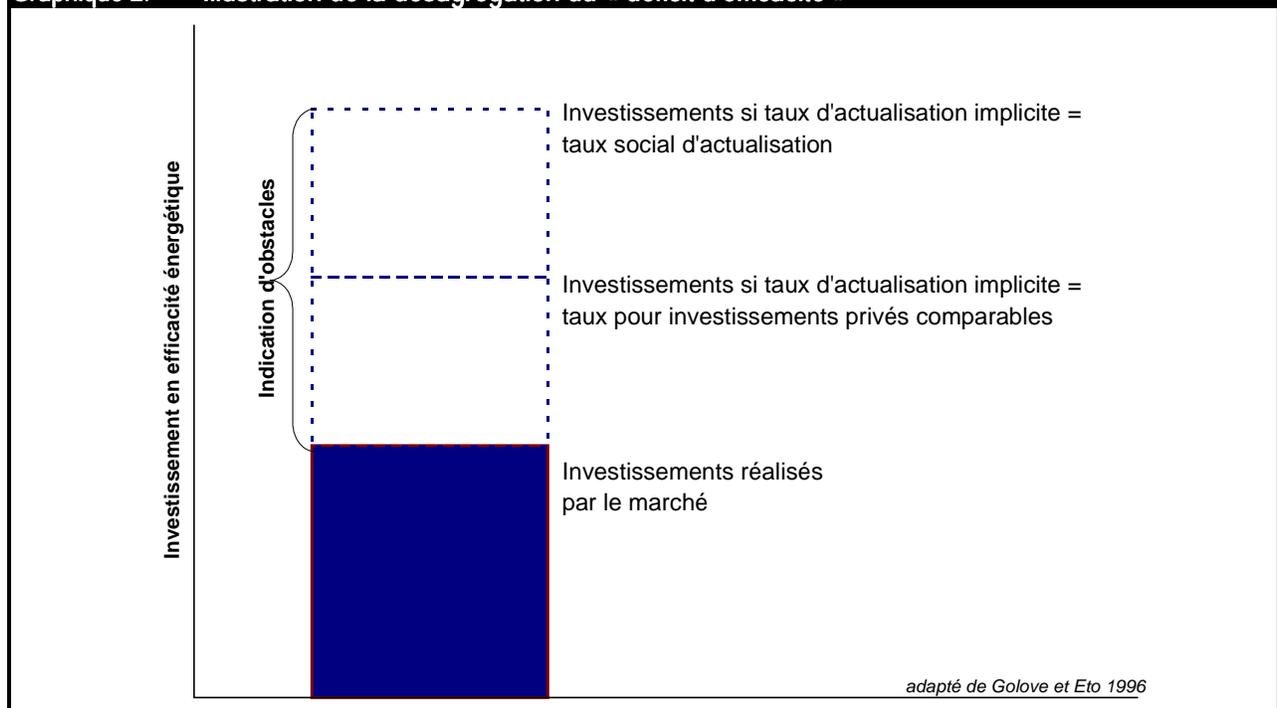
²² D'ailleurs, les investissements qui s'effectuent sont également inférieurs au niveau individuellement désirable, soit le niveau pour générer une VAN positive, toutes choses étant égales par ailleurs, pour l'individu.

²³ D'autres formes de preuves proviennent de la recherche sur les comportements relativement à la conservation et à l'économie des coûts de transaction et de la psychologie cognitive (Eto et al. 1996).

1988 et Jaccard et Sims 1991)²⁴. Évidemment, le taux d'actualisation des grands monopoles réglementés est passablement moindre que celui des individus et des commerces et même que celui des grandes industries consommatrices d'énergie. D'autre part, dans le cadre d'une analyse de rentabilité sociale, le taux de référence doit être encore plus bas, reflétant les externalités évitées par l'efficacité énergétique, lesquelles externalités, est-il souvent reconnu, ne doivent pas être rapidement actualisées.

Qu'on prenne comme point de référence les taux d'actualisation implicites des consommateurs ou celui, moins élevé, des monopoles énergétiques réglementés, ou qu'on tienne compte des externalités négatives associées à de tels investissements (qui réduisent davantage le taux), il paraît clair qu'il existe un *déficit d'efficacité* de taille. Le graphique suivant illustre ce déficit, lequel indique des lacunes ou obstacles importants inhérents au marché.

Graphique 2. Illustration de la désagrégation du « déficit d'efficacité »



²⁴ Selon Jaccard et Sims, les rendements de 6 % à 8 % que recherchent les monopoles énergétiques se comparent à des rendements de 30 % et plus que semblent rechercher implicitement les consommateurs pour des investissements en efficacité énergétique.

b) Identification des obstacles

Les obstacles dont fait état de façon générale le *déficit d'efficacité* sont à la fois nombreux et complexes. La première analyse systématique de ces obstacles, réalisée par Blumstein et al. en 1980, précisait six obstacles. Une documentation importante s'est depuis constituée sur le sujet, certains rapports présentant jusqu'à quatorze obstacles distincts aux investissements en efficacité énergétique (voir Eto et al. 1996, Haddad et al. 1998, et Levine et al. 1992). La liste qui suit regroupe lesdits obstacles en neuf catégories.

- **Coûts élevés d'information ou de recherche.** Ces coûts sont essentiellement le coût d'acquisition de l'information sur l'efficacité énergétique, qu'il s'agisse du temps requis ou encore du coût pour engager un tiers. Comparativement à beaucoup d'autres biens sur le marché, l'information concernant l'efficacité énergétique est peu répandue.
- **Incertitudes liées à la performance.** Ce point est relié au précédent. Il s'agit du risque apparent pour le consommateur quant à la performance éventuelle d'une mesure ou encore du coût requis pour obtenir une information crédible à son égard. Cette incertitude, tout comme l'obstacle précédent, peut aussi mener à de l'opportunisme de la part du détaillant en raison d'une asymétrie d'information, les renseignements précis et compréhensibles étant souvent peu ou pas du tout disponibles.
- **Coûts des complications de transaction.** Semblable aux coûts de l'information, il s'agit ici du coût associé au temps, aux matériaux et à la main-d'œuvre nécessaires pour chercher et choisir un sous-traitant, le cas échéant. Cet obstacle mène également à celui des coûts cachés, soit les coûts imprévus associés à l'utilisation ou à l'entretien de nouvelles technologies.
- **Accès au capital.** L'incapacité historique des établissements financiers à tenir compte adéquatement des bénéfices qu'ils pourraient retirer des prêts éconergétiques fait souvent en sorte que de tels prêts sont soit refusés, soit accordés à un coût supérieur à celui qui refléterait le risque net réel.

Soulignons que les investissements en efficacité énergétique rentables pour le client ont pour effet d'augmenter les liquidités du consommateur et donc sa capacité de payer son hypothèque ou de rembourser un prêt.

- **Raisonnements ou comportements restreints.** Les choix et les comportements des individus peuvent ne pas refléter leurs propres objectifs. Souvent, les individus prennent leurs décisions d'investissement au pifomètre, ce qui peut être perçu comme un comportement irrationnel relativement à l'objectif principal du consommateur, par exemple la maximisation de ses économies ou de sa valeur nette.²⁵ Cet obstacle est donc distinct des obstacles relatifs aux coûts de l'information, aux incertitudes quant à la performance ou à l'information asymétrique, puisqu'il concerne la façon dont les individus traitent, de façon rationnelle ou non, l'information dont ils disposent. Un obstacle semblable, associé aux pratiques organisationnelles, tient aux obstacles inhérents à la structure interne d'une organisation (industrie, commerce, etc.).
- **Incitatifs déplacés ou divisés.** Il arrive souvent, à l'intérieur d'une relation multipartite ou organisationnelle, que les incitatifs accordés au décideur relativement à un investissement en efficacité énergétique ne reflètent pas les bénéfices que cet investissement pourrait procurer au client ou à d'autres participants. À titre d'exemple, un constructeur de bâtiments est souvent incité à minimiser les coûts de la construction sans considération aucune des bénéfices que retirerait le propriétaire si des investissements initiaux en efficacité énergétique (fenestration, orientation, etc.) étaient effectués. Un autre exemple est celui des locataires responsables de leur facture d'énergie : le propriétaire peut n'avoir aucune incitation à améliorer l'efficacité énergétique du logement, alors que pour le locataire, la logique du rendement pluriannuel de ces investissements mène à l'éventualité de son déménagement, volontaire ou involontaire, et ainsi à la perte de son investissement initial.

²⁵ Toutes choses étant égales par ailleurs. Des consommateurs peuvent par exemple choisir de payer un coût plus élevé pour atteindre d'autres objectifs, tel le confort. Il s'agit là plutôt de décisions rationnelles ne faisant pas partie de cet obstacle.

- **Non-disponibilité de produits ou de services.** La non-disponibilité d'un produit ou d'un service peut survenir lorsqu'un fabricant ou un distributeur choisit délibérément de restreindre l'offre d'un produit pour laisser plus de place à un autre produit entraînant des avantages plus importants (profits, parts de marché, etc.). Les distributeurs ou les détaillants peuvent en outre faire face à des coûts de recherche et d'acquisition élevés ou encore se restreindre volontairement devant les risques associés à de nouveaux produits ou à un manque d'information touchant la performance ou la demande pour ces derniers. Le cas des ampoules fluorescentes compactes est un bon exemple de cet obstacle.

- **Mauvais signaux de prix : les externalités et la tarification moyenne.** Les externalités sont des coûts, souvent environnementaux, associés à des transactions, mais qui ne sont pas reflétés dans les prix payés lors de ces transactions. L'absence d'intégration des externalités dans les prix de l'énergie diminue artificiellement la rentabilité apparente d'un produit ou d'un service d'efficacité énergétique en envoyant un faux signal de prix. Par ailleurs, un obstacle semblable est l'établissement de prix ou de tarifs ne reflétant pas les coûts marginaux de l'énergie, et ce, sans même tenir compte des externalités.

- **Agrégation obligatoire de facettes multiples.** Quoique l'agrégation de nombreux produits ou services puisse répondre aux besoins de plusieurs, le marché demanderait néanmoins que chaque produit ou service soit au moins disponible séparément pour permettre des choix éclairés. Or, il appert que les produits et services d'efficacité énergétique le sont peu souvent, étant plutôt obligatoirement intégrés à d'autres produits. Ainsi, une plus grande efficacité énergétique est souvent disponible uniquement dans les modèles haut de gamme, souvent embellis de fonctions supplémentaires que ne recherchent pas les consommateurs en quête des produits plus efficaces énergétiquement.

(3) Le rôle du régulateur

Les régulateurs sont généralement responsables de protéger l'intérêt des consommateurs. Souvent, ils interprètent ce mandat de façon à ce qu'il englobe l'intérêt public au sens large. Dans certaines régions, la loi confère ce rôle au régulateur de façon explicite, souvent, et de plus en plus, en intégrant la protection de l'environnement. Aux fins de ce rapport, nous supposerons que le régulateur détient un mandat large de protection de l'intérêt public.

En raison de ce mandat d'intérêt public, les obstacles du marché précédemment mentionnés font du régulateur un acteur clé en matière d'efficacité énergétique.

En réalité, le rôle particulier qu'il jouera dépendra principalement du marché sous sa gouverne. Traditionnellement, par exemple, ce marché était caractérisé par un monopole verticalement intégré (en électricité) qui devait répondre aux besoins de l'ensemble des consommateurs situés dans son territoire de service. Dans ce contexte, le régulateur intervenait essentiellement sur trois plans :

- l'approche concernant la réglementation des tarifs (réglementation incitative) suivant laquelle il s'assure que les bons incitatifs ou signaux sont envoyés au service public sans aucun effet dissuasif touchant l'efficacité énergétique,
- l'approche concernant l'approbation des projets (planification des ressources) suivant laquelle il oblige le service public à évaluer la rentabilité d'options d'efficacité énergétique et à mettre sur pied des programmes lorsqu'ils sont jugés rentables pour la société,
- l'approbation des tarifs (structures et niveaux précis) par laquelle il oblige le service public à structurer ses tarifs de façon à inciter le consommateur à investir lui-même dans des mesures d'efficacité énergétique lorsque celles-ci sont rentables pour lui.

Les deux premiers enjeux font l'objet des chapitres II et III du présent rapport. Le quatrième enjeu n'y est pas traité (voir le schéma à la page iii).

En outre, alors que les marchés énergétiques s'ouvrent graduellement à la concurrence et au choix des consommateurs, d'autres outils peuvent s'avérer nécessaires. Par exemple, dans le cadre d'un marché concurrentiel au détail (et, dans une certaine mesure, de gros), la planification intégrée des ressources peut devenir inopérante. À sa place ou comme complément, selon la structure du marché, on peut instaurer des prélèvements ou avoir recours à d'autres approches semblables, lesquelles sont traitées au chapitre IV du présent rapport.

Indépendamment du choix d'options et des structures de marché en vigueur, le régulateur jouera, de diverses façons, un rôle prépondérant en ce qui a trait à l'efficacité énergétique, un rôle du reste essentiel à son succès.



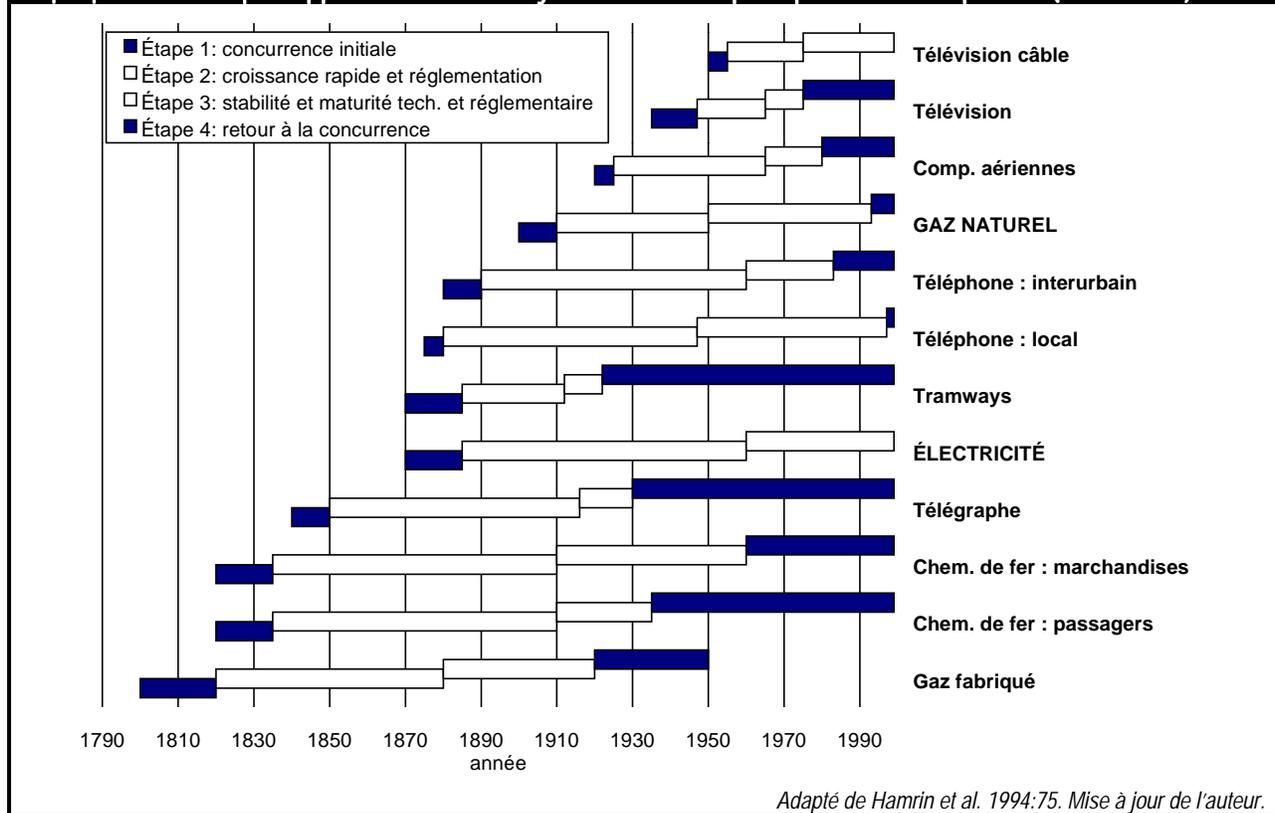
C. L'avènement de marchés concurrentiels : impacts et nouveaux défis

(1) Introduction

Les marchés des produits et services énergétiques – plus particulièrement l'électricité et le gaz naturel – sont parmi les derniers à s'ouvrir à la concurrence. Comme pour toute autre industrie, le moteur principal de la démonopolisation est de nature technologique et économique : il aurait été inutilement coûteux dans le passé de multiplier les centrales de production d'électricité alors que les économies d'échelles étaient massives, comme il aurait été et serait encore aujourd'hui inefficace de multiplier les lignes de transport et de distribution là où une seule ligne suffit.

Mais comme d'autres industries avant elles, celles de l'électricité et du gaz naturel connaissent aujourd'hui de profondes mutations, alors que de nombreux éléments des anciens services publics s'ouvrent à la concurrence.

Les restructurations en cours sont l'aboutissement d'une évolution plus ou moins lente par rapport à une plus grande concurrence dans les secteurs électrique et gazier. Le fait qu'elles soient avantageuses ou désavantageuses, voire inévitables ou non, ne constitue pas l'objet de cette étude. Toutefois, la vitesse avec laquelle les pays et régions à travers le monde procèdent ou songent à procéder à de telles restructurations oblige à tenir compte de l'ensemble des structures possibles. C'est notamment le cas en ce qui concerne les options favorisant l'efficacité énergétique.

Graphique 3. Étapes approximatives des cycles de vie des principaux services publics (1800-2000)

En effet, les restructurations qui touchent présentement un grand nombre de services publics en énergie à travers le monde auront de profondes implications pour l'efficacité énergétique. Plus particulièrement, elles influenceront sur la façon dont l'efficacité énergétique est traitée tant par les distributeurs que par les producteurs, les marchands et les consommateurs; elles modifieront les analyses coûts-bénéfices de divers participants aux marchés et elles changeront de façon importante la nature des outils disponibles au régulateur ainsi que leurs potentiels respectifs.

(2) Identification des structures possibles

Dans les prochaines sous-sections, nous présenterons un court résumé des quatorze principales structures de marché possibles. Dans les chapitres suivants, qui constituent le cœur de ce rapport, nous tenterons de préciser, pour chaque outil, l'implication de telles restructurations, lesquelles sont présentées graphiquement à la page 27 ci-après.

a) Les « monopoles » (verticalement intégrés)

Jusqu'à la fin des années 1970, la plupart des services publics d'électricité étaient des **monopoles** verticalement intégrés. Ainsi, une même entreprise possédait tous les équipements de production, de transport et de distribution d'électricité dans ses territoires de service, qu'elle était d'ailleurs obligée de desservir.

Aux États-Unis, la fin des années 1970 a marqué le début de la production indépendante — au Canada, cela est venu vers le début des années 1990. Ainsi, le monopole du passé devenait un **monopsonne** : toujours le seul à livrer l'électricité, tout en conservant la majeure partie de la production, il avait maintenant la faculté de signer des contrats d'achat à long terme avec des producteurs autres que lui-même. Pour les fins de ce rapport nous regroupons, sous le terme « monopole », ces deux situations, soit les véritables monopoles verticalement intégrés ainsi que les monopsones.

b) La « concurrence au gros » (avec éclatement vertical)

La concurrence au gros est la suite logique de la situation monopsonique que nous venons de décrire, la différence étant expliquée par un certain éclatement vertical. Ainsi, le distributeur est censé avoir plusieurs options d'achat sans toutefois avoir d'intérêt privé à privilégier l'une ou l'autre. C'est d'ailleurs la structure de plusieurs services publics de gaz naturel, qui achètent, pour leurs abonnés, le gaz auprès de tiers.

En pratique, l'éclatement nécessaire pour la concurrence au gros peut se faire de façon virtuelle ou réelle. **L'éclatement virtuel** existe lorsque la production antérieure du service public est scindée de ses activités de transport et distribution, par le moyen de la création d'unités ou de filiales distinctes gérées de façon indépendante. **L'éclatement réel** survient lorsque le parc de production du service public est vendu à des tiers.

Les marchés avec concurrence au gros, qu'ils soient avec éclatement virtuel ou réel, peuvent aussi inclure une ou plusieurs bourses d'électricité. Les **bourses d'électricité** sont des lieux d'échange semblables aux bourses financières : l'électricité est achetée et vendue selon les lois de l'offre et de la demande, les prix variant en conséquence.

Enfin, ces bourses peuvent être soit volontaires soit obligatoires. Lorsque la bourse est volontaire, le distributeur peut choisir parmi les achats à la bourse, les achats de ses anciennes centrales de production, les achats de nouveaux producteurs indépendants ou encore parmi les importations. Lorsque la bourse est obligatoire, elle devient l'unique lieu d'achat pour le distributeur et l'unique point de vente pour les producteurs. Aux fins de ce rapport, nous regroupons l'ensemble de ces six options sous le terme « concurrence au gros ».

c) La « concurrence au détail » (avec éclatement vertical)

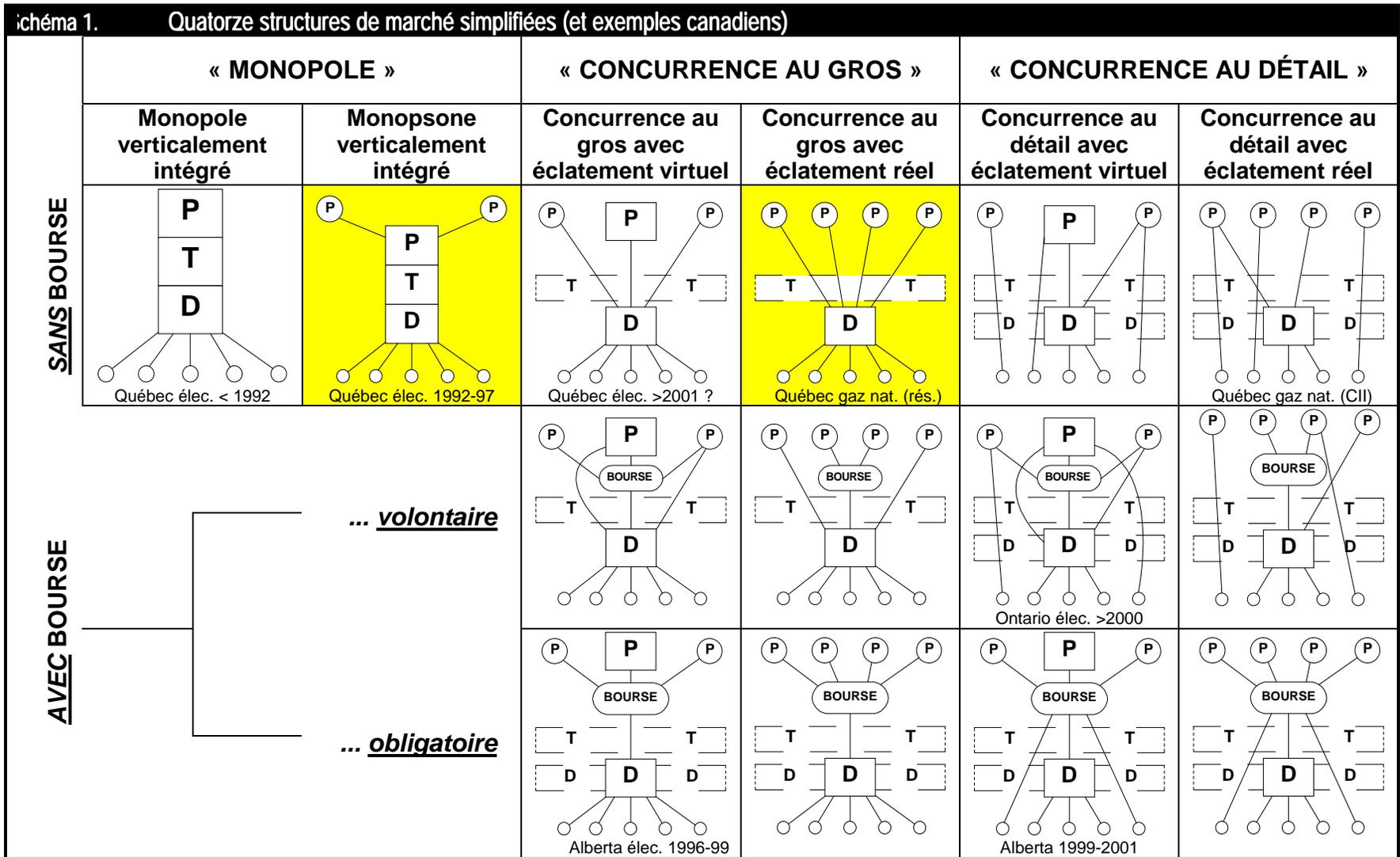
Enfin, là où la concurrence s'étend jusqu'au marché de détail, le consommateur ultime peut organiser ses propres achats d'électricité de façon bilatérale, c'est-à-dire sans passer par le distributeur.²⁶ Cette situation est semblable au marché des services téléphoniques interurbains au Canada.

Comme pour la concurrence au gros, la concurrence au détail peut se faire avec **un éclatement virtuel** ou **un éclatement réel**. Elle peut également se faire par l'entremise d'une bourse d'électricité soit volontaire soit obligatoire. Si la **bourse est volontaire**, le consommateur peut choisir parmi l'ensemble des producteurs et marchands, son distributeur (à titre de revendeur) ou la bourse. Si la **bourse est obligatoire**, elle devient la seule possibilité d'achat pour le consommateur, outre celle d'acheter de son distributeur. Pour les fins de ce rapport, nous regroupons ces six options sous le terme « concurrence au détail ».

d) Vue d'ensemble des quatorze principales structures de marché

Le tableau qui suit résume graphiquement les quatorze principales structures de marché que nous venons de décrire. Il est toutefois important de souligner qu'en principe, le nombre de structures est infiniment plus grand, certaines variations d'apparence mineure pouvant néanmoins avoir de profondes implications pour les consommateurs et la société.

²⁶ Il devra toutefois payer le distributeur et le transporteur pour leurs services de livraison.



(3) Impact de la concurrence sur l'efficacité énergétique

a) *La théorie*

En l'absence d'approches réglementaires visant nommément l'efficacité énergétique, les effets de la concurrence peuvent être très négatifs. Ces effets négatifs ont été définis par plusieurs auteurs et comprennent notamment ceux qui suivent.²⁷

- Dans le contexte d'un marché concurrentiel en ce qui a trait au détail, la planification intégrée des ressources, outil privilégié en Amérique du Nord pour favoriser l'efficacité énergétique, ne peut plus s'appliquer à la production d'électricité (voir chapitre IV).
- Dans le contexte où la concurrence se limite au gros, la planification intégrée des ressources dans le secteur électrique peut continuer, mais là où la production est essentiellement hydroélectrique, sans le bénéfice des analyses des coûts évités de la production (voir chapitre IV).²⁸
- Dans la mesure où l'éclatement vertical n'est pas réel, l'avènement de marchés concurrentiels mènera le service public à mettre davantage l'accent sur la promotion de nouvelles ventes et à éviter des mesures pouvant réduire la consommation de son produit.
- En raison de l'effet des revenus perdus (voir chapitre II), la plupart des mesures rentables d'efficacité énergétique peuvent créer une pression à la hausse sur les tarifs. Avec l'avènement de marchés concurrentiels, la

²⁷ Ces définitions sont tirées principalement de Rosen et al. 1995:12-20.

²⁸ Il est possible de faire des estimations valables des coûts évités de la production thermique puisque les coûts des technologies et des combustibles sont relativement génériques et une grande quantité de renseignements à leur égard est mise à la portée du public. Le cas de l'hydroélectricité est toutefois différent : puisque ses coûts sont largement dépendants du site, les caractéristiques de l'ensemble des sites potentiels doivent être connues du régulateur et des intervenants et parties intéressées pour qu'une estimation valable puisse se faire. Or, le service public est souvent le seul à détenir cette information.

volonté des services publics d'accepter de telles hausses, aussi minimes soient-elles, risque de s'amoinrir (voir chapitre IV).

- La plupart des mesures d'efficacité énergétique s'amortissent sur plusieurs années. L'avènement de marchés concurrentiels et l'incertitude quant au recouvrement des coûts échoués peut mener les services publics à éviter, durant la période transitoire, de tels investissements.
- Avec l'avènement de marchés concurrentiels, les services publics peuvent vouloir regrouper leurs efforts autour d'activités centrales (« core activities ») et, ainsi, délaissier leurs engagements envers l'efficacité énergétique ou éviter d'en prendre de nouveaux.
- Avec l'avènement de marchés concurrentiels, les services publics seront davantage appelés à mettre l'accent sur le marketing en vue de la rétention de clients existants ou de l'ajout de parts de marché. Les mesures d'efficacité énergétique pourront dans ce contexte être des cibles importantes et pourront à la limite être détournées de leur objectif initial au détriment des économies réalisables.
- Les mécanismes réglementaires utilisés traditionnellement pour favoriser l'efficacité énergétique pourront être remis en question par le service public dans la mesure où ils ont une influence sur la compétitivité future de l'entreprise.
- Afin de réduire les impacts tarifaires, les services publics pourront chercher à concevoir des programmes qui requièrent des contributions plus importantes des consommateurs participants au détriment notamment de l'accessibilité et des taux de participation globaux.
- Considérant l'expérience récente dans d'autres pays, on peut croire qu'il est peu probable que le secteur privé prendra la place des services publics en ce qui concerne les programmes qui se justifiaient principalement par une série d'externalités au marché.

- Dans un marché concurrentiel au détail, le nombre de mesures que pourront mettre en œuvre les fournisseurs (y compris les services publics) est très limité. En effet, dans un tel contexte, le client chez qui le capital matériel (fenêtres, isolation, etc.) est installé pourrait profiter de la mesure en même temps qu'il délaisse le fournisseur en faveur d'un concurrent. Pour pallier ce problème, les programmes peuvent être sujets à une entente d'interdiction, sous peine de pénalités, de changer de fournisseur à l'intérieur d'une période de temps donnée. Toutefois, de telles ententes sont limitées par la volonté des consommateurs d'être libres de choisir dans un marché en évolution. Le résultat inéluctable est l'écrémage du potentiel d'efficacité énergétique par la poursuite de seulement quelques mesures dont le rendement peut donner à l'intérieur d'un laps de temps très court, par exemple une année.
- Dans la mesure où le secteur privé réussit à s'installer dans le domaine et à offrir des programmes, ces derniers pourront être davantage axés sur le marketing et la vente croissante d'énergie et moins sur la réduction de la consommation, du moins dans les secteurs résidentiel et petit commercial.
- Enfin, en règle générale, un marché concurrentiel devra mener à des réductions de tarifs, lesquelles devront avoir comme conséquence une hausse de la consommation.²⁹

En 1995, une étude réalisée par la *California Energy Commission* prévoyait l'impact sur les gains d'efficacité énergétique de trois types de marché concurrentiel plausibles : la concurrence au détail sans bourse d'électricité, la concurrence au détail avec bourse d'électricité et la concurrence au gros avec bourse. Dans tous les cas, on prévoyait une diminution nette des gains en efficacité énergétique : baisse de 50 % à 100 % dans le scénario concurrence au détail sans bourse, baisse de 20 % à 40 % ou plus dans le

²⁹ Dans certains cas, la concurrence pourrait avoir l'effet inverse d'augmenter les tarifs. Par exemple, lorsque la concurrence est accompagnée de l'intégration des marchés de plusieurs régions, le nivellement aura souvent comme effet d'augmenter les tarifs d'une région au bénéfice d'autres. L'affirmation précédente tient pour acquis que les

scénario concurrence au détail avec bourse et petite baisse dans le scénario concurrence au gros avec bourse (Messenger et Shapiro 1995). Soulignons que ces scénarios tenaient pour acquis que la réglementation des tarifs des distributeurs *inclurait* des incitatifs à l'efficacité énergétique (voir le prochain chapitre, notamment les pages 74 à 87).

b) La pratique

L'expérience passée avec l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence démontre une tendance à ce que ces problèmes théoriques se produisent dans la réalité.³⁰ Dans la majorité des cas, les pays n'ont pas prévu de mécanismes pour protéger l'efficacité énergétique, croyant que le secteur privé prendrait la relève grâce aux meilleurs signaux de prix du marché. Ce ne fut pas le cas et les gouvernements ont souvent dû, par la suite et en réaction, légiférer pour assurer la renaissance de programmes d'efficacité énergétique. Entre-temps, les marchés ont souvent connu des pertes d'expertise, des signaux négatifs et conflictuels envoyés aux consommateurs, une perte de crédibilité auprès du public et des coûts de renonciation associées aux occasions d'économies perdues.

Aux États-Unis par exemple, l'instauration, en 1993, de la concurrence au niveau du détail dans le secteur du gaz naturel a mis fin à l'essentiel des programmes d'efficacité énergétique que les services publics de gaz commençaient tout juste à concevoir et à mettre en œuvre.

En Norvège où la concurrence dans le secteur de l'électricité fut lancée dès 1991, les vastes programmes d'efficacité énergétique des services publics ont rapidement disparu, remplacés par des efforts de marketing pour promouvoir les ventes supplémentaires. Le secteur privé n'a pas, contrairement à certaines attentes, pris la relève et le

régions qui bénéficient déjà de tarifs très bas ne choisiront pas volontairement d'ouvrir leurs marchés à une concurrence suprarégionale intégrée.

³⁰ Une bonne partie de l'information qui suit vient de Nadel 1996, de York et Cohen 1994, de Biewald et al. 1997a, de Eto 1996, de Holt 1995, et de Rosen et al. 1995.

gouvernement a dû reconnaître le problème et intervenir après coup pour assurer le financement et la réalisation de nouveaux programmes.³¹

En Angleterre et au pays de Galles, les industries du gaz naturel et de l'électricité ont toutes deux été transformées (respectivement en 1988 et 1991) en faveur de marchés concurrentiels. La baisse des prix résultant de la concurrence a par la suite mené à une augmentation nette de la consommation dans ces deux secteurs. De plus, le marché privé ne s'est pas impliqué en matière d'efficacité énergétique, contrairement aux attentes du régulateur, laissant un vide en ce domaine. Comme dans le cas de la Norvège, le gouvernement britannique a dû intervenir et instaurer des mécanismes spécifiques.³² Le régulateur a également dû réviser son approche de la réglementation des tarifs pour neutraliser, au moins partiellement, les effets dissuasifs relativement à l'efficacité énergétique.³³

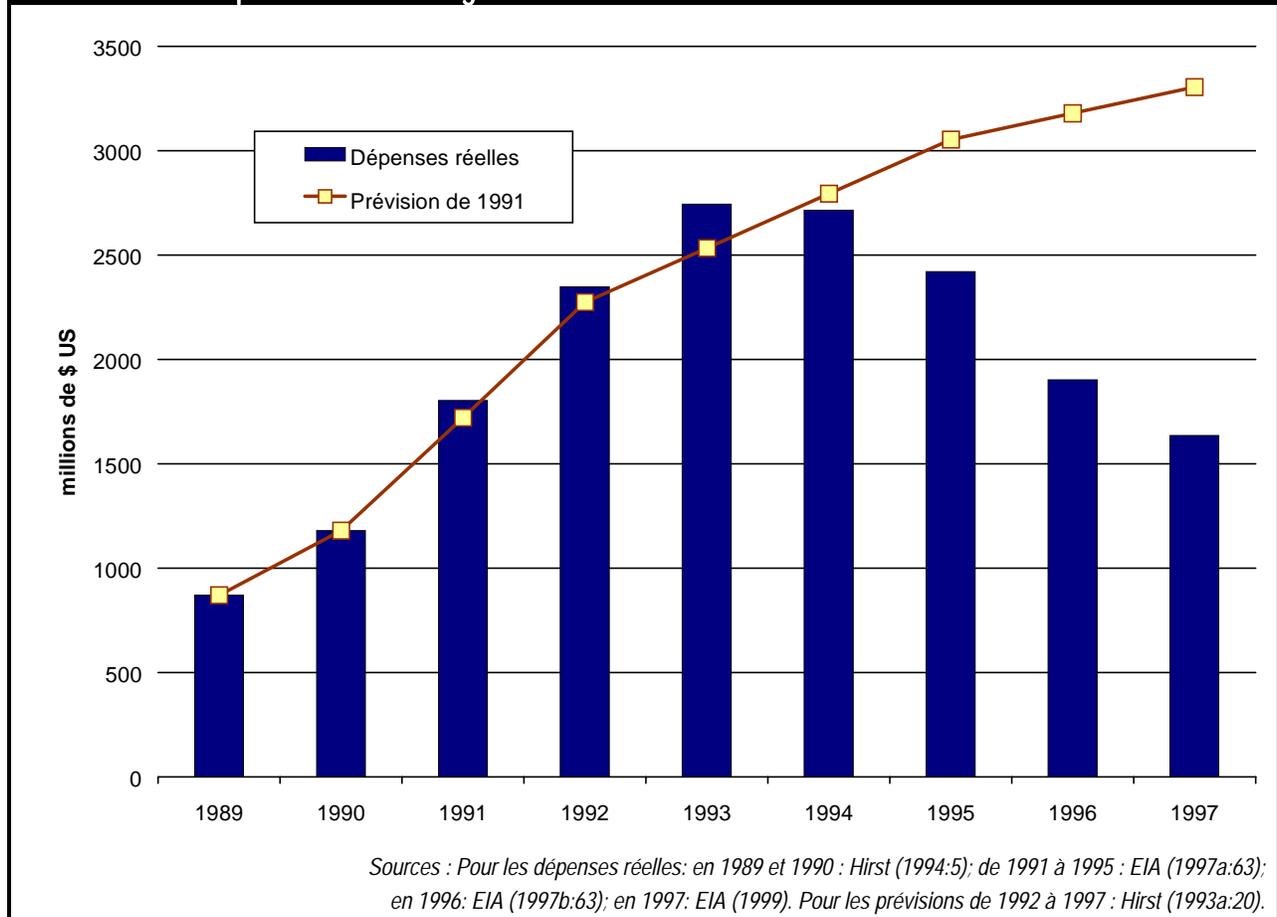
Aux États-Unis, les incertitudes liées à la restructuration des marchés de l'électricité ont mené à une baisse significative, durant ces dernières années, des investissements en efficacité énergétique. Comme on peut le voir dans le graphique suivant, les investissements ont atteint un sommet vers 1993-1994 pour ensuite diminuer de façon importante. Ce fut justement autour de 1993 que l'avènement prochain de marchés concurrentiels au détail est devenu apparent et s'est mis à transformer les discussions au sein de l'industrie.

³¹ Le gouvernement a, d'une part, imposé un petit prélèvement pour financer la diffusion de l'information relativement à l'efficacité énergétique et, d'autre part, a créé et partiellement financé des centres régionaux de promotion de l'efficacité énergétique indépendants du gouvernement.

³² Plus particulièrement, le gouvernement a créé le « Energy Saving Trust (EST) », lequel fut responsable de conseiller le régulateur quant aux mesures à prendre pour encourager l'efficacité énergétique, et de concevoir et de coordonner des programmes spécifiques. Un prélèvement a notamment été fait pour financer des programmes menés par les services publics.

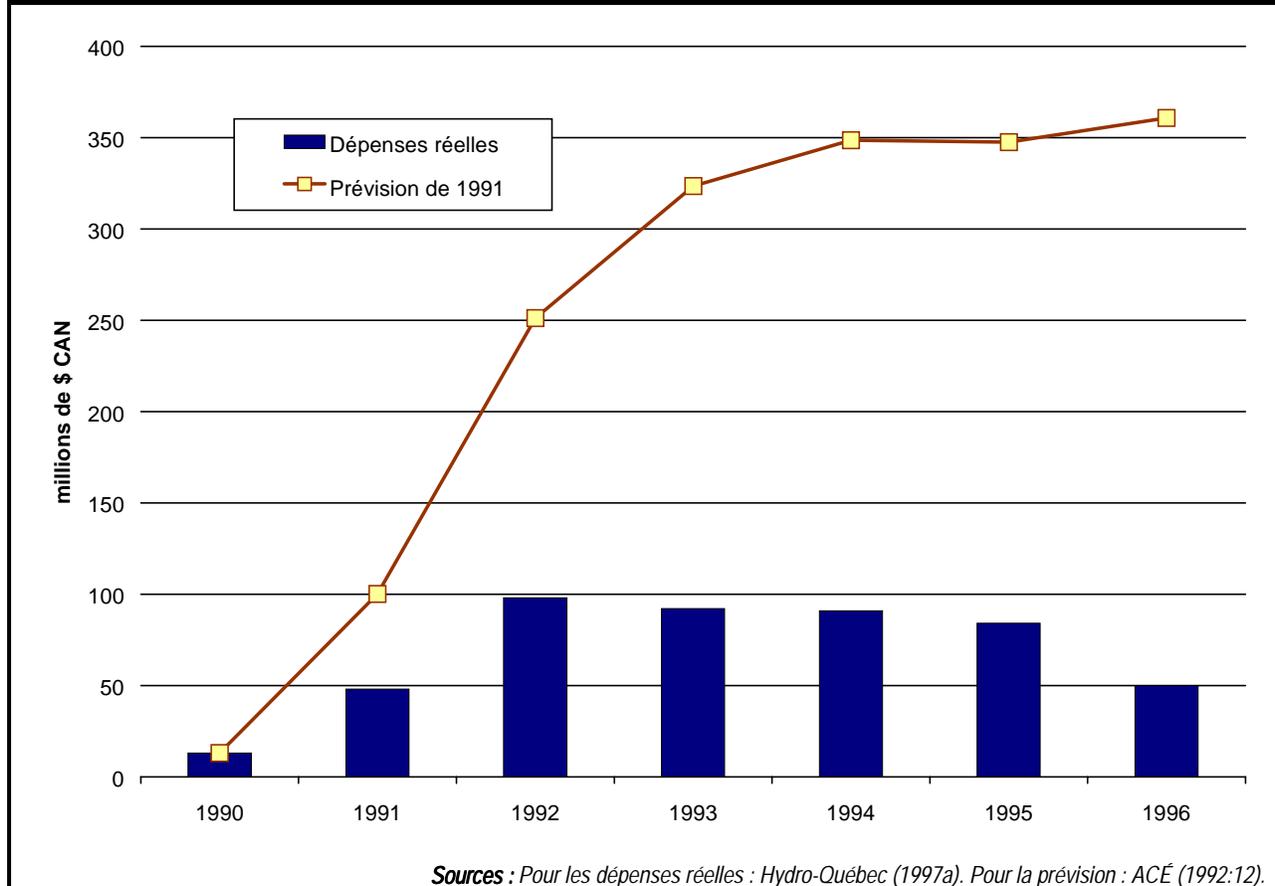
³³ Il a remplacé le régime initial de plafonnement des prix par un régime hybride composé à parts égales de plafonnement des prix et de plafonnement des revenus. Voir la discussion sur l'effet négatif du plafonnement des prix à la page 46 ci-après et la discussion sur le plafonnement des revenus aux pages 64 à 72.

Graphique 4. Dépenses d'efficacité énergétique des services publics américains : la prévision de 1991 du Département de l'énergie et les investissements réels



De fait, les services publics, avec le consentement de leurs régulateurs, délaissent les programmes par crainte que les revenus perdus diminuent leur position concurrentielle dans un avenir où les marchés pourront être davantage ouverts. Les résultats de ces pressions peuvent d'ailleurs être perçus à travers l'Amérique du Nord, y compris au Canada. Par exemple, les budgets initiaux d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec ont été coupés de façon draconienne vers la même période, et ce, largement pour les mêmes raisons.

Graphique 5. Dépenses d'efficacité énergétique à Hydro-Québec : sa prévision de 1991 et ses dépenses et investissements réels



c) Note sur les marchés en transition : besoins de robustesse

Comme nous venons de le voir, l'impact négatif que peut avoir l'avènement de marchés concurrentiels n'est pas limité à leur seule mise en place réelle. En effet, la simple crainte de l'arrivée prochaine de tels marchés, fondée ou non, semble avoir un impact important sur les investissements des services publics en matière d'efficacité énergétique. Cet impact fut d'ailleurs observé par plusieurs auteurs, dont Schweitzer et Pye 1995, et Hadley et Hirst 1995. **Les effets de la concurrence peuvent donc s'avérer aussi importants à considérer pour les régions qui s'appêtent à ouvrir leurs marchés à la concurrence que pour celles où une telle éventualité n'est encore qu'une possibilité parmi d'autres.**

À l'aube de l'an 2000, la quasi-totalité des services publics du monde occidental sont dans l'une ou l'autre de ces deux situations. C'est pourquoi même les régions qui ne discutent pas activement de la restructuration de leurs marchés devront en tenir compte. Idéalement, les mécanismes privilégiés pourront s'appliquer en situation de marchés concurrentiels avec peu ou pas de modifications (voir à cet égard le chapitre IV).

La robustesse des plans à l'égard des scénarios différents de l'avenir de l'industrie et, dans une moindre mesure, la souplesse d'application devront donc caractériser les outils que privilégiera le régulateur. C'est ainsi seulement que les mandataires (services publics ou autres) pourront réaliser leurs mandats en pleine confiance et avec toute la volonté requise pour une telle mission, celle de promouvoir l'efficacité énergétique.

II. L'incitation : l'outil de la réglementation des tarifs

L'approche de la réglementation des tarifs des distributeurs constitue le plus important outil incitatif ou dissuasif à la disposition du régulateur.

En effet, alors que la planification intégrée des ressources est censée déterminer les meilleurs choix d'investissement pour la société, la réglementation incitative est censée s'assurer que ces mêmes choix deviennent également la voie du plus grand profit pour l'entreprise de service public.

Il s'agit donc de l'outil permettant la conciliation des intérêts privé et public. En indiquant à l'entreprise si les meilleurs choix pour l'intérêt public sont dans son intérêt propre, l'approche de la réglementation des tarifs déterminera avec quel degré de réserve ou d'enthousiasme elle devra les poursuivre.

A. L'enjeu

(1) Introduction

En 1989, la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), l'association des régulateurs américains, adoptait une nouvelle résolution :

« Le plan du moindre coût pour les consommateurs devrait être le plan du plus grand profit pour le service public³⁴. »

« Plan du moindre coût » se rapportait à la combinaison d'options du côté de l'offre et du côté de la demande pouvant générer la plus grande valeur nette pour la société (voir notre description des tests du moindre coût en ressources (MCR) et du moindre coût social (MCS) aux pages 5 à 9). Par l'utilisation du conditionnel « devrait » (*should*), la NARUC indiquait que la réglementation alors en vigueur de même que les incitatifs et les effets dissuasifs qu'elle créait, n'allaient pas dans le sens de ce but fondamental.³⁵

C'est pourquoi des modifications à la réglementation traditionnelle, y compris des mécanismes incitatifs ou des approches incitatives globales, sont nécessaires pour mener l'entreprise à *vouloir* investir dans l'efficacité énergétique là où celle-ci s'avère l'option la moins dispendieuse pour les consommateurs ou la société.

³⁴ « A utility's least-cost plan for consumers should be its most profitable course of conduct. » (NARUC 1989).

³⁵ En effet, la résolution était explicite à cet égard. Parmi les « attendu que » on retrouve : « ATTENDU QUE l'amélioration de l'efficacité des utilisations finales [d'énergie] réduisent généralement les ventes incrémentales d'énergie »; « ATTENDU QUE les formules de fixation des tarifs en vigueur chez la plupart des régulateurs dans les États [américains] mènent à des réductions des bénéfices des services publics et de d'autres façons découragent les actions des services publics pouvant aider leurs abonnés à améliorer leur efficacité énergétique »; « ATTENDU QUE la réduction des bénéfices des services publics due à l'utilisation accrue de ressources du côté de la demande représente un obstacle majeur pour la réalisation de la planification au moindre coût et pour l'atteinte d'une société plus efficace énergétiquement »; « ATTENDU QUE les obstacles aux stratégies de moindre coût empêchent les efforts pour fournir des services énergétiques à bas coût aux consommateurs ainsi que ceux pour protéger l'environnement [...] » (traduction de l'auteur).

(2) Les effets dissuasifs de l'approche traditionnelle

a) Description

Pour comprendre les effets dissuasifs de la réglementation traditionnelle relativement à l'efficacité énergétique, il est d'abord important de comprendre la façon dont les tarifs sont fixés.

Les tarifs que fixent les régulateurs doivent être « justes et raisonnables », c'est-à-dire suffisants pour que le produit des ventes durant une année soit égal au revenu requis pour cette même année. Généralement, ce revenu requis doit refléter les coûts fixes, les coûts variables, les impôts sur le revenu et un rendement raisonnable de l'investissement. Plus simplement dit :

$$\text{Revenu requis} = \text{coûts fixes} + \text{coûts variables} + \text{impôts sur le revenu} + \text{rendement de l'investissement}$$

D'ailleurs, les coûts fixes incluent les dépenses d'amortissement des immobilisations, le paiement d'intérêts, les taxes autres que l'impôt sur le revenu ainsi que la plupart des coûts d'exploitation et d'entretien. Les coûts variables sont les coûts d'achat de combustible ainsi que certains coûts d'exploitation et d'entretien reliés à l'intensité et à la durée de fonctionnement des centrales. Les impôts sur le revenu se passent d'explication. Enfin, le rendement de l'investissement est le rendement autorisé pour le service public multiplié par sa base tarifaire approuvée. Le calcul suivant exprime de façon mathématique la fixation des tarifs³⁶ :

³⁶ Il va de soi que le processus réel est plus compliqué du fait qu'il doit également déterminer les parts du coût de service qui sont attribuables à différentes catégories de consommateurs (l'allocation des coûts). Il doit aussi concevoir des structures tarifaires, y compris les charges d'abonnement, les tarifs de puissance et différents blocs d'énergie, le cas échéant (voir à ce sujet Phillips 1993:433-552 et Kahn 1991:109).

Équation 1. Formule de coût de service / rendement autorisé

$$P = [(r \bullet K) + (\omega \bullet M + C)] / V$$

où P = prix
 r = rendement raisonnable du capital
 K = capital, soit la base tarifaire (immobilisations moins l'amortissement cumulé)
 ω = coût moyen de la masse salariale
 M = nombre moyen d'employés
 C = autres dépenses, y compris les taxes
 V = quantité de ventes

Lorsque le régulateur utilise une année témoin antérieure, les tarifs sont établis en divisant les revenus requis de l'année témoin par les ventes réalisées durant cette même année. Lorsque le régulateur utilise une année témoin projetée, c'est plutôt une prévision des revenus requis qui est divisée par une prévision des ventes futures. Les tarifs sont généralement fixés pour un an.

Une fois que le régulateur a établi les tarifs, tout changement dans la quantité d'énergie vendue influe directement sur les revenus du service public. Soulignons d'ailleurs que le rendement autorisé ne constitue ni un plafond ni un plancher, mais plutôt une cible que pourra atteindre le service public si, notamment, les coûts et les ventes durant l'année à venir se réalisent tel qu'il avait été prévu. Toutes choses étant par ailleurs égales, si les ventes excèdent les volumes prévus, le service public aura un rendement excédant le niveau préalablement autorisé; si elles sont inférieures au niveau prévu, il aura alors un déficit relativement au même rendement autorisé. Une diminution des coûts durant l'année crée également la possibilité d'un rendement accru.

b) Effets sur la gestion de l'entreprise

Un des effets vient du fait que sous ce type de régime, l'entreprise réglementée aura tendance à vouloir justifier des immobilisations inutilement élevées dans la mesure où le rendement autorisé excède son propre coût de capital (l'effet Averch-Johnson) (Comnes et al. 1995:5). C'est pourquoi cette approche traditionnelle du rendement autorisé est souvent dénommée la réglementation « *cost-plus* ».

C'est pour contrer cet incitatif à l'abus que le régulateur doit non simplement établir les tarifs sur la base du rendement autorisé, mais doit également s'assurer que ce rendement n'est appliqué que sur la base de tarification jugée comme étant réellement nécessaire pour desservir la clientèle (il en va de même pour le remboursement des dépenses d'exploitation). Pour ce faire, le régulateur doit scruter à la loupe les investissements proposés, et c'est d'ailleurs pour cette raison que la plupart des services publics réglementés doivent faire approuver par le régulateur leurs projets d'immobilisation. Aussi, c'est pourquoi les régulateurs vont souvent exiger une procédure rigoureuse de planification des ressources (voir le chapitre suivant), procédure qui doit permettre au préalable de préciser, dans la mesure du possible, la nature des immobilisations et des dépenses requises pour satisfaire aux besoins énergétiques (le « coût de service »).

Par ailleurs, si le service public n'a pas forcément intérêt à minimiser le besoin en nouvelles immobilisations, il n'a pas non plus d'intérêt particulier à minimiser ses frais d'exploitation.³⁷ Ces deux effets néfastes de la réglementation traditionnelle ont conduit un grand nombre de régulateurs à privilégier des formes de réglementation incitative, dont la plus populaire, déjà appliquée dans le domaine des télécommunications, est le plafonnement des prix (voir plus loin la discussion à la page 47).

c) Effets dissuasifs à l'efficacité énergétique

À court terme, c'est-à-dire avant la prochaine audience tarifaire, le service public a trois incitatifs qui sont directement contraires à la promotion de l'efficacité énergétique. D'abord, le distributeur sera incité à réduire ses frais d'exploitation durant cette année en deçà des niveaux prévus; ses tarifs étant déjà établis, chaque diminution des frais d'exploitation se traduira par un gain net pour l'entreprise.³⁸ Or, contrairement à

³⁷ En effet, certains services publics monopolistiques peuvent avoir un intérêt à minimiser leurs coûts lorsqu'il existe une forte concurrence entre leur produit et un produit de rechange vendu par un tiers (principalement électricité, gaz ou mazout). Toutefois, une telle concurrence dans le secteur de l'énergie n'est généralement pas assez forte pour que les résultats ressemblent à ceux qui proviendraient d'un marché concurrentiel, ce qui justifie la réglementation des tarifs. En outre, dans plusieurs cas, les services publics d'électricité et de gaz naturel sont intégrés au sein d'une même entreprise, ou à tout le moins, l'un détient une large part de participation dans l'autre service.

³⁸ Une façon d'éviter ce problème est de prévoir une réconciliation de fin d'année, laquelle permettrait d'identifier tout trop-perçu relativement au rendement autorisé et de rembourser rétroactivement les consommateurs, le cas

d'autres économies réalisables, les réductions dans les dépenses pour l'efficacité énergétique auront généralement un effet négatif direct sur les économies réelles. Ce premier élément de la réglementation traditionnelle des tarifs peut donc encourager le service public à vouloir réduire ses dépenses d'efficacité énergétique au détriment des objectifs d'économies.

Le deuxième effet néfaste vient du fait que sous ce régime, le distributeur profitera, avant la prochaine cause tarifaire, de toute augmentation des ventes relativement au niveau initialement prévu, étant donné que les tarifs en vigueur durant l'année couvrent à la fois les dépenses et les immobilisations. Or, les ventes supplémentaires à court terme (avant la prochaine cause tarifaire) n'auront généralement aucun effet à la hausse sur les immobilisations.³⁹ Ainsi, les ventes supplémentaires durant l'année fournissent au service public un revenu qui n'est compensé que partiellement ou pas du tout par une hausse des coûts.⁴⁰ En termes économiques, on peut dire que le revenu marginal de la vente supplémentaire excède le coût marginal supporté par le service public.

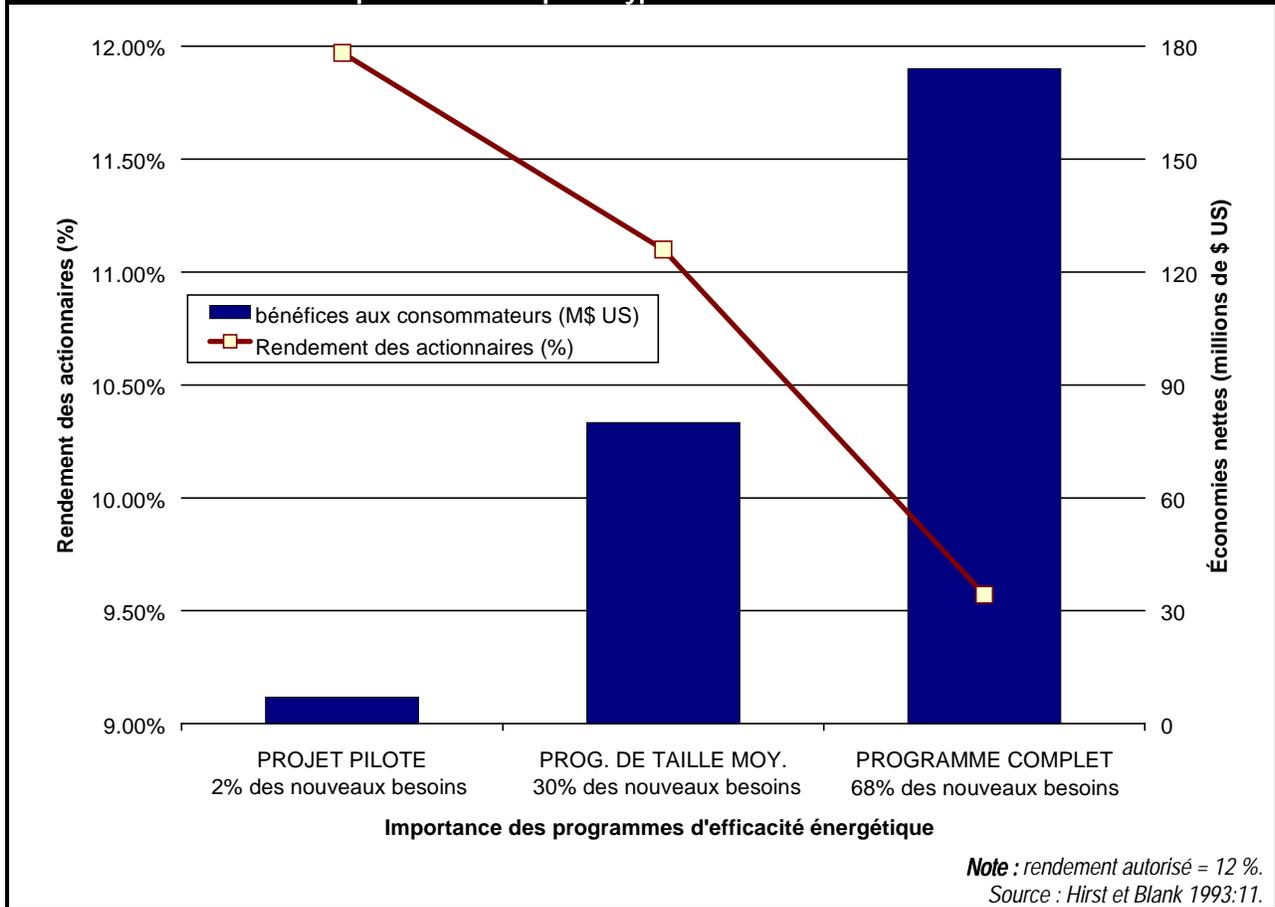
Une étude de l'effet des revenus perdus a été réalisée par Hirst et Blank en 1993. Cette étude concernait un service public d'électricité verticalement intégré, et comparait l'impact sur le rendement des actionnaires de trois niveaux d'investissements en efficacité énergétique : (1) un projet pilote très limité, (2) une série de programmes à mi-chemin entre un projet pilote et la maturité et (3) une série de programmes matures visant à répondre à une partie importante des nouveaux besoins futurs. Comme l'indique le graphique ci-dessous, plus l'impact est positif pour les abonnés, plus il est négatif pour les actionnaires.

échéant. Une telle réconciliation est partiellement appliquée au Québec auprès des services publics de gaz naturel. Ces derniers doivent rembourser une partie du trop-perçu, mais ont également le droit d'en conserver une autre partie, selon leur performance à d'autres chapitres.

³⁹ Dans la mesure où le facteur d'utilisation des équipements des réseaux de transport et de distribution est inférieur à 100%, et à moins, dans le cas de l'électricité, d'avoir recours à des équipements de pointe dont les frais d'exploitation et le coût des combustibles peuvent être particulièrement onéreux.

⁴⁰ La relation précise entre les coûts et les revenus supplémentaires dépend de la source d'énergie et de la structure du marché. Par exemple, pour un monopole d'électricité verticalement intégré, l'augmentation des revenus associés à une vente de kWh à la marge, censée compenser les coûts de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, n'est compensée dans les faits que par le coût d'achat du combustible ou le coût de renonciation de ventes au marché spot. Pour un distributeur de gaz dans un marché où la concurrence est limitée au gros (c'est-à-dire qu'il achète et revend aux consommateurs), ce sont les coûts d'immobilisation de son réseau de distribution seulement qui sont surcompensés par une augmentation à la marge des ventes.

Graphique 6. L'efficacité énergétique et le rendement des actionnaires : effets de la réglementation traditionnelle pour un service public type



Il s'agit d'un incitatif à la croissance à court terme des ventes qui est particulièrement puissant. Ainsi, non seulement le service public a-t-il intérêt à diminuer ses dépenses en efficacité énergétique *possiblement* au détriment des gains énergétiques réalisables (voir la discussion précédente), mais il a en fait tout intérêt à ce que ses programmes ne soient pas aussi performants qu'ils le pourraient.

En réalité, il n'est nul besoin d'imaginer des conspirations où le service public ferait exprès pour miner la performance de ses propres programmes. Plutôt, la performance pourra souffrir d'un manque d'attention et d'effort accordés à cette activité. Par exemple, advenant un tel désintérêt, on imagine mal que le personnel le plus compétent de l'entreprise soit affecté aux programmes d'efficacité énergétique alors que d'autres activités semblables (par exemple, les activités de marketing) pourraient générer un

bénéfice pour l'entreprise. De même, le programme pourrait souffrir d'un manque d'attention de la haute direction, déjà très occupée par des centres d'activités profitables. On pourrait également ne pas effectuer un contrôle aussi serré de la qualité des mesures, ne pas porter toute l'attention nécessaire à la formation du personnel responsable de l'installation d'équipements, le cas échéant, et ainsi de suite. La combinaison d'un effort limité, d'un manque de ressources et de l'affectation d'un personnel moins performant peut facilement se traduire par des taux de participation inutilement bas ou encore par de l'équipement mal installé ou générateur de moins d'économies que prévu, et ce, sans que l'entreprise ait voulu une telle sous-performance.

Le troisième effet dissuasif n'est pas créé par la réglementation, mais peut exercer une influence tout aussi importante. Les gestionnaires, de façon générale, visent entre autres la croissance à long terme de leur entreprise. Souvent, ils ont individuellement des régimes salariaux dépendant largement des mesures de croissance. Or, qu'elle soit mesurée suivant les ventes, les revenus, la tarification ou les bénéfices nets, l'efficacité énergétique a pour effet d'empêcher cette croissance. Plus l'entreprise réussira à améliorer l'efficacité énergétique chez ses clients, moindre sera sa croissance.⁴¹

Tableau 1. Trois effets dissuasifs envers l'efficacité énergétique

INCITATIFS DE LA RÉGLEMENTATION TRADITIONNELLE	=	ACTIONS PRIVILÉGIÉES / RÉSULTATS APPRÉHENDÉS
1. Diminution des frais d'exploitation entre causes tarifaires = bénéfice net	=	diminuer les dépenses en EE
2. Ventes supplémentaires au-delà de ce qui fut prévu = revenus 'gratuits' (ou presque)	=	vendre le plus possible + sous-performer en matière d'EE
3. Objectif général de croissance à long terme de l'entreprise	=	vendre le plus possible + sous-performer en matière d'EE

Pour toutes ces raisons, la poursuite par le service public des mesures d'efficacité énergétique rentables (voir les tests de rentabilité) est souvent directement contraire à ses propres intérêts de même que, très souvent, aux intérêts privés de ses gestionnaires.

De fait, les dépenses en matière d'efficacité énergétique, d'une part, et la bonne

⁴¹ Une exception surgit lorsqu'une mesure devient un outil de marketing stratégique pour la rétention de clients existants ou pour l'ajout de nouvelles parts de marché. Toutefois, ces mesures sont celles qui sont les plus rentables

performance des programmes, de l'autre, ont toutes comme effet de réduire les bénéfices du service public en plus de réduire son potentiel de croissance à long terme. Dans ces conditions, il devient irréaliste de s'attendre à ce que le service public traite l'efficacité énergétique sur un pied d'égalité avec les options du côté de l'offre.

Le service public n'est pas une œuvre de charité et ne peut fonctionner comme telle. Puisque ces impacts négatifs sont le fruit de l'approche de réglementation des tarifs, il revient au régulateur de modifier son approche pour permettre au service public de profiter d'investissements en efficacité énergétique qui sont rentables pour les consommateurs ou la société. En tout temps, comme le rappelait la NARUC, l'objectif doit être la conciliation des intérêts légitimes des entreprises de service public (maximisation du profit) et ceux de la société (moindre coût social).

(3) Les effets dissuasifs du régime de plafonnement des prix (PP)

Outre ceux qui concernent l'efficacité énergétique, la réglementation traditionnelle peut créer d'autres problèmes, notamment un manque d'incitatifs à la réduction des coûts. Pour contrer ce manque d'incitatifs, certaines régions ont adopté une approche incitative globale nommée plafonnement des prix (*price caps*). Or, le plafonnement des prix ne fait qu'accentuer les effets dissuasifs à l'égard de l'efficacité énergétique que nous venons de décrire.

a) Description

Alors que l'approche traditionnelle de rendement autorisé met l'accent sur le rendement cible (en fonction duquel les prix nécessaires sont ensuite calculés), le plafonnement des prix, comme son nom l'indique, cible plutôt les prix. Plus concrètement, cette approche crée une formule automatique de détermination des prix plafonds chaque année, laquelle s'applique à un horizon pluriannuel, généralement de 3 à 6 ans. Ayant établi un prix plafond que l'entreprise ne peut dépasser, le régulateur n'a plus à déterminer un rendement cible. Ainsi, le service public est libre de réduire ses coûts ou d'augmenter

et ne représentent généralement qu'une très petite partie de l'ensemble du potentiel jugé rentable économiquement

ses ventes afin d'accroître les revenus durant la période de décalage réglementaire pluriannuelle.⁴²

Cette forme de réglementation incitative est parfois appelée « CPI-X » ou « RPI-X »⁴³. Sous ce régime, le prix plafond est établi comme étant le prix plafond de l'année précédente plus l'inflation moins un facteur pour les gains de productivité qu'on croit être en droit d'attendre du service public. On permet également d'ajuster la formule, donc le plafond, lorsque des imprévus ont un impact majeur sur les coûts (par exemple, une modification du régime fiscal ou encore une tempête aux conséquences importantes⁴⁴). Enfin, soulignons que le régulateur établira souvent un prix plancher, le service public étant alors libre de diminuer ses tarifs à l'intérieur des paramètres fixés.⁴⁵ Cette approche s'exprime de façon mathématique comme suit :

Équation 2. Formule de plafonnement des prix (PP)

$$\overline{P}_{c,t} = \overline{P}_{c,t-1} \times (1 + I - X) \pm Z$$

où $\overline{P}_{c,t}$ = prix plafond pour la catégorie de consommateurs c dans l'année t
 I = inflation
 X = facteur de compensation de productivité
 Z = ajustement pour des imprévus

selon les tests décrits précédemment (voir pages 3 à 13 et l'annexe A).

⁴² En réalité, un mécanisme de partage des excédents avec les consommateurs fait généralement partie de tels régimes. En règle générale, ces mécanismes permettent aux services publics de retenir 100 % des bénéfices supplémentaires à l'intérieur d'une « bande morte » (p. ex., 200 points de base au-dessus d'un rendement « normal ») et l'oblige à partager une part des bénéfices supplémentaires avec les abonnés. Voir Comnes et al. (1995a:40;1995b), pour des exemples de mécanismes de partage appliqués dans une dizaine de services publics américains.

⁴³ Aux États-Unis, on parle du CPI, qui est le *Consumers Price Index* et en Angleterre, du RPI, qui est le *Retail Price Index*. Ces formules sont souvent utilisées dans le secteur des télécommunications, lequel n'est toutefois pas confronté à l'enjeu de l'efficacité énergétique.

⁴⁴ De plus, on prévoit généralement des « exclusions », soit des catégories de dépenses ou d'investissements qu'on ne veut pas soumettre aux pressions pour diminuer les coûts. Les exclusions peuvent inclure, par exemple, les postes voués à la qualité du service, à l'efficacité énergétique, à la recherche-développement ou à la protection de l'environnement et à l'atténuation d'impacts.

Le plafonnement des prix diffère de la réglementation par taux de rendement autorisé essentiellement de deux façons.

- **Flexibilité tarifaire.** Avec le régime de plafonnement des prix, le service public bénéficie d'une souplesse qui lui permet d'offrir des escomptes ou des rabais tarifaires à certains clients lorsqu'il le juge profitable, à l'intérieur, bien sûr, des paramètres fixés par le régulateur. Ainsi, la tarification devient un outil stratégique pour accroître les ventes du service public.
- **Décalage réglementaire.** Avec le régime de plafonnement des prix, le service public peut profiter d'un décalage réglementaire de plusieurs années (allant généralement de 3 à 6 ans) avant que ses tarifs ne soient revus afin de refléter, entre autres, ses nouveaux coûts et ses nouveaux volumes de vente. Cette période de décalage, contrairement à une période d'une seule année, permet au service public d'instaurer des mesures de réduction des coûts ou d'augmentation des ventes dont les bénéfices ne se feront sentir que quelques années plus tard.

b) Effets dissuasifs pour l'efficacité énergétique

Le prix plafond vise à réduire les tarifs payés par les consommateurs, entre autres en rendant plus intéressante pour le service public la réduction de ses coûts. Toutefois, les incitatifs pour le service public sont doubles : ce dernier profite de réductions de ses coûts, mais également d'augmentations de ses ventes.⁴⁶

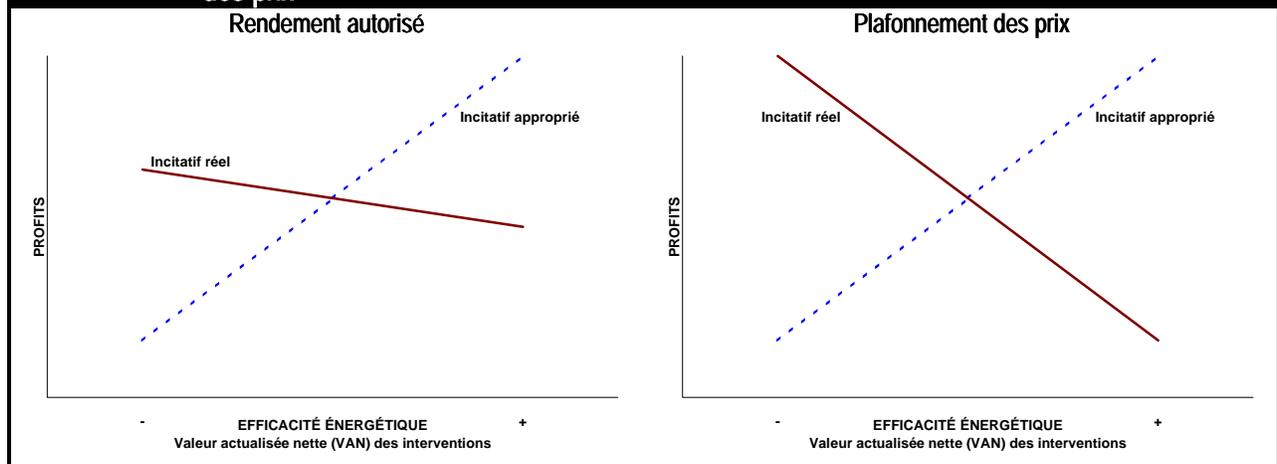
⁴⁵ Les prix planchers varient soit selon les classes de consommateurs déjà existantes, soit en fonction de « paniers » de consommateurs ne correspondant pas nécessairement aux classes existantes.

⁴⁶ Dans d'autres marchés, l'augmentation des ventes n'a rien de mauvais. Toutefois, les marchés énergétiques sont caractérisés par d'importantes externalités. En conséquence, la conservation et l'efficacité énergétiques sont souvent les buts affichés d'un grand nombre d'acteurs, y compris des gouvernements et des régulateurs eux-mêmes. Dans ce contexte, l'augmentation nette des ventes n'est pas nécessairement synonyme de l'intérêt du public; elle peut même lui être contraire.

Ainsi, le plafonnement des prix accentue davantage l'effet dissuasif, à l'égard de l'efficacité énergétique, déjà créé par la réglementation par coût de service / rendement autorisé. Rappelons que les revenus supplémentaires de nouvelles ventes à court terme excéderont généralement de loin les coûts supplémentaires afférents. Dans certains cas, les revenus marginaux seront presque « gratuits » pour le service public. Puisque l'effet du plafonnement des prix est d'offrir plus d'occasions au service public d'augmenter ses ventes, il empire la situation. D'ailleurs, l'analyse de sensibilité réalisée par Hirst et Blank (1993) sur les résultats exprimés auparavant (Graphique 6.) a démontré une sensibilité importante associée au décalage réglementaire. Par exemple, alors que le rendement des actionnaires augmente d'environ 40 points de base pour chaque un pour cent de croissance des ventes lorsque le décalage réglementaire est limité à un an, le même pourcentage de croissance résulte, lorsque le décalage réglementaire est de quatre ans, en une augmentation d'environ 300 points de base (Hirst et Blank 1993:18).

Dans ce contexte, les mesures d'efficacité énergétique jugées rentables pour les abonnés ou la société, selon les tests de rentabilité décrits plus haut, ne sauront, dans une large mesure, être perçues de façon positive par les gestionnaires de l'entreprise. Se rappelant la résolution du NARUC, on peut dire que sous un tel régime, le plan du moindre coût pour les consommateurs entre en contradiction flagrante avec le plan du plus grand profit pour le service public.

Graphique 7. Illustration des incitatifs de la réglementation par rendement autorisé et par plafonnement des prix



Alors que la réglementation traditionnelle peut, à la limite, être modifiée de façon adéquate en ajoutant des mécanismes spécifiques relativement à l'efficacité énergétique (voir le texte ci-dessous), il est sensiblement plus difficile d'éliminer les incitatifs inhérents à un régime de plafonnement des prix. Par ailleurs, il est intéressant de souligner une récente étude stochastique indiquant que, contrairement à d'autres régimes incitatifs, les régimes de plafonnement des prix ne réussiraient pas à inciter les services publics à une gestion plus efficace de leurs équipements (Knittel 1999:25).

Cette approche ne devrait donc pas être retenue lorsque l'efficacité énergétique constitue un objectif du régulateur. Comme nous le verrons plus loin (aux pages 54 à 74), d'autres approches globales peuvent créer autant d'incitatifs pour que le service public réduise ses coûts, sans pour autant créer, relativement à l'efficacité énergétique, les effets que nous avons relevés.

B. Éléments de solution : une trilogie d'outils essentiels

(1) Introduction

Depuis la fin des années 1980, une panoplie de mécanismes ont été conçus spécifiquement pour répondre aux effets dissuasifs de la réglementation traditionnelle. Rappelons d'abord les trois effets dissuasifs que nous avons déterminés : (1) l'incitatif à réduire au minimum les frais d'exploitation et ainsi les dépenses en efficacité énergétique; (2) l'incitatif important à augmenter les ventes à court terme (entre causes tarifaires), lequel est généralement contraire à la bonne performance des programmes d'efficacité énergétique; (3) la volonté de promouvoir la croissance à long terme de l'entreprise et donc d'augmenter les ventes, potentiellement au détriment de la bonne performance des programmes d'ÉÉ.

Les outils dont nous discuterons ci-dessous ont été conçus spécifiquement pour réaligner, en matière d'efficacité énergétique, les intérêts du service public et ceux du public en général, et ce, afin que la poursuite du potentiel rentable pour la société puisse se justifier pleinement sur une base d'affaires. Quoique nombreux, ils se regroupent en trois volets distincts, soit le recouvrement des coûts, le recouvrement des revenus perdus et les incitatifs destinés aux actionnaires.

Le recouvrement des coûts permet au service public de récupérer ses coûts en matière d'efficacité énergétique. Ainsi, on cherche à éliminer le premier effet dissuasif, soit l'incitatif à couper dans les budgets de l'efficacité énergétique.

Le recouvrement des revenus perdus est un élément clé de toute forme de réglementation. Différents mécanismes visent tous le même objectif : permettre au service public de récupérer l'ensemble des coûts fixes – soit les coûts qui ne varient pas avec les ventes – qu'il aurait pu récupérer s'il n'avait pas aidé ses clients à économiser de l'énergie. Comme nous le verrons, deux catégories de mécanismes existent à cet égard, soit les *mécanismes d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR)* et les

approches de découplage (dont le plafonnement des revenus). Les deux sont conçus pour éliminer, à divers degrés, le deuxième effet dissuasif indiqué plus haut, soit celui touchant au volume des ventes et donc à la performance des programmes d'efficacité énergétique.

Enfin, un troisième type de mécanisme, **les incitatifs destinés aux actionnaires**, vise à récompenser ces derniers pour la performance de l'entreprise en matière d'efficacité énergétique. En effet, l'efficacité énergétique ne peut contribuer à la croissance des revenus de l'entreprise. Ces mécanismes tentent donc de compenser cette contrainte en augmentant le taux de rendement auquel le service public aurait normalement droit. Ces incitatifs destinés aux actionnaires sont censés encourager, avec le temps, les gestionnaires des services publics à poursuivre l'efficacité énergétique lorsqu'elle est dans l'intérêt des consommateurs ou de la société, ce qui peut au départ sembler contre-indiqué.

Comme nous le verrons, ces catégories ne s'excluent pas mutuellement; au contraire, pour le régulateur qui cherche à concilier les intérêts du service public et ceux du public, il sera nécessaire d'adopter *un mécanisme appartenant à chacune de ces trois catégories*. C'est pourquoi nous parlons d'une *trilogie d'outils*.

(2) Étape n° 1 : le recouvrement des coûts des programmes

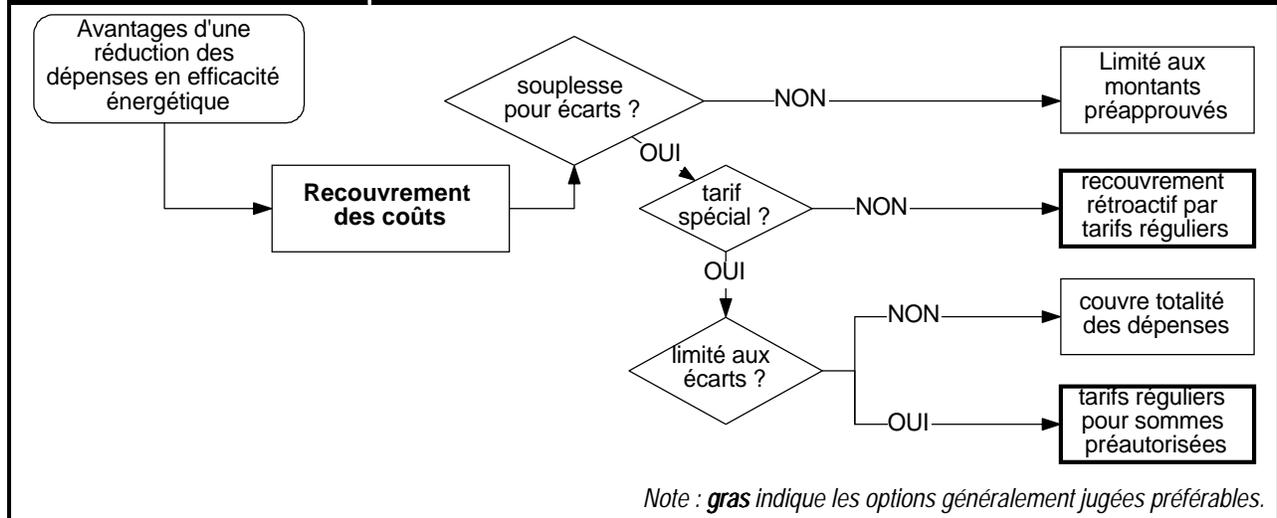
Comme nous l'avons mentionné, le service public a généralement un intérêt à réduire ses dépenses à court terme, y compris ses dépenses en matière d'efficacité énergétique. En règle général, le coût unitaire d'une mesure est très prévisible; toutefois, cette prévisibilité s'applique moins bien aux taux de participation, lesquels pourront amener le coût total des programmes à dévier de façon importante des estimations initiales.

Or, les taux de participation peuvent être largement influés par l'effort que mettra l'entreprise à la promotion du programme. De même, dans la mesure où, en raison de l'effort de marketing ou pour d'autres raisons, un programme suscite chez les consommateurs un intérêt supérieur à ce qui avait été prévu, le service public ne devra pas être pénalisé par une rigidité trop grande en ce qui concerne les montants à recouvrer.

La plupart des régions d'Amérique du Nord permettent en effet, à l'intérieur de limites prédéterminées, que le montant réel de dépenses récupéré excède le montant approuvé. Ce recouvrement s'applique aux programmes déjà approuvés par le régulateur, généralement dans le cadre de leurs plans de ressources.

Pour ce faire, le régulateur peut choisir parmi plusieurs méthodes de récupération des coûts. Dans certaines régions par exemple, un tarif spécial est créé pour récupérer, rétroactivement, toutes les sommes relatives à l'efficacité énergétique. Dans d'autres, un tarif spécial, appliqué de façon rétroactive, existe seulement pour récupérer ou rembourser tout écart par rapport aux montants prévus et déjà considérés dans la fixation des tarifs. Dans quelques autres régions, aucun tarif spécial n'existe et la compensation ou le remboursement pour les écarts sont compris dans le processus de fixation des tarifs de l'année suivante.⁴⁷ Le schéma suivant illustre les choix à faire pour le recouvrement des coûts.

Schéma 2. Arbre décisionnel pour le recouvrement des coûts



Comme nous l'avons mentionné précédemment, les trois catégories de mécanismes ne s'excluent pas mutuellement, mais se complètent et sont toutes nécessaires. Ainsi, le recouvrement des coûts ne constitue que la première des trois étapes à suivre.

(3) Étape n° 2 : le recouvrement des revenus perdus

La deuxième étape concerne le recouvrement des revenus perdus. Rappelons d'abord qu'en réduisant la quantité d'énergie nécessaire pour assurer le niveau de service énergétique ou de confort demandé, l'efficacité énergétique réduit les volumes de ventes, et donc de revenus, du service public. Une partie de cette réduction des revenus peut être compensée par une réduction des coûts variables à court terme. Un grossiste en gaz naturel, par exemple, évite le coût du combustible; pour un grossiste en électricité, le coût d'achat de l'électricité est évité; pour un monopole d'électricité verticalement intégré, c'est le coût d'achat de combustibles lorsqu'une centrale thermique se retrouve à la marge ou encore la valeur de l'exportation de l'énergie « libérée », le cas échéant, qui sont évités ou gagnés; pour un distributeur au détail, aucun coût ne sera généralement, à court terme, évité.⁴⁸

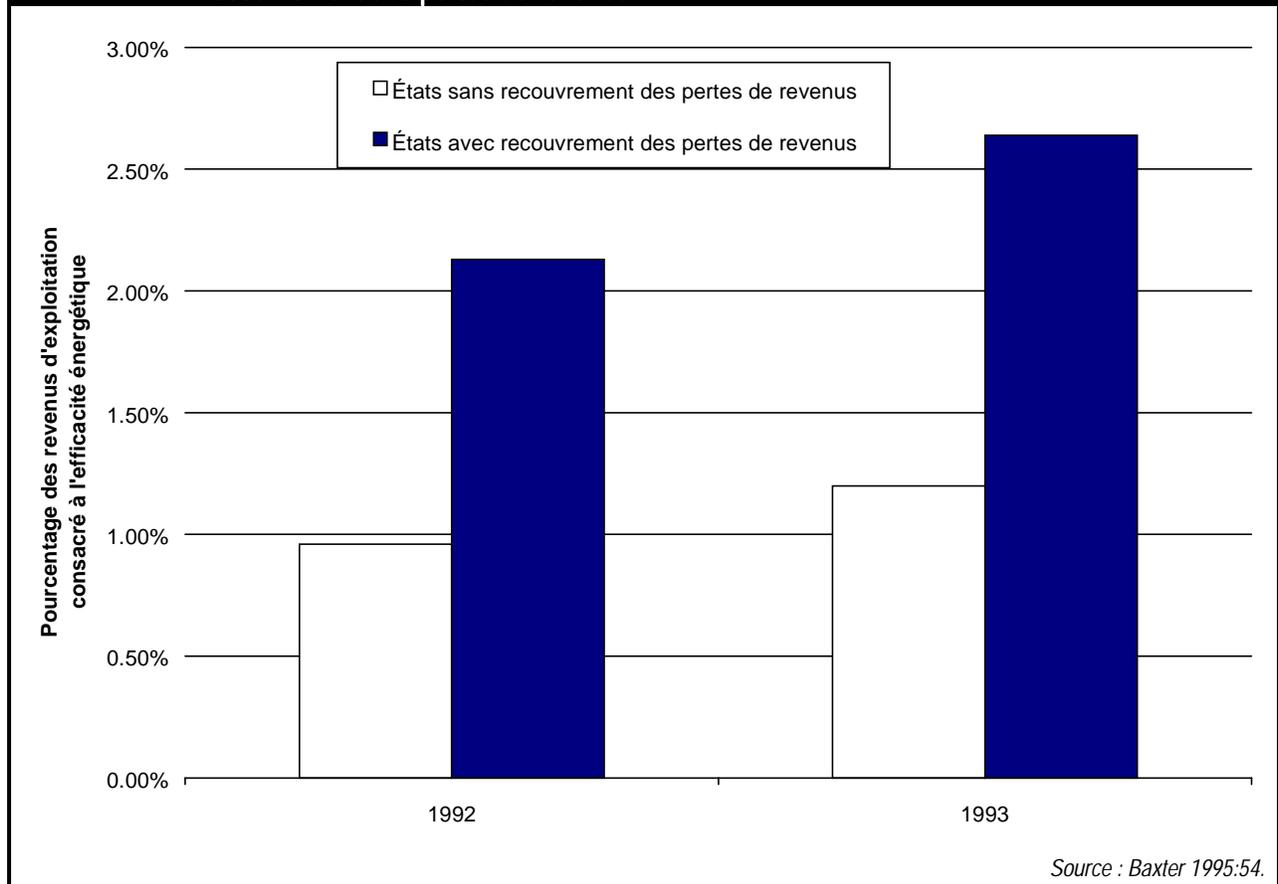
Toutefois, la baisse des coûts peut être sensiblement inférieure à la baisse des revenus, et la différence, soit la partie des revenus censés compensés les coûts fixes, représente une perte *nette* de bénéfices pour le service public. Comme nous l'avons vu auparavant (page 42), cette perte nette peut être significative. Pour faire face à ce problème, deux approches sont possibles : l'utilisation d'un mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR) et les approches globales de découplage des ventes et des profits (principalement le plafonnement des revenus). Soulignons d'ailleurs que selon une étude de Baxter (1995), les services publics américains soumis à l'une ou l'autre des approches de recouvrement des pertes de revenus allouent une part sensiblement plus

⁴⁷ Peu importe laquelle des trois façons de recouvrement est choisie, on applique à tout écart l'intérêt cumulé, lequel est souvent fonction du coût moyen pondéré du capital du service public.

⁴⁸ Notre discussion ici concerne les coûts marginaux à court terme seulement, parce que ces coûts peuvent se traduire par des bénéfices pour le service public avant que la prochaine cause tarifaire n'ajuste en conséquence les revenus requis. Toutefois, il ne faut pas confondre l'utilisation des *coûts marginaux* ici – aux fins de l'analyse de l'impact à court terme sur le service public – avec la bonne mesure de la rentabilité de programmes d'efficacité énergétique, soit les *coûts évités* à long terme pour les consommateurs ou la société. En effet, qu'il s'agisse d'un distributeur dans un marché concurrentiel (au gros ou au détail) ou d'un monopole verticalement intégré, les économies d'énergie évitent des coûts d'immobilisation et autres à long terme, ce qui se traduira par une baisse relative du revenu requis et se reflétera dans le facture des abonnés.

élevée de leurs revenus aux programmes d'efficacité énergétique (voir graphique suivant).

Graphique 8. Pourcentage des revenus d'exploitation alloué à l'efficacité énergétique : États avec et sans recouvrement des pertes de revenus



a) Mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR)

i. Description du MAPR

La plupart des régions qui traitent des revenus perdus adoptent une forme de mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (*Lost Revenue Adjustment Mechanism, LRAM*). Le calcul du MAPR suit trois étapes :

- D'abord, on calcule les gains en efficacité énergétique réalisés par le service public.⁴⁹ Plusieurs méthodes existent à cette fin, mais la plus courante est celle où une estimation des gains unitaires (gains par mesure installée ou adoptée) est d'abord réalisée, puis est multipliée par le nombre de participants au programme durant l'année en question.⁵⁰
- Ensuite, on calcule la composante des tarifs au détail qui représente les coûts fixes. En règle générale, pour ce faire, le service public soustrait des tarifs d'énergie et de puissance de chaque catégorie d'abonnés le coût variable à court terme pour ces mêmes éléments (énergie et puissance par catégorie).
- Enfin, pour chaque catégorie d'abonnés et tant pour l'énergie que pour la puissance, on multiplie la valeur de la composante *coûts fixes* par l'estimation des économies réalisées. Ainsi, la perte nette de revenus est déterminée et peut être récupérée, généralement par la même approche qui sera choisie pour le recouvrement des coûts de programme (voir à la page 52). Généralement, on prévoit également une réconciliation rétroactive au cas où les gains réels seraient différents des estimations initiales.

Exprimé de façon simple, le montant du recouvrement est :

$$\text{Perte nette de revenus} = [(\text{coûts fixes de l'énergie} \bullet \text{économies d'énergie}) + (\text{coûts fixes de la puissance} \bullet \text{économies de puissance})]$$

L'équation précise dépend d'un ensemble de choix particuliers. L'équation suivante représente un ensemble plausible de choix parmi les plus communs.

⁴⁹ Ce calcul doit par ailleurs éviter d'inclure les gains qui ont eu lieu en raison de tendances naturelles plutôt qu'en raison d'une intervention du service public.

⁵⁰ Cette approche est valide pour des programmes « technologiques ». Toutefois, il sera nécessaire de prévoir des modalités spécifiques pour des programmes visant des modifications comportementales : éducation, sensibilisation, tarification différenciée dans le temps, etc.

Équation 3. Calcul pour perte nette de revenus⁵¹

$$PNR_t = \sum_{c=1}^{c=n} \left[(CF_{kWh,d} \times \acute{E}\acute{E}_{kWh,d}) + (CF_{kW,d} \times \acute{E}\acute{E}_{kW,d}) \right]$$

où : $CF_{kWh} = TD\acute{E}_{kWh,d} - CMV_{kWh,d}$

et où : $\acute{E}\acute{E}_{kWh,d} = \sum_{m=1}^{m=n} (\acute{E}U\acute{E}_{m,d} \times AP_{m,d})$

et où : $CF_{kW} = TDP_{kW,d} - CMV_{kW,d}$

et où : $\acute{E}\acute{E}_{kW,d} = \sum_{m=1}^{m=n} (\acute{E}UP_{m,d} \times AP_{m,d})$

- où PNR = Perte nette de revenus
 CF = Coûts fixes
 ÉÉ = Économies d'énergie
 TDÉ = Tarif au détail pour l'énergie
 TDP = Tarif au détail pour la puissance
 CMV = coût marginal variable à court terme
 ÉUÉ = Économies unitaires d'énergie (par participant)
 ÉUP = Économies unitaires de puissance (par participant)
 AP = Quantité d'abonnés participants
 t = temps (l'année)
 m = mesure d'efficacité énergétique
 d = tarifs au détail
 kWh = énergie exprimée en kilowattheures (cas de l'électricité)
 kW = puissance exprimée en kilowatts (cas de l'électricité)

Adapté de Baxter 1995:25.

Ce mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus compense donc le service public pour les gains nets de revenus qu'il aurait réalisés en l'absence d'un programme d'efficacité énergétique.

⁵¹ Ce calcul s'appliquerait à un service public dont la fixation des tarifs se fait sur la base d'une année témoin historique. Là où une année témoin projetée est plutôt utilisée, il faudrait soustraire la prévision des économies pour l'année en question des économies réelles (les « $\acute{E}\acute{E}_{kWh}$ » et les « $\acute{E}\acute{E}_{kW}$ »). On tient également pour acquis que le calcul se fait annuellement et que le recouvrement des coûts fixes se fait par le biais des tarifs d'énergie et de puissance.

ii. Choix précis pour un MAPR

L'application du MAPR peut se faire de diverses façons. Nous résumons ci-dessous les principaux choix à faire.

- **L'approbation préalable des programmes.** De façon générale, seuls les programmes qui auront obtenu au préalable l'approbation du régulateur peuvent donner lieu à un ajustement pour pertes nets de revenus.
- **Période d'ajustement.** Les ajustements (le recouvrement) peuvent se faire annuellement ou sur une base trimestrielle ou mensuelle, etc.
- **Variations temporelles.** Le calcul du MAPR peut se faire à divers degrés de précision. On peut, par exemple, utiliser des données moyennes (ventes, coûts, etc.). Toutefois, on peut également tenter d'estimer les valeurs temporelles de ces fonctions. Par exemple, dans la mesure où les prix de vente varient selon les saisons où les volumes, la perte nette de revenus d'une mesure d'isolation peut être sensiblement plus élevée que ceux d'une mesure d'éclairage efficace. Il en va de même pour les charges d'exploitation évitées par les mesures. Plusieurs mécanismes aux États-Unis tiennent compte des différences saisonnières dans l'application des tarifs de puissance.⁵² On pourrait également faire varier les composantes du calcul lorsqu'une tarification différenciée dans le temps (TDT) est en vigueur, voire à la limite, refléter les variations temporelles d'une tarification en temps réel. Dans tous les cas, il faudrait soupeser la complexité supplémentaire du calcul par rapport aux gains de précision escomptés.
- **Allocation des coûts.** La récupération des pertes nettes de revenus doit être allouée parmi les classes d'abonnés (voir le 'c' dans l'équation précédente).

⁵² À titre d'exemple, le tarif résidentiel d'Hydro-Québec inclut une redevance d'abonnement (39 ¢/jr.) qui représente un revenu fixe non évité par une mesure d'efficacité énergétique, un tarif (4,74 ¢/kWh) pour les trente premiers kWh par jour, un deuxième tarif (5,97 ¢/kWh) pour les kWh supplémentaires et enfin, un tarif de 3,06 \$/kW pour la puissance au-delà de 50 kW en période hivernale. Une mesure visant l'isolation des maisons pourrait donc toucher davantage la prime de puissance, de même que le deuxième bloc tarifaire, qu'une mesure d'éclairage efficace.

Cette allocation peut se faire en fonction soit de l'allocation du coût de service réalisée pour établir les tarifs, soit de la participation de chaque classe d'abonnés aux programmes en question. Aux États-Unis, l'allocation sur la base du coût de service est appliquée notamment au Vermont, en Arizona, au Connecticut, au Minnesota et en Oregon, alors que l'allocation sur la base de la participation des classes d'abonnés aux programmes d'efficacité énergétique, est utilisée entre autres au Maryland, au Massachusetts, au New Hampshire et dans l'État de New York (Baxter 1994:27). Soulignons que cette dernière approche est d'application légèrement plus complexe. Pour une discussion sur l'allocation des coûts des programmes d'efficacité énergétique, voir Centonella et al. 1993.

- **Estimations initiales des économies.** L'évaluation des économies de programme combine deux sciences, l'ingénierie, qui évalue les gains d'efficacité unitaires, et l'économie, qui prévoit le nombre de participants et leurs comportements, ainsi que les coûts. À l'intérieur de ces sphères, des méthodes plus ou moins sophistiquées peuvent être empruntées, selon les besoins. Ces méthodes peuvent aller de calculs simples à des tableurs informatiques et à des simulations non calibrées, voire jusqu'à des simulations calibrées maintenant rendues possibles grâce aux nouvelles générations d'ordinateurs et à une série de nouveaux modèles informatiques⁵³. Généralement, il sera important de limiter la complexité de l'analyse à un niveau justifié par l'envergure du programme.
- **Réconciliation des économies.** Les gains réels d'un programme d'efficacité énergétique peuvent s'éloigner sensiblement des estimations initiales en fonction principalement de deux facteurs : le taux de participation et la validité des estimations d'ingénierie. Il est donc impératif que les gains réels soient vérifiés et que des corrections soient apportées, le

⁵³ Pour de plus amples renseignements, voir, par exemple : Stein 1997; Cohen et Bailey 1998; Crawley et al. 1998; Liu et al. 1998. Les simulations calibrées sont celles dont les prévisions d'économie d'énergie sont à toutes fins utiles identiques aux données mesurées sur une base horaire. Plusieurs modèles existent sur le marché, dont le *DOE-2* conçu par le Groupe de recherche en simulations du Lawrence Berkeley National Laboratory (LBL), le *Micro-AXCESS* du Electric Power Research Institute (EPRI), le *BLAST*, élaboré par le U.S. Army Construction Engineering Research Laboratory, le *PowerDOE*, une version nouvelle de DOE-2 et le tout nouveau *EnergyPlus*, conçu par une équipe multipartite dont font partie la plupart des organismes que nous venons de nommer.

cas échéant, aux montants alloués initialement au remboursement pour pertes nettes de revenus. Pour ce faire, le régulateur dispose de plusieurs approches.

Une première approche simplifiée utilise les prévisions initiales des économies unitaires des mesures en les multipliant par le nombre réel de participants. Toutefois, cette approche crée des effets néfastes importants : dans ce contexte, le service public maximiserait ses profits en surévaluant délibérément les économies prévues ou en négligeant d'assurer un contrôle de la qualité lors de la pose de mesures, le cas échéant.⁵⁴ L'importance d'effectuer une vérification rétroactive des gains réels des mesures est largement reconnue aujourd'hui.

Cette vérification – on parle d'une évaluation d'impacts – peut se faire de plusieurs façons et offre divers niveaux de complexité et de coûts. Pour ceux qui s'intéressent davantage à cette question, voir Mahone et al. (1998) et Newberger (1998) pour des discussions enrichissantes sur les leçons à tirer d'expériences récentes en Californie et en Nouvelle-Angleterre, deux régions qui pratiquent depuis longtemps l'évaluations d'impacts des programmes.

Outre l'approche en matière d'évaluation d'impacts, le régulateur doit décider du lien entre cette dernière et la conciliation. Deux approches principales s'offrent alors au régulateur. La première, la plus complexe, incorpore les données de l'évaluation d'impacts afin de recalculer tant l'impact unitaire des mesures que le nombre de participants, le tout servant à une conciliation rétroactive des pertes nettes de revenus. La deuxième, moins complexe et surtout prenant moins de temps, limite le rôle de l'évaluation d'impacts à de l'information utile pour l'estimation des pertes

⁵⁴ Moskowitz (1989:10) présente l'exemple d'un programme d'isolation des chauffe-eau censé faire réaliser une économie de 600 kWh par année par participant. Imaginons que le service public choisit un mauvais sous-traitant, que ses efforts en matière de contrôle de la qualité sont inadéquats et que de ce fait, les gains réels ne sont que de 400 kWh/an/participant. La conséquence d'une compensation basée uniquement sur la prévision initiale des économies unitaires est claire : le service public recevra une compensation pour 600 kWh par participant *et de plus* recevra, de ces mêmes participants, des revenus supplémentaires tirés de la vente des 200 kWh qu'il n'a pas économisés.

de revenus de la prochaine ronde de programmes et de mesures. Si cette information n'est pas utilisée, la conciliation se limite alors à une multiplication des économies unitaires déjà prévues par le nombre effectif de participants.

Selon certains, cette deuxième approche constituerait un incitatif suffisant à la bonne performance du service public. De plus, on souligne la complexité technique et administrative de la première approche, les délais qu'elle impose pour la conciliation et les risques pour le service public (voir Schlegel et al. 1993, chap. 7 et Baxter 1995:43).⁵⁵ Pour un bon exemple d'un format standard de cueillette de données, voir EPRI (1992). Pour une discussion sur l'évaluation des programmes de gaz naturel, voir Baker-Stariha (1993:117-156).

- **Participation des intervenants.** Afin d'établir une confiance mutuelle tant dans les programmes d'efficacité énergétique que dans l'évaluation des pertes nettes de revenus, le régulateur peut prévoir diverses formes de participation des intervenants. Au Minnesota, par exemple, un groupe de travail multipartite conçoit les directives concernant l'évaluation d'impacts. Au Maryland, un processus de collaboration fut lancé pour analyser les prévisions d'économie, les estimations des pertes nettes de revenus, les plans d'évaluation d'impacts ainsi que les résultats de l'évaluation d'impacts réalisée par le service public. Selon Baxter (1995:32), la participation des intéressés apporte de nombreux avantages et peut s'avérer un élément important du succès d'un tel mécanisme. Selon une évaluation quantitative réalisée par Schweitzer et Young (1994:17-20), une corrélation statistique positive significative existerait entre, d'une part, l'utilisation d'un *processus de collaboration* aux fins du MAPR et, d'autre part, les

⁵⁵ En 1995, parmi les dix États étudiés par Baxter (1995:22-23), six employaient la deuxième approche (l'évaluation d'impacts servant aux estimations des programmes suivants) alors que trois utilisaient la première (l'évaluation servant directement à la conciliation rétroactive).

dépenses, les gains et les prévisions de gains d'efficacité énergétique observés dans les services publics.⁵⁶

- **Autres.** D'autres approches ou conditions peuvent également être adoptées. Songeons, par exemple, au plafonnement par rendement autorisé (*earnings test*), au test de la neutralité des ventes (*sales test*), au plafonnement du recouvrement de revenus, aux cibles de performance et ainsi de suite.

iii. Les expériences ailleurs

Aux États-Unis, près de la moitié des régulateurs ont recours à un mécanisme d'ajustement pour les pertes nettes de revenus (Baxter 1995:19). D'autres ont adopté des approches de plafonnement des revenus (voir la section suivante). D'ailleurs, l'étude de Schweitzer et Young a également conclu à une relation statistique significative entre les dépenses, les gains et les prévisions de gains d'efficacité énergétique, d'une part, et l'utilisation d'un MAPR de l'autre (1994:34-35). Dans une autre étude, Schweitzer et Pye (1995:33) concluent également à un impact positif de cet outil, malgré certaines indications contraires. Dans les deux cas cependant, la relation observée n'est pas aussi forte que si l'on opte pour le plafonnement des revenus, soit l'approche la plus complète du découplage des revenus et des ventes (voir ci-après).

iv. Les inconvénients du MAPR

Le MAPR, malgré ses avantages, ne représente pas un mécanisme « total », apte à contrer tous les effets néfastes de la réglementation traditionnelle à l'égard de l'efficacité énergétique. En particulier, le MAPR comporte trois lacunes. D'abord, la portée du mécanisme est limitée aux programmes de nature technologique; ceux qui visent plutôt l'éducation et la sensibilisation du consommateur, par exemple, ne peuvent que difficilement être traités de façon précise. Ensuite, il s'applique plus facilement aux

⁵⁶ Il est intéressant de constater que la même analyse démontrait une corrélation statistique *négative* significative entre, d'une part, l'utilisation par le régulateur de simples *ateliers de travail* et, d'autre part, les mêmes dépenses, gains et prévisions de gains en matière d'efficacité énergétique (Schweitzer et Young 1994:20). La décision de prévoir une certaine participation des intervenants pourrait donc s'avérer *moins importante* que le choix du *degré* de leur participation.

programmes d'intervention directe (rabais à l'achat de produits efficaces, par exemple) qu'aux approches de transformation des marchés, lesquelles se prêtent moins bien à une évaluation précise des gains réels. Enfin, en permettant le remboursement au service public des pertes nettes associées aux programmes d'efficacité énergétique, le MAPR est incapable de mettre en échec l'incitation, toujours puissante, à accroître les ventes par des moyens autres que la faible performance des programmes d'EE. Rappelons à cet égard que les efforts visant à substituer à d'autres formes d'énergie peuvent offrir de multiples bénéfices (p. ex., la rentabilisation du réseau) sans nécessairement entraîner une diminution de l'efficacité énergétique globale. Toutefois, d'autres façons d'augmenter les ventes sont, d'une perspective d'efficacité énergétique notamment, particulièrement indésirables, par exemple la promotion de l'achat de chauffes-patio, lesquelles sont un exemple criant de gaspillage d'énergie.

Pour toutes ces raisons, le MAPR n'est pas la solution idéale aux effets incitatifs néfastes de la réglementation traditionnelle.

b) Approches du découplage (partiel ou total)

Plusieurs approches – connues généralement sous le terme « découplage » (*decoupling mechanisms*) – ont donc été conçues pour briser le lien direct existant entre la croissance des ventes à court terme et la maximisation des profits. Nous décrivons ici le mécanisme d'ajustement pour les revenus, le plafonnement des revenus et enfin, le plafonnement des revenus par abonné.

i. Description du mécanisme d'ajustement selon les revenus (MAR)

Le premier régime de découplage, appelé alors « mécanisme d'ajustement selon les revenus (MAR) » (*Electric Revenue Adjustment Mechanism* ou *ERAM*), a été conçu et appliqué d'abord en Californie dès 1978, ensuite dans les États de New York et de Washington et enfin, avec des résultats désastreux (voir la page 70), dans le Maine. Pour de plus amples renseignements sur ces expériences, voir Moskovitz (1989:40) et Hudson et al. (1995). Ce mécanisme était relativement simple d'application.

- D'abord, lors d'une cause tarifaire, le régulateur établissait le revenu requis, y compris un rendement raisonnable sur la base de tarification,

projeté pour l'année suivante (excluant le coûts d'achat de combustibles, lequel échappe au contrôle du service public et constitue un *pass-through*).

- Ensuite, il suivait l'évolution des revenus du service public.
- Enfin, il ordonnait au service public de rembourser aux consommateurs tout trop-perçu ou de prélever tout « sous-perçu » relativement au revenu requis préalablement établi.

De cette façon, le service public savait d'avance quels seraient ses revenus pour l'année. S'il arrivait à réduire ses dépenses et ses frais d'exploitation, il empochait les bénéfices supplémentaires. Si, au contraire, ses coûts excédaient le niveau prévu, la différence était *de facto* soustraite de son bénéfice net. Pour ce qui est de l'incitatif à augmenter les ventes, l'effet était donc total : la vente supplémentaire d'énergie ne pouvait faire augmenter les revenus et donc les bénéfices. Ainsi, l'entreprise n'était plus incitée à augmenter ses ventes. En ce qui concerne l'efficacité énergétique, l'entreprise était incitée à investir lorsque les coûts des mesures étaient inférieurs aux coûts à court terme qu'elles évitaient.

Comparativement donc au MAPR, le MAR comblait un plus grand nombre de lacunes. En outre, il était moins complexe : aucune mesure ni aucune vérification des économies d'énergie n'était nécessaire, seuls les revenus étant alors importants. Toutefois, ce mécanisme comportait également ses failles, dont la nécessité d'utiliser une année témoin projetée, une approche qui n'est pas utilisée par tous les régulateurs. De plus, le MAR ne permettait pas de s'attaquer à un autre problème de la réglementation traditionnelle, soit le manque d'incitation à réduire les coûts à moyen et à long terme. À notre connaissance, le MAR n'est plus utilisé aujourd'hui en Amérique du Nord.

ii. Description du plafonnement des revenus (PR)

Avec le temps, le MAR fut remplacé par une approche incitative plus globale, soit le plafonnement des revenus (*revenue cap*). Le plafonnement des revenus – qu'on nomme parfois « régime de revenus cibles » (*revenue target*) établit, comme son nom l'indique, un niveau de revenus auquel a droit le service public indépendamment de l'évolution de ses coûts réels durant une période de plusieurs années. Les étapes de cette approche ressemblent à celles du MAR.

- Une formule automatique couvrant plusieurs années établit le revenu cible selon le revenu de l'année précédente plus l'inflation moins un facteur de productivité; on peut inclure ou exclure les coûts d'achat de combustibles ou d'autres coûts.
- Le régulateur établit des paramètres pour la fixation des tarifs, par exemple, des limites aux variations par rapport à l'année précédente.
- À la fin de chaque année, on détermine s'il y a eu trop-perçu ou sous-perçu relativement au revenu cible préalablement établi.
- Enfin, selon que son rendement est inférieur ou supérieur au rendement cible et selon sa performance à d'autres égards (par exemple, sur un indice de la qualité du service), il peut devoir rembourser aux consommateurs une partie ou la totalité du trop-perçu (ou être compensé pour le sous-perçu).

L'approche du plafonnement des revenus diffère donc du MAR principalement en ce que le décalage réglementaire permet une plus grande souplesse pour que l'entreprise investisse afin de réduire ses coûts. Sauf pour son objectif principal, cette approche ressemble également, dans sa formulation et ses composantes, au régime de plafonnement des prix (voir page 46). La formule type d'établissement du revenu plafond est la suivante :

Équation 4. Formule de plafonnement des revenus (PR)

$$\overline{R}_t = \overline{R}_{t-1} \times (1 + I - X) \pm Z$$

où \overline{R}_t = revenu plafond pour l'année t
 I = inflation
 X = compensation de productivité
 Z = ajustement pour les imprévus

L'approche du plafonnement des revenus a trois effets sur le service public. D'abord, comme le MAPR, il élimine l'effet dissuasif envers l'efficacité énergétique. Ensuite,

comme le MAR, il annule également l'incitatif à la croissance des ventes, puisque les revenus du service public sont plafonnés d'avance, en plus de ne présenter aucune des autres lacunes associées à un MAPR. Enfin, il fournit un incitatif à la réduction des coûts. En effet, le décalage réglementaire que suppose une telle approche, le mécanisme s'appliquant sur plusieurs années, permet au service public de bénéficier de telles réductions en évitant, à court terme, une réduction compensatoire des revenus (outre le partage prévu d'excédents, le cas échéant).⁵⁷ En ce sens, le plafonnement des revenus crée sensiblement les mêmes incitatifs à la réduction des coûts que le plafonnement des prix, tout en évitant de créer les mêmes effets dissuasifs relativement à l'efficacité énergétique.

Comme nous l'avons déjà souligné, la portée du mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR) est trop limitée. Toutefois, la portée du plafonnement des revenus pourrait, quant à elle, s'avérer trop large. En effet, en n'établissant aucun lien entre la croissance et les profits, le plafonnement des revenus rend le service public neutre par rapport non seulement à la quantité d'énergie requise pour desservir un abonné, mais également par rapport au nombre d'abonnés desservis. Or, ce deuxième élément n'est pas un reflet de l'efficacité énergétique, puisqu'à défaut du service public, une autre source d'énergie sera utilisée. Du point de vue de l'efficacité énergétique, il n'est pas nécessaire de contrer la volonté du service public de conquérir de nouveaux marchés, mais uniquement sa volonté de vendre plus *par abonné* ou, plus précisément, de vendre plus pour un même service énergétique.

iii. Description du plafonnement des revenus par abonné (PRA)

Pour cette raison, une variation à cette approche fut conçue, nommée le plafonnement des revenus par abonné (*revenue per customer cap*). Cette approche maintient tous les bénéfices du plafonnement des revenus, mais limite sa portée au niveau plus approprié. Simplement dit, le plafonnement des revenus par abonné ajoute à la formule présentée précédemment une mesure du nombre de clients desservis. Lorsque, à la fin de chaque année, la formule est utilisée pour déterminer le revenu maximum ou cible pour l'année

⁵⁷ À la fin de la période de décalage réglementaire, toutefois, le nouveau coût de service, vraisemblablement plus bas, servira de référence à une nouvelle formule pluriannuelle, transférant ainsi aux consommateurs le bénéfice des réductions des coûts réalisées au cours des années précédentes.

suivante, ce dernier augmente en fonction d'une croissance, le cas échéant, du nombre de clients. La formule type est celle qui suit :

Équation 5. Formule de plafonnement des revenus par abonné (PRA)

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

où \bar{R}_t	=	revenu plafond pour l'année t
FAA	=	facteur d'ajustement pour le nombre d'abonnés
$\Delta Abon$	=	changement dans le nombre d'abonnés
I	=	inflation
X	=	compensation de productivité
Z	=	ajustement pour les imprévus

Le plafonnement des revenus par abonné laisse donc intacte la volonté du service public de gagner de nouveaux clients au détriment de ses concurrents. En même temps, il élimine, tout comme son prédécesseur, les incitations à augmenter les ventes *par abonné* et à négliger la performance des programmes d'efficacité énergétique. Le plafonnement des revenus par abonné crée également autant d'incitatifs à la minimisation des coûts que le plafonnement des prix, et sensiblement plus que la réglementation traditionnelle. Pour les consommateurs, cette approche offre trois avantages principaux.

- D'abord, ce mécanisme ne créant pas d'effets dissuasifs envers l'efficacité énergétique, les consommateurs auront plus de chances de profiter de programmes et de mesures d'efficacité énergétique rentables pour eux, mais que le service public n'aurait pas poursuivis autrement.
- Ensuite, dans la mesure où le régime prévoit un mécanisme de partage des bénéfices et des pertes, l'incitatif à la diminution des coûts que crée le PRA devra mener à des bénéfices supplémentaires pour le service public, lesquels pourront être partagés rétroactivement avec les consommateurs.
- Enfin, l'augmentation de la productivité du service public est transférée entièrement aux consommateurs lors de l'établissement du plafond pluriannuel suivant, lequel est établi en fonction des nouveaux coûts observés.

D'ailleurs, le plafonnement des revenus par abonné offre un autre avantage. En effet, dans le cadre d'une approche de réglementation traditionnelle, l'augmentation des ventes augmente démesurément les revenus par rapport aux coûts. Or, l'introduction à la formule de fixation des tarifs d'un ajustement automatique pour le *nombre d'abonnés* permet d'équilibrer davantage les revenus et les coûts associés à la croissance des ventes.⁵⁸ En effet, l'augmentation du nombre d'abonnés entraîne généralement une augmentation non seulement des coûts variables, mais également des coûts fixes (coûts de raccordement, d'extension de réseau, etc.). Ainsi, l'augmentation des revenus sous cette formule suit de plus près l'augmentation afférente des coûts du service public, conformément à l'objectif du régulateur d'assurer que le rendement soit raisonnable.

En contrepartie, cette approche permet au service public de modifier ses tarifs à l'intérieur du plafond. Le risque pour le consommateur ici est réel, mais dépend des limites imposées par le régulateur à cet égard. Nous traitons de cette question un peu plus loin (voir page 70).

iv. Choix précis pour un PRA

L'application du PRA par le régulateur implique un ensemble de choix spécifiques. Notamment, le régulateur doit :

- décider d'un plafond adéquat, y compris le choix d'un indice automatique pour l'inflation et le facteur de compensation annuelle de productivité,
- choisir une formule pour déterminer le nombre de clients,
- déterminer les catégories d'imprévus (tempêtes, modifications importantes au régime fiscal, etc.) pouvant mener à un ajustement de la formule, le cas échéant,⁵⁹

⁵⁸ Voir Moskowitz et Swofford (1992) qui étudient un ensemble d'analyses de régression des relations entre les coûts et les ventes, d'une part, et les coûts et le nombre d'abonnés, d'autre part, dans deux services publics. Au Québec, des données provenant de Gazifère inc. indiquent les mêmes conclusions (voir Dunsky 1999a:12).

⁵⁹ Ce sont les facteurs exogènes, ou *Z factors*.

- déterminer les catégories de coûts devant être exclues de la formule automatique (les « exclusions »),
- décider de prévoir ou non un mécanisme de partage des bénéfices et pertes et, le cas échéant, déterminer la taille de la bande morte (niveau de rendement sans partage) et les niveaux de partage,
- déterminer les niveaux de taux de rendement jugés potentiellement ou définitivement excessifs, lesquels déclencheraient, sur une base facultative ou automatique, une révision du mécanisme (les « déclencheurs » ou *offramps*),
- déterminer des cibles non économiques et, pour chacune d'elles, établir des indices de performance et des moyens de lier la performance à des pénalités ou à des récompenses,
- approuver la période de décalage réglementaire à laquelle s'appliquera la formule,
- limiter la flexibilité de tarification du service public, par exemple en précisant des limites aux fluctuations annuelles et en établissant des plafonds de prix, le cas échéant,
- déterminer à quelles fonctions d'un monopole verticalement intégré l'approche globale incitative sera appliquée.

Pour les lecteurs désireux d'en savoir davantage sur ces questions, nous présentons une courte discussion au sujet de chacune à l'annexe B du présent rapport.

v. Les expériences ailleurs

Le plafonnement des revenus par abonné est appliqué dans plusieurs régions d'Amérique du Nord, notamment dans trois services publics californiens, soit Southern California Edison (SCE), Southern California Gas (SCG) et San Diego Gas and Electric (SDG&E) (Seal 1999:5). La plus récente décision californienne fut particulièrement intéressante, puisque la société (SDG&E) avait proposé un régime de plafonnement des

prix. Le régulateur a rejeté cette approche en raison notamment de ses impacts sur l'efficacité énergétique, adoptant plutôt le plafonnement des revenus par abonné conçu et proposé conjointement par un intervenant environnemental et par un intervenant représentant les consommateurs résidentiels (Miller 1999).

En Europe, l'Angleterre et l'Irlande du Nord incorporent le plafonnement des revenus à divers degrés. La formule nord-irlandaise est composée à 25 % d'un plafonnement des prix et à 75 % d'un plafonnement des revenus. En Angleterre, où un régime de plafonnement des prix a d'abord été instauré dans la foulée de la restructuration du début de la décennie, son impact négatif en matière d'efficacité énergétique a conduit le régulateur à adopter une solution hybride, la formule étant maintenant composée à parts égales de plafonnements des prix et des revenus (OFFER 1993 et 1995).

Parmi les plus récentes décisions à cet égard, les régulateurs de l'État de l'Oregon ont adopté une formule de plafonnement des revenus par abonné pour la fonction distribution du service public d'électricité de cet État, et ce, après presque quatre ans de discussions (OPUC 1998).

vi. Avantages, inconvénients et ajustements

Comme nous l'avons déjà souligné, l'approche du plafonnement des revenus par abonné offre un grand nombre d'avantages. Premièrement, contrairement aux approches de réglementation traditionnelle (coût de service / rendement autorisé) et par plafonnement des prix, elle ne crée pas d'effets dissuasifs à la réalisation, par le service public, de gains d'efficacité énergétique rentables. Deuxièmement, elle incite également le service public à diminuer ses coûts à améliorer sa productivité. D'ailleurs, une récente étude stochastique publiée par l'Institut de l'énergie, en Californie, comparant entre autres ces trois approches quant à leur impact sur l'efficacité de la gestion technique des centrales électriques, observait une corrélation légèrement négative pour l'approche traditionnelle, nulle pour le plafonnement des prix et légèrement positive pour le plafonnement des revenus et autres approches de découplage (Knittel 1999). Les résultats de cette étude s'ajoutent à ceux obtenus par Comnes et al. (1996:53) qui, en comparant des régimes de plafonnement des revenus et des prix, ont dû conclure à l'égalité de l'efficacité de leurs incitatifs à la performance.

Troisièmement, l'augmentation des coûts est, en règle générale, liée davantage à l'augmentation du nombre d'abonnés qu'à l'augmentation du volume des ventes. Quatrièmement, et contrairement au mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR), le PRA s'attaque non seulement aux effets dissuasifs relativement à des programmes spécifiques d'efficacité énergétique, mais également au volume des ventes par abonné dans son ensemble. Ce bénéfice est particulièrement important pour plusieurs programmes visant la transformation des produits sur le marché de même que ceux touchant à l'éducation et à la sensibilisation du consommateur, lesquels se prêtent moins bien aux mécanismes précités. Enfin, soulignons que contrairement au plafonnement des revenus « pur », l'approche « par abonné » laisse intacte la volonté du service public de gagner de nouvelles parts de marché à ses concurrents.

Les régimes de plafonnement des revenus par abonné ont toutefois, comme d'ailleurs tout régime de réglementation, des lacunes qu'il importe de mentionner. Principalement, certains risques associés essentiellement au climat et aux cycles économiques peuvent être transférés du service public aux consommateurs. En effet, cette formule protège le service public contre une diminution des ventes associée à l'un ou l'autre de ces deux facteurs : diminution de la température et cycle économique de récession. Ce transfert de risques devra être considéré dans la détermination du coût du capital et éventuellement, du rendement cible de l'actionnaire.

Dans ce contexte, une conjugaison de conditions inattendues peut mener à une situation inacceptable. Le meilleur exemple de ce problème est survenu non pas avec le PRA mais avec un de ses prédécesseurs, le mécanisme d'ajustement selon les revenus (MAR). En 1991, juste avant l'arrivée d'une importante récession, l'État du Maine a adopté un MAR sans prévoir de mécanisme de révision ni permettre d'ajuster le rendement cible pour le transfert de risques. La conjugaison d'une récession soudaine et d'un mécanisme mal conçu a failli être catastrophique, surtout qu'aucune disposition ne permettait une révision de la formule. Voir Hudson et al. (1995) pour une bonne discussion sur cette situation particulière et les leçons à tirer de l'expérience.

Une façon d'éliminer ce problème serait le « recouplage statistique » (*statistical recoupling*), lequel ajouterait au facteur *nombre d'abonnés* déjà intégré à la formule, d'autres facteurs tels que les tendances météorologiques, les prix de l'énergie et les cycles économiques. Les ventes corrigées seraient ainsi établies en fonction de

techniques économétriques standards. Soulignons qu'au Canada, les ventes sont généralement déjà corrigées par rapport à la température. Toutefois, au moment où les régulateurs cherchent à simplifier la procédure réglementaire, des ajustements supplémentaires eu égard aux cycles économiques ou à d'autres variables pourraient plutôt ajouter un niveau de complexité non souhaitable.

D'autres solutions, parfois moins élégantes mais plus pratiques, sont possibles. Par exemple, une formule hybride de plafonnement des revenus et des prix, tel qu'appliquée en Angleterre (50 % / 50 %) et en Irlande du Nord (75 % / 25 %), pourrait minimiser ce problème. Concrètement, il s'agirait d'intégrer à la formule de plafonnement des revenus une formule de plafonnement des prix, laquelle compterait pour une part prédéterminée de la formule globale. La formule mathématique serait alors $R \leq \bar{R} - b \times P$, où b représente un multiplicateur à déterminer et P le prix (ou un indice de prix). En contrepartie, cette approche pourrait également avoir pour effet de réintroduire des effets dissuasifs à l'égard de l'efficacité énergétique et, ainsi, de nuire en partie à l'objectif même de l'approche du PRA.

Une solution plus intéressante pourrait être l'utilisation d'un quasi-plafond – ou limite des variations interannuelles – des prix, applicable en sus de la formule de plafonnement des revenus. Dans ce cas, tout montant qui, en fonction de la formule de plafonnement des revenus, ne peut être récupéré dans une année donnée en raison de la limite des variations, serait transféré à un compte d'écart. D'ailleurs, on pourrait également fixer une limite aux variations cumulatives à l'intérieur de la période d'application de la formule. Enfin, il est possible de déterminer dès le départ une série de facteurs qui permettraient ou obligeraient le déclenchement d'une révision de la formule avant la fin prévue de sa durée (les *offramps*).

c) Autres

En théorie, d'autres approches pourraient également concilier les efforts en efficacité énergétique et les intérêts du service public. Par exemple, une tarification selon le coût marginal à long terme, lorsque ces coûts sont à la hausse, inciterait davantage les consommateurs à poser des gestes et à réaliser les investissements eux-mêmes, mais cette approche créerait aussi une rente qui serait totalement inacceptable pour les

consommateurs et la société. Cette approche de la tarification, qui créerait nécessairement un choc tarifaire important, demeure donc irréaliste.

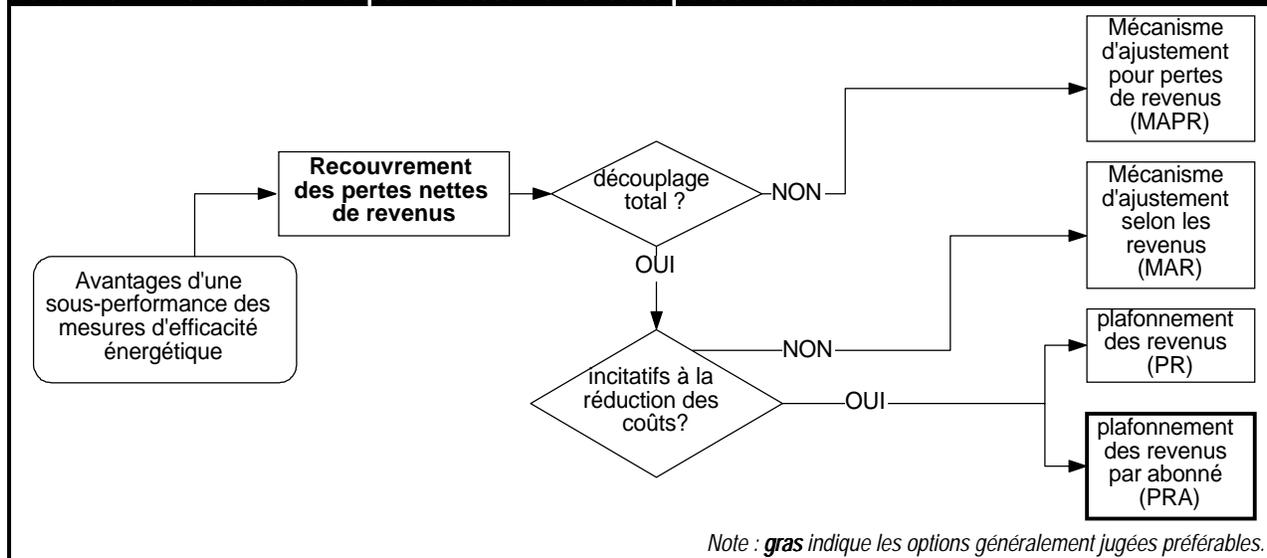
Une autre approche serait de tenir des audiences tarifaires annuellement et, à la fin de chaque année, des audiences de conciliation complète relativement au rendement autorisé. Présentement, à notre connaissance, le Québec est unique en Amérique du Nord à prévoir systématiquement une conciliation de fin d'année pour ses services publics de gaz naturel, laquelle conciliation demeure cependant *partielle*, puisque le *partage* des bénéfices et pertes est prévu, en plus d'être contestée par les services publics. En règle générale, une conciliation *totale* de fin d'année serait contraire à la tendance actuelle favorisant une plus grande souplesse réglementaire et des incitatifs à l'amélioration de la performance du service public.

d) Conclusion

Parmi les options pour assurer le recouvrement des pertes nettes de revenus, deux grands choix se présentent : une approche ciblée ou une approche globale. De façon générale, il est préférable d'utiliser une approche globale qui traite de l'efficacité énergétique dans son ensemble et qui incite, en outre, l'entreprise à une meilleure gestion de ses coûts et à une amélioration de sa performance.

Parmi les approches globales, nous avons indiqué une nette préférence pour le plafonnement des revenus par abonné. Cette approche est, nonobstant les ajustements envisageables, non seulement la mieux ciblée quant aux différentes facettes de l'efficacité énergétique, mais elle crée des incitatifs à la réduction du coût de service par le service public. Elle est, pour ces raisons, l'approche que nous privilégions.

Schéma 3. Arbre décisionnel pour le recouvrement des pertes nettes de revenus



(4) Étape n° 3 : incitatifs destinés aux actionnaires

a) Le besoin d'incitatifs

Nous venons de discuter d'un ensemble de moyens pour contrer ou éliminer le plus possible les effets dissuasifs envers l'efficacité énergétique que crée la réglementation traditionnelle. Aussi importants soient-ils, cependant, les mécanismes utilisés à cet égard ne créent toutefois pas en eux-mêmes des incitatifs *positifs* pour que les services publics investissent en efficacité énergétique et assurent une bonne performance.

i. Les arguments contre l'adoption d'incitatifs à l'EE

Certains ne croient pas que les services publics aient besoin d'incitatifs particuliers, une fois leurs coûts et leurs pertes de revenus compensés. Ces opposants aux incitatifs avancent deux arguments. Le premier est que le service public est déjà compensé, par un rendement presque garanti, d'avoir accepté de se soumettre à la volonté du régulateur. En effet, on peut soutenir que le régulateur n'a qu'à utiliser son pouvoir d'ordonner (en anglais, on parle d'une approche de *command and control*) pour dire au service public comment agir, et ce dernier n'aura d'autre choix que d'obéir. Cet

argument fait abstraction d'une réalité bien connue, soit une asymétrie d'information au détriment du régulateur. En pratique, le service public a un ensemble de moyens à sa disposition pour éviter de se soumettre entièrement à la volonté du régulateur; c'est d'ailleurs pour cette raison que la tendance est aux méthodes de la réglementation incitative. Particulièrement dans le domaine de l'efficacité énergétique, une dépendance sur l'approche de l'ordonnance et du contrôle requerra du régulateur qu'il effectue une microréglementation ou, pis encore, une microgestion *de facto* du service public. Non seulement cette approche est-elle très coûteuse et conflictuelle mais, si l'expérience sert d'exemple, elle mène souvent à un échec retentissant.

Le deuxième argument avancé est qu'il pourrait déjà être dans l'intérêt des services publics d'aider leurs clients à être plus efficaces sur le plan énergétique. Certains services publics offrent en effet déjà, et ce, avant que le régulateur ne s'intéresse à ce sujet, un financement avantageux d'équipements plus efficaces. Cette offre s'adresse généralement à certains clients, notamment les grands clients industriels qui sont les moins captifs à moyen terme. Ces programmes peuvent constituer des outils importants de marketing en vue notamment de fidéliser et de conserver les clients existants (voir Stone 1993). Toutefois, cet intérêt privé se limite généralement à l'écroulage du potentiel, c'est-à-dire à quelques options qui ne peuvent à elles seules assurer une part importante des gains réels d'efficacité qui seraient économiquement rentables pour la société (selon les tests de rentabilité dont on a discuté au chapitre précédent).

ii. Le besoin : les coûts cachés

Ces deux arguments mis à part, le recouvrement des coûts et des pertes de revenus n'est généralement pas suffisant, puisque l'efficacité énergétique pose en effet deux problèmes supplémentaires aux services publics. Premièrement, les mécanismes dont on a discuté précédemment ne traitent que des effets dissuasifs à *court terme* (entre les audiences tarifaires). Or, l'objectif fondamental de l'efficacité énergétique est de maximiser l'efficacité de la consommation à long terme, et de réduire ainsi notamment les besoins d'expansion des réseaux de production (électricité) et de transport et distribution (électricité et gaz) de même que les impacts environnementaux. Ce faisant, dans un contexte de réglementation des tarifs, l'efficacité énergétique diminue également les occasions pour le service public d'obtenir un rendement de l'investissement sur les immobilisations autrement requises. Ainsi, ces mécanismes

n'éliminent en rien le dernier effet dissuasif de l'efficacité énergétique : **elle fait perdre au service public des possibilités de croissance et de bénéfice à long terme.** Cette perte – qui peut, d'une certaine façon, être calculée comme fonction du rendement autorisé de l'investissement – constitue donc le premier des deux « coûts cachés » de l'efficacité énergétique (Stoft et al. 1995:20-23).

Le deuxième coût caché est moins facile à mesurer, mais est très réel dans une perspective de gestion d'entreprise. Il s'agit du coût associé à l'effort additionnel que doit consacrer l'entreprise pour effectuer un virage vers l'efficacité énergétique. Nous ne parlons pas ici des coûts directs de l'embauche de personnel, par exemple, ce coût étant déjà traité par le recouvrement des coûts (voir page 52). Nous parlons plutôt de ces coûts cachés que sont les coûts d'implantation d'une nouvelle sphère d'activité. En effet, l'élargissement des activités de l'entreprise nécessite **l'attention et la disponibilité des gestionnaires les plus compétents parmi les gestionnaires principaux, les gestionnaires de la comptabilité, les gestionnaires des affaires juridiques et réglementaires, etc., et ce, au détriment de d'autres domaines prioritaires de l'entreprise.**

En plus des cadres supérieurs, la création d'une division ou d'un service d'efficacité énergétique requiert des personnes compétentes. Souvent, les postes d'analyste seront pourvus par l'embauche de nouvelles personnes, mais la gestion du service nécessitera un transfert de personnel à l'intérieur de l'entreprise, souvent à partir d'un service ou d'une unité de marketing. Un tel transfert peut donc enlever du personnel compétent à un service de marketing, lequel génère de la croissance et des profits. Dans la mesure où, en contrepartie, les activités d'efficacité énergétique ne créent pas de profits pour l'entreprise, il serait irréaliste de s'attendre à ce que le personnel le plus compétent soit ainsi transféré.

À cause de ces coûts cachés et de l'irréalisme de prétendre simplement « obliger » une bonne performance de l'entreprise, un nombre croissant de régulateurs ont recours, depuis la fin des années 1970, à des incitatifs ciblés destinés aux actionnaires.

L'objectif d'un incitatif destiné aux actionnaires est de compenser le fait que l'efficacité énergétique pourra notamment faire perdre au service public des occasions de profit (de

nouvelles immobilisations générant un rendement autorisé par le régulateur) en plus de créer des coûts cachés non remboursés. L'incitatif ne peut faire de cette activité un élément de croissance des ventes, des revenus ou des bénéfices de l'entreprise. Toutefois, il peut permettre au service public d'augmenter son *taux* de rendement.

b) Types d'incitatifs

À cette fin, plusieurs mécanismes ont été élaborés. Ces derniers peuvent être regroupés sous trois volets : (1) les primes de rendement (liées au niveau réel des dépenses), (2) les primes de performance (liées aux gains énergétiques réalisés) et (3) les mécanismes de partage des bénéfices (liés aux bénéfices nets réalisés). Cette liste n'est pas exhaustive, mais regroupe l'essentiel des options privilégiées à différents moments et à différents endroits dans le monde occidental.

1. Les primes sur les dépenses

Les primes sur les dépenses sont généralement des primes de rendement appliquées aux dépenses du service public en matière d'efficacité énergétique. Pour ce faire, ces dépenses sont d'abord intégrées à la base de tarification. L'intégration à la base tarifaire cherche à compenser les coûts de substitution en permettant au service public de tirer un rendement de l'efficacité énergétique. L'ajout d'une prime à ce rendement cherche à compenser les coûts cachés de gestion organisationnelle mentionnés précédemment.

Cette approche crée toutefois au moins deux problèmes importants. D'abord, elle peut inciter le service public à exagérer les coûts des programmes d'efficacité énergétique au détriment du consommateur et, éventuellement, de l'efficacité énergétique elle-même. Ensuite, l'incitation néfaste à l'égard des effets de la performance réelle de ses programmes demeure intacte, puisque cette performance n'est aucunement liée à la compensation. L'effet combiné de ces deux problèmes, c'est que le service public peut profiter doublement de la conception et l'exécution de programmes à la fois plus coûteux et moins performants que prévus : d'abord par le rendement de ses dépenses en efficacité énergétique et ensuite par le rendement des immobilisations requises plus tard. Ces problèmes sont connus depuis longtemps (voir, par exemple, NPPC 1989:6), et cette approche est aujourd'hui largement discréditée comme mesure incitative principale.

Une autre approche semblable, une prime directe sur les dépenses en efficacité énergétique (sans intégration des montants à la base tarifaire) peut être utile lorsqu'elle est appliquée de façon très limitée soit aux programmes d'information et de sensibilisation, soit à d'autres programmes semblables dont les bénéfices énergétiques ou économiques sont impossibles à quantifier avec un degré raisonnable de précision.

ii. Les primes à la performance énergétique

Le régulateur peut offrir aux services publics, et donc à leurs actionnaires, une prime qui varie en fonction des gains d'efficacité réellement obtenus. De telles primes peuvent être exprimées de différentes façons : des montants pour chaque unité d'énergie économisée, des montants pour l'atteinte d'objectifs précis, une échelle de points de base en prime sur le taux de rendement autorisé, le recouvrement de plus de 100 % des pertes nettes de revenus selon une échelle des gains énergétiques, et ainsi de suite.

Pour être efficace, la valeur de la prime devra être liée aux coûts cachés lesquels, rappelons-le, sont fonction des coûts de renonciation (soit le taux de rendement des investissements du côté de l'offre) et de l'estimation des coûts organisationnels. L'avantage d'offrir une prime à la performance énergétique plutôt que sur les dépenses est que la récompense est alors liée directement aux économies réalisées. Ainsi, le service public aura un incitatif important à la performance. Toutefois, il n'aura toujours pas d'incitatif à réduire les coûts unitaires de ses programmes.

En 1991, la Commission des services publics de l'Arizona a autorisé l'attribution d'une telle prime au service public d'électricité de cet État. Il s'agissait d'une prime exprimée en dollars par kW économisé, calculée pour être égale à la valeur actuelle nette du rendement de l'investissement sur les nouvelles immobilisations évitées (Stoft et al. 1995:53). Au Minnesota, un régime de primes à la performance énergétique est appliqué aux investissements du service public Northern States Power. Il s'agit d'une augmentation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pouvant atteindre jusqu'à 5 %, selon les kWh économisés, pour les dépenses d'efficacité énergétique déjà intégrées à la base tarifaire (Stoft et al. 1995:56). En ce sens, il s'agit d'une combinaison de primes sur les dépenses et de primes à la performance énergétique. En Colombie-Britannique, un service public reçoit un incitatif hybride prime-partage,

lequel lui permet d'avoir part à la diminution des coûts de l'efficacité énergétique dans la mesure où la performance prévue est atteinte (Dunsky et Nichols 1998:94-95). Soulignons qu'au Québec, Gazifère a récemment proposé à la Régie de l'énergie un régime de primes à la performance énergétique. Cette proposition prévoit une prime en argent, laquelle varie selon l'atteinte par l'entreprise de ses objectifs initiaux de gains d'efficacité énergétique (Gazifère 1999:8-10).

iii. Les mécanismes de partage des bénéfices nets (MPB)

Description

Les mécanismes de partage des bénéfices nets sont les types d'incitatifs le plus souvent utilisés en Amérique du Nord (Stoft et al. 1995:3). Selon cette approche, les bénéfices nets d'un programme ou d'une série de programmes sont évalués selon l'un des tests de rentabilité décrits dans le premier chapitre du présent rapport et dont les fonctions mathématiques sont présentées à l'annexe A. Plus particulièrement, trois tests peuvent servir à l'évaluation des bénéfices : (1) le test du moindre coût en ressources (MCR), qui compare l'ensemble des coûts directs, pour le service public et les participants, avec l'ensemble des bénéfices (les coûts évités), (2) le test du moindre coût social (MCS), qui modifie le MCR en incorporant les externalités environnementales ainsi qu'un taux social d'actualisation, (3) le test du coût pour le service public (CSP), qui évalue essentiellement l'impact sur les revenus requis.

Un mécanisme de partage des bénéfices permet donc au service public de profiter, selon une échelle prédéterminée, des bénéfices que son ou ses programmes créent pour les consommateurs ou la société. Par exemple, un mécanisme peut prévoir que pour chaque dollar de bénéfices nets, le service public peut retirer 30 ¢ s'il atteint un certain niveau de performance. Comme pour la prime à la performance, le partage devrait être échelonné graduellement selon la performance réelle de l'entreprise.

Les mécanismes de partage des bénéfices sont généralement plus avantageux que les autres formes d'incitatifs. Plus précisément, ils suppriment l'incitatif tant à exagérer les dépenses qu'à minimiser la performance. Pour cette raison, la plupart des incitatifs appliqués aujourd'hui sont basés sur le partage des bénéfices (voir Stoft et al. 1995:53-58 et Dunsky et Nichols 1998:92-108). Cela dit, il est important de préciser que cette

approche s'applique uniquement aux programmes pour lesquels une analyse coûts-bénéfices est faisable, soit à la majorité mais non à la totalité des activités d'efficacité énergétique. Ainsi, elle ne peut s'appliquer aux programmes d'information et de sensibilisation, par exemple, lesquels doivent être traités différemment. En général, l'approche globale privilégiée est donc l'application d'un mécanisme de partage des bénéfices pour les programmes pouvant être évalués combiné à une prime fixe sur les dépenses en efficacité énergétique qui ne se prêtent pas à une évaluation rétroactive des bénéfices nets réalisés.

Choix précis

L'application réelle d'un mécanisme de partage des bénéfices est sujet à un grand nombre de choix précis. Nous résumons ci-dessous les options.

- **Test de rentabilité.** Le premier choix est celui du test de rentabilité qui sera utilisé pour l'analyse des bénéfices nets du ou des programmes. Le test le plus approprié dans une perspective de développement durable est celui du moindre coût social (MCS). Le test le plus souvent utilisé est celui du moindre coût en ressources (MCR). Enfin, certaines régions utilisent le test du coût pour le service public, vu qu'il ressemble aux tests utilisés traditionnellement pour l'analyse de la rentabilité à long terme de nouvelles immobilisations. Voir à ce sujet la première section du chapitre I ainsi que l'annexe A du présent rapport.
- **Agrégation ou non des programmes.** Le mécanisme de partage peut calculer les bénéfices ou les pertes pour chaque programme individuellement ou pour l'ensemble des programmes en cours durant une même année. Nous préférons pour notre part une agrégation des programmes afin de mieux traiter l'efficacité énergétique comme une ressource équivalente à des ajouts de capacité importants. Stoft et al. (1995:47) aussi, dans leur analyse de la théorie économique sous-jacente aux incitatifs destinés aux actionnaires, proposent une telle agrégation, sauf exception.
- **Échelle incitative.** Le choix le plus important à faire est celui d'une échelle incitative liant la performance et les récompenses. Il existe en réalité autant

d'échelles que de mécanismes de partage. On reconnaît généralement l'importance d'une courbe approchant un S, mais plus simple de conception. Ainsi, la courbe inclut généralement quatre parties : (1) une pénalité pour la sous-performance, (2) une bande morte, (3) un partage fixe (en pourcentage des gains), (4) un partage décroissant jusqu'à une limite supérieure. La conception d'une échelle en fonction de blocs distincts, contrairement à une courbe en 'S' traditionnelle ou à une ligne droite, est justifiée par la difficulté pour le service public de viser un niveau précis de gains réels. En outre, les résultats de cette approche sont plus faciles à comprendre et à retenir et, ainsi, pourraient s'avérer de meilleures incitations. Voir le graphique à la page 83 ci-dessous.

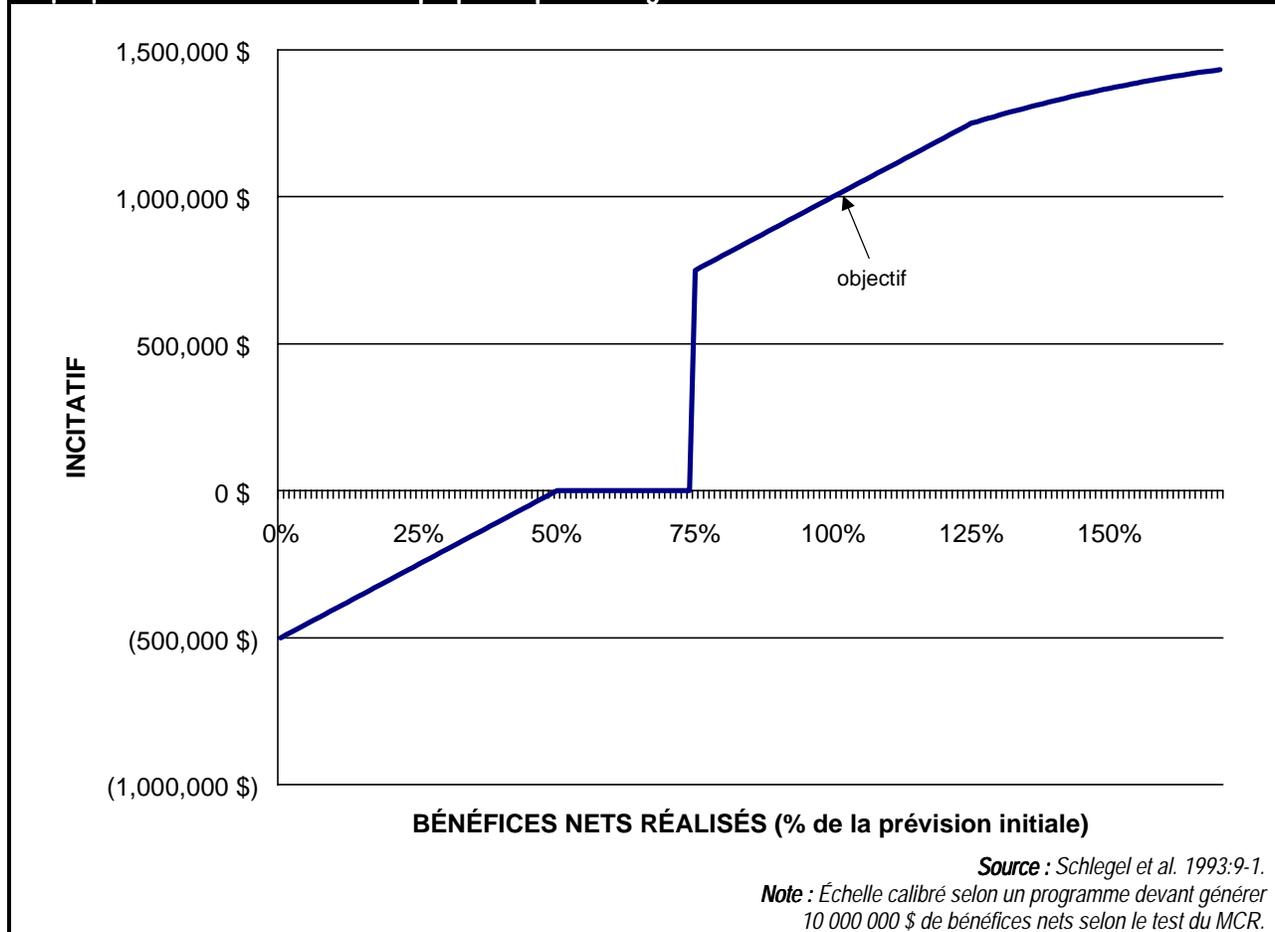
- **Limite supérieure.** Généralement, on impose une limite à la prime totale que peut recevoir le service public, et ce, en reconnaissance de la difficulté, surtout les premières fois, à déterminer un objectif raisonnable. Un exemple de l'importance de telles limites est le cas de Southern California Edison, où un objectif trop facile fut d'abord adopté sans plafond des bénéfices ni décroissance du niveau de partage à la marge. Grâce à l'incitatif et à la mauvaise estimation du niveau de base, la SCE a réalisé des bénéfices nets tels que son gain prévu de 5,1 M \$ US, a grimpé à quelque 66,0 M \$ US.⁶⁰
- **Pénalité.** Le mécanisme devra aussi prévoir une pénalité pour une performance inférieure aux attentes. De façon générale, une telle pénalité est appliquée sur la performance au dessous d'une bande morte, laquelle peut être fixée, par exemple, entre 50 et 75 % de l'objectif initial. Toute performance inférieure à 50 % entraînera donc une pénalité.

⁶⁰ Subséquemment, une entente négociée a fait baisser ce montant à 17 millions de dollars US, vu son niveau onéreux évident (Stoft et al. 1995:32).

- **Niveau du partage.** En ce qui concerne le niveau de partage, celui-ci devra être calibré pour qu'une performance égale à 100 % de l'objectif initial procure à l'entreprise un rendement légèrement supérieur au rendement qu'elle recevrait normalement pour les immobilisations. Cela tiendrait compte des coûts de renonciation directs et ajouterait un léger montant pour couvrir les coûts organisationnels cachés.
- **Évaluation des résultats.** L'évaluation des résultats soulève un grand nombre de questions quant aux degrés de précision et à la rapidité du processus recherchés. Pour la détermination des bénéfices nets, une évaluation énergétique est combinée à un calcul économique selon le test de rentabilité choisi. L'évaluation des impacts énergétiques est traitée lors de la discussion sur le mécanisme d'ajustement pour pertes nettes de revenus (MAPR) à la page 58, alors que les tests de rentabilité sont traités au chapitre I.
- **Traitement de programmes impossibles à quantifier.** Enfin, certains programmes, notamment ceux d'information et de sensibilisation, ne se prêtent guère à des évaluations précises des bénéfices réalisés. Ces programmes doivent donc être soustraits du mécanisme de partage des bénéfices. Toutefois, l'intérêt pour de tels programmes ne devrait pas pour autant être amoindri, et pour cette raison, on applique généralement un autre type d'incitatif pour encourager le service public à les réaliser. Le plus souvent, il s'agit d'une prime au recouvrement des coûts, qui peut varier entre 5 % et 10 %.

Une étude approfondie d'une série de mécanismes différents (Schlegel et al. 1993) recommandait au régulateur la formule ci-après, caractérisée notamment par les quatre blocs distincts dont nous avons fait mention précédemment.

Graphique 9. Échelle d'incitatifs proposée par Schlegel et al. 1993



Néanmoins, il revient à chaque régulateur de soupeser les avantages et les désavantages des différents niveaux et structures des incitatifs selon les contextes, y compris notamment la performance passée du service public en matière d'efficacité énergétique.

iv. Les expériences ailleurs

Des incitatifs à l'efficacité énergétique destinés aux actionnaires sont présentement appliqués un peu partout en Amérique du Nord, y compris dans les États suivants : Arizona, Californie, Colorado, Connecticut, Hawaii, Kentucky, Maryland, Massachusetts, Minnesota, New Hampshire, New Jersey et Rhode Island (Dunsky et Nichols 1998:93). Au Canada, ils sont en vigueur en Ontario et en Colombie-Britannique (Dunsky et Nichols 1998:93), et un tel incitatif est présentement à l'étude au Québec (Gazifère 1999).

La vaste majorité de ces incitatifs sont des mécanismes de partage des bénéfices, souvent jumelés à des primes sur les dépenses pour les programmes non sujets à l'évaluation des résultats. Quelques endroits adoptent plutôt des primes à la performance pour leurs services publics et certains autres empruntent des formules hybrides (par exemple, la formule appliquée pour West Kootenay Power en C.-B. combine des éléments d'une prime à la performance et d'un mécanisme de partage des bénéfices).

Parmi les États qui appliquent un mécanisme de partage des bénéfices, plusieurs utilisent le test du moindre coût en ressources (MCR) comme mesure des bénéfices nets, alors que d'autres utilisent le test du moindre coût social (MCS). Le tableau qui suit résume les bénéfices et coûts utilisés pour mesurer le bénéfice net dans dix États appliquant un mécanisme de partage.

Tableau 2. Bénéfices et coûts considérés dans huit mécanismes de partage des bénéfices

ÉTAT / Service public	BÉNÉFICES		COÛTS			
	Coûts directs évités	Externalités environnem. évitées	Coûts d'administration	Coûts d'évaluation	Coût des rabais offerts aux clients	Coût du participant
CALIFORNIE Pacific Gas & Electric	OUI		OUI		partiel	partiel
CALIFORNIE Southern California Edison	OUI		OUI		partiel	partiel
IOWA Midwest Power Co.	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI
MASSACHUSETTS Massachusetts Electric Co.	OUI	OUI	OUI		OUI	
NEW JERSEY Jersey Central P&L	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	
NEW YORK Consolidated Edison	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	
NEW YORK N.Y. State Electric & Gas	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	
OREGON Portland General Electric	OUI		OUI		partiel	partiel

Note : Ces renseignements datent de 1995. Source : Stoft et al. 1995:12

Au-delà des choix précis que font différentes régions, il y a lieu d'examiner le lien entre l'existence de ces mécanismes et les réalisations des entreprises en matière d'efficacité énergétique. À cet égard, citons Schlegel et al. (1993), qui ont procédé à l'une des plus importantes analyses approfondies de l'expérience de plusieurs services publics fonctionnant avec de tels incitatifs :

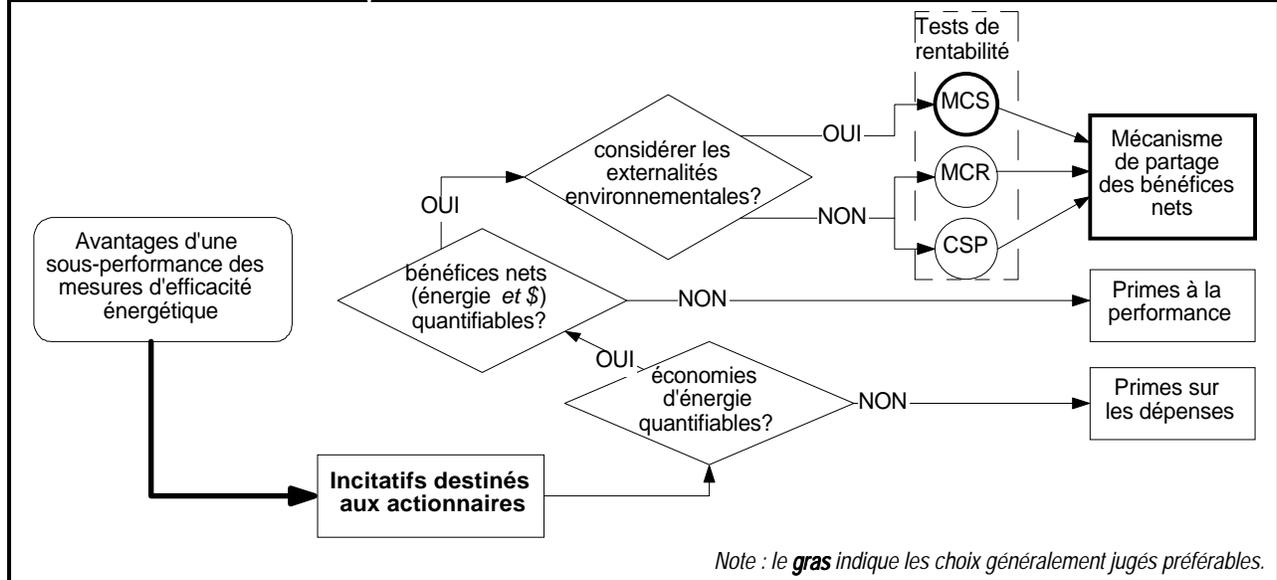
« Il ressort de l'ensemble des données existantes, qu'un virage substantiel a eu lieu sur le plan de l'activité des services publics en matière de conservation d'énergie durant la période (1990-1992) qui a suivi l'adoption d'incitatifs destinés aux actionnaires en Californie. En ce sens, on peut raisonnablement conclure que la conduite des services publics a été modifiée avec succès. » (Schlegel et al. 1993, chap.3:95; traduction de l'auteur.)

L'étude de Schweitzer et Young (1994:35-39) conclut à une relation statistique significative entre l'utilisation d'un mécanisme de partage des bénéfices et les dépenses en efficacité énergétique, les économies projetées d'énergie et les économies projetées de puissance. D'ailleurs, parmi les dix outils réglementaires étudiés, les incitatifs destinés aux actionnaires se sont classés parmi les trois outils ayant de loin la relation statistique la plus étroite avec les dépenses réelles en efficacité énergétique et parmi les quatre ayant de loin la plus grande relation statistique pour ce qui était des économies réelles et projetées (Schweitzer et Young 1994:45-46). D'ailleurs, les auteurs soulignent :

« De toute évidence, la capacité du régulateur d'influer sur la rentabilité associée à divers portefeuilles de ressources [énergétiques] constitue un outil puissant pour influencer sur les investissements en matière d'efficacité énergétique. » (p. 42).

Le schéma suivant indique dans quelles circonstances il peut être opportun de privilégier différents choix.

Schéma 4. Arbre décisionnel pour les incitatifs destinés aux actionnaires

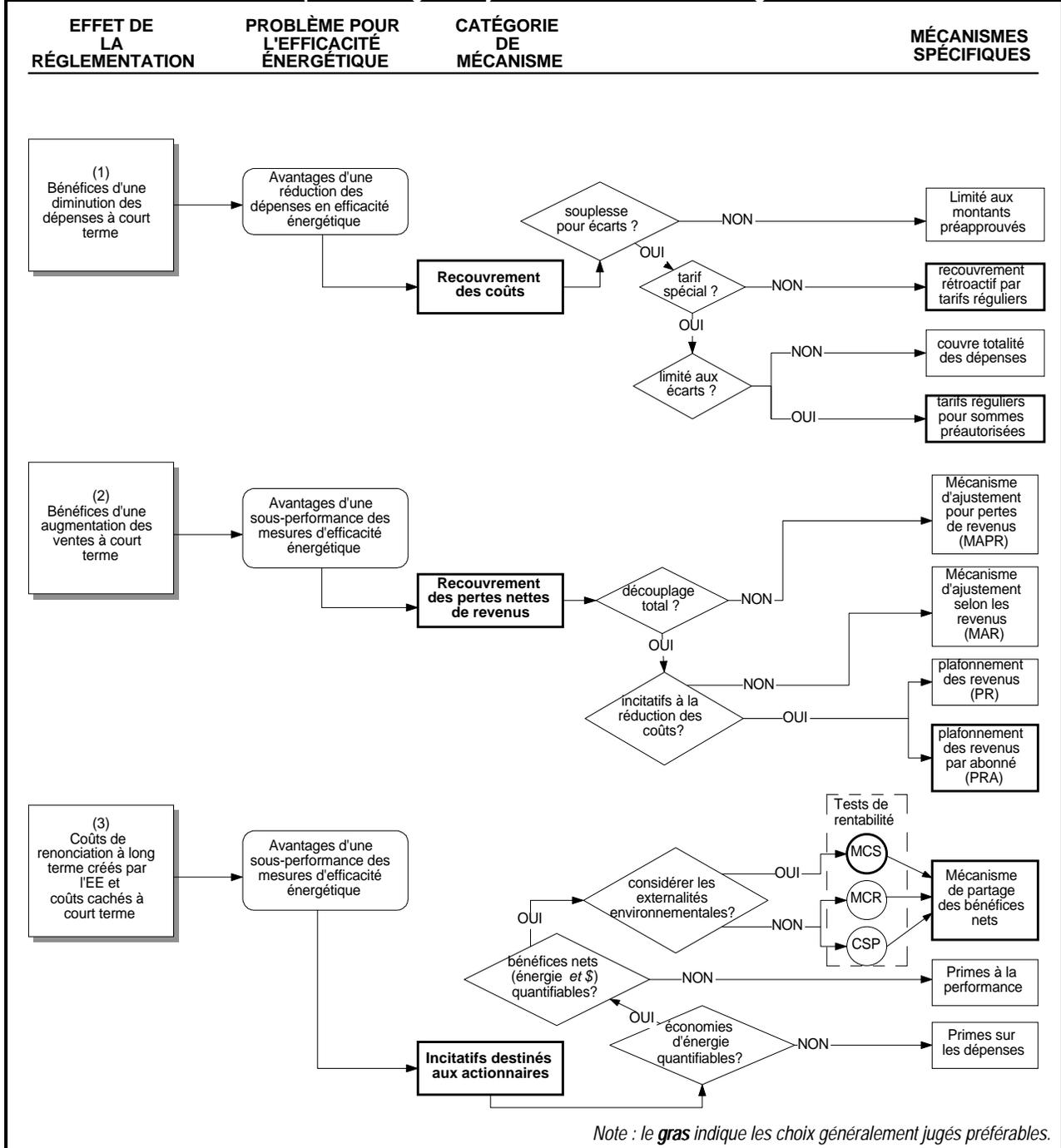


(5) Conclusion

La réglementation traditionnelle des tarifs crée une série d'obstacles puissants à la réalisation, par le service public, des mesures et des programmes rentables d'efficacité énergétique. Ces obstacles touchent son intérêt autant à court terme qu'à long terme, de même que sa volonté d'investir du côté de l'efficacité énergétique et de voir ces programmes réussir.

Ces obstacles ont été reconnus il y a déjà plus de vingt ans. Depuis, des régulateurs en Amérique du Nord et ailleurs, ont conçu et adopté une série de modifications de la réglementation pour les surmonter. Ces mécanismes se regroupent généralement en trois catégories, soit le recouvrement des coûts, le recouvrement des pertes nettes de revenus et les incitatifs destinés aux actionnaires. Nous reproduisons ci-dessous un arbre décisionnel regroupant les choix fondamentaux de ces trois enjeux.

Schéma 5. Arbre décisionnel pour la trilogie d'enjeux et de solutions de la réglementation des tarifs



Comme nous avons pu le voir, à l'intérieur de ces trois catégories, une pléthore de choix s'offre aux régulateurs, et nous avons précisé les plus importants. Certains de ces choix peuvent eux-mêmes créer d'autres problèmes, et les détails des décisions réglementaires

à leur égard peuvent donc être d'une importance capitale. Néanmoins, à quelques exceptions près, toutes les options représentent une amélioration par rapport à la réglementation traditionnelle en ce qui a trait à l'efficacité énergétique. Comme l'indiquent Schlegel et al. (1993, chap.8:14-15) :

« Les incitatifs destinés aux actionnaires constituent une méthode nécessaire et préférée pour assurer la fourniture d'un service énergétique au moindre coût, fiable et sensible à l'environnement. Ils sont nécessaires pour diminuer le déficit entre la valeur privée de l'efficacité énergétique en l'absence d'occasions de profits pour le service public et la valeur sociale de l'efficacité énergétique, pour que cette dernière soit appliquée de façon appropriée. En augmentant la valeur de l'efficacité énergétique pour le service public, ses bénéfices qui ne seraient pas obtenus autrement le seront.

Les incitatifs destinés aux actionnaires, pour être efficaces, doivent faire partie d'un processus et d'un plan de moindre coût plus larges. Ce processus [...] doit (1) assurer le recouvrement des coûts et des pertes de revenus, (2) offrir des incitatifs financiers ainsi qu'une surveillance et une pression réglementaire envers un plus grand effort en matière d'efficacité énergétique, et (3) mettre l'accent sur l'importance de protocoles d'analyse et d'évaluation des impacts. Dans le contexte de ce processus de moindre coût, les incitatifs destinés aux actionnaires sont un moyen efficace d'atteindre les objectifs d'intérêt public qui ont été déterminés [...].

Les incitatifs destinés aux actionnaires sont préférables au simple fait d'ordonner des résultats parce qu'ils augmentent la volonté, l'enthousiasme et la créativité avec lesquels un service public poursuivra volontairement des efforts sérieux en matière d'efficacité énergétique. En faisant de ces efforts d'efficacité énergétique un « centre de profit » potentiellement significatif, les incitatifs destinés aux actionnaires amènent les changements organisationnels nécessaires, y compris des changements dans les attitudes des employés, pour permettre et encourager un effort soutenu dans le temps. »

Pour le régulateur désireux d'aligner les intérêts du service public et ceux du public en matière d'efficacité énergétique, la trilogie d'outils que nous avons décrite constitue une étape essentielle.

C. Considérations pour les marchés concurrentiels

(1) Impact direct : la gestion du transport

En théorie, ces mécanismes s'appliqueraient aussi bien à un service public verticalement intégré que responsable uniquement de la distribution, du transport ou des deux. En effet, ils s'appliquent simplement aux tarifs réglementés du service public, que ces tarifs comportent plusieurs volets ou un seul.⁶¹ Évidemment, dans la mesure où l'énergie comme telle (la marchandise) est vendue dans un marché jugé suffisamment compétitif, le régulateur n'aura plus de rôle dans sa tarification à part, dans certains cas, celui de fixer des plafonds.

En pratique, l'éclatement des marchés soulève un enjeu nouveau et difficile, soit la tarification du transport. Rappelons que l'ouverture à la concurrence requiert un traitement distinct du réseau de transport, lequel devient en quelque sorte une « autoroute » à laquelle tout acteur doit avoir accès sans discrimination. Le résultat est la publication de tarifs de transport et une gestion censée être indépendante du réseau.⁶²

La question de l'indépendance de la gestion du réseau est un sujet d'importance en soi. Toutefois, la combinaison de la propriété et de la gestion de ces actifs aura des implications importantes pour la volonté du gestionnaire d'étudier et d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique rentables plutôt que dans l'extension ou le renforcement du réseau. Le tableau qui suit décrit les principales configurations ainsi que, sommairement, la nature des conflits d'intérêts qu'elles soulèvent à cet égard.

⁶¹ Quoiqu'un effet de la structure de marché concerne l'importance des effets du mécanisme. Par exemple, le problème de la volatilité potentielle des prix sous un régime pur de plafonnement des revenus par abonné est sensiblement moins important dans la mesure où la formule n'est appliquée qu'à la composante *distribution*, ce qui est le cas après l'éclatement vertical des marchés.

⁶² Le gestionnaire est généralement responsable tant de la tarification et de l'octroi des droits d'utilisation que de la gestion du réseau et de la planification des investissements futurs.

Tableau 3. Les structures de gestion et de propriété des actifs de transport et les conflits d'intérêts

Description des structures	Importance du conflit d'intérêts	Nature du conflit d'intérêts			Exemples pratiques de structures
		Intérêt à hausser la base de tarification du transport	Intérêt à augmenter les ventes de capacités de transport	Intérêt à augmenter les ventes d'énergie	
Une unité distincte du service public prend le contrôle financier et opérationnel des actifs de transport	Conflit très important	⊙	⊙	⊙	Québec : TransÉnergie, appartenant entièrement à Hydro-Québec, contrôle et gère le réseau.
Les actifs de transport sont achetés par une firme privée sans liens avec des producteurs, revendeurs ou autres joueurs du marché	Conflit important	⊙	⊙		Australie : Certains actifs de transport appartiennent maintenant à des tierces parties (dont une filiale d'Hydro-Québec). On les dénomme aux États-Unis <i>Transcos</i> .
Le service public demeure propriétaire mais la gestion est obligatoirement confiée à une tierce partie à but non lucratif dont le conseil d'administration est composé des principales parties intéressées	Conflit			⊙	Aux États-Unis : Plusieurs <i>Independent System Operators (ISO)</i> américains. La composition des conseils d'administration fait dans ces cas l'objet de débats importants.
Le service public demeure propriétaire mais la gestion est transférée à une tierce partie privée et indépendante, sans liens avec des producteurs, revendeurs ou autres joueurs du marché	Conflit peu important ou inexistant ⁶³				Alberta : Les actifs de transport des trois grands services publics sont gérés par une filiale du Electricity Supply Board of Ireland (ESBI), elle-même choisie au moyen d'un concours lancé par un comité indépendant nommé par le gouvernement.

L'importance de l'application des mécanismes que nous avons décrits précédemment dépendra en grande partie du niveau d'indépendance de la gestion du réseau. Si, par exemple, la gestion du réseau est simplement confiée à une unité d'un service public déjà engagée dans la production ou la revente, ces mécanismes ou leurs variantes demeureront tout aussi importantes pour les tarifs de transport que pour les tarifs de

⁶³ Selon les incitatifs intégrés au contrat de gestion.

distribution. Si, à l'opposé, la gestion est confiée à une entité complètement indépendante, c'est-à-dire sans intérêts dans la production ou la vente d'énergie, l'importance de ces mécanismes sera amoindrie.

À titre d'exemple d'un contexte favorable à l'efficacité énergétique, prenons l'Alberta, où le ESBI, une entité indépendante de tous les acteurs, fut sélectionné pour gérer le réseau. Dans son plus récent plan d'équipements (voir ESBI Alberta Ltd. 1998), l'entreprise a d'abord pointé les régions les plus congestionnées et, sur la base de prévisions de la demande future, a envisagé le recours à des investissements importants du côté de « l'offre », c'est-à-dire pour l'expansion du réseau. Plus particulièrement, on prévoyait le besoin d'augmenter la capacité d'une ligne importante desservant la ville de Calgary, à un coût de plus d'un demi-milliard de dollars. Devant un pareil coût, ESBI a évalué une solution de rechange, soit l'offre d'incitatifs financiers, pour que la nouvelle production se situe à l'intérieur des limites physiques de la ville, évitant ainsi l'augmentation de la congestion. Cette solution qui, aux fins de la planification, ressemble à une solution « du côté de la demande » – la demande étant ici pour les services de transport – fut évaluée à seulement 120 millions de dollars, soit moins du quart du coût d'une expansion du réseau. Vu que ESBI, gestionnaire et non propriétaire du réseau, n'avait pas d'intérêts financiers dans l'accroissement de sa base de tarification, il n'a pas hésité à identifier et, par la suite, à adopter plutôt cette deuxième approche afin de réduire les coûts supportés par les usagers.

L'exemple d'ESBI n'est pas parfait, parce que la seule solution de rechange portait sur l'emplacement de la nouvelle production. Toutefois, on aurait pu également examiner des options d'efficacité énergétique – par exemple, des programmes ciblés spécifiquement à la ville de Calgary –, de même que des incitatifs concernant les technologies énergétiques dispersées (toujours à l'intérieur de la ville), pour en arriver à la même fin (voir, à ce sujet, la discussion au chapitre IV).

En bref, le régulateur devra d'abord prendre soin d'examiner l'ensemble des effets dissuasifs de la structure de contrôle du réseau relativement à l'efficacité énergétique et, dans la mesure de ses compétences, choisir une structure en conséquence.⁶⁴ Selon la

⁶⁴ Aux États-Unis un débat d'importance historique fut récemment lancé à ce sujet par la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. Voir FERC 1999. Voir aussi Project 1999.

structure qui sera éventuellement adoptée, des mécanismes particuliers et adaptés à la tarification du transport devront être soigneusement conçus et appliqués à cette composante de la chaîne énergétique. Ces mécanismes pourront emprunter de ceux dont on a discuté précédemment ou encore prendre de nouvelles formes.

(2) Impact indirect : modification au rôle du service public

Les structures de marché peuvent également avoir un impact indirect important. Pour des raisons qui seront élaborées plus loin, l'avènement de marchés concurrentiels, surtout au détail, peut créer des pressions pour un transfert du mandat de l'efficacité énergétique à une entité autre que les services publics. Comme nous le verrons au chapitre IV, il est fort possible, dans ce contexte, qu'un prélèvement soit alors appliqué à la distribution pour financer les programmes et les mesures rentables d'efficacité énergétique. Les sommes prélevées et les programmes qu'elles sont censées appuyer pourront être gérés soit par les services publics eux-mêmes soit par des tiers. D'autres approches de rechange pourraient également être souhaitables.

a) Divers scénarios

Dans la mesure où les services publics continuent de gérer les fonds ou de réaliser les programmes d'efficacité énergétique, les outils que nous avons décrits demeureront aussi importants dans le contexte de marchés concurrentiels qu'ils le sont aujourd'hui. Si, toutefois, les revenus du prélèvement sont transférés directement à des tiers, ce qui devient une possibilité importante, deux questions doivent être posées :

- Le service public devra-t-il continuer à réaliser certains programmes visant la réduction des coûts de son propre réseau ?
- Sinon, le service public devra-t-il être considéré et traité comme un joueur désintéressé et sans importance en matière d'efficacité énergétique ?

Les réponses à ces questions détermineront dans une large mesure si les outils touchant la réglementation des tarifs devront toujours être appliqués aux tarifs du distributeur et comment ils le seront.

i. Le service public devra-t-il continuer de livrer des programmes ?

Dans la mesure où un prélèvement génère des fonds qui sont administrés par des tiers, le rôle du service public est significativement diminué. Toutefois, certaines mesures cibles, qui ne seraient pas appliquées par les nouveaux mandataires, peuvent demeurer dans l'intérêt de la réduction des coûts du réseau. Par exemple, le facteur d'utilisation des réseaux de distribution varie de région en région et de communauté en communauté. Là où, en raison d'une forte croissance démographique ou économique, le facteur d'utilisation est très élevé et où on prévoit la nécessité prochaine d'investir dans l'expansion ou le renforcement du réseau, un programme ciblé envers cette communauté pourrait être l'option la plus rentable pour la gestion du réseau. Ces programmes devront toujours être poursuivis par le service public. Les tests de rentabilité pourront d'ailleurs demeurer les mêmes qu'auparavant, vu l'objectif d'intérêt public du régulateur (Kushler et Suozzo 1999). D'autres approches sont également concevables.

Nous sommes donc d'avis que, advenant un transfert de rôles à un mandataire, le nouveau rôle du service public, sensiblement plus circonscrit, ne doit pas pour autant éliminer sa responsabilité de mener ou d'assurer la réalisation de programmes cibles pouvant favoriser la réduction des coûts du réseau. Nous traitons davantage de cette question au chapitre IV.

ii. Sinon, devient-il un joueur sans importance en matière d'efficacité énergétique ?

Nous venons de répondre par l'affirmative à la première question. Toutefois, dans la mesure où le régulateur n'est pas du même avis, il sera important néanmoins de reconnaître le rôle important que continuera de jouer le service public, et ce, de deux façons. Tout d'abord, même si la gestion des budgets d'efficacité énergétique est transférée à un organisme indépendant, il est possible que l'exécution des programmes se fasse par des tiers, choisis en fonction d'un concours public. Dans ce cas, le service public pourrait, par le truchement de ses filiales, demeurer engagé dans cette activité.

L'autre façon dont le service public continuera à jouer un rôle est par son poids politique. À cet égard, soulignons que lorsqu'une région procède à une ouverture de ses

marchés à la concurrence, un grand nombre de choix importants continuent à se présenter aux législateurs ou aux régulateurs durant de nombreuses années suivant la décision initiale, chacun de ces choix pouvant avoir un impact important sur l'efficacité énergétique. Par le rôle capital que jouera le distributeur dans ces débats, son intérêt propre pour le volume de ventes d'énergie influera au moins sur les décisions politiques et réglementaires en matière d'efficacité énergétique. L'intérêt ou le désintérêt du service public – qu'il soit ou non directement engagé dans l'exécution des programmes – pour une plus grande efficacité énergétique continuera donc à avoir un effet important sur la réalisation des gains à l'avenir.

b) Modifications selon le rôle du service public

Rappelons les trois scénarios : (1) le service public demeure le principal responsable de la gestion ou de la réalisation des programmes d'efficacité énergétique; (2) le service public n'est plus le principal gestionnaire des programmes, mais poursuit néanmoins certains programmes ciblés; (3) le service public n'est plus directement actif dans la réalisation de programmes, bien qu'un de ses affiliés non réglementés pourrait l'être.

i. Principal agent de livraison

Dans le premier scénario, la structure du marché en soi ne modifie pas fondamentalement la nécessité de voir appliquer des outils pour réaligner les intérêts du service public et ceux du public en matière d'efficacité énergétique. Les outils aussi demeurent essentiellement les mêmes, à l'exception du recouvrement des coûts, si un prélèvement est appliqué. Le recouvrement des pertes nettes de revenus et les incitatifs destinés aux actionnaires demeurent aussi importants qu'auparavant.

ii. Rôle limité et programmes ciblés

Le deuxième scénario ressemble beaucoup au premier, en ce qui a trait à ses implications pour la réglementation des tarifs. En effet, le recouvrement des pertes nettes de revenus et les incitatifs destinés aux actionnaires demeurent toujours des outils importants pour assurer que les programmes cibles qui sont rentables pour les consommateurs se réalisent.

iii. Exclusion totale

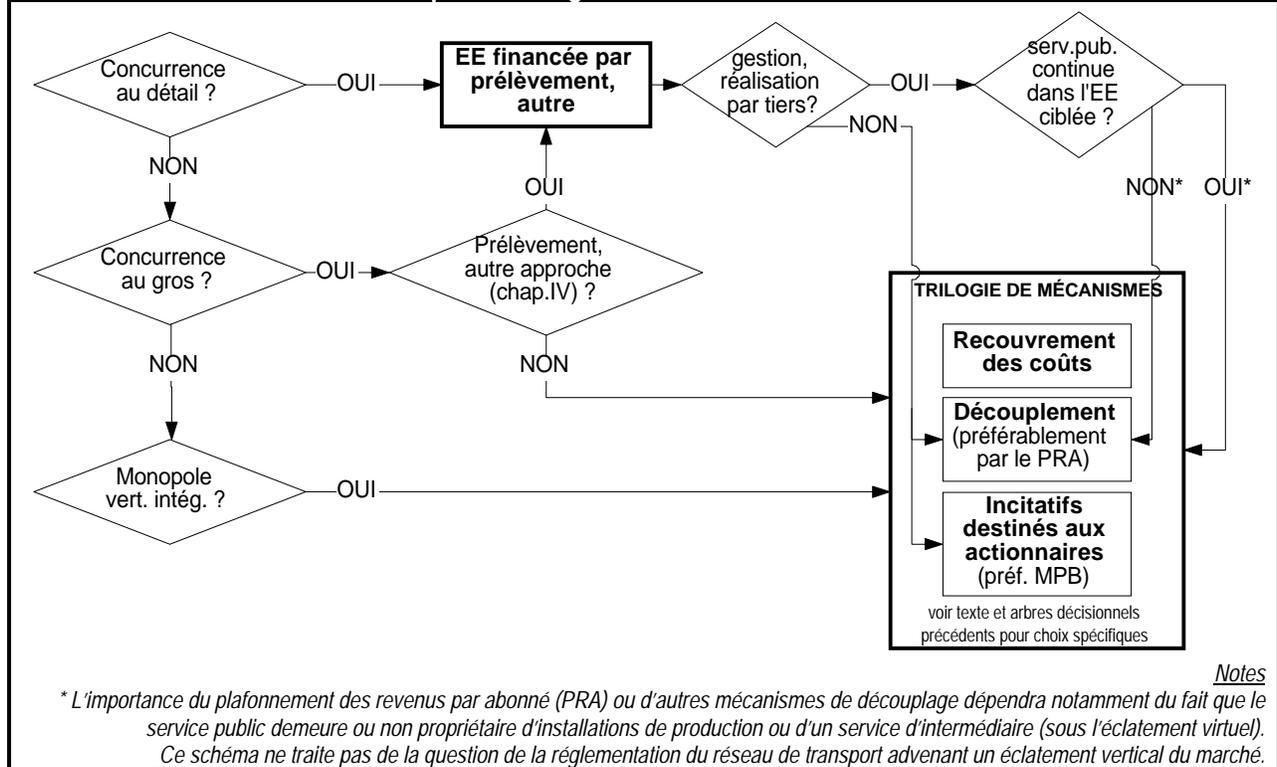
Le troisième scénario est très particulier. Tout d'abord, tant le recouvrement des coûts que les incitatifs destinés aux actionnaires perdent leur sens dans un contexte où le service public réglementé ne réalise plus de programmes lui-même. En outre, parmi les outils utilisés pour traiter des pertes nettes de revenus, le mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR) devient lui aussi inopérant. Toutefois, il demeure important, vu notamment son poids tant économique que politique, d'assurer que le service public ne conserve pas d'intérêt particulier à voir augmenter les ventes totales d'énergie. L'objectif, dans ce contexte, est de rendre le service public neutre ou désintéressé par rapport à la quantité de ventes qui passe par son réseau.

À cet effet, le découplage des revenus et des ventes demeure important et le plafonnement des revenus par abonné (PRA) est probablement l'outil le plus approprié. Rappelons que le PRA crée principalement des incitatifs à la réduction des coûts, sans toutefois que le service public soit touché d'une façon ou d'une autre par la quantité de ventes. Ainsi, cette approche incitative à la réglementation des tarifs des distributeurs réussira, au moins en ce qui concerne les ventes à court terme, à rendre le service public neutre. Ce type de régime a récemment été approuvé en Californie et en Oregon pour des distributeurs agissant dans des marchés de plus en plus concurrentiels.

c) Sommaire des choix selon les structures de marché

Le schéma suivant résume les choix à faire en ce qui à trait à la réglementation des tarifs du service public (autres que ceux du transport) selon la structure de marché et d'autres scénarios clés. Remarquons toutefois que ce schéma ne reflète pas les questions touchant à la propriété ou à la gestion des actifs de transport.

Schéma 6. Arbre décisionnel des options de réglementation des tarifs selon les structures de marché



La question du prélèvement et de d'autres approches semblables est examinée au chapitre IV du présent rapport.

D. Spécificités du gaz naturel

En ce qui à trait aux enjeux et aux options de la réglementation des tarifs, les seules différences fondamentales entre les industries du gaz naturel et de l'électricité concernent les structures de marché, historiquement différentes. En effet, les services publics d'électricité sont traditionnellement des monopoles verticalement intégrés, couvrant la production, le transport et la distribution, alors que ceux du gaz naturel sont des distributeurs seulement, traditionnellement revendeurs dans un marché de gros. La restructuration des marchés présentement en cours dans le secteur de l'électricité met d'ailleurs ce fait en évidence.

Pour cette raison, les enjeux et les choix spécifiques du gaz naturel sont, pour l'essentiel, traités dans la section précédente.⁶⁵ Plus particulièrement, dans la mesure où la concurrence demeure et demeurera limitée au gros, le service public pourra retenir le mandat de réaliser lui-même l'efficacité énergétique. Si, toutefois, la concurrence au détail est une réalité ou bien plane à l'horizon, il y a lieu de considérer un prélèvement ou une autre approche neutre sur le plan compétitif, ainsi que la réalisation des programmes par des tiers. Dans ce cas, nous renvoyons le lecteur à la discussion de la page 94, ainsi qu'au chapitre IV du présent rapport.

⁶⁵ L'étude des approches incitatives à la réduction des coûts dans les services publics de gaz, réalisée par Comnes (1994), révèle essentiellement les mêmes enjeux et les mêmes choix que ceux qui ont été soulevés dans son ouvrage parallèle sur les services publics d'électricité (Comnes et al. 1995a et 1995b). Le chapitre consacré à ce sujet par Goldman et al. (1993:227-253), dans leur ouvrage traitant spécifiquement du gaz naturel, présente également la même liste d'enjeux et de choix que celle contenue dans notre discussion précédente (d'ailleurs, les auteurs en font mention à la page 228). À l'opposé, Baker-Stariha (1993) tente d'établir une distinction entre les mécanismes appropriés à l'électricité et au gaz naturel, mais sa distinction se ramène essentiellement à une critique *générale* de certains mécanismes, notamment des approches offrant des primes sur les dépenses, critique que nous avons d'ailleurs retenue. Ses critiques sont basées sur les structures de marché différentes et non entre les sources d'énergie.

III. Les exigences dans un contexte sans concurrence : la planification des ressources

Afin d'assurer un traitement équitable de l'efficacité énergétique, la méthode de la planification intégrée des ressources (PIR) a été conçue il y a maintenant 20 ans.

La PIR assure que l'ensemble des options, tant du côté de l'offre que de celui de la demande, sont comparées sur une base équivalente qui tient compte de leurs coûts et de leurs risques économiques, financiers et environnementaux. On fait également appel à une large participation du public intéressé, tant en amont qu'en aval de la conception du plan.

La PIR fut conçue pour les monopoles d'électricité verticalement intégrés. Elle peut toutefois s'appliquer aux services publics de gaz de même qu'à différentes structures de marché. Néanmoins, l'éclatement des services publics et la concurrence au détail peuvent signaler le besoin d'approches de rechange, lesquelles sont traitées au chapitre IV.

A. Mise en contexte

(1) Court historique de la planification intégrée des ressources (PIR)

a) *L'avant-PIR*

Depuis plus de 25 ans, les méthodes d'évaluation et d'approbation des plans d'investissement des monopoles énergétiques n'ont cessé d'évoluer. En effet, la planification de nouvelles ressources énergétiques s'était traditionnellement faite sans la participation du public, ni même des régulateurs (sauf en ce qui concernait l'emplacement des projets de production ou des lignes de transport), lesquels étaient interpellés seulement par la suite afin d'autoriser le recouvrement des coûts de construction. Cette « planification » utilisait des extrapolations de tendances historiques pour prévoir la demande énergétique, comme si le passé était toujours garant de l'avenir.

Cette approche de planification fut caractérisée par l'arrogance des services publics et le laisser-faire des régulateurs. Dans les années 1970, quatre facteurs allaient se combiner pour imposer un changement de cap en Amérique du Nord :

- deux crises du pétrole,
- un ralentissement de la croissance de la demande,
- la mise en service de centrales nucléaires à des coûts exorbitants⁶⁶,
- Prise de conscience de l'environnement.

⁶⁶ La combinaison des factures exorbitantes des centrales nucléaires et du ralentissement de la demande a eu comme effet des pertes nettes de plusieurs dizaines de milliards de dollars aux États-Unis seulement. Le choc fut tellement grand qu'un grand nombre de régulateurs ont refusé aux services publics le recouvrement des coûts des centrales. Les sommes refusées ont finalement dépassé les 20 milliards de dollars US (Eto 1996:6).

b) La transition : la planification au moindre coût (PMC)

L'erreur des centrales nucléaires a servi d'élément catalyseur à une remise en question profonde de l'approche de planification, laquelle a finalement débouché sur la naissance de la « planification au moindre coût (PMC) » (*least-cost planning*). À la base de la PMC figuraient deux nouveautés : (1) l'obligation imposée aux services publics d'élaborer des plans de ressources et de les faire approuver *avant* d'investir dans de nouvelles centrales ou des expansions de réseau et (2) l'obligation d'examiner les options tant du côté de la demande que de celui de l'offre. Ainsi, la demande n'était plus seulement un intrant du processus de planification, mais en était également un résultat.

La planification au moindre coût a signalé l'arrivée de l'efficacité énergétique comme une ressource devant être traitée sur un pied d'égalité avec l'offre. Cette nouvelle approche était implicitement fondée sur la reconnaissance d'un large potentiel d'efficacité énergétique sensiblement plus économique que l'ajout de nouvelles capacités de production, de transport et de distribution. On reconnaissait également les obstacles du marché (traités au chapitre I) qui empêchaient la réalisation de ces potentiels et qui justifiaient donc l'intervention du service public.

La première manifestation d'importance de cette nouvelle volonté de favoriser l'efficacité énergétique est apparue lors de l'adoption par le Congrès américain, en 1980, du *Pacific Northwest Electric Power Planning and Conservation Act*. Cette loi modifiait substantiellement le rôle et le mandat de la Bonneville Power Administration (BPA), une société d'État répondant aux besoins en électricité du nord-ouest des États-Unis depuis le début de la Deuxième Guerre mondiale, grâce principalement à de grands complexes hydroélectriques. La loi indiquait à la BPA une nouvelle voie à suivre, laquelle devait la mener à acquérir de nouvelles capacités de « production » principalement par des investissements en efficacité et en conservation énergétiques (NPPC 1991b:40-42).⁶⁷

⁶⁷ La loi fut adoptée alors qu'il existait des surplus importants dans la région. Pour cette raison, le premier véritable plan régional de ressources n'a été publié qu'en 1991, lorsque des besoins ont commencé à se faire sentir. À cet

Au même moment, les régulateurs de la Californie adoptaient, lors d'une cause historique, la même position « interventionniste » envers l'efficacité énergétique : celle-ci était dorénavant considérée comme une ressource énergétique à traiter sur un pied d'égalité avec l'offre (CPUC 1981). Cette décision fut suivie de la publication, trois ans plus tard, du *Standard Practice for Cost-Benefit Analysis of Conservation and Load Management Programs*, rédigé conjointement par la California Public Utilities Commission et la California Energy Commission. Pour la première fois, les approches méthodologiques pour l'analyse de la rentabilité économique de l'efficacité énergétique étaient formalisées. Ce manuel, révisé en 1987 (CPUC/CEC 1987), est depuis devenu la référence en la matière.

L'intérêt pour cette nouvelle approche de la planification ne s'est pas limité aux États de l'Ouest américain. Rapidement, d'autres États, notamment ceux du nord-est du pays, l'ont également adoptée. En 1984, la *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)*, l'association américaine des membres de l'ensemble des régies de services publics du pays, a officiellement approuvé cette nouvelle approche.

c) Baptême de la PIR

La planification au moindre coût fut en quelque sorte la première étape de la planification intégrée des ressources (*Integrated Resource Planning*). En effet, les deux termes sont souvent considérés comme synonymes, quoique la PIR soit venue bonifier la PMC de deux façons importantes. D'abord, l'importance grandissante accordée aux préoccupations relatives à l'environnement a amené les promoteurs de la PMC à la modifier pour tenir compte explicitement des « externalités » environnementales, lesquelles devaient être intégrées aux coûts des options (pour fins de comparaison seulement⁶⁸). En outre, les chocs tarifaires connus depuis la mise en service des centrales nucléaires ont également mis en lumière la présomption de certaines décisions antérieures et, par conséquent, l'importance d'une planification plus humble et

époque, on l'appelait plutôt la « planification intégrée des ressources », puisqu'on considérait également les externalités environnementales.

⁶⁸ En d'autres termes, les externalités étaient appliquées à la comparaison des ressources mais non directement aux tarifs payables par les consommateurs.

prudente, intégrant davantage le public avant toute prise de décision. La méthode de planification privilégiée avait donc évolué substantiellement et devait maintenant viser quatre objectifs explicites :

- la prise en compte systématique **des risques et des incertitudes** reliés aux prévisions de l'avenir, entre autres lors de l'évaluation de la robustesse des plans,
- le traitement des **options du côté de la demande** sur un même pied que les options du côté de l'offre,
- la prise en considération, lors de la comparaison et de la sélection des ressources, de l'ensemble des coûts supportés par la société grâce à l'intégration des **externalités environnementales**,
- la reconnaissance de l'importance d'une participation pleine et entière du **public intéressé**, et ce, tant en amont qu'en aval de l'établissement d'un plan de ressources.

Ces quatre éléments sont maintenant au cœur de ce qu'il est depuis devenu courant d'appeler la « planification intégrée des ressources (PIR) ».

Ainsi, la planification intégrée des ressources constitue une modification substantielle de la planification traditionnelle. D'abord, elle reconnaît explicitement l'incertitude entourant l'avenir, ainsi que la façon dont plusieurs options diffèrent en matière de souplesse et de robustesse. Ensuite, elle apporte une nuance importante à l'objectif d'assurer que l'offre répond à la demande; dorénavant, l'offre et la demande devront s'équivaloir. Ce deuxième changement est essentiel : alors qu'on croyait auparavant que les consommateurs cherchaient des kWh, des kW ou des m³, la PIR reconnaît qu'ils cherchent plutôt des *services énergétiques*, soit la chaleur, l'éclairage, la force motrice, etc., d'où l'importance des options du côté de la demande. Aussi, l'ancien objectif ultime de diminuer le *coût unitaire* de l'énergie est abandonné en faveur de l'objectif ultime de diminuer *la facture* d'énergie des consommateurs et, finalement, de la société. Enfin, on reconnaît l'importance et le potentiel de bénéfice d'une plus grande transparence et, notamment, de la participation active d'une diversité de parties

intéressées. Le tableau suivant résume les changements de perspective résultant de cette évolution.

Tableau 4. Perspectives avant et après la PIR				
	PLANIFICATION TRADITIONNELLE		PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES (PIR)	
	Perspective	Exprimée en	Perspective	Exprimée en
Certitude relativement à l'avenir	grandement certain	méthodes d'extrapolation temporelle	incertain	économétrie, usages finaux, analyses de scénarios, etc.
Intérêt du consommateur	diminuer le prix unitaire	¢/kWh	diminuer la facture d'énergie	\$ / mois
	demande pour de l'énergie électrique ou gazière	kWh, kW, m ³	demande pour des services énergétiques	chauffage, éclairage, force motrice, etc.
Portée des intérêts à défendre	intérêts des clients seulement	dollars	intérêts des clients et de la société	dollars et environnement
Qui dit vrai?	le service public est seul capable d'aborder des sujets complexes	« oui, papa »	tous profitent de l'ajout de différentes idées et perspectives	processus de consultation, de concertation

En résumé, la nouvelle approche visait à répondre aux besoins en *services* énergétiques (contrairement à l'énergie) de façon à diminuer la *facture* (contrairement aux prix) des consommateurs et de la *société* dans son ensemble (y compris son environnement biophysique).

(2) Le processus et les enjeux de l'efficacité énergétique

a) L'exemple du Northwest Power Planning Council

À la suite de la *Pacific Northwest Electric Power Planning and Conservation Act* adoptée en 1980 par le Congrès américain, la région s'est mise à élaborer un plan intégré des ressources. Ce plan a été le fruit d'une longue réflexion — en raison des surplus de l'époque dans la région, la situation n'était nullement urgente — sur la façon d'intégrer simultanément de multiples objectifs explicitement présents dans la loi : réduction des coûts, des risques et des impacts environnementaux, et maintien de la fiabilité du réseau. Pour ce faire, on passait notamment par les étapes suivantes :

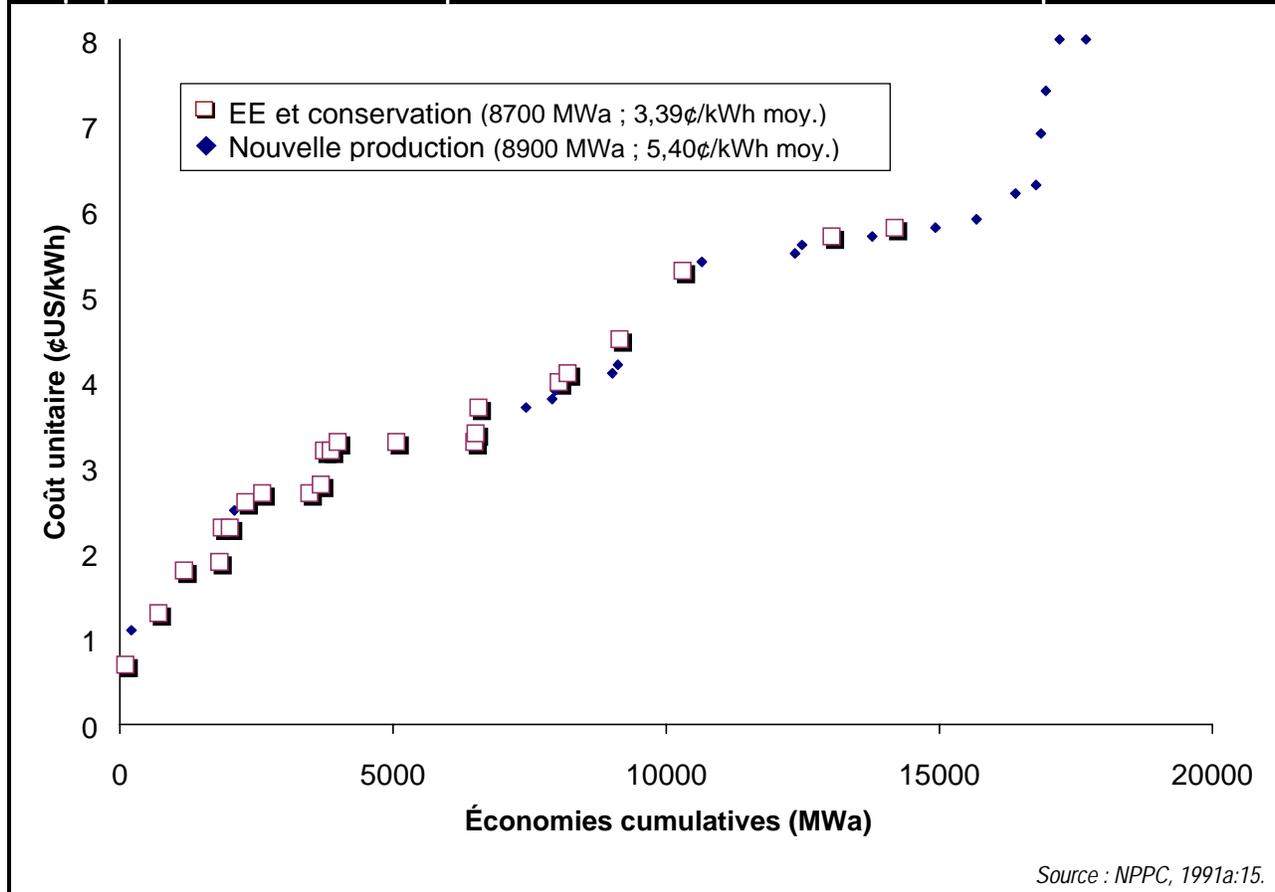
- détermination de l'ensemble des ressources envisageables, tant du côté de l'offre que de celui de la demande;

- établissement d'une courbe de l'offre intégrée, ce qui classait ainsi l'ensemble des ressources selon leurs coûts directs (axe Y) tout en indiquant leur potentiel cumulatif (axe X);
- évaluation des besoins selon un nombre pair (quatre) de scénarios, afin d'éviter la présence et le choix trop facile d'un scénario « moyen » et d'accentuer la reconnaissance de l'incertitude des prévisions de l'avenir;
- évaluation des délais de mise en œuvre des ressources ainsi que des sommes devant être engagées durant cette période, afin de déterminer les risques de chaque option;
- élaboration et évaluation de quatre portefeuilles de ressources dont les risques financiers sont analysés relativement à chacun des quatre scénarios de prévision de la demande;
- évaluation des impacts environnementaux des ressources et des portefeuilles d'options;
- détermination des objectifs à long terme et des investissements particuliers à court terme.

L'analyse intégrée a permis de constater un grand nombre d'**avantages inhérents aux options de la conservation et de l'efficacité énergétiques.**

- **Coûts de production moindres.** Les ressources reconnues du côté de la demande étaient à la fois plus grandes et moins coûteuses que celles du côté de l'offre. En effet, le coût moyen de l'ensemble des options d'efficacité et de conservation fut sensiblement moindre que celui des options de production, et ce, sans tenir compte des coûts afférents de transport et distribution. Le graphique suivant représente les courbes de l'offre des options du côté de la demande et du côté de l'offre.

Graphique 10. Courbe de l'offre : options du côté de l'offre et de la demande étudiées par le NPPC



- **Coûts de transport et de distribution évités.** Les ressources du côté de la demande évitent également les coûts d'expansion ou de renforcement des réseaux de transport et de distribution, un autre avantage économique direct.
- **Risques moindres.** Un des résultats les plus importants du processus fut la reconnaissance de la souplesse de mise en œuvre des options du côté de la demande.⁶⁹ De fait, **une analyse évaluait à près de 600 millions de dollars US le coût des risques plus élevés d'un portefeuille faible en ressources de conservation** par rapport à un portefeuille de conservation

⁶⁹ Un bénéfice supplémentaire, pour ce qui est de la minimisation des risques, est une corrélation entre les gains réels et l'évolution réelle de la demande.

élevée (NPPC 1991a:30). Ces analyses furent déterminantes dans le choix de privilégier les options de la gestion axée sur la demande (particulièrement en efficacité énergétique).

- **Bénéfices environnementaux.** Les bénéfices pour l'environnement des mesures d'efficacité et de conservation sont nettement élevés par rapport aux ressources du côté de l'offre.⁷⁰
- **Gains technologiques à venir.** Les coûts décroissants des ressources du côté de la demande, associés à des gains technologiques continus, ajoutent aux bénéfices provenant de leur exploitation.

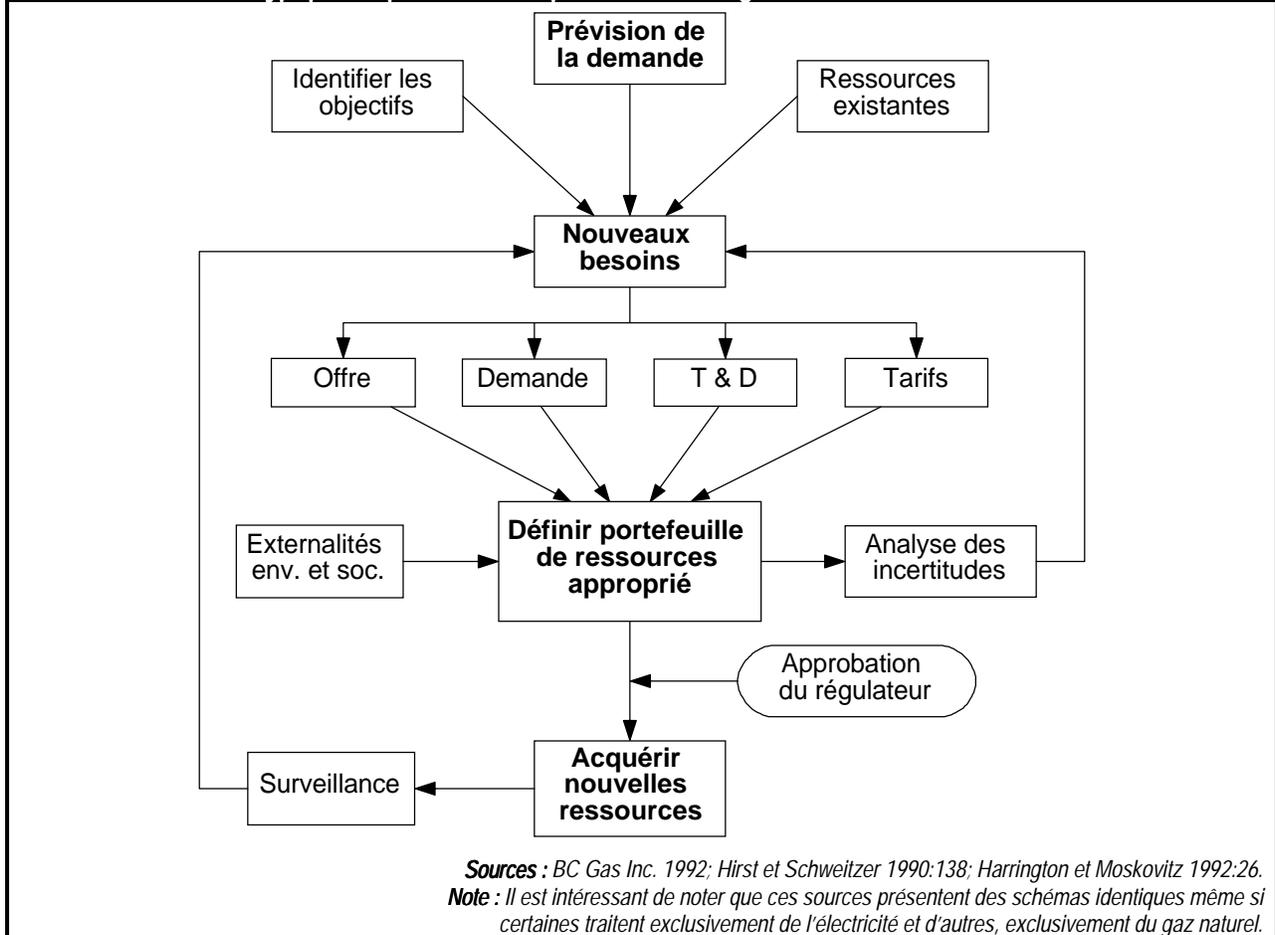
Pour l'ensemble de ces raisons, le Plan incluait toutes les ressources du côté de la demande ayant un coût inférieur à environ 5,5 ¢ US/kWh, et ce, même si le coût évité régional direct était établi à seulement 3,75 ¢ US/kWh (NPPC 1991a:32). Le résultat fut un plan selon lequel, pour réduire le coût total à l'ensemble des abonnés et à la société, la grande majorité des nouveaux besoins de la région devait être comblé par des mesures d'efficacité et de conservation énergétiques.

b) Éléments clés

L'exemple précédent n'en est qu'un parmi un grand nombre de plans intégrés des ressources. Ce processus de planification comprend en effet un grand nombre de choix méthodologiques précis et se prête à un grand nombre de variations dans son application pratique. Néanmoins, on reconnaît une série d'étapes et d'itérations standard, lesquelles peuvent être schématisées de la façon qui suit.

⁷⁰ Soulignons d'ailleurs que la région du nord-ouest américain est, tout comme le Québec, dotée d'impressionnantes ressources hydroélectriques.

Schéma 7. Schéma typique du processus de planification intégrée des ressources



À l'intérieur de ce processus, on peut identifier trois éléments clés pour l'efficacité énergétique. Il s'agit (1) des prévisions de la demande et des approches pour comprendre et minimiser les risques, (2) de l'analyse des options d'efficacité énergétique relativement aux options du côté de l'offre, (3) de la sélection des options et de la constitution d'un portefeuille ou « plan » de ressources. La section qui suit traitera plus en détail de chacun de ces trois éléments, de même que de la participation du public.

B. Traitement de l'efficacité énergétique dans la planification

(1) Introduction

La planification intégrée des ressources énergétiques, quoiqu'une approche singulière, peut se prêter en pratique à un grand nombre de situations diverses. Ces variantes concernent un ensemble de choix méthodologiques au sujet desquels le régulateur sera appelé à trancher. Dans les pages qui suivent, nous précisons les choix qui se présentent et qui sont les plus importants pour la réalisation du potentiel rentable d'efficacité énergétique. Nous discutons des implications des différentes options en matière d'efficacité énergétique et indiquons les grandes lignes des voies les plus appropriées.⁷¹

(2) Les prévisions de la demande et la minimisation des risques

a) *Méthodes de prévision*

Le choix d'une approche méthodologique pour réaliser les prévisions de la demande aura des implications importantes dans le succès de l'efficacité énergétique. Cette importance s'explique par deux raisons. D'une part, lorsque les prévisions sont erronées et mènent à des surcapacités de production, elles conduisent presque inévitablement à une baisse importante des efforts en matière d'efficacité énergétique et à des efforts substantiels pour augmenter les ventes. Les surplus sont effectivement contraires aux efforts visant à accroître l'efficacité énergétique. D'autre part, les différentes méthodes

⁷¹ D'ailleurs, ce texte se limite aux grands enjeux relativement à l'efficacité énergétique et ne peut se substituer à une description de l'ensemble des étapes et des éléments d'un processus complet de planification intégrée des ressources. Nous présumons, à cet égard, que le lecteur est déjà familier avec les concepts de base de la planification énergétique. Pour en savoir plus à ce sujet, on pourra avec profit consulter deux excellent ouvrages traduits en français : Rosen et al. 1993a, 1993b et 1993c ainsi que Litchfield et al. 1994.

de prévision peuvent nous fournir de l'information utile au succès de l'efficacité énergétique ou nous en priver. Plus particulièrement, certaines approches requièrent une évaluation détaillée de la demande de chaque usage final, ce qui a le double bénéfice d'améliorer nos connaissances de la demande aux fins de la conception des programmes et d'inculquer une reconnaissance de l'élasticité de la demande. Ce dernier point, rappelons-le, fut un des piliers de la révolution de la planification au moindre coût.

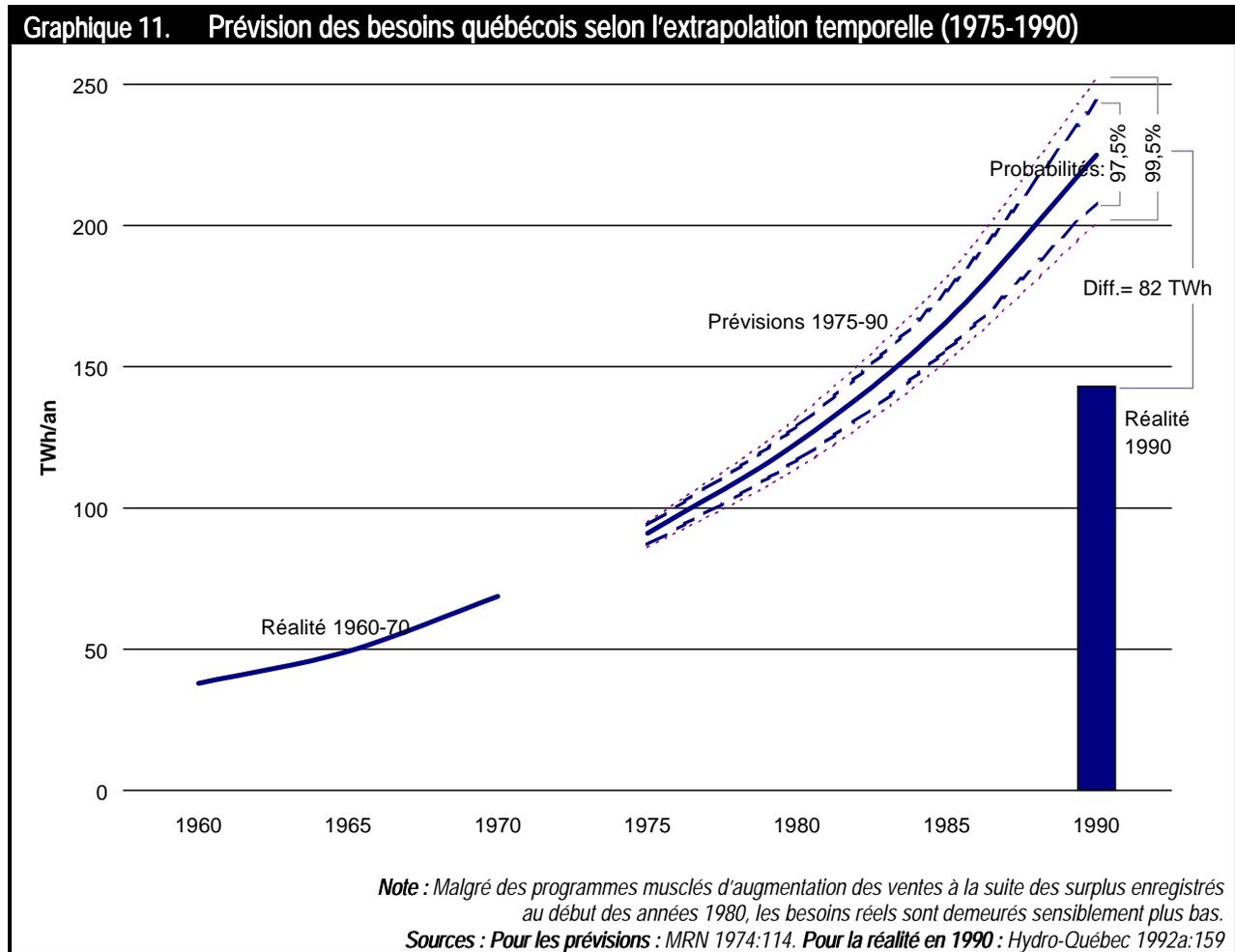
Nous résumons ci-dessous les principales méthodes de prévision de la demande.

i. Les modèles d'extrapolation temporelle

Traditionnellement, la planification se faisait en établissant une prévision des besoins énergétiques futurs et en planifiant sur cette base une série d'investissements en production (ou achats), en transport et en distribution d'électricité ou de gaz naturel. Les prévisions se faisaient selon des modèles d'extrapolation temporelle, lesquels étaient fonction presque exclusivement du temps et des tendances historiques. Les résultats étaient présentés avec des degrés de certitude très élevés.

Le problème, en rétrospective, paraît évident : comme elles ne tenaient pas suffisamment compte des gains technologiques importants à venir ni de l'incertitude associée à une multitude de facteurs touchant l'avenir des besoins en énergie, les prévisions d'alors ont généralement surestimé les besoins. Par la suite, des investissements importants ont été faits du côté de l'offre, ce qui a entraîné des surplus d'énergie de taille. Ces surplus ont à leur tour affaibli la justification économique des investissements en efficacité énergétique et, qui plus est, ont souvent mené à des promotions et à des ventes à rabais ayant pour but d'accroître plus rapidement la consommation d'énergie et d'écouler les surplus accumulés.

Un exemple de cette situation se retrouve au Québec où des modèles d'extrapolation temporelle, utilisés dans la foulée de la révolution tranquille laissaient envisager des besoins de taille à l'horizon. Une des dernières prévisions de ce genre fut réalisée en 1974 par le ministère des Richesses naturelles qui, tout en reconnaissant explicitement les faiblesses méthodologiques de l'approche et en promettant un raffinement ultérieur, accordait néanmoins un très haut niveau de certitude aux résultats (voir le graphique suivant).



ii. Les modèles économétriques

Vers le début des années 1970, la « science » de la prévision s'est tournée vers des modèles économétriques. Il s'agissait dès lors de prévoir la demande en fonction d'un ensemble de facteurs socio-économiques, tels que la croissance démographique, les prix de l'énergie, les revenus des particuliers, l'emploi, la température et ainsi de suite.

Les modèles économétriques appliqués de façon large, c'est-à-dire à la demande sectorielle dans son ensemble, étaient également sujets à des erreurs importantes. À titre d'exemple, en même temps que le MRN surévaluait, sur la base de son modèle d'extrapolation temporelle, la croissance future de la demande d'électricité, Hydro-Québec réalisait une prévision en fonction d'un modèle économétrique. Or, ce modèle

prévoyait une croissance encore plus importante que celle prévue par le modèle du MRN (MRN 1974:128a).

Les modèles économétriques permettent de tenir compte d'un ensemble de facteurs importants qui influenceront certainement sur la demande énergétique. Toutefois, d'autres facteurs importants sont exclus. Plus particulièrement sont négligées l'évolution technologique des stocks d'usages finaux (bâtiments, électroménagers, etc.) ainsi que les tendances sociétales larges et leur influence, entre autres, dans le domaine politique et sur la réglementation des usages finaux qui peut en résulter.

Au Québec, l'un des résultats de l'utilisation des modèles d'extrapolation temporelle jusqu'au début des années 1970 et des modèles économétriques dans les années qui suivirent fut la mise en chantier hâtive de ce qui deviendrait éventuellement le plus grand projet hydroélectrique au monde. Les avantages et les désavantages du projet La Grande font toujours l'objet d'une controverse, laquelle ne fait pas l'objet de ce rapport. Toutefois, le résultat du *moment* de sa mise en marche est clair : des surplus sans précédent, des augmentations tarifaires importantes et un fort incitatif à augmenter substantiellement les ventes d'électricité.

iii. La décomposition par usages finaux

Les méthodes de simulation techniques et économiques tentent d'élargir l'éventail des facteurs considérés. En pratique, il existe un grand nombre de variantes des modèles techno-économiques (INRS 1994:38-45), mais elles permettent toutes de joindre aux analyses économétriques une analyse de l'évolution des stocks d'équipements consommateurs d'énergie.

L'intégration aux modèles des estimations de l'évolution des stocks technologiques représente, pour l'efficacité énergétique, un double avantage. D'abord, il s'agit d'un raffinement méthodologique des prévisions de la demande, ce qui devrait contribuer à diminuer les surplus et donc les revirements majeurs des services publics et des instances gouvernementales concernant les engagements envers l'efficacité énergétique. D'ailleurs, selon Rosen et al. (1993a:17), « il semble que les erreurs de prévision soient moindres lorsque les analystes se servent de modèles de décomposition par usages finaux. La précision des prévisions s'en trouve donc améliorée. »

De plus, cette approche oblige l'analyste à tenir compte explicitement de l'efficacité énergétique future des stocks d'usages finaux. Ainsi, on réussit à établir une base de comparaison (scénario sans intervention) permettant une prévision plus rigoureuse de l'effet net de programmes d'efficacité énergétique en tenant compte de l'évolution naturelle des stocks d'équipements. On aide également à créer une culture de reconnaissance de l'élasticité de la demande et des différentes façons d'orienter son évolution. Pour toutes ces raisons, il est fortement souhaitable d'intégrer aux prévisions une décomposition par usages finaux. Au Québec, Hydro-Québec avait commencé à recueillir des données précises sur les usages finaux dès le début des années 1990 (voir, par exemple : Nantais et Boily 1991; Bernard et al. 1992; Hydro-Québec 1992b).

Cette décomposition constitue un outil important, certes, mais qui ne peut s'appliquer adéquatement à chaque usage final. Par exemple, quoique les équipements dans les secteurs résidentiel et commercial soient assez génériques pour se prêter à une telle évaluation, certains procédés industriels sont trop spécifiques, souvent taillés sur mesure (selon le procédé ou l'usine), pour permettre une prévision crédible des stocks futurs (Litchfield et al. 1994:23). **Le régulateur devra donc prendre soin, dans ses directives au service public, d'ordonner une utilisation judicieuse de cette approche sans imposer son utilisation là où des technologies particulières ne se prêtent pas à de telles estimations.** Pour un bon exemple de directives à ce sujet, voir Comité d'évaluation et al. 1992:¶213-222.

b) Options pour reconnaître et minimiser les risques

Au-delà de l'approche de la prévision de la demande, plusieurs techniques peuvent également servir pour minimiser les risques associés aux incertitudes de l'avenir. Ces incertitudes concernent principalement la demande future, quoique d'autres paramètres peuvent également être cruciaux.⁷²

⁷² En particulier, le coût des combustibles, la vitesse avec laquelle les coûts des nouvelles technologies alternatives diminuent et, dans le cas de services publics d'électricité ayant des installations hydroélectriques importantes, l'hydraulicité.

La prise en compte explicite des risques a deux objectifs : faire reconnaître l'importance des incertitudes reliées principalement aux prévisions de la demande énergétique et permettre aux entreprises de préparer des plans plus robustes ou plus souples eu égard à des changements imprévus et soudains. Ces deux objectifs mettent en relief les avantages inhérents à la plupart des options d'efficacité énergétique. En effet, la réalisation des potentiels d'efficacité énergétique par des programmes et des mesures spécifiques peut être modulée assez facilement selon l'évolution des besoins. Par exemple, un programme existant peut généralement être intensifié ou, à l'inverse, allégé, dans un court laps de temps. En outre, il existe une corrélation directe entre les gains réels d'efficacité énergétique et l'évolution réelle des besoins : les gains ayant tendance à augmenter avec la demande. Ces avantages ne sont aucunement partagés par les mesures du côté de l'offre, lesquelles mesures comportent des délais de mise en service allant de quelques années jusqu'à une décennie et sont entièrement indépendantes, en l'absence d'une intervention humaine, de l'évolution des besoins.

Ainsi, la reconnaissance et la minimisation des risques des prévisions aura deux implications pour l'efficacité énergétique. D'abord, comme pour le choix des méthodes de prévision, elles permettent de diminuer les surplus éventuels, lesquels auront un impact négatif sur la volonté d'améliorer l'efficacité énergétique à court terme. De plus, elles permettent de reconnaître un avantage important qu'offre l'efficacité énergétique au service public, soit une plus grande facilité d'implantation et une robustesse d'adaptation accrue. Nous décrivons ci-dessous les principales approches de reconnaissance et de minimisation des risques.

i. L'analyse de scénarios de rechange

Les besoins futurs en énergie dépendent largement des grandes tendances sociétales. Par exemple, si la protection de l'environnement prend une importance capitale sur le plan politique, il est à prévoir que les stocks d'équipements deviendront plus efficaces grâce, entre autres, à des lois et à des règlements établissant des normes plus sévères.

L'analyse de scénarios permet d'imaginer l'avènement de multiples grandes tendances sociétales et la façon dont elles influenceront sur la demande d'énergie et sur d'autres paramètres importants. En règle générale, on regarde plusieurs scénarios, chacun étant composé de paramètres cohérents avec un futur possible. Ces scénarios proposent une

vision déterministe de l'avenir, ce qui nous permet d'évaluer la robustesse d'un portefeuille ou plan de ressources.

L'analyse par scénario (*scenario planning* ou *scenario forecasting*) a été conçue et utilisée par la pétrolière Royal Dutch Shell International durant les années 1960. Deux décennies et deux crises du pétrole plus tard, son succès fut fulgurant : l'entreprise, contrairement à la plupart de ses concurrents, a pu éviter le pire, ayant prévu et planifié en considérant la possibilité d'avenirs extrêmes dont certains étaient semblables à ce qui s'est effectivement passé.⁷³ L'exemple de Shell a permis à tous de constater la valeur d'une prise en considération explicite d'avenirs radicalement différents du passé.

Un exemple plus près du secteur des énergies réglementées vient du service public Pacific Gas and Electric Company. En 1989, la PG&E a imaginé trois scénarios décrivant l'avenir, respectivement nommés *Scénario officiel*, lequel constituait le scénario de référence, *Décennie verte* et *Décennie du désordre*. Ces scénarios ont d'abord été décryptés qualitativement : on déterminait de quelles façons un ensemble de paramètres évoluerait dans l'éventualité de ces trois futurs différents. D'ailleurs, ces évaluations *qualitatives* furent très franches et se firent sans égard aux sensibilités politiques ou autres. Les paramètres touchaient les consommateurs, les collectivités, les ressources humaines, les ressources financières, les choix d'investissement, les opérations de l'entreprise, la réglementation, l'environnement législatif, l'environnement concurrentiel et, finalement, la recherche-développement et l'évolution technologique. Les particularités de chaque futur ont par la suite été traduites en intrants *quantitatifs* d'un modèle prévisionnel : on estimait notamment, selon chaque scénario et pour chaque année, la croissance du PNB, l'inflation, les prix bruts du pétrole et du gaz naturel, la demande d'électricité et de gaz naturel, la production totale d'électricité et les réserves accessibles de gaz naturel, les coûts et les impacts des programmes d'efficacité énergétique, les tarifs d'électricité et de gaz naturel au détail, les coûts et la quantité des achats des producteurs indépendants d'électricité, l'évolution des actifs et le bénéfice net de l'entreprise.

D'autres exemples proviennent de Southern California Edison et de la Bonneville Power Administration. La SCE a conçu, à partir du scénario de base, onze scénarios de

rechange, dont *Récession économique*, *Coût élevé des combustibles*, *Écologisme accru*, *Croissance économique rapide*, *Électrification intensive*, *Fermeture de centrales*, et ainsi de suite. La BPA, quant à elle, a imaginé six scénarios différents (Hirst et Schweitzer 1988:38). Plus récemment, la firme Cambridge Energy Research Associates a réalisé une analyse intéressante de quatre scénarios portant sur l'avenir des marchés de l'électricité en Amérique du Nord : *Concurrence kudzu*, *Concurrence virtuelle*, *Pris au milieu* et *Jardin de verdure* (CERA 1997).

La planification selon les scénarios peut être un instrument puissant d'anticipation d'un avenir autre que celui auquel on aurait pu s'attendre au moment des prévisions. **Il ne s'agit pas de déterminer la version la plus probable de ce que sera l'avenir, mais plutôt d'envisager, raisons à l'appui, un ensemble de versions plausibles de cet avenir.** Cet exercice, que le régulateur peut effectuer ou ordonner au service public d'effectuer, permet donc d'illustrer la robustesse du plan proposé. Pour une meilleure compréhension de l'analyse de sensibilité, le lecteur est particulièrement invité à consulter Schwartz (1991).

ii. L'analyse de sensibilité

Les analyses de sensibilité sont également utiles pour vérifier la robustesse des plans de ressources. Cette approche permet de vérifier la robustesse de plans ou d'éléments d'un plan par rapport à des variations dans un seul paramètre de planification. Par exemple, on peut évaluer l'impact d'une augmentation des prix du gaz naturel ou encore d'un taux de participation aux programmes d'efficacité énergétique inférieur au taux prévu. L'analyse de sensibilité permet donc de repérer des faiblesses précises dans un plan de ressources. Aux États-Unis, la *Southern Company* fut l'un des premiers services publics d'électricité à utiliser les analyses de sensibilité de façon relativement poussée. Ces dernières sont aujourd'hui très répandues dans le secteur de l'énergie comme dans d'autres industries de taille.

⁷³ Voir à ce sujet deux articles fort intéressants de Pierre Wack (1985a,b) publiés dans le *Harvard Business Review*.

iii. L'analyse de portefeuilles

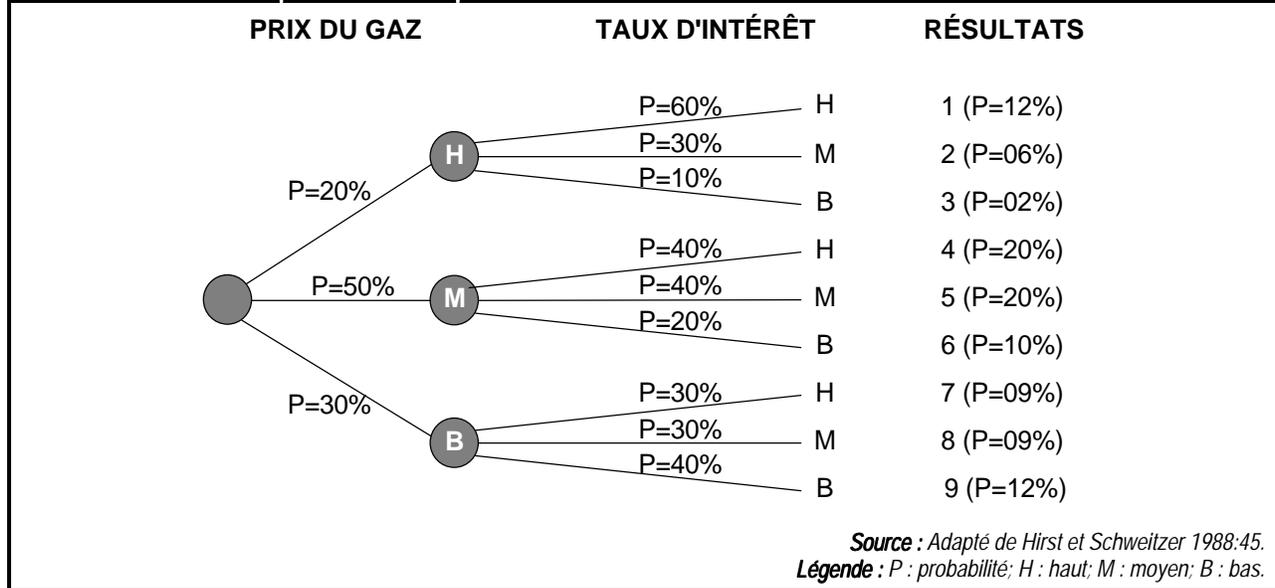
L'analyse de portefeuilles est en quelque sorte l'inverse des deux types d'analyse mentionnés précédemment. Alors que les analyses de scénarios et de sensibilité modifient les paramètres pour déterminer certains impacts sur une ressource ou un plan de ressources, l'analyse de portefeuilles modifie la composition du plan. On applique ainsi des analyses de sensibilité ou de scénarios à une diversité de portefeuilles de ressources pour déterminer la robustesse de différentes options. Chaque portefeuille peut par ailleurs répondre à un objectif différent du service public, du régulateur ou des intervenants. Par cette approche, on peut constater que certains plans visant certains objectifs peuvent être plus robustes que d'autres.

Parmi les premiers organismes à avoir utilisé cette approche, citons la Michigan Public Utilities Commission, qui, au Michigan, fait office de régulateur et qui, en 1987, élaborait quatre portefeuilles de ressources correspondant à quatre objectifs différents : la *Référence*, le *Renforcement du rôle des grandes centrales traditionnelles*, la *Diversification en de petites unités décentralisées* et la *Minimisation des impacts environnementaux*. Chaque portefeuille a été soumis à une série d'analyses de sensibilité permettant au régulateur de déterminer quelles options et quelles ressources ont été les plus intéressantes dans un ensemble de portefeuilles, d'objectifs et de paramètres de planification. Lors de l'élaboration de son dernier plan de développement, Hydro-Québec s'est également servie de cette approche quoique avec plus ou moins de rigueur; les méthodes et les résultats furent présentés en annexes au plan principal (Hydro-Québec 1992c et 1992d).

iv. L'analyse stochastique

L'analyse stochastique permet simplement d'accorder des niveaux de probabilité à différentes variations des paramètres de planification, comme l'illustre le graphique suivant.

Graphique 12. Exemple illustratif de la probabilité de neuf scénarios composés de trois variations selon deux paramètres de planification



L'analyse stochastique offre au décideur une information de plus pouvant notamment être utile pour mieux comprendre et mettre en perspective les résultats d'analyses de sensibilité. Cet outil est largement utilisé dans l'industrie énergétique, notamment grâce à des programmes informatiques spécialisés.

v. Autres approches

Il existe également d'autres approches pour faire ressortir les incertitudes de l'avenir. Deux d'entre elles retiennent l'attention par leur simplicité : le nombre pair des prévisions et les scénarios de certitude variable.

La première fut utilisée dans le nord-ouest américain et consiste simplement en l'utilisation d'un nombre pair de prévisions de la demande afin d'éviter de produire un scénario dit moyen. En effet, un scénario moyen a le défaut de faire souvent l'objet d'une attention disproportionnée à sa probabilité réelle, que ce soit de la part du service public, des intervenants ou du régulateur.

La deuxième approche fut utilisée en Nouvelle-Angleterre par la New England Electric System Companies (NEES 1993:16-17). Cette approche remplace la référence aux

niveaux de la demande par des références aux niveaux de certitude. Ainsi, on peut prévoir des niveaux de demande à certitude élevée (première tranche), à certitude moyenne (deuxième tranche) et à faible certitude (troisième tranche). L'avantage de cette approche est de permettre d'établir des niveaux de demande pour lesquels la souplesse ou la robustesse constituent des facteurs importants et d'autres niveaux où de tels facteurs sont moins importants. On peut alors sélectionner des ressources, entre autres en fonction de leur souplesse et de leurs délais de mise en service. Cette approche est d'ailleurs mentionnée et soutenue dans la politique énergétique du Québec (Gouvernement du Québec 1996a:41).

c) Conclusion

Que ce soit par de meilleures méthodes de prévision de la demande, par l'intégration dans ces méthodes de données concernant les usages finaux, par des méthodes scientifiques pour reconnaître les risques ou par des artifices, il est important que le régulateur veille à ce que les risques soient pleinement analysés, reconnus et minimisés. Cette reconnaissance et cette minimisation des risques constitueront des facteurs de planification déterminants pour le succès éventuel de l'option de l'efficacité énergétique.

Plus particulièrement, elles permettront de minimiser l'éventualité de surplus – lesquels ont presque inévitablement un impact négatif sur les plans financier et tarifaire de même que sur la volonté d'investir en efficacité énergétique –, en plus de mettre en lumière l'un des avantages de l'option de l'efficacité énergétique, soit sa modularité d'implantation et sa robustesse d'adaptation. Rappelons à cet égard l'analyse effectuée par le Northwest Power Planning Council, laquelle analyse établissait un bénéfice d'environ 600 millions de dollars US provenant de la capacité des mesures d'efficacité énergétique à minimiser les risques associés aux incertitudes de l'avenir (NPPC 1991a:30).

(3) La comparaison des coûts

La comparaison des coûts de l'efficacité énergétique avec les options du côté de l'offre constitue le deuxième élément critique de planification. L'approche retenue doit permettre de comparer les deux options sur un pied d'égalité, tout en intégrant à l'analyse les coûts environnementaux et sociaux externes. Comme nous le verrons, les étapes nécessaires pour assurer un traitement équitable de l'efficacité énergétique relativement à une production additionnelle soulèvent des enjeux à la fois nombreux et complexes.

a) *L'information de base*

En premier lieu, le service public devra cerner l'ensemble des options possibles du côté de la demande, y compris les mesures d'efficacité énergétique proprement dite, de gestion de la charge et de conservation de l'énergie. En outre, pour chacune de ces options le potentiel de gains et les coûts totaux devront être présentés. Cette tâche n'est pas simple, puisqu'il existe des centaines de mesures et d'outils d'intervention possibles. Heureusement, l'essentiel du travail a déjà été réalisé par un grand nombre de services publics de l'Amérique du Nord, de même que par les gouvernements et par des organismes de recherche tels que le Electric Power Research Institute (EPRI) et le Gas Research Institute (GRI) dont la plupart des services publics canadiens sont membres. Le lecteur intéressé peut consulter Nadel et al. 1993; BC Hydro 1993; MRC 1993a et 1993b; Jaccard et al. 1992a et 1992b; Hydro-Québec 1992e; PMSK 1991a à 1991i.

En général, l'information de base peut être produite en mettant à jour des données existantes provenant d'un grand nombre de sources : publications indépendantes, consultants externes, différents services publics, régulateurs, divers palliers de gouvernement, intervenants et parties intéressés, colloques spécialisés, réseaux de spécialistes en planification, etc. (Hill et al. 1991:17). Les mises à jour peuvent se faire à l'aide, notamment, de spécialistes internes en efficacité énergétique et en marketing, de renseignements gouvernementaux et de données provenant du régulateur et des parties intéressées.

D'ailleurs, le service public devra être amené à étudier *l'ensemble* des options d'efficacité énergétique, y compris les programmes d'information et d'analyse

énergétique, l'offre d'incitatifs aux consommateurs, les incitatifs destinés aux grossistes et aux détaillants visant la transformation des marchés, et les méthodes de tarification : marginale, différenciée dans le temps, etc.

Le potentiel d'efficacité énergétique qui sera déterminé peut être subdivisé en trois catégories principales.

- le **potentiel technique**, lui-même désagrégé selon que sa réalisation se fait de manière instantanée ou progressive;
- le **potentiel économique**, déterminé en fonction des coûts évités et, plus particulièrement, des tests de rentabilité décrits au chapitre I, formulés à l'annexe A et traités plus loin dans le présent chapitre (voir la page 143);
- le **potentiel de réalisation**, qui tient compte de la prévision des taux de participation et de pénétration des mesures.

Pour ce faire, il sera nécessaire d'estimer le coût économique de chaque mesure, les taux de participation, les coûts évités ainsi que les externalités. Pour un bon exemple de directives données à un service public à cet égard, voir Comité d'évaluation et al. 1992:¶239-250.

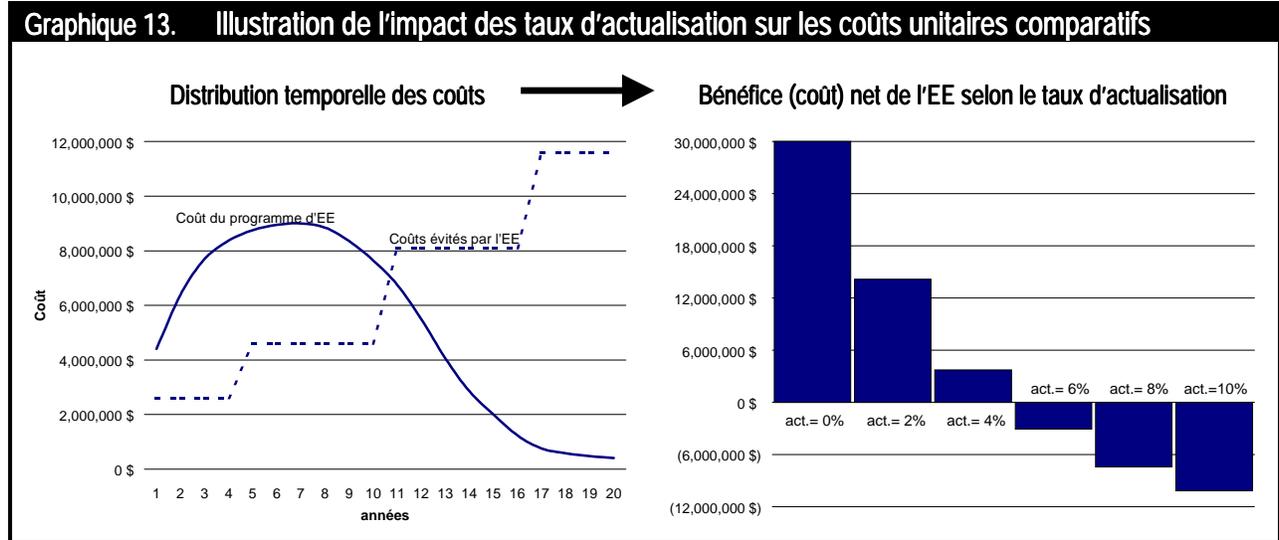
b) La conversion en coûts unitaires

Pour pouvoir comparer les mesures d'efficacité énergétique aux options du côté de l'offre, il est nécessaire de définir leurs coûts unitaires. Pour ce faire, deux hypothèses économiques, soit le taux d'actualisation et la période d'amortissement, influenceront de façon importante sur la perception des coûts unitaires des mesures.

i. Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation à appliquer aux mesures d'efficacité énergétique vont influencer grandement sur l'estimation de leurs coûts unitaires actualisés. Prenons, à titre d'exemple, une mesure qui, sur une période de 20 ans, coûterait au service public

quelque 100 millions de dollars courants et qui éviterait du même coup environ 130 millions de dollars courants. Les coûts de l'option de l'efficacité énergétique sont concentrés vers le début de la période, alors que les coûts évités augmentent en blocs dans le temps — les blocs représentent des projets successifs qui seraient reportés.



Le graphique à gauche indique les dépenses réelles sur 20 ans pour chaque option. Le graphique à droite indique le bénéfice ou coût net de l'efficacité énergétique selon différents taux d'actualisation. En effet, les résultats comparatifs sont très sensibles au taux d'actualisation utilisé. Puisque les coûts de l'efficacité énergétique sont plus concentrés dans les premières années, un taux très élevé semble démontrer que le coût unitaire de la mesure est excessif, alors qu'un taux plus bas semble démontrer l'inverse.

Le choix d'un taux d'actualisation approprié est complexe. La plupart des régions et des entreprises énergétiques, y compris Hydro-Québec, appliquent simplement le *coût de capital moyen pondéré* (CCMP), soit le coût de la dette et des fonds propres de l'entreprise. Cette approche a pour but de « représenter les préférences de l'entreprise entre des dépenses ou des revenus répartis dans le temps » (Hydro-Québec 1992f:3.1). Toutefois, cette approche fait l'objet de critiques. Notamment, un tel taux ne reflète aucunement les préférences de la société relativement à la qualité de l'environnement légué aux générations futures, un enjeu majeur de la planification des ressources énergétiques. Comme le faisait remarquer Lawrence Gray (1913:515) dans un article paru dans le *Quarterly Journal of Economics* vers le début du siècle :

« Le principal problème de la conservation, exprimé en langage économique, est donc la détermination d'un taux d'actualisation de l'avenir qui soit juste eu égard à l'utilisation de nos ressources naturelles. » (Traduction de l'auteur.)

Pour cette raison, plusieurs auteurs proposent l'utilisation d'un taux *social* d'actualisation, ce dernier se situant généralement autour de 1 % à 3 % (Rosen et al. 1993c:17).⁷⁴ D'ailleurs, le *Standard Practice Manual* pour la détermination de la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique (CPUC/CEC 1987) prend soin de préciser l'importance d'un taux social d'actualisation lorsqu'on utilise le test du moindre coût social (MCS). En effet, un taux de 3 % est utilisé, aux États-Unis, par le Northwest Power Planning Council, la Bonneville Power Administration, Seattle City Light Co. et Eugene Water and Electric Board. Le Natural Resource Defense Council, quant à lui, propose un taux de 1 % (Ottinger et al. 1991:87). En Colombie-Britannique, le service public BC Gas Inc. a utilisé un taux de 4 % dans son propre processus d'attribution d'une valeur monétaire aux externalités environnementales (BC Gas 1992:17)⁷⁵. Le lecteur intéressé à en savoir plus pourra consulter la revue *Ecological Economics* où un grand nombre d'articles sur cette question ont paru depuis plus d'une décennie.

Un autre facteur négligé par le CCMP est le niveau de risque : le risque de l'efficacité énergétique pourrait être plus bas que celui d'une ressource dont le coût réel dépendra du prix du combustible ou de l'hydraulité (il pourrait également être plus élevé en raison de l'incertitude des taux de participation). Ainsi, certains auteurs proposent d'utiliser des taux d'actualisation variables selon les risques de chaque option énergétique (voir, par exemple, Awerbuch 1992).

Selon Rosen et al. (1993c), l'utilisation du CCMP constitue un compromis facile, mais pas nécessairement optimal. Nous croyons, à l'instar de ces auteurs, que l'importance

⁷⁴ Voir Martin (1994) pour une critique du taux social d'actualisation, réalisée à la demande d'Hydro-Québec.

⁷⁵ La planification intégrée des ressources n'est plus officiellement utilisée en Colombie-Britannique en raison d'un arrêt de la cour d'appel provinciale déclarant que le régulateur, la British Columbia Utilities Commission, n'avait pas compétence pour obliger BC Hydro à appliquer une telle approche. En contrepartie et largement en raison de cette décision, la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit cette approche (voir les articles 5 et 72 de ladite loi).

de l'influence du taux d'actualisation sur le coût unitaire relatif des mesures d'efficacité énergétique justifie une étude plus approfondie de ce sujet par le régulateur.

ii. Vie utile et période d'amortissement

Le deuxième facteur dans l'établissement d'un coût unitaire est la période d'amortissement des coûts des programmes. L'amortissement devra se faire sur une période équivalente à la durée de vie utile des économies. Ces durées de vie varient de mesure en mesure, tout comme varient les taux de renouvellement et les taux d'effritement.

Sur le plan pratique, il pourrait être préférable de regrouper des mesures dans quelques grandes catégories, à chacune desquelles on pourrait attribuer une durée de vie utile aux fins de l'amortissement. Il est impératif que le coût de la mesure ne soit pas amorti sur une période inférieure aux économies moyennes projetées (comportant le renouvellement), de manière à ne pas exagérer inutilement les coûts unitaires. À titre d'exemple, nous présentons, au tableau suivant, les évaluations réalisées par Hydro-Québec pour dix-huit programmes particuliers.

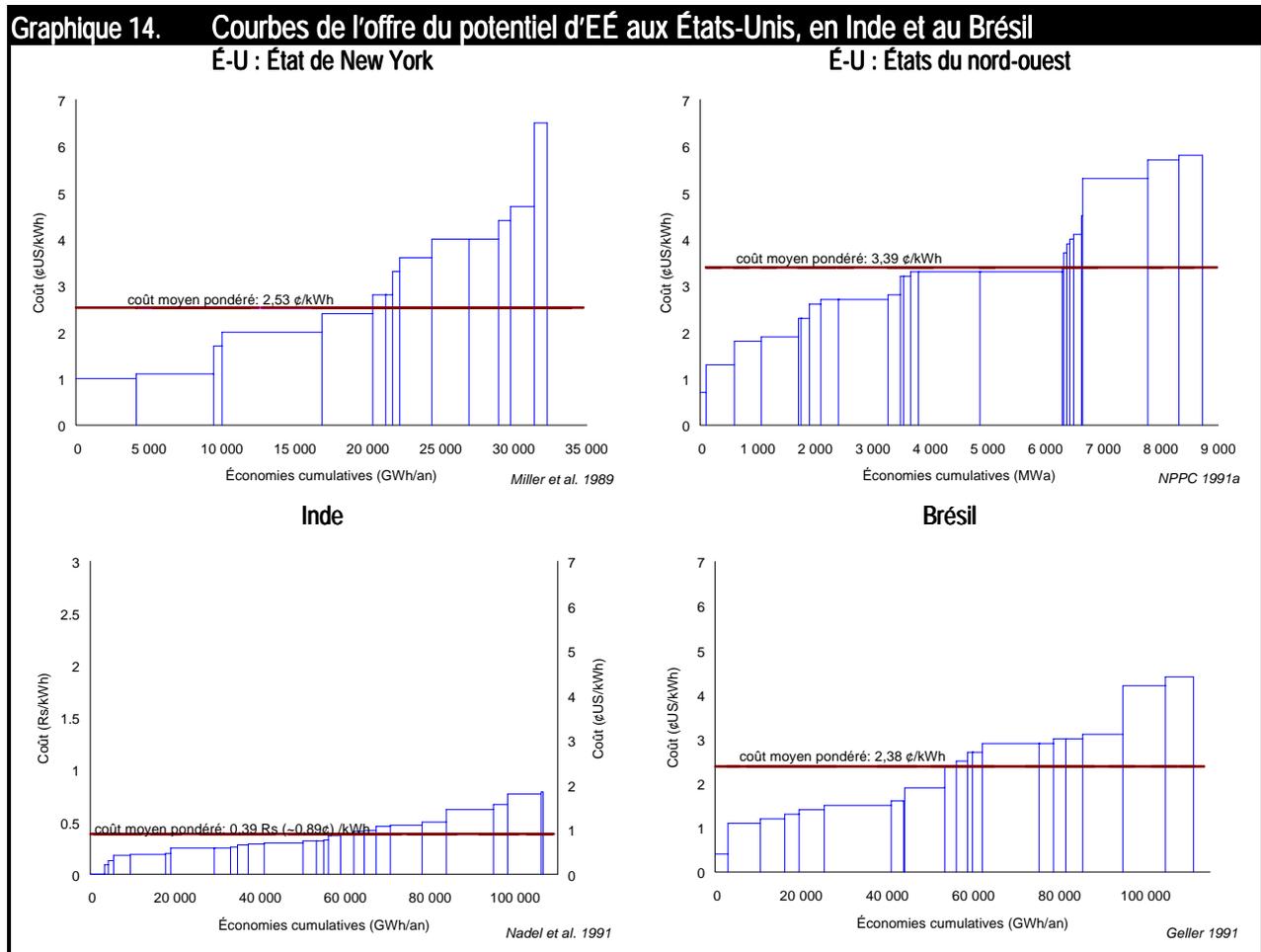
	Durée de vie (années)	Taux de renouvellement	Taux d'effritement	
Résidentiel	Pomme de douche	12	30 %	1,0 %
	Écokilo	12	15 %	1,0 %
	Écol'Eau	12	15 % / 30 %*	1,0 %
	Éconos (phases 1,2,3)	12	15 % / 30 %*	1,0 %
	Écono-Confort (phase 1)	12	15 %	1,0 %
	Écono-Confort (phase 2)	15	15 %	0,0 %
	Ménages à faible revenu	15	0 %	1,0 %
	Nouveau confort	30	15 %	0,0 %
	Isolation phase 1	28	0 %	0,0 %
Comm. & Inst.	Immeubles d'HQ	10	30 %	
	Analyses énergétiques des bâtiments	10	15 % / 20 % / 30 %**	0,2 %
	Éclairage public	20	0 %	0,0 %
	Éclairage efficace	10	15 %	2,0 %
	Initiatives éclairage	10	20 %	2,0 %
Industriel	Optimisation énergétique des systèmes	15	10 %	0,3 %
	Moteurs à haut rendement	10	20 %	0,6 %
	Systèmes auxiliaires	15	10 %	0,6 %
	Amélioration des procédés (grande entreprise)	15	10 %	0,0 %

Notes : * 15 % pour le chauffage des locaux, les électroménagers et divers; 30 % pour le chauffage de l'eau. ** 15 % pour le chauffage de l'eau et divers; 20 % pour le chauffage des locaux et la ventilation-climatisation; 30 % pour l'éclairage.

Source : Hydro-Québec 1997b

iii. Les courbes de l'offre

Une fois les coûts unitaires connus, ils sont présentés sur une courbe de l'offre, laquelle illustre de façon graphique le potentiel de gains et les coûts afférents. À titre d'exemples, nous présentons ci-dessous quatre courbes de l'offre d'efficacité énergétique élaborées respectivement pour les secteurs électriques de l'État de New York, des États du nord-ouest américain, de l'Inde et du Brésil.

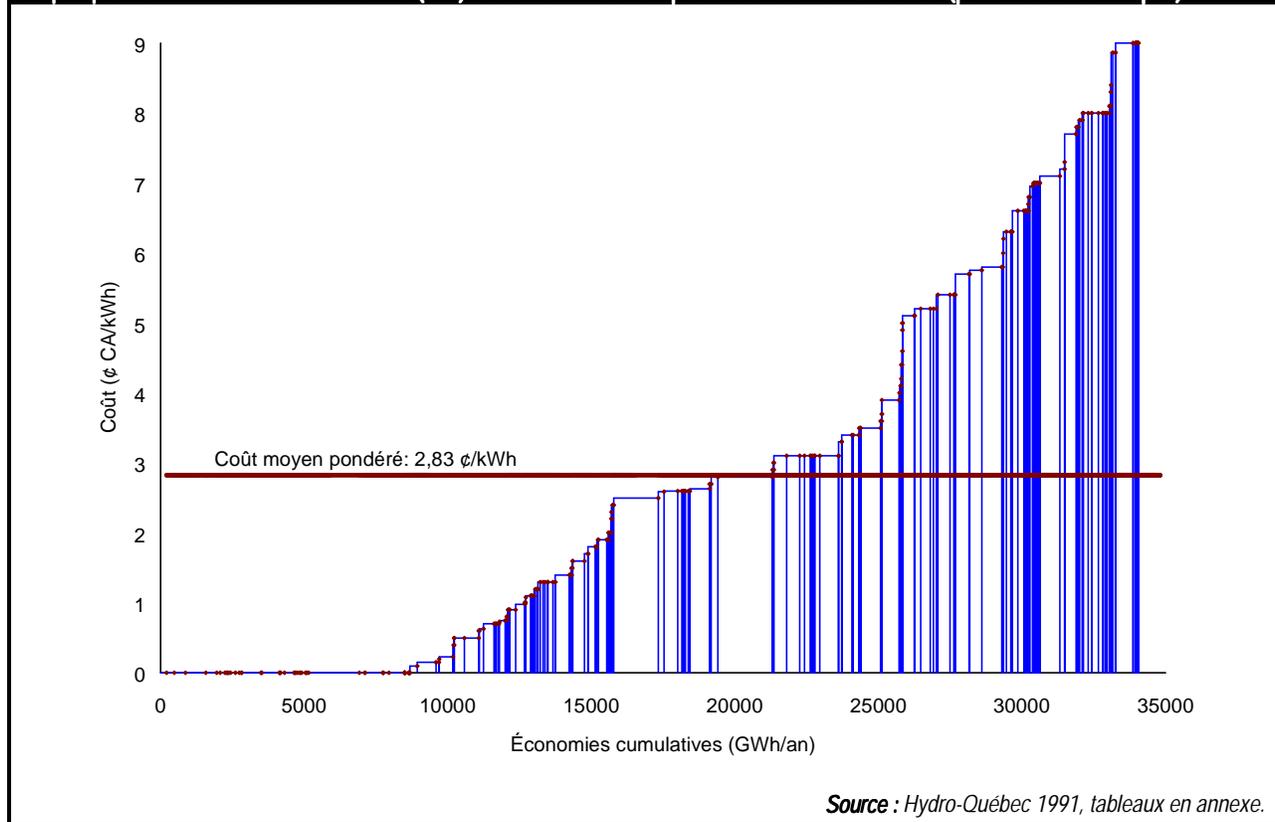


Pour ceux qui ne sont pas familiers avec les courbes de production, regardons l'exemple newyorkais : un potentiel de quelque 10 TWh/an (10 000 GWh/an) est d'abord évalué à un coût d'environ 1 ¢/kWh, suivi de 7 autres TWh disponibles à environ 2 ¢/kWh. Ces

mesures sont suivies d'autres dont les coûts augmentent progressivement, jusqu'à une dernière mesure procurant moins d'un TWh d'économie à un coût de 6,5 ¢/kWh.⁷⁶

Les courbes de l'offre permettent une appréciation visuelle du potentiel d'efficacité énergétique. Pour cette raison, on regroupe souvent de multiples mesures dans une seule catégorie, par exemple l'isolation des bâtiments résidentiels, même si différentes mesures s'appliquent à divers types de bâtiments résidentiels. C'est ainsi que les courbes de l'offre présentent généralement quelque 10 à 25 types de mesures. Toutefois, pour une meilleure appréciation, il peut être utile de présenter aussi une courbe désagrégée, où chaque mesure est présentée individuellement. À titre d'exemple, nous avons préparé la courbe suivante, qui est composée de 320 mesures étudiées par Hydro-Québec en 1991. Il s'agit de la ventilation la plus désagrégée que nous connaissons des mesures potentiellement applicables au secteur de l'électricité au Québec.

Graphique 15. Courbe de l'offre (EÉ) de 320 mesures potentielles au Québec (potentiel technique)



⁷⁶ La courbe était délibérément limitée aux quinze mesures déjà évaluées comme coûtant moins de 7 ¢/kWh.

iv. La conception des programmes

Une fois connus les coûts unitaires de chacune des mesures, ces dernières doivent être combinées pour former des programmes complets. Rosen et al. (1993a:21-22) proposent onze principes clés pour la conception des programmes.

- **Prévoir différents types de programmes pour différentes catégories de clients.** Le contenu et l'approche de commercialisation des programmes devront être ciblés en fonction de chaque catégorie de clientèle, y compris des catégories établies selon la capacité de payer (par exemple, les ménages à faible revenu).
- **Décourager les opportunistes et encourager les participants gratuits.** Les opportunistes (*free riders*) sont ceux qui auraient réalisé les mesures de toute façon et qui donc ne font que profiter de rabais ou de d'autres avantages offerts par le service public. Les participants gratuits sont ceux qui, en raison de l'existence d'un programme, effectueront eux-mêmes les mesures sans pourtant faire appel aux avantages offerts par le service public. En règle générale, les programmes offrant des technologies déjà courantes sur le marché tendent à attirer les opportunistes, alors que ceux qui font valoir de nouvelles technologies permettent davantage de « transformer » les marchés et donc de susciter la participation gratuite.
- **Établir la confiance.** Il appert que le succès des programmes dépend non seulement des incitatifs financiers offerts par les services publics, mais également et même davantage du niveau de confiance du public envers le programme. À cet égard, il peut être important d'obtenir la participation de groupes reconnus et crédibles, en plus d'engager les ressources et le personnel internes du service public.
- **Offrir des incitatifs optimaux.** L'objectif premier de la conception des programmes doit être la maximisation de la participation. Toutefois, il ne faut pas non plus offrir des incitatifs supérieurs à ce que le marché requiert pour surmonter les obstacles de marché et obtenir des taux de participation importants. Le choix d'incitatifs est un élément critique d'un programme et

comprend à la fois le niveau d'incitatifs, la façon dont les incitatifs sont offerts et le choix des participants. À cet égard, soulignons que la tendance traditionnelle favorisant des subventions directes aux consommateurs ultimes est en train de se renverser, alors que les programmes s'orientent de plus en plus vers la « transformation des marchés » par des incitatifs destinés aux détaillants et aux grossistes. Nous encourageons l'examen approfondi d'études de marketing afin d'être en mesure de prévoir la réaction des consommateurs à différentes exigences de contribution de leur part.

- **Assurer la qualité des interventions.** La qualité des interventions est essentielle à la satisfaction du client, laquelle doit être parmi les objectifs de tout programme d'efficacité énergétique. On devra notamment voir à ce que des clauses de contrôle de la qualité soient comprises dans tout contrat avec des sous-traitants.
- **Avoir recours à des partenaires commerciaux.** Des partenariats solides devront être établis entre le service public et d'autres acteurs du marché tels que les entreprises de services d'efficacité énergétique (ESEE), les entrepreneurs, les fournisseurs d'équipements et les consultants.
- **Maximiser les effets du marketing.** Le marketing constitue un outil privilégié pour tout programme d'efficacité énergétique. L'approche devra notamment cibler des segments précis de la clientèle.
- **Éviter d'accorder trop de poids aux programmes d'information.** L'information n'est que l'un d'un grand nombre d'obstacles du marché à l'efficacité énergétique et les programmes qui se limitent essentiellement ou entièrement à fournir de l'information aux clients sont généralement peu efficaces. Les programmes offrant une vérification énergétique gratuite suivie d'une assistance font exception à cette règle.
- **Viser la simplicité.** Assurer que les programmes sont faciles à comprendre pour le client.
- **Regrouper de multiples mesures au sein de programmes globaux.** Ceci évite le dédoublement de plusieurs types de coûts et, en plus, peut offrir un

guichet unique au consommateur. On facilite ainsi sa capacité de bénéficier de l'aide offerte, augmentant ainsi les taux de pénétration des mesures.

- **Préparer simultanément un plan d'évaluation.** Il est recommandé de préparer un plan d'évaluation *en même temps* que l'élaboration du programme d'efficacité énergétique.

C'est à partir de programmes hypothétiques complets que les coûts unitaires des mesures pourront être évalués avec plus de précision.

c) *Les coûts évités*

Une fois les potentiels et leurs coûts unitaires déterminés, ces derniers doivent être comparés aux bénéfices qu'ils procurent, soit les coûts évités. **La détermination des coûts évités soulève un grand nombre de choix et, surtout, se prête à des erreurs analytiques importantes.** Ces erreurs sont souvent les résultats d'une simplification excessive, laquelle peut généralement être évitée en se rappelant les **quatre indices suivants** :

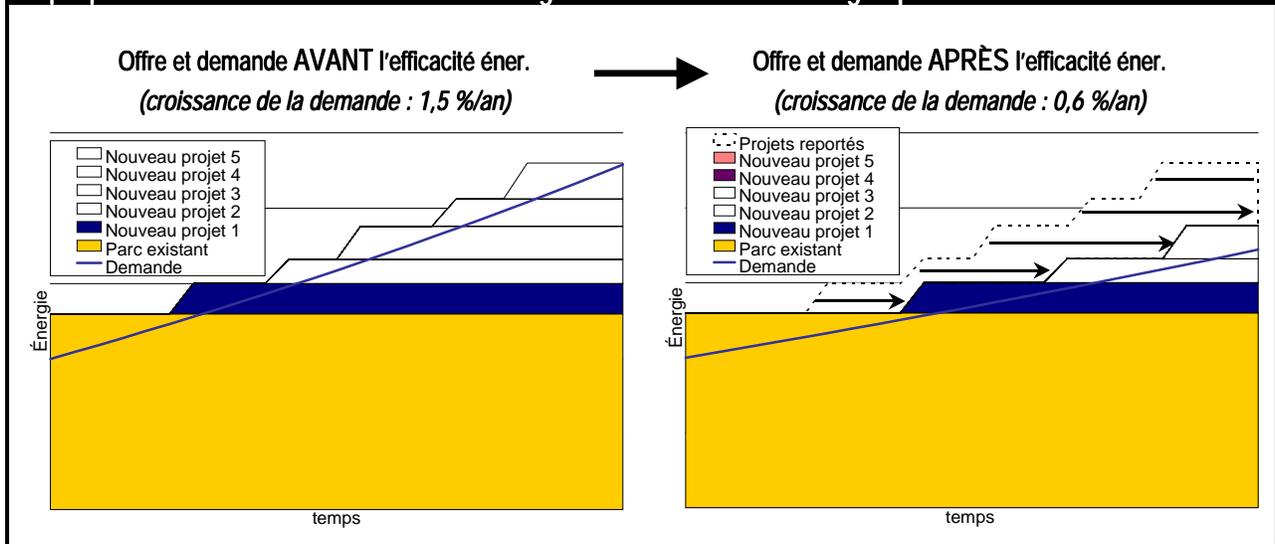
- **la portée temporelle** : les coûts évités en énergie sont les coûts évités à long terme (*long run avoided costs, LRACs*);
- **la composition** : les coûts évités comprennent non seulement les coûts de la marchandise (la production ou l'achat de l'énergie), mais aussi ceux qui sont associés à son transport et sa distribution jusque chez le consommateur (y compris les services ancillaires), de même que les coûts évités en ressources secondaires et en externalités environnementales et sociales;
- **la distribution temporelle** : les coûts évités varient selon le moment où les économies ont lieu (saison, jour de semaine, heure de la journée);
- **la distribution géographique** : les coûts évités varient selon l'endroit où les économies ont lieu.

Ci-dessous nous traitons de ces quatre paramètres clés responsables en bonne part de la confusion entourant la notion des coûts évités.

i. La portée temporelle

Le coût évité est le coût marginal qu'évite l'utilisation d'une ressource de rechange, en l'occurrence l'efficacité énergétique. La théorie économique définit le coût marginal comme étant l'ensemble des coûts additionnels ou évités lorsqu'on produit une unité en plus ou en moins. Puisque la planification énergétique a des implications à long terme, il est important, à cette fin, d'utiliser une estimation des coûts évités à long terme. Par exemple, une mesure d'efficacité énergétique dans le secteur du gaz naturel pourrait à court terme n'éviter que la valeur du combustible (le gaz naturel), mais à long terme elle pourra aider à retarder la date à laquelle une expansion ou un renforcement du réseau de distribution seraient autrement requis (en raison de la croissance de la demande). De même, la valeur à court terme d'une intervention dans le secteur de l'électricité pourrait se limiter au coût d'option sur les marchés d'exportation, mais à long terme elle pourrait permettre de différer des investissements importants dans de nouvelles centrales ou encore dans le réseau de transport ou de distribution. Le graphique suivant illustre ce dernier exemple pour la composante énergie seulement.

Graphique 16. Illustration de la valeur à long terme de l'efficacité énergétique



Comme on peut le voir, le programme d'efficacité énergétique ralentit la croissance des besoins à combler. Les flèches indiquent le report d'investissement dans de nouvelles centrales dû à cette diminution des besoins. **C'est la valeur de ces reports qui constitue une partie importante des coûts évités de la production.** Comme nous le verrons dans les paragraphes suivants, le même exercice devra déterminer les coûts évités des équipements de transport et de distribution.

ii. Les composantes

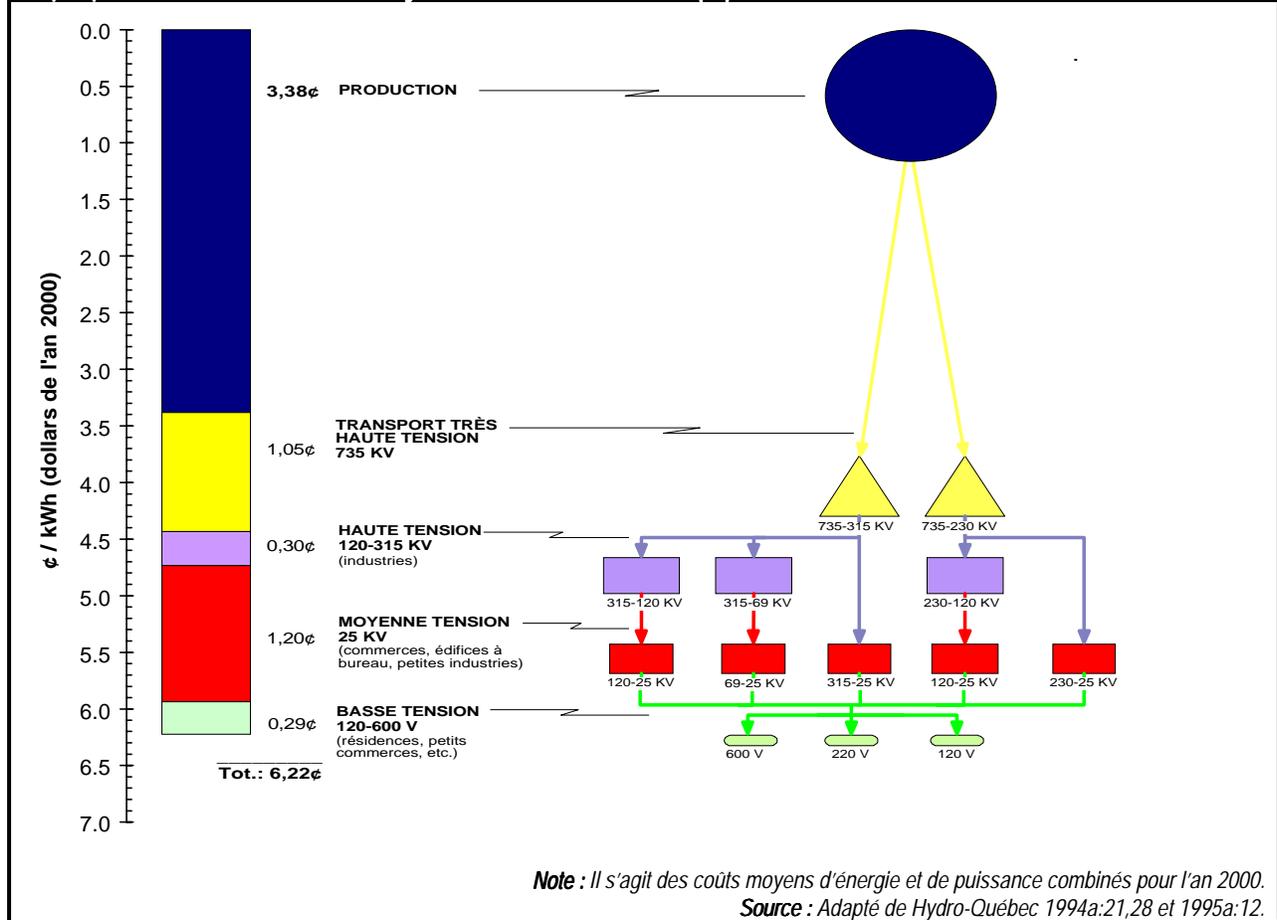
Les coûts évités par une mesure d'efficacité énergétique sont nombreux, et peuvent être regroupés en trois volets : les coûts évités directs, les coûts évités secondaires et les externalités évitées.

Les coûts directs

Les coûts évités *directs* sont les coûts associés non seulement à la production ou à l'achat de l'énergie, mais également à son transport et à sa distribution. C'est ainsi que les coûts évités d'une mesure modifiant la consommation de gaz naturel, par exemple, sont le reflet tant du coût de la marchandise que de la valeur d'un report d'investissement pour agrandir ou renforcer le réseau. De même, dans le domaine de l'électricité, les coûts de transport et de distribution peuvent représenter une part importante des coûts évités totaux, selon la combinaison d'options de production qui seraient évitées. Le graphique qui suit indique la décomposition des coûts évités du réseau d'Hydro-Québec, selon les dernières données disponibles.

Comme on pourra le voir, la production d'électricité en tant que telle compte pour un peu plus de la moitié du coût évité total, alors que le transport à haute tension compte pour environ le quart et la distribution, pour l'autre quart du total, lorsqu'il s'agit de mesures touchant les secteurs résidentiel, commercial et petit industriel. Lorsqu'il s'agit de livrer de l'électricité à la grande industrie, le coût évité est diminué en raison du non-recours, dans plusieurs cas, aux lignes de moyenne et basse tension. Ainsi, le coût évité total dépend de l'utilisation de différents équipements de transport que font les consommateurs chez lesquels les économies d'énergie se réalisent.

Graphique 17. Coûts évités d'Hydro-Québec selon les équipements affectés



Qu'il s'agisse de mesures touchant les industries branchées à haute tension ou les résidences branchées à basse tension, la prise en considération des coûts évités de la production seulement représenterait donc une erreur de taille. Le résultat serait la disqualification indue d'un grand nombre de mesures d'efficacité énergétique rentables.

Les coûts secondaires

Les coûts évités secondaires sont les coûts réellement évités par une mesure d'efficacité énergétique, mais qui sont le résultat d'économies de ressources autres que la source d'énergie visée. À titre d'exemple, une mesure visant à réduire le chauffage d'eau chez un consommateur de gaz naturel ou d'électricité entraînera souvent une diminution également de sa consommation d'eau potable. À l'opposé, une mesure d'amélioration du rendement énergétique de moteurs électriques peut avoir pour effet une

augmentation de l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage des locaux. Dans les deux cas, il s'agit d'économies qui éviteront ou créeront des besoins et des coûts à court et à long terme chez un service public tiers.⁷⁷ En outre, dans la mesure où le consommateur participant reçoit normalement une facture pour ces services, il en profitera directement et à court terme.

Les coûts évités de ressources secondaires ne font pas l'objet des programmes, mais n'en sont pas moins des résultats concrets. Dans la mesure du possible, ils doivent être calculés et ajoutés aux coûts totaux évités. D'ailleurs, les coûts secondaires sont explicitement prévus dans les équations des tests du moindre coût social (MCS) et du moindre coût en ressources (MCR) selon le *Standard Practice Manual* (voir chapitre I et annexe A).

Les externalités

Enfin, les coûts évités comprennent également les coûts environnementaux et sociaux qu'évite une mesure d'efficacité énergétique.

Les externalités sont les coûts et bénéfices générés par une activité (la production, le transport ou la consommation de l'énergie) mais qui ne sont pas supportés directement par les participants à la transaction et ne sont donc pas reflétés dans les prix payés. L'existence des externalités peut mener à une allocation inefficace des ressources, notamment des ressources énergétiques (Freeman et al. 1993). La détermination des externalités et leur intégration dans la planification énergétique font l'objet d'une vaste documentation ainsi que d'une expérience pratique, au sein de l'industrie énergétique réglementée, remontant au début des années 1980. En 1995, plus de la moitié des régulateurs de services publics d'électricité aux États-Unis exigeaient l'intégration des

⁷⁷ Un autre coût évité secondaire est le résultat de l'impact d'une diminution relative de la demande sur le prix du combustible dans un marché plus large. Prenons par exemple un programme majeur dans le secteur du gaz naturel, où les prévisions des prix à long terme du gaz indiquent des hausses substantielles en raison de l'augmentation importante de la demande. Dans la mesure où les économies du programme sont suffisamment importantes sur le marché national ou continental, elles pourront avoir pour effet de réduire la croissance des prix du gaz. Une telle situation est rare mais mérite néanmoins d'être soulignée. Dans ce cas, le programme évitera des coûts par : (1) le report d'investissements futurs dans l'expansion des réseaux, (2) les achats à court et à moyen terme évités par les économies, (3) une diminution du prix du gaz naturel que le service public continuera d'acheter pour ses clients.

externalités dans la planification, alors que la majorité des autres songeaient à l'exiger (EIA, 1995:79-89).

L'intégration des externalités dans la planification énergétique peut se faire à l'aide de différentes méthodes, dont nous donnons ici un bref aperçu.

- **L'ajout aux coûts évités.** D'abord, les externalités peuvent être estimées et intégrées directement aux coûts évités. À cet effet, différentes approches méthodologiques peuvent être utilisées : la majoration ad hoc, par exemple, décréter un ajout de 25 % aux coûts évités des ressources thermiques, de 15 % aux ressources hydrauliques et de 5 % aux énergies nouvelles; l'estimation des dommages de chaque ressource au moyen de quatre sous-méthodes, soit la méthode directe, les coûts de transport, les prix hédonistes et l'évaluation des imprévus; l'estimation du coût marginal de contrôle. Ces méthodes sont les plus souvent utilisées en Amérique du Nord pour l'intégration des externalités de diverses options énergétiques (voir Ottinger et al. 1991). Soulignons du reste l'existence d'un débat important opposant défenseurs et pourfendeurs de cette approche pour le cas particulier des projets hydroélectriques (voir par exemple MSB Energy Associates 1991; Bernier 1991; Rosen et al. 1993a; Cliche 1993; Dehoux et al. 1995; Michaud 1995).
- **La comparaison parallèle.** On peut également utiliser des approches s'appliquant en dehors de l'établissement des coûts évités. À titre d'exemple, l'analyse multicritère d'aide à la décision peut s'avérer une approche particulièrement intéressante lorsqu'on traite des externalités provenant de ressources hydroélectriques. L'AMCAD est une approche qui cherche à combiner l'analyse quantitative et l'arbitrage qualitatif. À cet effet, elle fait appel simultanément à des spécialistes indépendants et à un groupe réunissant divers intérêts et perspectives. Les spécialistes aident le groupe à mieux comprendre les avantages et les désavantages quantitatifs d'une série d'options en fonction de différents critères (par exemple, coûts unitaires, tonnes de CO₂, impact tarifaire, kilomètre carrés inondés, etc.) qui les préoccupent, laissant en dernière analyse au groupe le soin de faire les arbitrages qui s'imposent. Idéalement, cette approche facilite non

seulement un cheminement mutuel et donc un rapprochement des parties mais, plus particulièrement, elle permet d'écarter un grand nombre d'options qui s'avèrent sous-optimales suivant de nombreux critères. Parmi les expériences les plus intéressantes, en matière d'énergie, soulignons le *Open Planning Project* du service public Commonwealth Electric en Nouvelle-Angleterre. Voir à ce sujet Andrews et al. 1991 et Andrews 1991, 1992 et 1994. Voir aussi Litchfield et al. 1994:71-90, Hydro-Québec 1993, et Raphals et Dunsky 1999:20-61.

- **Autres.** On peut également utiliser d'autres approches telles que la majoration ad hoc du taux de rendement autorisé (majoration inversement proportionnelle à l'impact), les compensations directes (remplacement d'habitats perdus, économie d'émissions équivalentes, etc.) et le traitement purement qualitatif, ce qui se faisait implicitement avant l'apparition de la planification intégrée des ressources.

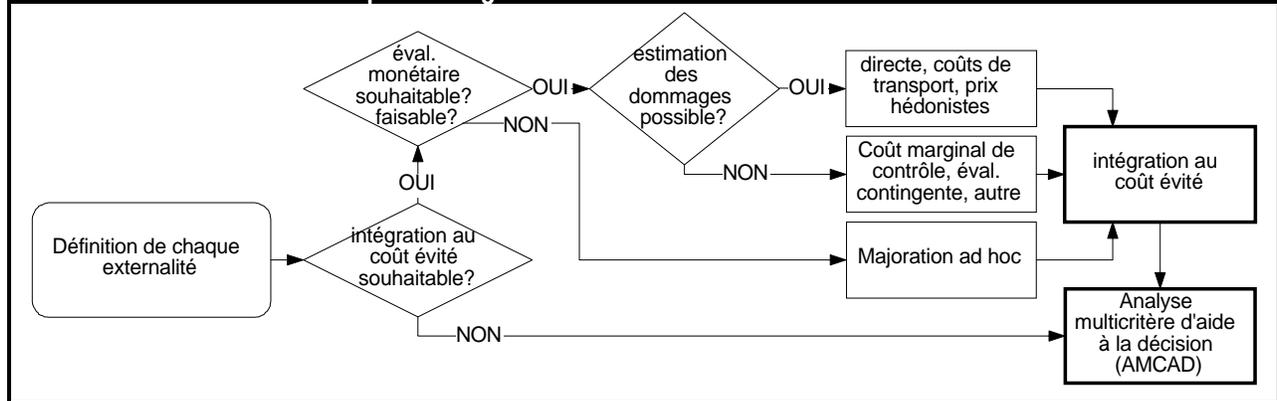
Puisque l'efficacité énergétique est probablement la ressource qui entraîne le moins d'externalités environnementales⁷⁸, sa vraie valeur ne peut être reflétée dans le processus décisionnel sans une intégration complète de celles-ci. Un examen approfondi de l'ensemble des méthodes d'analyse et d'intégration des externalités n'est pas l'objet du présent rapport. Toutefois, il importe de souligner l'importance d'une intégration complète et précise de ces coûts et bénéfices. L'approche qu'adoptera le régulateur à cet égard devra d'ailleurs tenir compte des particularités de chaque industrie réglementée.

Par exemple, il peut être souhaitable et faisable de procéder à une estimation des dommages associés aux émissions de polluants atmosphériques (SO₂, NO_x, etc.), mais le même exercice pour les gaz à effet de serre, par exemple, serait sensiblement plus complexe et incertain. Pour ces gaz, il serait peut-être plus simple et plus approprié de passer par une estimation du coût marginal de contrôle ou encore de le traiter dans un processus d'AMCAD. Le cas de l'hydroélectricité se prête d'ailleurs particulièrement mal à une approche monolithique : certaines externalités pourront être évaluées et

⁷⁸ Même l'efficacité énergétique peut créer des externalités environnementales ou sociales (voir, par exemple, Option Aménagement 1991), mais ces externalités seront sensiblement moindres que celles qu'entraînent les options du côté de l'offre.

traduites en termes monétaires (voir, par exemple Biosystems et al. 1984, et Michaud 1992 et 1995), alors que d'autres non, par exemple les impacts sur la vitalité culturelle des autochtones, sur les espèces non commerciales et sur la valeur intrinsèque de la conservation d'habitats. Dans ce contexte, il pourrait s'avérer plus approprié de combiner les méthodes, par exemple, de traduire en termes monétaires certaines externalités et d'ajouter des valeurs ad hoc à d'autres. Ou encore de combiner l'évaluation monétaire de certains impacts et l'analyse multicritère d'aide à la décision (AMCAD), tel qu'on le présente dans le schéma suivant.⁷⁹

Schéma 8. Arbre décisionnel pour l'intégration des externalités



Au-delà des choix spécifiques, il est important pour l'efficacité énergétique que chaque externalité soit bien reconnue et traitée de la manière la plus rigoureuse possible.

Nous venons de passer en revue les composantes des coûts évités : les coûts totaux (production-achats, transport, distribution), les coûts évités secondaires et les externalités. Nous allons maintenant aborder les façons dont les coûts évités peuvent varier soit dans le temps soit géographiquement.

⁷⁹ Par exemple, le coût unitaire utilisé aux fins de l'AMCAD pourrait déjà intégrer certaines externalités. Dans ce cas, seules les autres externalités constitueraient des facteurs ou des critères indépendants. L'AMCAD permettrait alors aux participants de faire les arbitrages nécessaires entre le coût unitaire ajusté pour certains impacts et les impacts environnementaux ou autres non intégrés à ce même coût.

iii. La distribution temporelle

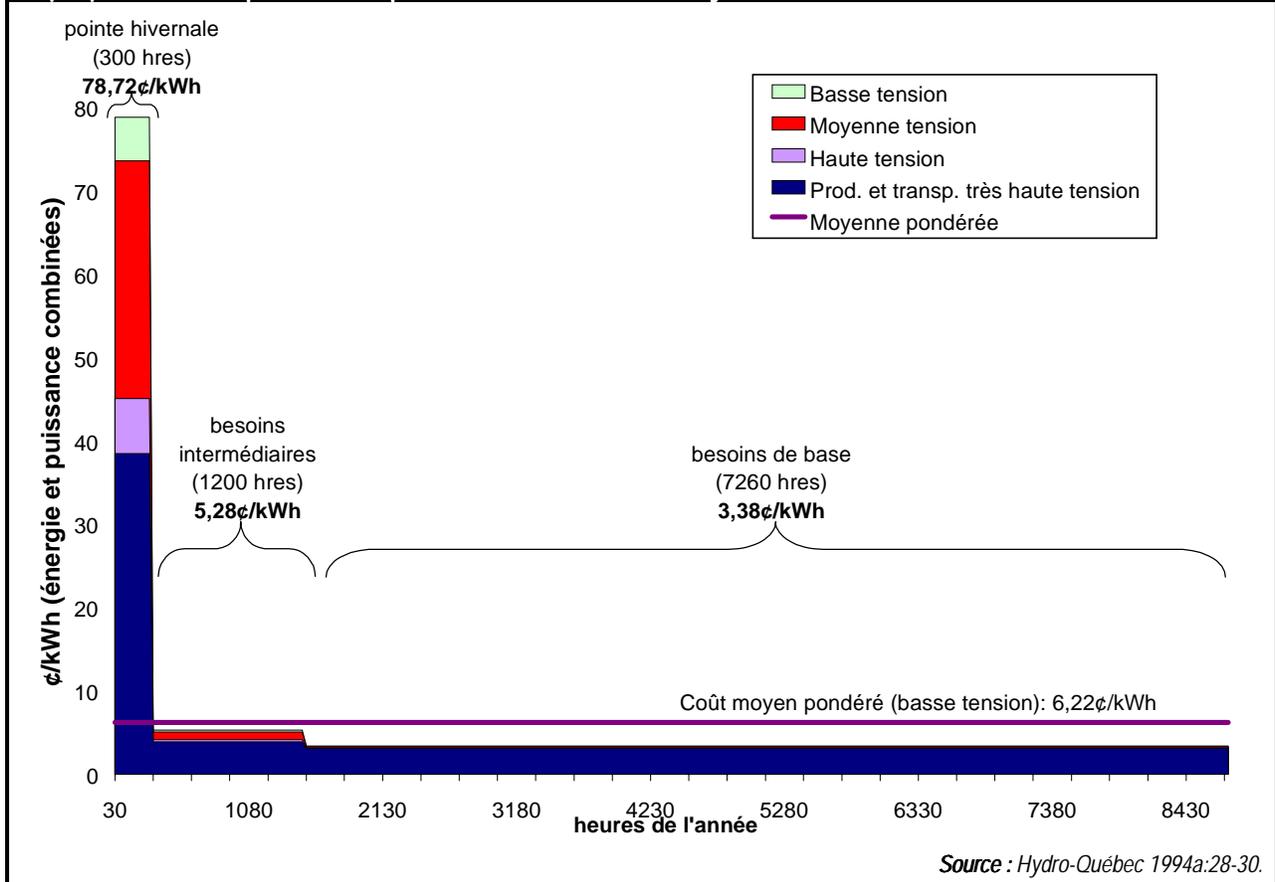
Nous avons indiqué précédemment que les coûts évités varient selon les équipements nécessaires pour servir le client; en électricité, il s'agit du branchement à haute, moyenne ou basse tension. De même, ces coûts varient selon le profil de la demande touchée par la mesure d'efficacité énergétique. En effet, un marché parfaitement concurrentiel pourrait établir des valeurs différentes pour l'énergie et la puissance pour chaque heure, voire chaque minute de l'année.⁸⁰ En l'absence de cette concurrence parfaite, la planification doit tenter de déterminer des valeurs différentes selon des blocs d'heures.

Dans le réseau électrique d'Hydro-Québec, par exemple, les suréquipements et les centrales thermiques qui satisfont aux 300 heures de pointe sont, par unité d'énergie livrée, sensiblement plus dispendieux que les équipements utilisés pour répondre aux besoins intermédiaires (1200 h/an) et aux besoins de base (7260 h/an).

Le graphique suivant reprend les données présentées dans le graphique précédent (page 133), mais cette fois en dégroupant la valeur totale des coûts évités selon le temps (les trois « blocs » utilisés par Hydro-Québec). Comme on peut le constater, la valeur des économies réalisées durant les 300 heures de pointe est évaluée à près de 80 ¢/kWh à basse tension (secteur résidentiel et petit commercial) et à quelque 45 ¢/kWh à haute tension (secteur grand industriel). Les économies se réalisant durant les 1200 autres heures de l'hiver (besoins intermédiaires) sont valorisées à 5,3 ¢/kWh à basse tension et 4,13 ¢/kWh à haute tension. Enfin, les économies réalisées durant le restant de l'année, soit principalement au printemps, à l'été et à l'automne, ne valent que 3,38 ¢/kWh dans le secteur résidentiel et 3,16 ¢/kWh dans le secteur industriel.

⁸⁰ Pour une discussion intéressante du niveau de désagrégation temporelle des prix que peut créer un marché concurrentiel d'électricité, voir Lively 1995.

Graphique 18. Répartition temporelle des coûts évités d'Hydro-Québec



Ce graphique illustre la gravité de l'erreur qui se produit lorsqu'on ne tient compte que du coût évité « moyen ». À titre d'exemple, prenons une mesure d'isolation des bâtiments résidentiels qui coûterait 8 ¢/kWh à réaliser. Nous prenons comme hypothèse pour cet exemple que les économies associées à cette mesure se feront sentir durant l'ensemble des heures hivernales (300 heures de pointe et 1200 heures intermédiaires) et pendant un mois et demi à l'automne et un mois et demi au printemps (pour un total de 2200 heures supplémentaires). À l'aide de cette hypothèse simple, on peut estimer la valeur des coûts évités de la mesure comme suit :

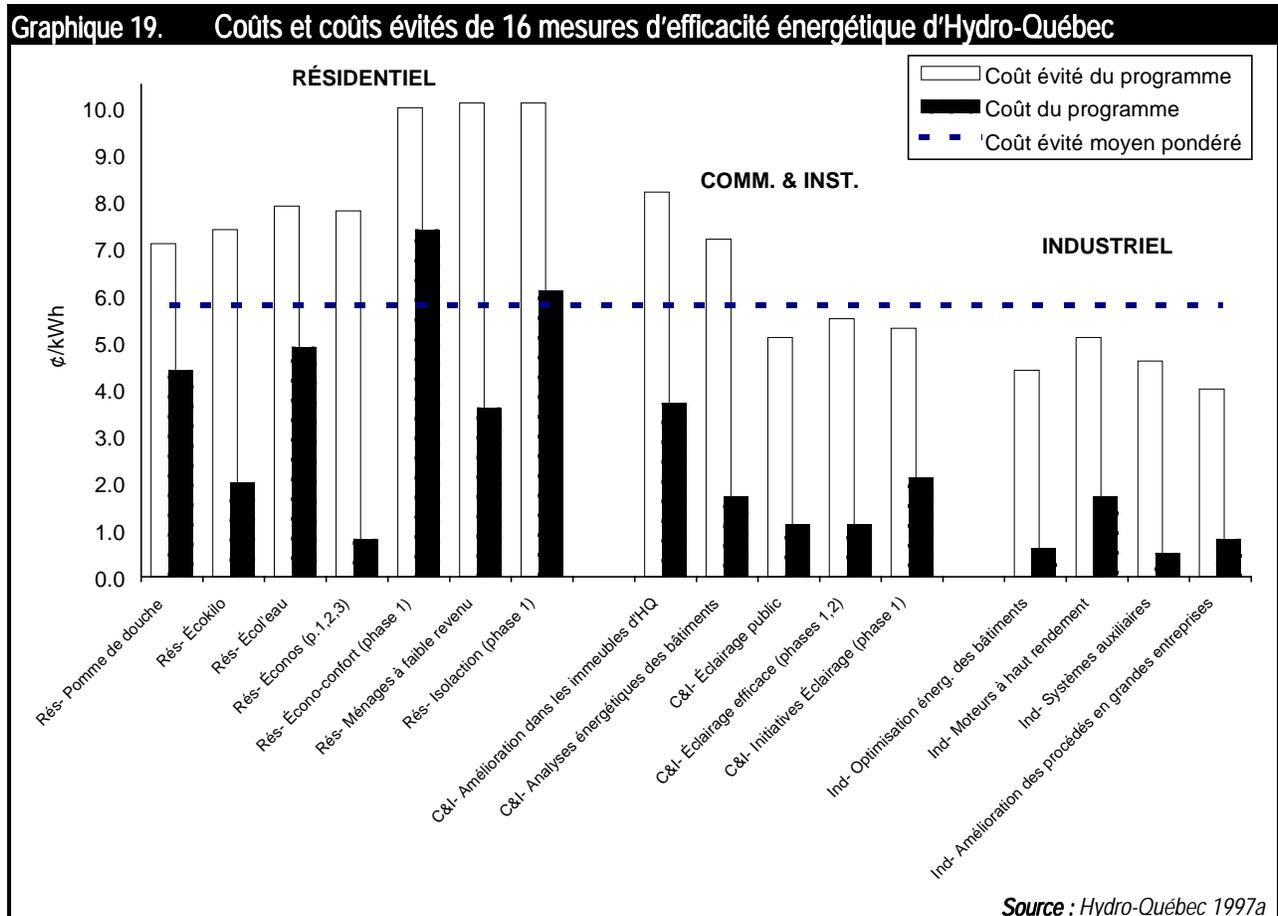
$$[(300 \text{ hres} * 78,72 \text{ ¢}) + (1200 \text{ hres} * 5,28 \text{ ¢}) + (2200 \text{ hres} * 3,38 \text{ ¢})] / 3700 \text{ hres} = 10,1 \text{ ¢/kWh}$$

Le coût évité direct de la mesure (sans tenir compte des ressources secondaires, le cas échéant, ni des externalités) serait donc sensiblement plus élevé (à 10,1 ¢) que le coût de la mesure (à 8,0 ¢). Toutefois, le décideur qui aurait simplement comparé le coût au

coût évité *moyen* (6,22 ¢) aurait plutôt rejeté la mesure, ce qui aurait entraîné des coûts inutilement élevés pour l'ensemble des consommateurs. D'ailleurs, l'erreur aurait été encore plus grave si le coût évité moyen de la production seulement (3,38 ¢/kWh) avait été utilisé (voir discussion à la page 133).

En théorie, le calcul peut être légèrement plus complexe, puisque les valeurs indiquées ci-dessus combinent à la fois l'énergie et la puissance, alors que ces deux composantes peuvent elles-mêmes être distribuées différemment durant l'année, selon la mesure d'efficacité énergétique en question.

Le graphique suivant illustre les coûts et les coûts évités de seize programmes d'efficacité énergétique menés par Hydro-Québec au cours des dernières années.



Comme on peut le constater, les coûts évités sont plus élevés lorsqu'il s'agit d'une mesure touchant l'isolation des bâtiments dans le secteur résidentiel (économies durant les heures de pointe et les heures intermédiaires; branchement à basse tension) et moins élevés pour des mesures touchant par exemple les moteurs industriels (consommation constante dans le temps, branchement au réseau haute tension).

Le coût évité à long terme de chaque mesure d'efficacité énergétique devra donc être mesuré, pour l'énergie et la puissance, en fonction du niveau de tension (ou de branchement) et du profil temporel des économies prévues. **Le régulateur devra s'assurer que toute affirmation quant à la rentabilité ou la non-rentabilité de programmes d'efficacité énergétique sera pleinement appuyée par de telles analyses.** À défaut de quoi, il est fort probable que des mesures rentables seront négligées ou, à l'inverse, que des mesures non rentables seront choisies.

iv. La distribution géographique

Nous venons de discuter des étapes analytiques requises pour évaluer le coût évité de mesures d'efficacité énergétique à l'échelle du réseau entier. Il est également possible d'appliquer la planification intégrée des ressources à l'échelle locale, donc avec une désagrégation géographique. Par exemple, une région à forte croissance qui aura prochainement besoin d'investissements importants pour étendre ou renforcer les réseaux (transport ou distribution), serait une candidate idéale à une participation active à un programme d'efficacité énergétique. En contrepartie, d'autres régions pourraient – être exclues, en particulier là où la croissance de la demande est moindre ou lorsque les réseaux connaissent déjà une surcapacité importante. Pour les populations de ces régions, qui n'auraient aucunement accès aux bénéfices associés à des programmes payés à même l'ensemble de la base tarifaire, le problème de l'équité peut se poser, mais il s'agirait du même problème que pose l'ajout d'installations en réponse aux besoins d'une région particulière.

D'un point de vue économique, la désagrégation géographique des décisions d'investissement améliorera l'efficacité des choix d'investissement et réduira ainsi le coût total dévolu aux consommateurs. Toutefois, une telle approche ferait également perdre des économies d'échelle – augmentant ainsi le coût unitaire des mesures – et soulèverait en plus des questions d'équité. Ce dernier enjeu est important, dans la

mesure où l'un des objectifs que nous avons précédemment proposés pour la réalisation de programmes d'efficacité énergétique est l'accès aux bénéficiaires pour le plus grand nombre de clients possible.

Le ciblage géographique des mesures d'efficacité énergétique pourrait pour ces raisons être limité à des cas d'urgence. Ainsi, la planification énergétique continuera de traiter le réseau dans son ensemble et les mesures d'efficacité énergétique continueront d'être évaluées selon leur capacité de faire reporter le besoin d'ajouts d'équipements à long terme. Par contre, dans certains cas où des investissements en transport et en distribution seraient nécessaires à court ou à moyen terme et où les efforts généraux d'efficacité énergétique ne pourraient en eux-mêmes alléger ces besoins, le régulateur pourra ordonner au service public d'étudier des options cibles. Ainsi, les coûts évités supplémentaires associés à ces besoins urgents seraient utilisés pour calculer la rentabilité d'une *intensification régionale* des efforts déjà déployés en matière d'efficacité énergétique.⁸¹ Une telle approche permettrait à l'ensemble de la population de bénéficier de programmes d'efficacité énergétique tout en accélérant les économies réalisables dans certaines régions, et ce, au bénéfice d'une baisse du revenu requis pour l'ensemble. Il s'agirait donc simplement d'un raffinement de l'approche permettant de reconnaître de nouvelles possibilités avant qu'elles soient perdues. Nous traitons davantage de l'option de la PIR géographiquement ciblée au chapitre IV, qui touche au contexte des marchés concurrentiels.

v. Conclusion

L'analyse des coûts évités par les mesures d'efficacité énergétique est au cœur même du processus de planification énergétique. Cette analyse est sujette à des erreurs méthodologiques importantes, par exemple, l'utilisation du coût marginal à court terme, la seule prise en considération des coûts de production, l'utilisation des coûts moyens annuels, le groupement indu de l'énergie et de la puissance et, finalement, la non-intégration des externalités quand elles ne sont pas traitées ailleurs dans le processus.

⁸¹ Il s'agit là d'un des avantages de l'efficacité énergétique, soit sa souplesse d'implantation. À titre d'exemple, un programme prévoyant des contributions de 30 % de la part des clients pourrait être modifié dans la région cible afin d'atteindre de plus hauts taux de participation.

Le choix précis de méthodes pour évaluer les coûts évités dépasse l'objet du présent rapport.⁸² Néanmoins, le régulateur devra s'assurer au moins que les évaluations des coûts évités ne reposent pas sur les erreurs les plus flagrantes, en passant notamment par les étapes indiquées précédemment.

(4) L'analyse et l'intégration des options rentables

Enfin, une fois les ressources, leurs coûts unitaires et leurs coûts évités connus, il importe d'analyser les options d'efficacité énergétique pour déterminer lesquelles devraient être intégrées dans le plan de ressources.

Une variété de modèles informatiques d'optimisation des ressources existent sur le marché actuellement. Ces modèles offrent plusieurs choix, et le décideur devra s'assurer de choisir un modèle qui soit compatible avec la planification intégrée des ressources.⁸³ Par ailleurs, il est important que la séquence des itérations ne mette pas les options d'efficacité énergétique à la fin du processus analytique. Idéalement, le modèle privilégié permettra un traitement simultané des options (voir Baker-Stariha 1993:56).⁸⁴ Outre ces deux rappels, nous n'aborderons pas le choix précis de modèles, une question qui dépasse largement le cadre du présent document.

Indépendamment de l'approche d'intégration des ressources, c'est le *test de rentabilité* qui demeure la variable la plus importante pour le régulateur. En effet, le régulateur devra ordonner l'utilisation d'un test ou d'une combinaison de tests précis, lesquels détermineront en dernière analyse l'intégration ou non de mesures d'efficacité énergétique dans le plan global de ressources. Nous avons déjà traité de manière

⁸² Par exemple, on peut utiliser soit la méthode de la puissance au moindre coût (*peaker method*), soit la méthode de l'équipement représentatif (*proxy unit approach*), soit la méthode du différentiel des revenus requis (*differential revenue requirements*) ou méthode des programmes d'équipements (*system planning approach*).

⁸³ À titre d'exemple seulement, soulignons la dernière version du modèle ECO-2, conçu par l'Institut Tellus de Boston (Tellus Institute 1999).

⁸⁴ Baker-Stariha soutient d'ailleurs qu'avec l'approche simultanée, le service public pourra également tenir compte des bénéfices financiers associés aux options d'efficacité énergétique lorsque l'approche de réglementation des tarifs intègre déjà des incitatifs destinés aux actionnaires (voir chapitre précédent).

générale les cinq principaux tests de rentabilité, que nous résumons dans le tableau qui suit.

Tableau 6. Sommaire des principaux tests de rentabilité standard					
Test du ...	Moindre coût social (MCS)	Moindre coût en ressources (MCR)	Coût pour le service public (CSP)	Coût pour les non-participants (CNP)	Coût pour les participants (CP)
Définition	Évalue l'ensemble des coûts et bénéfices pour la société, donc <u>l'impact sur sa facture totale</u> ; s'approche le plus du concept du dév't durable.	Évalue les coûts et bénéfices économiques pour l'ensemble des clients du service public, donc <u>l'impact sur leur facture totale</u> .	Évalue les coûts et bénéfices pour le service public, donc <u>l'impact sur son revenu requis</u> .	Évalue l'impact pour ceux qui ne participent pas au programme, donc sur les tarifs seulement.	Évalue les bénéfices nets pour le participant au programme.
Fonction dans la sélection des options	Test de premier niveau Détermine rentabilité selon la planification intégrée des ressources (PIR).	Test de premier niveau Détermine rentabilité selon la planification au moindre coût (PMC), en excluant les externalités.	Test de premier niveau Détermine rentabilité selon la planification traditionnelle.	Test de 2^e niveau Aide à déterminer l'importance d'augmenter les taux de participation générale, de créer des programmes ciblés aux démunis ou de limiter la portée des mesures.	Test de 3^e niveau Aide à déterminer les contributions à demander aux clients pour maximiser les taux de participation et minimiser l'impact tarifaire des mesures.
Taux d'actualisation⁸⁵	Taux social	Taux du service public (CCMP)	Taux du service public (CCMP)	Taux du service public (CCMP)	Taux du service public (CCMP)

Comme nous l'avons indiqué, **le seul test qui traite pleinement de l'ensemble des coûts et bénéfices économiques est le test du moindre coût social (MCS)**. Du point de vue de l'efficacité économique, le MCS serait donc le seul test applicable aux mesures d'efficacité énergétique.

Toutefois, l'efficacité économique n'est pas forcément la seule préoccupation du régulateur, l'équité devant également être prise en considération. De plus, même si, en théorie, le MCS était le test idéal, en pratique, l'évaluation des externalités se prête à une marge d'erreur potentiellement importante, et il pourra donc être pertinent de vouloir limiter l'impact de cet aspect particulier sur les résultats finaux. Ainsi, d'autres

⁸⁵ Selon le *Standard Practice Manual* (CPUC/CEC 1987). Certains auteurs proposent plutôt l'utilisation d'un taux social pour le MCR, et l'utilisation du taux des consommateurs pour les CP et CNP (Biewald et al. 1992:21).

tests peuvent se montrer utiles dans l'évaluation ultime des mesures afin, par exemple, de circonscrire – mais non de remplacer – le MCS.⁸⁶

Pour ces raisons, il peut être bon de combiner certains tests. Chez Hydro-Québec par exemple, au début des années 1990, le test du coût total en ressources était utilisé pour l'évaluation des mesures et des programmes individuels, mais le test du coût pour les non-participants fut appliqué en second lieu à l'ensemble. En Ontario, on utilise plutôt le test du moindre coût social en premier lieu, et les résultats sont jugés selon si l'impact sur les non-participants (le test du CNP) se révèle « raisonnable » comparativement aux bénéfices des mesures et en fonction d'un ensemble de considérations (voir OEB 1993:41 pour la liste des considérations).⁸⁷ D'autres combinaisons sont utilisées dans d'autres régions.

Le choix ultime d'un test ou d'une combinaison de tests dépendra des particularités de chaque service public. **À titre d'exemple, nous décrivons ci-après une combinaison possible des tests du moindre coût social et du coût total en ressources.** L'objectif de cette approche consiste à suivre les principes de base de la PIR, en tenant compte des externalités lors de la sélection initiale des mesures, tout en évitant que la combinaison de mesures doive se justifier par ces mêmes externalités, lesquelles sont sujettes à une marge d'erreur plus importante que d'autres éléments de calcul. Ainsi, le processus que suivrait les quatre étapes suivantes :

- **Test MCS :** si la mesure ne réussit pas le MCS, elle est rejetée, sauf exception (projets pilotes, révision); si elle réussit, elle est placée dans un panier avec d'autres mesures ayant franchi cette étape.
- **Classement :** les mesures ayant réussi le MCS sont classées dans l'ordre des bénéfices économiques mesurés selon leur ratio bénéfices/coûts.

⁸⁶ En contrepartie, il est important de souligner que la planification intégrée des ressources n'est pas malléable à un point tel que n'importe quel test puisse être utilisé n'importe comment. Les contraintes imposées au MCS doivent être raisonnables et ne pas avoir pour effet de modifier de façon draconienne le choix de ressources ni donc de porter atteinte au principe fondamental du moindre coût pour la société.

⁸⁷ Selon Singleton (1999:A-3), ce principe s'est traduit en pratique par un plafond d'impact tarifaire plus ou moins rigide de 1 %.

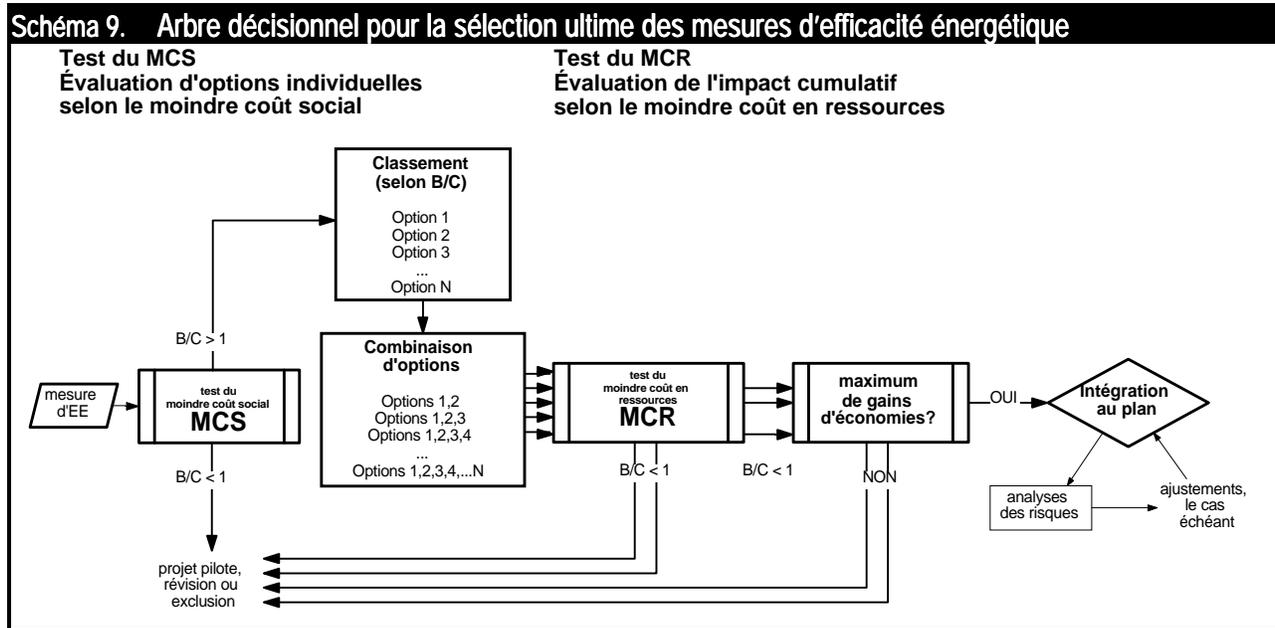
- **Combinaisons et MCR** : des combinaisons d'options classées sont testées selon le test du moindre coût en ressources. Toutes les combinaisons possibles sont analysées afin de déterminer la combinaison générant le plus grand gain d'efficacité énergétique tout en étant jugée positive selon le MCR. Les mesures qui sont ainsi exclues sont rejetées, à moins qu'il ne soit jugé utile de les lancer en projet pilote ou de revoir leur conception.
- **Plan de ressources** : la combinaison sélectionnée se voit intégrer au plan de ressources *provisoire* du service public. Elle peut par la suite devoir être ajustée dans la mesure où son impact total excède les besoins prévus dans une année ou sur une période d'années quelconque, ou en fonction d'autres considérations ultérieures.

Quant au test du coût pour les non-participants, qui soulève la question de l'équité, nous sommes d'avis qu'il est préférable de traiter de cette question principalement en obligeant le service public à concevoir un portefeuille diversifié de programmes, dont la majorité des consommateurs soient susceptibles de bénéficier. Une telle obligation implique nécessairement la conception de programmes pour chaque catégorie de consommateurs. Pour cette raison, nous suggérons de suivre les étapes susmentionnées pour chacun des grands secteurs de consommation individuellement. Les programmes devront également tenir compte de la capacité de payer de différents segments de la clientèle, notamment les ménages à faible revenu auxquels des programmes sans exigences de contribution devront être offerts. Contrairement à l'utilisation du test du CNP, cette façon d'aborder l'enjeu de l'équité évite de détourner le processus de l'objectif même de la PIR, soit la minimisation du coût total pour la société.

Dans la mesure où cette approche n'est pas jugée suffisante pour tenir compte de l'impact tarifaire des programmes, le régulateur pourra ajouter, entre les étapes 3 et 4 du processus proposé, une itération supplémentaire par laquelle le CNP de la combinaison privilégiée est analysé. Dans la mesure où l'impact est jugé inacceptable, l'étape 3 serait alors reprise pour obtenir une autre combinaison privilégiée, et ainsi de suite. Nous tenons à souligner que l'ajout de cette itération pourra toutefois exclure du portefeuille de ressources des mesures d'efficacité énergétique pourtant rentables, même lorsque les

externalités environnementales ne sont pas considérées. Il s'agit donc d'une option que nous ne recommandons nullement.⁸⁸

Le graphique suivant illustre le processus dont nous venons de discuter.



D'ailleurs, il mérite d'être souligné que cette « formule » ne doit pas devenir le seul facteur déterminant dans le choix des mesures. En effet, et comme nous l'avons mentionné précédemment, des analyses de scénario, de sensibilité et de portefeuilles devront être effectuées avant de choisir définitivement le plan de ressources optimal. Ces analyses devront toutefois servir à confirmer ou à infirmer les résultats du processus de sélection que nous venons de décrire. **Dans la mesure où des modifications s'avèrent nécessaires, le service public devra être en mesure de justifier son choix.** L'important est que le processus initial de sélection décrit ci-dessus fasse partie des documents présentés et constitue de fait le scénario de référence. Tout écart devient alors une anomalie devant être justifiée.

⁸⁸ Le contraire, baser les décisions strictement sur le test du CNP, serait l'équivalent énergétique d'un impôt sur le revenu de près de 100 % dans un régime fiscal axé uniquement sur la redistribution de la richesse : chaque individu serait protégé (l'équité), mais l'ensemble en souffrirait (l'inefficacité économique).

(5) La participation du public et les processus de concertation

Deux derniers enjeux importants pour le succès de l'efficacité énergétique dans le processus de planification sont le type et le taux de la participation du public intéressé (par exemple, les organismes voués à la défense des consommateurs et à la protection de l'environnement).

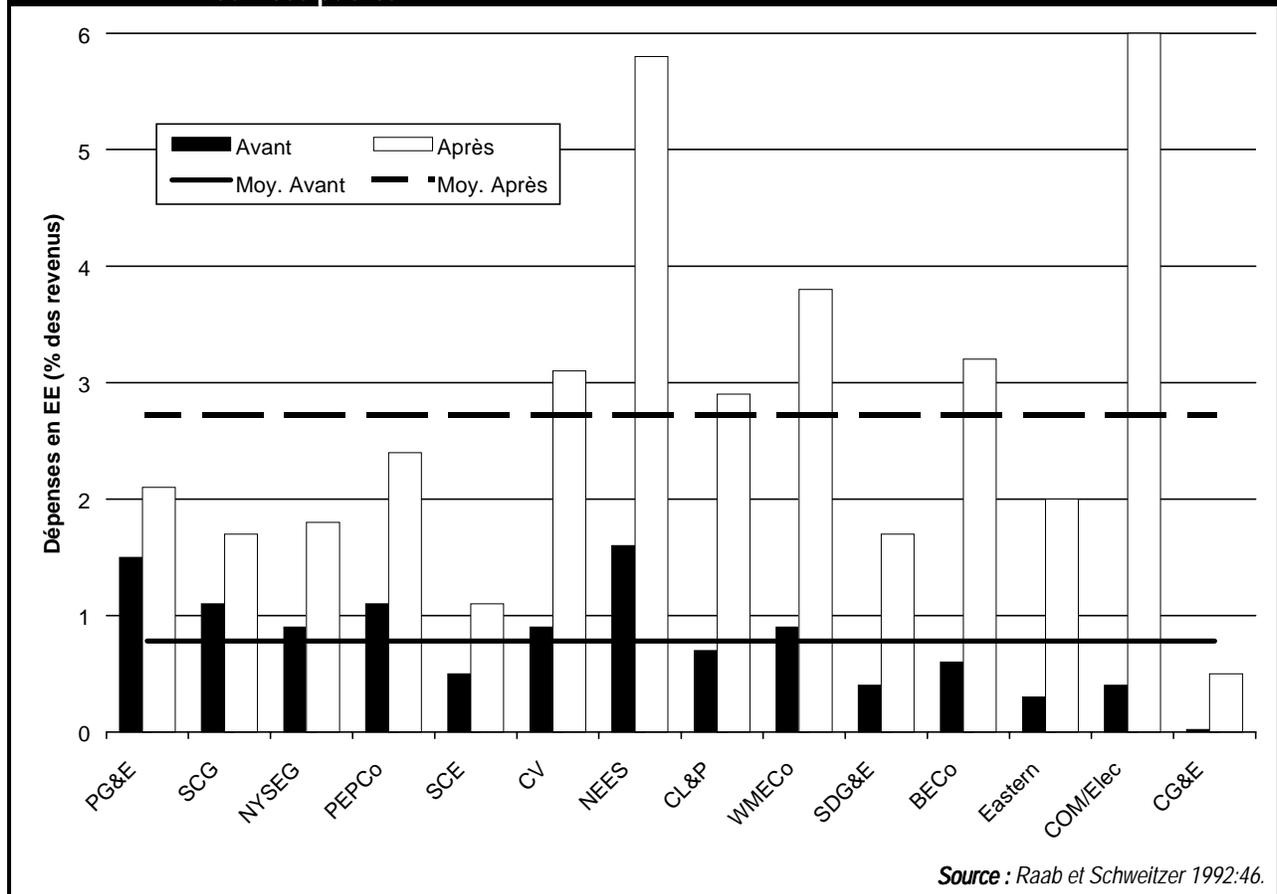
Le processus quasi-judiciaire de régulation des services publics est polémique, c'est-à-dire qu'il est fondé sur la confrontation d'experts et d'avocats sur des sujets précis. Cette approche a de nombreux mérites, mais peut également s'avérer lourde, surtout lorsque l'ordre du jour du régulateur dépasse les causes traditionnelles (fixation des tarifs et approbation des projets) pour inclure, entre autres, la planification intégrée des ressources et l'efficacité énergétique. Pour cette raison notamment, les régulateurs ont recours de plus en plus à de nouvelles méthodes favorisant la participation des parties intéressées. Ces méthodes comprennent la tenue de séances techniques, la mise sur pied de groupes de travail et de conseils consultatifs, de même que des processus de concertation et d'entente négociée.

Si les nouvelles approches peuvent parfois diminuer les coûts d'un grand nombre de causes réglementaires, elles peuvent par ailleurs être particulièrement appropriées pour les enjeux relatifs à la planification intégrée des ressources. Effectivement, la PIR touche à tellement d'enjeux et de perspectives différentes que la pleine participation des groupes intéressés – idéalement, par la voie du processus de concertation – constitue presque une condition *sine qua non* du succès du processus de planification.

Girard (1990:43) dénombre six modes de participation du public : l'information, l'information-rétroaction, la consultation, la concertation, la négociation et la co-gestion. Selon Schweitzer et Young (1994:17-20, 45-46), le taux de participation du public aurait un impact très significatif sur les engagements et les réalisations des services publics en matière d'efficacité énergétique. Plus particulièrement, les auteurs ont trouvé une relation statistique positive significative entre l'utilisation de processus de concertation et chacune des trois mesures de l'engagement des services publics

envers l'efficacité énergétique.⁸⁹ Autre fait intéressant, ils ont trouvé une relation négative significative entre chaque mesure et l'utilisation de groupes de travail. La participation du public figure, dans cette étude, parmi les facteurs les plus importants influant sur les services publics en matière d'efficacité énergétique. Cette conclusion est d'ailleurs illustrée par les résultats d'une autre étude, repris dans le graphique qui suit.

Graphique 20. Investissements en EE avant et après les processus de concertation : résultats dans 14 services publics



⁸⁹ Les auteurs ont étudié les activités en matière d'efficacité énergétique dans chacun des États américains. Ils ont mesuré, pour ce qui est de la participation du public, trois facteurs : (1) les dépenses réelles en EE, (2) les économies réelles, (3) les économies projetées.

Les processus de concertation peuvent apporter plusieurs bénéfices au processus réglementaire.⁹⁰ Le premier objectif de tels processus est, bien entendu, de maximiser l'acceptabilité des choix ultimes pour le plus grand nombre de parties intéressées. L'expérience jusqu'ici indique un succès fulgurant à cet égard. De plus, les processus de concertation offrent d'autres avantages, dont un raccourcissement des délais et une diminution des coûts du processus⁹¹, une amélioration des relations entre les parties⁹² et une amélioration de la compréhension des enjeux par ces dernières.

Selon Raab (1992:345-362), le régulateur désireux de bâtir des consensus viables parmi les parties intéressées devra suivre huit principes : (1) amorcer les processus consensuels le plus tôt possible, (2) inclure l'ensemble des parties intéressées, (3) participer directement à tout processus lorsque c'est possible, (4) fournir des ressources adéquates pour faciliter la participation des groupes, (5) ne pas exclure les enjeux difficiles ou sensibles, (6) considérer les approches visant à faciliter des ententes (*assisted negotiation*), (7) structurer les processus alternatifs de manière à ce qu'ils soient complémentaires aux procédures quasi judiciaires traditionnelles, (8) modifier les procédures traditionnelles de manière à favoriser les consensus.

La participation du public peut survenir à plusieurs étapes du processus de planification des ressources. Raab et Schweitzer (1992:29) relèvent onze sujets pouvant faire l'objet de processus de concertation, allant des moins difficiles aux plus difficiles à résoudre. Nous les reproduisons ci-après.

⁹⁰ Nous avons maintenant une base d'expérience relativement solide pour juger des processus de collaboration. De fait, cela fait maintenant plus de dix ans que le premier processus de collaboration en matière d'efficacité énergétique a été lancé par la Connecticut Light and Power Company, en 1988, à la suite d'une ordonnance du régulateur de cet État.

⁹¹ Voir Jensen (1990) pour une discussion humoristique de cet avantage.

⁹² Selon MacEvoy (1993), l'amélioration des relations entre les parties aura au cours des prochaines décennies une valeur sensiblement plus élevée pour l'entreprise qu'auparavant.

Moins difficiles

1. Désignation des technologies d'efficacité énergétique potentielles et des usages finaux inefficaces.
2. Conception des efforts de recherche et développement.
3. Groupement de mesures au sein de programmes complets et conception des stratégies de marketing et de mise en marché.
4. Approches de sélection des mesures et des programmes en fonction de tests de rentabilité prédéfinis.
5. Conception de plans d'évaluation et de suivi.
6. Choix et conception des incitatifs (rabais à l'achat, etc.) destinés aux consommateurs.
7. Choix des détails des tests de rentabilité des mesures et des programmes, y compris le choix d'une méthode pour déterminer les coûts évités à long terme.
8. Détermination des budgets annuels consacrés à des programmes individuels et à l'effort global.
9. Approches en matière de réglementation des tarifs, y compris, dans l'ordre : (a) l'allocation des coûts de l'EE aux différentes classes tarifaires (sujet non abordé dans le présent rapport), (b) traitement de l'efficacité énergétique en tant que dépense ou investissement (*ratebasing*), (c) recouvrement des pertes de revenus, (d) incitatifs destinés aux actionnaires.
10. Définition des externalités environnementales et intégration de celles-ci au processus décisionnel.
11. Enjeux associés au remplacement des sources d'énergie (*fuel switching*).

Plus difficiles

Le choix des méthodes de participation du public dépendra en pratique d'un grand nombre de facteurs que seul le régulateur et les parties intéressées seront en mesure de déterminer. Nous suggérons seulement que le régulateur veille à ce que le public intéressé puisse participer tant en amont qu'en aval de l'élaboration des plans de ressources, et qu'il soit tenu compte des processus de concertation à toutes les étapes relatives à l'efficacité énergétique.

(6) Conclusion

La planification des ressources comporte un grand nombre d'enjeux et d'options que le régulateur sera appelé à trancher. Parmi ces options, plusieurs auront des implications profondes touchant la quantité et la qualité de mesures d'efficacité énergétique qui seront intégrées dans les plans de ressources des services publics. Nous soulignons en particulier les éléments que présente le tableau qui suit.

Tableau 7. Sommaire des choix et options clés de planification relativement à l'efficacité énergétique		
Enjeux	Choix privilégiés	Importance pour l'EE
Prévision de la demande	modèles économétriques et décomposition par usages finaux	<ul style="list-style-type: none"> ■ Plus grande précision diminuera l'éventualité de surplus, lesquels ont tendance à diminuer les investissements en EE. ■ Décomposition par usages finaux mettra en lumière les options du côté de la demande et conduira à une perception de l'EE alignée avec l'approche générale de la PIR.
Prise en compte des risques et incertitudes	analyses de scénarios de rechange, de sensibilité, de portefeuilles, stochastiques	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reconnaissance du risque mettra en lumière l'avantage de l'EE pour ce qui est de la souplesse d'implantation et de la robustesse des résultats. ■ Plus grande précision diminuera l'éventualité de surplus, lesquels sont coûteux et ont tendance à conduire à une diminution des investissements en EE.
Taux d'actualisation	taux social	<ul style="list-style-type: none"> ■ Taux du coût en capital moyen pondéré (CCMP) défavorise significativement les générations futures. Taux social plus approprié dans le cadre d'une PIR, surtout lorsque l'impact environnemental doit être considéré.
Période d'amortissement	vie utile des mesures	<ul style="list-style-type: none"> ■ La conversion des coûts des mesures en coûts unitaires doit tenir compte de la vie utile des mesures, y compris des taux d'effritement et de renouvellement. Des périodes plus courtes auront pour effet de gonfler artificiellement les coûts unitaires des mesures.
Coûts évités	à long terme	<ul style="list-style-type: none"> ■ Inclure la valeur des reports d'investissement majeur dans le temps. ■ La non-considération de ces reports constituerait une erreur grave dans le contexte de planification des ressources énergétiques et conduirait à négliger une part substantielle des coûts évités réels des mesures.
	inclure tous les équipements, de même que les ressources secondaires évitées et les externalités	<ul style="list-style-type: none"> ■ Les équipements de production, de transport et de distribution de même que le stockage et les services auxiliaires (équilibre, etc.), sont évités et doivent faire partie du calcul. Aussi, parfois, il en résulte des économies de ressources secondaires (autre ressource énergétique, eau). Enfin, des externalités environnementales sont généralement évitées en plus. ■ Tous ces coûts varient selon le point de réalisation des économies (ind., comm., rés., etc.). Le calcul du coût évité doit donc tenir compte de l'endroit où la mesure est mise en œuvre.
	répartis dans le temps et selon la puissance et l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> ■ Les coûts évités peuvent être substantiellement plus élevés que la moyenne pour certaines mesures générant des économies durant les heures de pointe, et inversement pour des économies strictement en dehors des heures de pointe. En l'absence d'une prise en considération des variations temporelles de la valeur des coûts évités, de nombreuses mesures rentables pourront être exclues (tout comme des mesures non rentables pourront être incluses).
	répartis géographiquement	<ul style="list-style-type: none"> ■ La répartition géographique des coûts évités permet de cibler des interventions régionales permettant d'éviter à court terme des investissements importants. Cette approche devra être limitée aux cas où l'absence d'une intervention plus musclée et immédiate créerait des occasions perdues et donc des coûts inutiles pour le réseau. Cette approche peut toutefois s'avérer intéressante dans un contexte de marchés concurrentiels (voir discussion au chapitre suivant).

Tests de rentabilité	<u>test primaire</u> moindre coût social (MCS)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Le MCS est le seul test qui tient compte de l'ensemble des coûts et bénéfices de l'efficacité énergétique dans une perspective de PIR. Il est également le test qui se rapproche le plus du développement durable. ■ Le MCS devra être utilisé au moins pour la sélection des mesures individuelles.
	<u>test secondaire</u> moindre coût en ressources (MCR)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Il peut être utile d'appliquer un deuxième test à la combinaison de mesures pouvant éventuellement faire partie du plan de ressources. Nous privilégions à cet égard le test du moindre coût en ressources, et ce, afin d'éliminer l'effet des externalités sur la décision ultime. ■ En ce qui concerne les non-participants, d'autres moyens de les protéger devront être privilégiés, notamment la conception de programmes ciblés aux ménages à faible revenu.
Participation du public	participation en amont et en aval	<ul style="list-style-type: none"> ■ L'intégration du public en amont et en aval du processus de planification, en particulier relativement à l'efficacité énergétique, comporte de nombreux avantages. ■ Les processus de concertation relativement à l'EE, lorsque bien structurés, semblent pouvoir mettre en valeur les bénéfices de cette option et ainsi rehausser les engagements à son égard.

D'autres détails que nous n'avons pas abordés exerceront également une influence importante sur le succès de l'efficacité énergétique. Le régulateur devra avoir soin d'obliger le service public à suivre les règles de l'art en la matière.



C. Spécificités du gaz naturel

L'industrie du gaz naturel accuse, à plusieurs égards, des différences par rapport à l'industrie de l'électricité, ce qui exige de sa part une approche particulière de la planification intégrée des ressources. Ces différences peuvent être regroupées dans les catégories suivantes :

- la structure du marché,
- les caractéristiques physiques du produit,
- la concurrence dans les usages finaux,
- l'horizon de planification,
- la nature des coûts évités.

(1) La structure du marché

En règle générale, les services publics de gaz naturel sont des revendeurs. Ils sont responsables d'acheter le gaz, de procurer les services de transport et d'assurer sa livraison, en passant par leurs propres réseaux de distribution, jusque chez le consommateur. En outre, les services sont de plus en plus dégroupés de sorte que certains consommateurs ont maintenant un accès direct aux fournisseurs et même aux transporteurs. Dans ces cas donc le service public ne fait que distribuer des volumes à partir de son propre réseau de distribution ainsi qu'à travers celui-ci, sans s'occuper de l'achat et du transport du produit.

Ces structures de marché sont différentes de celles qui dominant encore aujourd'hui dans l'industrie de l'électricité. Toutefois, la restructuration présentement en cours dans l'industrie de l'électricité annonce un rapprochement important des deux structures. Au bout du compte, l'éclatement du marché n'est plus une question de source d'énergie

mais bien davantage des choix des régulateurs ou des législateurs à l'égard de la restructuration des marchés. C'est en ce sens que cette première différence est traitée dans le chapitre suivant, qui étudie les types d'exigences conçues pour un contexte de marchés concurrentiels.

(2) Les caractéristiques physiques du produit

Le gaz naturel est physiquement différent de l'électricité, et ce, essentiellement de trois façons. D'abord, il est sensiblement plus facile de stocker le gaz naturel dans des réservoirs de différentes natures situés à mi-chemin entre les puits d'origine et les lieux de consommation. Ensuite, le gaz naturel voyage à une vitesse assez lente (environ 30 km/h), alors que l'électricité voyage presque à la vitesse de la lumière. Enfin, le gaz naturel est une source d'énergie primaire, contrairement à l'électricité, qui provient d'une multiplicité de ressources et de technologies différentes.

Ces trois considérations touchent la nature des options devant être étudiées dans le cadre de la planification intégrée des ressources. Alors que pour l'électricité, il s'agit principalement d'évaluer les différentes options de production et celles de la gestion axée sur la demande (GAD), pour le gaz naturel, il s'agit d'une évaluation comparative des différents contrats d'approvisionnement, d'options de transport et de stockage, ainsi que d'options de GAD. Cette différence influencera évidemment la façon dont le coût évité sera analysé et l'importance à accorder aux mesures de GAD par rapport à d'autres volets de la PIR.

(3) La concurrence dans les usages finaux

Le gaz naturel est également un produit dont la consommation est plus élastique que celle de l'électricité. En effet, pour presque chaque usage final possible de gaz naturel, il existe au moins une autre si ce n'est plusieurs autres sources d'énergie viables et compétitives. À l'opposé, une partie importante des services fournis par l'électricité n'ont pas de sources concurrentes, par exemple l'éclairage. Cette différence n'est pas fondamentale pour les fins de la planification, mais doit néanmoins être prise en considération.

(4) L'horizon de planification

Le gaz naturel implique un horizon de planification distinct de celui de l'électricité. À cet égard, deux constats s'imposent. D'abord, les contrats d'approvisionnement des services publics de gaz naturel sont généralement plus diversifiés et pour des durées plus courtes que ceux des distributeurs d'électricité, de sorte que l'évaluation des besoins et des options d'approvisionnement sont en constante évolution. Cette distinction exige du processus de planification une plus grande flexibilité et un plus grand nombre d'itérations.

En outre, l'horizon de planification des services publics de gaz naturel est sensiblement plus court, par exemple de 5 ans ou moins, que celui, traditionnellement de 20 à 30 ans, des services publics d'électricité. Cet écart s'explique principalement par la nature des équipements requis pour desservir les besoins, quoique de nouvelles technologies de production d'électricité à plus petite échelle, jumelées à l'ouverture des marchés, à la concurrence et l'intégration sous-continentale qui en résulte, pourraient mettre fin à cette différence historique.

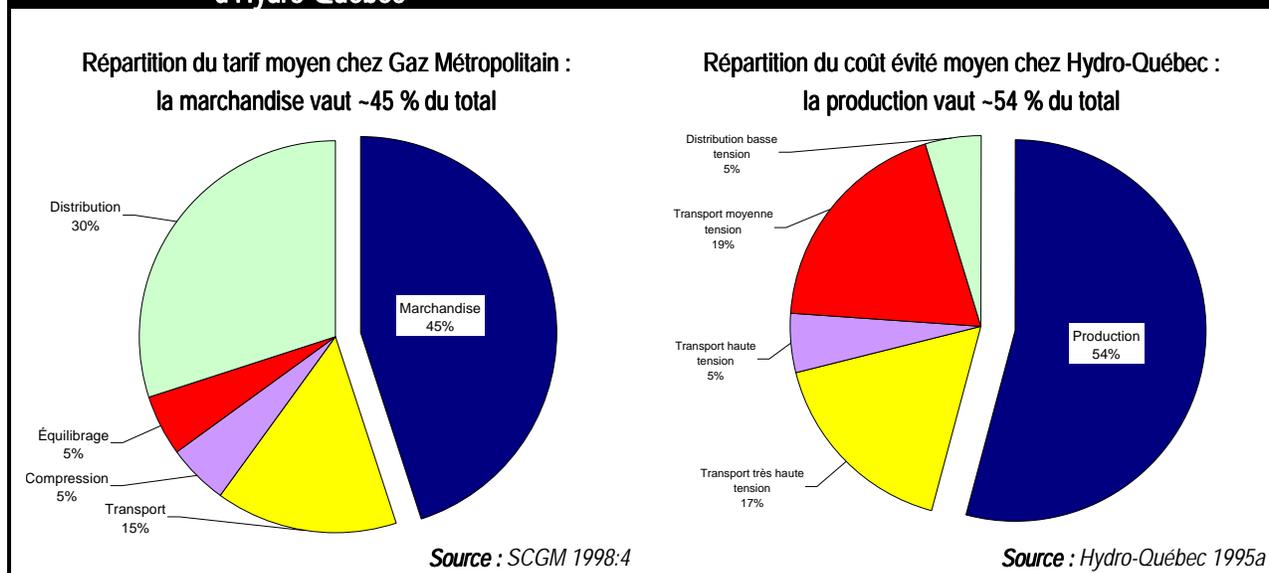
Pour le gaz naturel (et possiblement, à l'avenir, pour l'électricité), les délais de planification plus courts constituent un élément important. D'une part, les vies utiles des programmes d'efficacité énergétique pouvant dépasser l'horizon de planification des services publics; il pourra alors être nécessaire de rallonger cet horizon aux fins de l'intégration des options d'efficacité énergétique (voir à ce sujet Goldman et al 1993:18). Toutefois, cette prolongation de l'horizon d'évaluation des coûts évités (et donc de la valeur des mesures d'efficacité énergétique) augmente les risques d'erreurs et, ainsi, l'importance d'effectuer des analyses de risque (sensibilité ou autres, voir pages 114 à 119). Qui plus est, puisque les options de rechange à l'efficacité énergétique auront souvent des délais de mise en œuvre inférieurs, ces options pourront constituer un facteur d'augmentation et non de diminution des risques de planification. Ces impacts potentiels devront être considérés de la même façon que l'on considérerait les avantages qu'apporte l'efficacité énergétique eu égard à la production d'électricité.

(5) La nature des coûts évités

Enfin, la dernière différence importante concerne la nature des coûts évités. D'abord, soulignons qu'en règle général le gaz naturel est moins dispendieux comme produit que l'électricité. Cette écart entre les coûts totaux pour un même service énergétique rendu implique que les coûts évités auxquels seront comparés les options d'efficacité énergétique seront moins élevés et, possiblement, résulteront en un moins grand nombre de mesures acceptées et en des bénéfices nets moins importants.

De plus, la composition des coûts évités totaux sera également différente. En effet, la valeur de la marchandise comparée aux coûts de transport/stockage/distribution est généralement moins élevée pour le gaz naturel que pour l'électricité (ceci dépend aussi, évidemment, de la distance séparant les distributeurs des sources de gaz ou des centrales électriques). Reprenant l'exemple d'Hydro-Québec, le graphique suivant indique les parts des coûts totaux des deux produits attribuables à la marchandise.⁹³

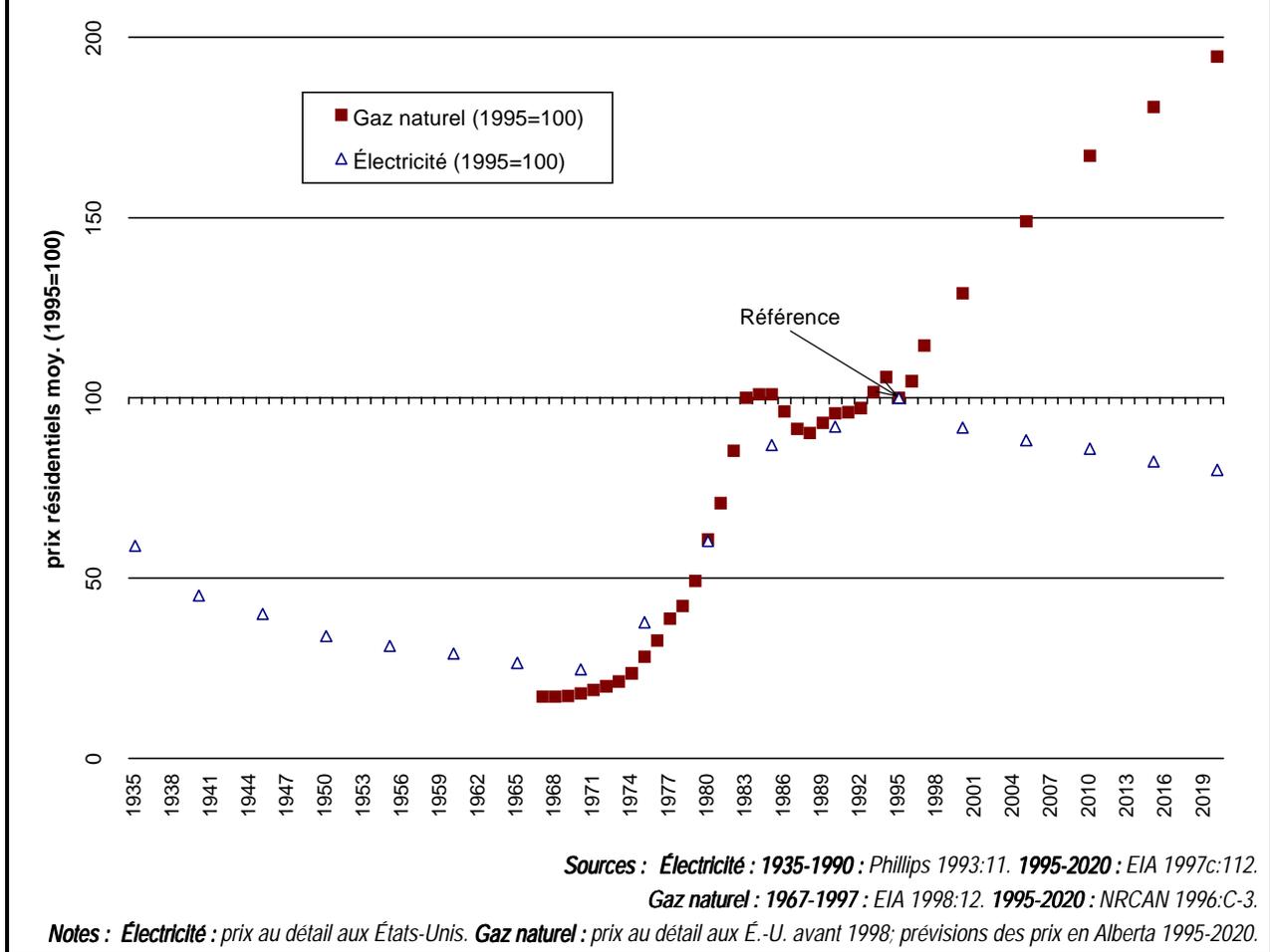
Graphique 21. Parts de la production / marchandise dans les tarifs de Gaz Métropolitain et les coûts évités d'Hydro-Québec



⁹³ Soulignons que, dans le cas de Gaz Métropolitain, il s'agit du prix moyen et non du coût évité.

Une dernière différence d'importance dans les coûts des deux produits concerne les coûts futurs. Jusqu'à dernièrement, les coûts marginaux de l'électricité (coûts des prochains projets à la marge) comme du gaz naturel étaient à la hausse. Toutefois, depuis quelques années – et, selon les prévisions, pour les prochaines décennies –, la tendance des coûts marginaux de l'électricité a été renversée, ces derniers étant maintenant décroissants dans la plupart des régions d'Amérique du Nord. Vu l'augmentation rapide, récente et prévue de la consommation de gaz naturel tant comme source primaire qu'aux fins de la production d'électricité, rien ne laisse croire en un renversement semblable dans cette industrie.

Graphique 22. Évolution passée et prévue des prix de l'électricité et du gaz naturel (1935-2020)



Au Québec, cette nouvelle tendance de coûts marginaux décroissants n'a pas touché le secteur de l'électricité, les coûts historiques de cette province étant très bas

comparativement au reste du continent nord-américain. Néanmoins, dans la mesure où la croissance des coûts marginaux de l'électricité réussira à se stabiliser au cours des prochaines années, les courbes des coûts évités des deux produits risquent de diverger, quoiqu'à un rythme plus lent qu'ailleurs sur le continent.

Une telle divergence pourra avoir des répercussions sur l'impact tarifaire des options d'efficacité énergétique, puisque cet impact est fonction notamment du niveau des coûts évités. Dans la mesure où les coûts évités du gaz demeurent supérieurs aux coûts moyens, le potentiel rentable d'efficacité énergétique demeurera grand. Dans le cas de l'électricité, ce potentiel pourra toutefois rapetisser avec la stabilisation des prix.

(6) Conclusion : simplifier l'approche

Le gaz naturel diffère de l'électricité de nombreuses façons, dont quelques-unes sont expliquées ci-dessus. Outre ces différences, il y a lieu de faire deux observations générales. Premièrement, les services publics de gaz sont généralement sensiblement plus petits que leurs confrères de l'électricité, ce qui rend plus importante la question de la complexité de l'approche et des ressources nécessaires pour mener cette approche à terme. Deuxièmement, pour bon nombre de ses promoteurs, la PIR dans le secteur de l'électricité permet de faire reconnaître les avantages tant de l'efficacité énergétique que des énergies « vertes ». Dans le domaine du gaz, ce deuxième élément n'existe tout simplement pas.

Pour ces deux raisons, il y a lieu de considérer, pour le cas particulier du gaz naturel, de limiter l'exercice à la conception d'un plan d'efficacité et de conservation énergétiques. Un tel plan devra suivre l'essentiel des mêmes étapes. Toutefois, l'exercice risque d'être sensiblement moins complexe si on ne modifie que peu ou pas le traitement accordé aux choix parmi les options du côté de l'offre (stockage, contrats, etc.). Soulignons toutefois que cette approche simplifiée n'est pas nécessairement valable pour tous les services publics de gaz naturel et devra être soigneusement considérée en fonction des particularités de chaque entreprise.

Enfin, pour de plus amples renseignements sur les particularités du gaz naturel eu égard à la planification intégrée des ressources, nous suggérons au lecteur les deux documents

suivants, publiés par la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) : *Primer on Gas Integrated Resource Planning* (Goldman et al. 1993) et *Gas Integrated Resource Planning and Demand-Side Management : A Compendium of Case Studies* (The Resource Planning Group 1995). En outre, la décision de 1993 de l'Office de l'énergie de l'Ontario, prise à l'issue d'une audience importante touchant le rôle de l'efficacité énergétique dans la planification intégrée des ressources chez les services publics de gaz naturel, constitue une troisième référence suggérée (OEB 1993).

IV. Les exigences dans un contexte de concurrence, instaurée ou prochaine

L'avènement de marchés concurrentiels fait surgir des obstacles importants à la réalisation, par l'approche traditionnelle de la PIR, du potentiel rentable d'efficacité énergétique.

Concrètement, la PIR traditionnelle peut devenir inopérante ou, à la limite, indésirable. Toutefois, des variations à cette méthode, de même que des approches de rechange, peuvent prendre la relève. Ces approches devront pouvoir s'appliquer autant dans les marchés monopolistiques que dans les marchés concurrentiels et, dans ce dernier cas, sans nuire à la position concurrentielle d'un acteur du marché relativement à un autre.

Les options à cet effet sont nombreuses et soulèvent plusieurs questions importantes dont le rôle que jouera le service public et le possible transfert du mandat et des fonds à une tierce partie.

A. Introduction : l'impact des marchés sur la PIR

(1) Introduction

La planification intégrée des ressources vise à répondre aux besoins en services énergétiques de façon à minimiser les coûts à long terme pour la société dans son ensemble. Comme nous l'avons amplement expliqué, cet objectif est lui-même fondé sur la notion du coût évité à long terme. Pour que le sort de l'efficacité énergétique soit réellement déterminé par la PIR, il faut donc être en mesure de prendre en considération les coûts évités (directs, indirects et externalisés) à long terme pour chaque composante (production, transport, distribution, etc.) et en fonction de la distribution temporelle des économies de chaque mesure.

La planification intégrée des ressources est une méthode de planification qui a été conçue au départ pour les monopoles d'électricité verticalement intégrés. D'autres structures de marché, surtout celles permettant un accès direct au marché du détail, peuvent affaiblir la capacité du régulateur de faire appliquer la PIR. La difficulté augmente d'ailleurs l'éclatement grandissant du marché. Au fond, il s'agit d'un problème d'incitatifs déplacés ou divisés, dont nous avons parlé au chapitre I.

C'est de différentes façons que la restructuration des marchés, et notamment leur éclatement vertical, rend plus difficile, voire illusoire, la pleine considération des coûts évités et donc l'application de la planification intégrée des ressources. Les difficultés peuvent généralement être divisées en trois catégories : (1) la rigueur du calcul des coûts évités, (2) leur valeur pour le service public, (3) l'intérêt privé du service public relativement à cette méthode de planification.

(2) La rigueur des calculs

a) *L'estimation des coûts futurs de production*

La planification intégrée des ressources suppose une analyse prévisionnelle des coûts, entre autres des prochains projets de production d'électricité ou, dans le cas des services publics de gaz, du coût à la source du combustible. La plupart des options énergétiques se prêtent à une évaluation générique. Par exemple, s'il s'agit de turbines à gaz, on doit connaître ce qui concerne l'évolution technologique de ces turbines ainsi que le prix du gaz naturel ou de d'autres combustibles. Ces renseignements, bien que comportant une marge d'erreur importante, font l'objet d'un grand nombre de publications que peuvent se procurer aussi bien le service public que le régulateur et, dans la mesure de leurs moyens, les intervenants. Il en va de même d'autres technologies de production d'électricité.

Une exception à cette règle est l'hydroélectricité. En effet, les projets hydroélectriques requièrent, pour qu'on puisse prévoir leurs coûts futurs, non seulement une compréhension de la technologie, mais aussi une bonne connaissance du potentiel de différentes rivières et bassins hydrographiques. Ces renseignements, qui reposent sur un grand nombre de variables hydrogéomorphologiques et écologiques, sont donc spécifiques du site et peu accessibles à une tierce partie.⁹⁴

Ainsi, l'estimation du coût évité, dans un régime caractérisé par d'importantes ressources hydroélectriques, dépendra notamment de la capacité du régulateur d'assurer la divulgation de ces données par celui, le gouvernement ou le service public, qui les détient. Cette divulgation, qui devra être ordonnée par le régulateur, peut être réalisée sous différentes formes, y compris sur une base confidentielle, les parties s'engageant formellement à ne pas diffuser l'information. Toutefois, dans un contexte de marchés concurrentiels, il devient impératif que le régulateur soit habilité à ordonner le partage

⁹⁴ D'ailleurs, cette particularité de l'hydroélectricité ne s'étend pas à d'autres sources renouvelables, puisque les ressources de ces dernières sont mieux réparties géographiquement et mieux connues. À titre d'exemple, la différence entre le rayonnement solaire global de Val-d'Or et celui de Montréal est de moins de 0,1 %. Les ressources éoliennes sont plus variables, mais toujours sans comparaison avec la variabilité géographique du potentiel des ressources hydroélectriques.

de cette information, sans quoi les parties intéressées se verront privées d'une information essentielle dont dépend plus de la moitié du coût évité total.⁹⁵

Advenant que le régulateur n'ait pas ce pouvoir, l'estimation des coûts évités fera l'objet d'un niveau inacceptable d'incertitude et, surtout, sera sujette à manipulation de la part du service public. En effet, selon le rôle que ce dernier continuera de jouer dans la production d'électricité (directement ou par des affiliés), il pourra effectivement avoir un intérêt manifeste à manipuler l'estimation du coût évité afin de faire paraître comme non rentables des concurrents – principalement, l'efficacité énergétique et la production indépendante ou « privée » – à ses propres projets. Cette situation particulière (l'éclatement vertical, la production hydroélectrique à la marge et l'incapacité du régulateur à obtenir et à partager les renseignements sur les projets futurs) constitue une combinaison d'évènements rare, mais plausible dans une région comme le Québec.

b) Le prix comme « coût évité »

Un deuxième type de problème soulevé par la scission du marché concerne le remplacement de la notion du coût évité à long terme par le prix. Lorsqu'un marché est scindé pour permettre la concurrence (au gros ou au détail), les différentes composantes doivent être facturées séparément, ce qui conduit à une tarification du transport et, selon le degré de scission, de la distribution de l'énergie. Cette tarification, compte tenu de la complexité des analyses de coûts évités, pourrait conduire le régulateur, le service public ou les intervenants à se contenter des tarifs en vigueur plutôt qu'à effectuer ces analyses. Pourtant, les tarifs réglementés reflétant généralement les coûts historiques, ils sont souvent sensiblement inférieurs aux coûts marginaux à long terme et donc un reflet très infidèle de ceux-ci. Cette situation ne crée pas en soi un obstacle infranchissable mais plutôt un danger, soit celui de succomber à la tentation de substituer le tarif du transport à une estimation valable du coût évité à long terme de cette composante du coût évité total.

⁹⁵ Comme nous l'avons vu, le coût évité de la production d'électricité représente, au Québec, un peu plus de la moitié du coût évité total. En outre, le choix d'un projet de production aura également un impact sur la valeur des coûts évités de transport (selon la distance entre le projet et les centres de consommation).

Le même problème se présente d'ailleurs relativement aux coûts de production ou d'achat de l'énergie. Dans ce cas, les prix sont établis par le marché, mais peuvent aussi diverger de façon importante des coûts marginaux à long terme. Tout comme pour le transport et la distribution, la tentation de remplacer une analyse complexe du coût évité par le prix du marché serait grande, surtout dans un contexte hydroélectrique où le calcul du coût évité entraîne un niveau supplémentaire de complexité et de défi réglementaire. Toutefois, dans la mesure où le prix du marché ne reflète pas le coût évité à long terme, un tel raccourci pourrait avoir pour effet une sous-estimation importante de la valeur des options de rechange, y compris de l'efficacité énergétique.

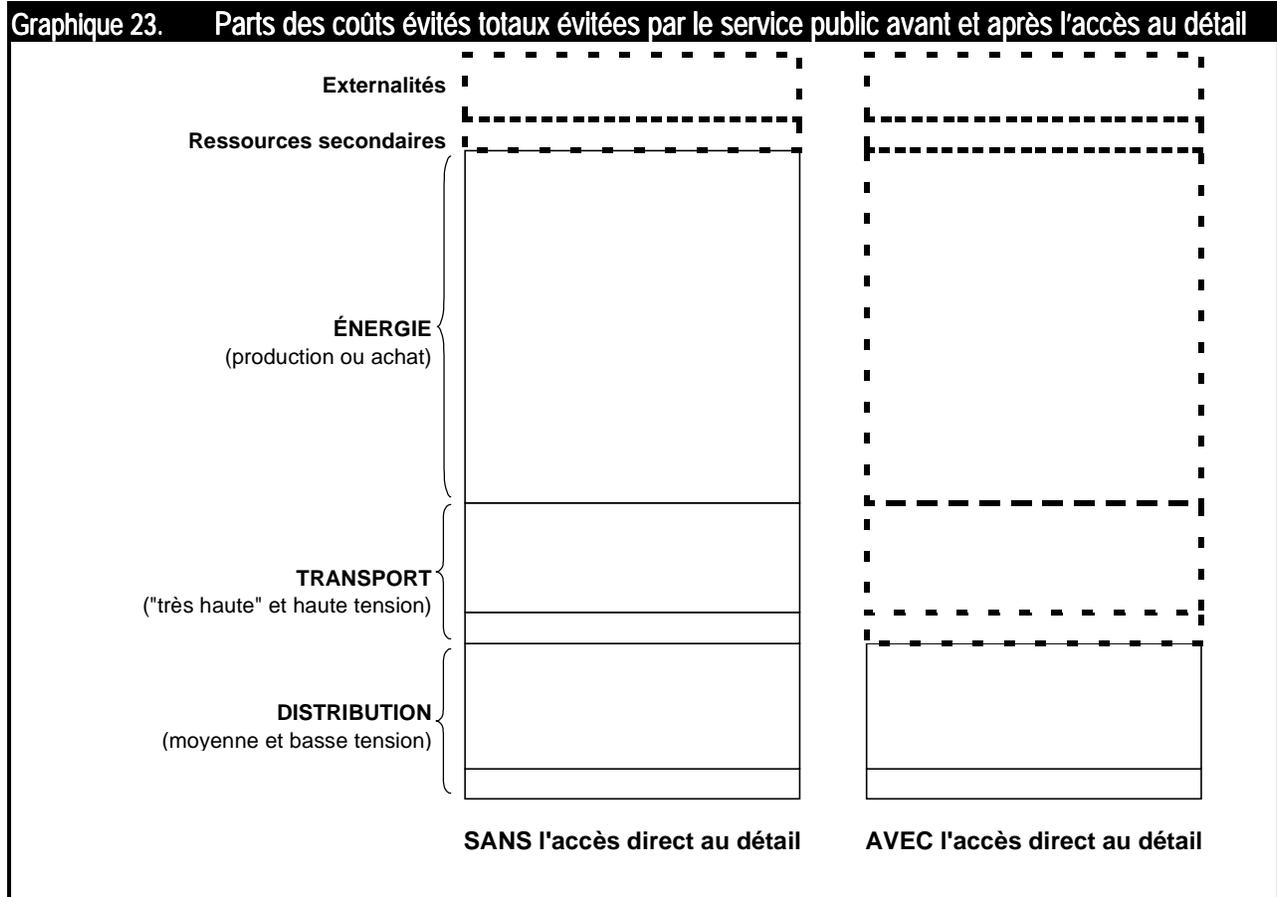
(3) Valeur pour le service public

Outre le bon calcul des coûts évités, un deuxième obstacle, plus sérieux, survient lors d'une restructuration des marchés. Les programmes d'efficacité énergétique génèrent deux types de coûts évités : ceux qui sont ressentis par le service public (principalement les coûts évités « directs ») et ceux qui ne le sont pas (« coût évités de ressources secondaires » et « externalités »). Si la PIR est souvent acceptée par les services publics, c'est entre autres que la très grande partie de la valeur totale attribuée aux coûts évités représente des coûts qu'ils éviteront eux-mêmes. Qu'un service public soit un monopole verticalement intégré, un monopsonne verticalement intégré ou même un monopole revendeur (marché concurrentiel au gros), son programme d'efficacité énergétique lui évitera donc des coûts de production ou d'achat, de transport et de distribution.⁹⁶

La concurrence au détail change radicalement cette situation. Dans un tel marché, en effet, le service public n'est souvent propriétaire que des actifs de distribution. Dans ce cas, la vaste majorité des coûts évités par l'efficacité énergétique sont des économies pour des acteurs autres que lui. Pour illustrer cela, le graphique suivant reprend la décomposition des coûts évités totaux d'Hydro-Québec que nous avons produit antérieurement à la page 133, en indiquant les composantes que le service public éviterait grâce à un programme d'efficacité énergétique, selon qu'il agisse dans un

⁹⁶ Le problème des pertes nettes de revenus et du manque d'incitatifs, soulevé au chapitre II, est un enjeu distinct. Comme nous l'avons indiqué, il s'agit d'un problème qui peut être neutralisé par l'introduction d'outils appropriés touchant à l'encadrement réglementaire de la fixation des tarifs.

marché avec ou sans accès direct au détail. Soulignons que pour les fins de l'illustration, nous ajoutons à ces coûts évités deux coûts supplémentaires, soit 0,3 ¢/kWh représentant les coûts évités hypothétiques en ressources secondaires et 10 %, ou environ 0,6 ¢/kWh, représentant une estimation hypothétique des externalités.



Comme on peut le voir dans cet exemple, si la PIR exigeait, avant la concurrence au détail, une légère extension des coûts évités du service public, avec la concurrence au détail, elle représente un fardeau relatif de taille. Comme pour d'autres obstacles, il ne s'agit pas ici d'une lacune techniquement infranchissable; en effet, le régulateur peut toujours ordonner la prise en considération, par le service public de distribution, des coûts évités totaux, qu'ils soient ou non évités par son propre réseau. Toutefois, cela influencera de façon importante la volonté de ce dernier d'accepter qu'un tel mandat lui soit imposé.

(4) L'intérêt du service public

En réalité, c'est autant cette volonté du service public que les obstacles techniques qui influenceront sur la capacité du régulateur d'imposer un régime de planification intégrée des ressources. La volonté du service public, elle, sera fonction principalement des bénéfices nets qu'il retirera de l'efficacité énergétique et de sa perception de l'évolution future des marchés énergétiques, du rôle qu'il aura à jouer et des risques de coûts non récupérables. Nous décrivons ci-dessous comment différents contextes de marché peuvent influencer sur la volonté du service public.

a) *Concurrence au gros*

Deux scénarios se produisent dans un marché concurrentiel au gros.⁹⁷ Dans le premier scénario, le service public joue uniquement un rôle d'acheteur/revendeur. Dans ce cas, l'efficacité énergétique lui évite des coûts d'achat, de transport et de distribution. Cette situation est la moins problématique pour l'utilisation de la PIR à l'égard de l'efficacité énergétique.⁹⁸

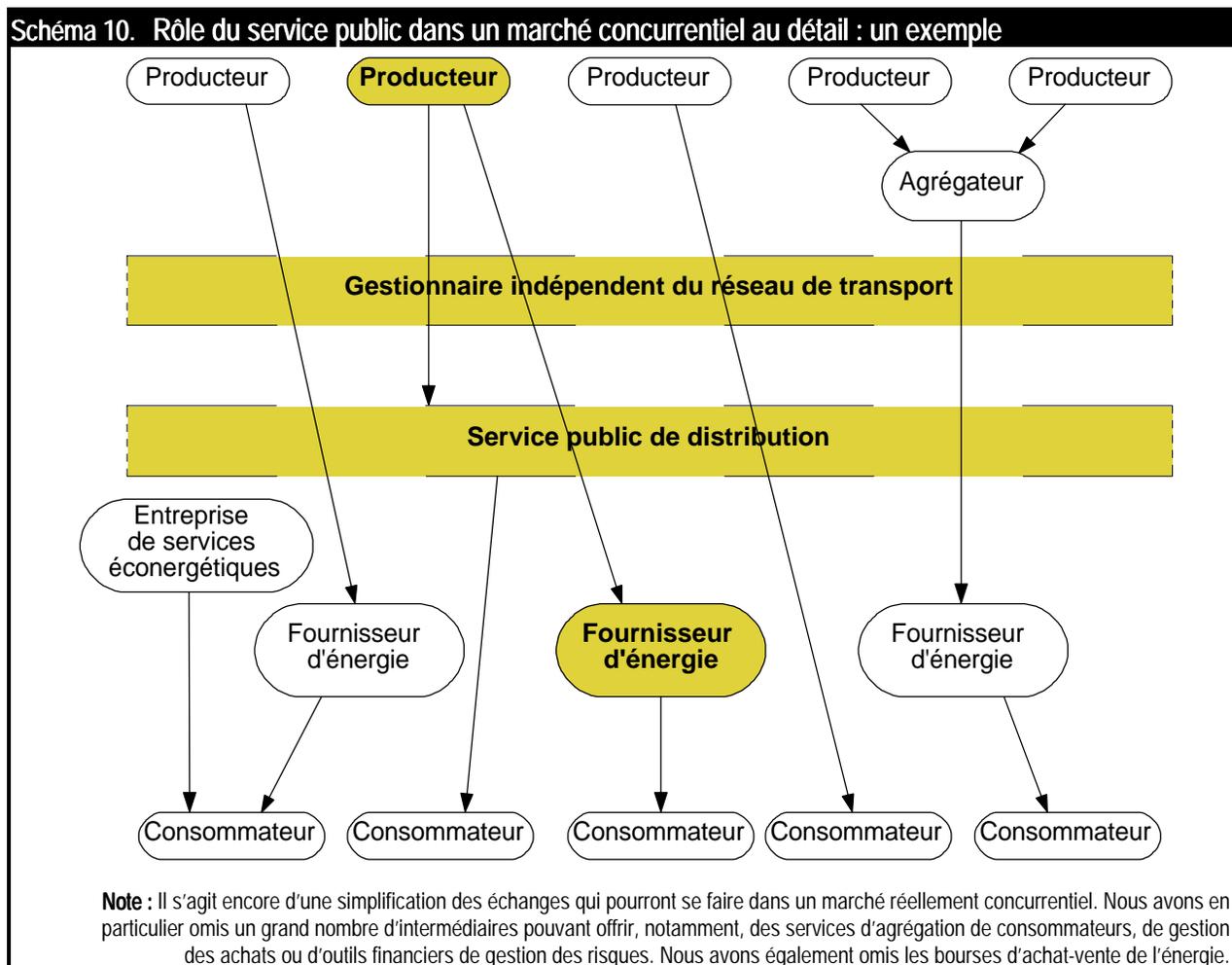
Dans le deuxième scénario, le service public retient également un rôle, par une division distincte ou un affilié, en amont dans le marché (dans la production, par exemple). Dans ce cas, l'efficacité énergétique lui évite toujours les coûts d'achat, de transport et de distribution, mais il peut avoir un intérêt particulier à ne pas voir diminuer la taille totale du marché et donc ses propres ventes. Alors que les mécanismes de réglementation des tarifs étudiés au chapitre II permettent de neutraliser les effets néfastes pour le service public intégré, ils ne pourraient toutefois pas toucher à une division distincte dont les tarifs ne sont pas réglementés. Pour cette raison, ce scénario impliquerait une diminution de la volonté du service public de voir au succès de l'efficacité énergétique.

⁹⁷ Nous nous reportons ici à un marché jugé suffisamment concurrentiel pour être en mesure de remplacer la réglementation plus ou moins rigide des prix sur la base du coût de service. Rappelons qu'un tel scénario est plus facile à concevoir en théorie qu'à mettre en pratique. Voir Raphals et Dunsky (1997) pour une discussion détaillée des impératifs d'une réelle concurrence au gros et des obstacles à cet égard, notamment dans le marché québécois. Voir d'ailleurs Dunsky et Raphals (1997) pour une présentation plus synthétique de cette même question axée sur les particularités de l'hydroélectricité.

⁹⁸ Nonobstant le problème de l'analyse rigoureuse des coûts évités indiqué précédemment à la page 164.

b) Concurrence au détail

Dans un marché concurrentiel au détail, le service public est censé avoir comme rôle fondamental la fourniture des services qui demeurent monopolistiques, principalement les services de transport et de distribution de l'électricité. Toutefois, le service public peut également être présent, à divers degrés, dans la production ou la vente de l'énergie. Pour faciliter la compréhension de ces scénarios, nous reproduisons ci-après un scénario illustrant le plus grand rôle du service public dans des aspects concurrentiels et non réglementés du marché. Les composantes foncées indiquent des entités contrôlées, directement ou indirectement, par le service public de distribution.



Dans ce premier scénario, le service public de distribution est également engagé, soit par des affiliés, soit par une unité ou une division distincte et non réglementée, dans (1)

la production d'énergie, (2) la revente (par un fournisseur d'énergie lui appartenant), (3) le transport et la distribution d'électricité, (4) la vente (directement à certains consommateurs). **Ce premier scénario implique des conflits d'intérêts pouvant réduire la volonté du service public de voir au succès de l'efficacité énergétique.** Par exemple, si des gains importants sont réalisés, son producteur aura moins d'occasions de vente. En outre, dans la mesure où les prix marginaux sont à la hausse, l'efficacité énergétique réduira les prix futurs de la marchandise, au détriment des producteurs existants dont il ferait partie⁹⁹. Le service public connaîtrait également le même conflit concernant la revente. Quant au transport, toute diminution du volume des ventes sera également reflétée dans les revenus à court terme (entre audiences tarifaires) du transporteur.

D'autres scénarios sont également envisageables. Par exemple, la participation du service public au marché concurrentiel peut être limitée à un seul affilié (un marchand, ou fournisseur d'énergie) agissant soit dans la production, soit dans la revente, et ainsi de suite. Évidemment, moins il sera présent dans d'autres activités du marché, moins son conflit d'intérêts par rapport à l'efficacité énergétique sera important.

Un autre contexte est caractérisé par un service public qui n'est engagé ni dans la production ni dans la revente, mais qui demeure responsable de fournir une « offre standard ».¹⁰⁰ L'intensité du conflit d'intérêts ici dépend largement de la part de marché que peuvent représenter les consommateurs qui utilisent ce service. Si le marché est bien structuré, ces derniers devront représenter une part très marginale des besoins totaux. Toutefois, l'expérience concrète jusqu'ici avec l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence indique que le taux de participation au marché peut être très faible : elle est parfois de moins de 5 %. Dans ces cas, la presque totalité des

⁹⁹ Il s'agit là d'un effet particulièrement important dans un marché concurrentiel. En effet, depuis l'avènement de marchés concurrentiels d'électricité, les prix affichés aux bourses ont, à certains moments, connu un facteur d'augmentation de plus de 300. Ainsi, pour de nombreux producteurs dans les marchés concurrentiels, les ventes pendant seulement quelques heures dans l'année peuvent à elles seules faire la différence entre un rendement annuel raisonnable et la faillite. Une mesure d'efficacité énergétique qui fait diminuer la consommation durant ces mêmes heures (par exemple, l'isolation thermique) peut donc avoir un impact négatif considérable et démesuré sur le bénéfice du producteur.

¹⁰⁰ L'offre standard constitue le service de dernier recours permettant d'assurer l'approvisionnement en énergie des consommateurs qui, pour diverses raisons, ne veulent pas ou ne peuvent pas choisir leur propre fournisseur

besoins continueront d'être satisfaits par le service public, lequel aura probablement un intérêt à ce que les ventes soient aussi élevées que possible.¹⁰¹ En contrepartie toutefois, puisque ses tarifs continueraient d'être réglementés, des mécanismes particuliers semblables à ceux décrits au chapitre II pourraient neutraliser les conflits d'intérêts.

Enfin, dans un dernier scénario, le service public n'est responsable que de la gestion de ses propres lignes ou pipelines de distribution. Dans ce cas, comme nous l'avons indiqué auparavant, il ne profite que d'une petite partie des coûts évités totaux de l'efficacité énergétique. Toutefois, selon sa position concurrentielle et d'autres facteurs propres à son marché, il est possible qu'il n'a pas non plus de raison de s'opposer à recevoir le mandat de livrer les programmes et à ce que ceux-ci soient choisis en fonction du coût évité total. En effet, pourvu que les mécanismes décrits au chapitre II soient appliqués, le service public n'aurait alors pas de conflits d'intérêts résiduels.

Comme nous pouvons le voir, outre les questions touchant la rigueur des analyses des coûts évités et la valeur de ces mêmes coûts évités pour le service public, la concurrence, surtout au détail, peut avoir des conséquences de taille sur l'intérêt du service public envers une plus grande efficacité énergétique. La combinaison de ces trois facteurs peut, selon la structure des marchés en vigueur, rendre difficile, voire illusoire, l'application pleine et entière de la planification intégrée des ressources.

c) La transition et la crainte des cibles mouvantes

Si on pouvait croire que la structure du marché d'aujourd'hui sera également celle de demain, il serait relativement facile, selon les scénarios indiqués ci-dessus, de déterminer si l'application de la PIR traditionnelle est souhaitable ou faisable.

La réalité est toutefois plus complexe. En effet, les marchés de l'électricité et du gaz naturel connaissent présentement des bouleversements majeurs dont les aboutissements

d'énergie. En règle générale, les services publics d'électricité sont tenus, par le régulateur ou par le législateur, d'offrir ce service.

¹⁰¹ En Californie et au Rhode Island, les deux premiers États américains à avoir ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence au détail, les concurrents les plus importants se sont depuis retirés volontairement du marché, se plaignant d'une offre standard du service public impossible à battre.

sont encore inconnus de tous les acteurs. Ainsi, un service public de gaz naturel dont le rôle, actuellement, est limité à la revente, est néanmoins conscient que ce rôle pourra changer de façon spectaculaire au cours des prochaines années. Il en va de même pour les services publics d'électricité.

Pour cette raison, il n'est pas suffisant de considérer seul le contexte *actuel* quand on examine la volonté du service public de promouvoir l'efficacité énergétique. Le régulateur devra plutôt essayer de se mettre à la place du chef de la direction du service public et imaginer les *risques* de plusieurs scénarios de restructuration qui, à l'horizon, seraient considérés plausibles. Dans la plupart des cas, les services publics pourront prévoir un scénario de concurrence au détail dans lequel ils joueront des rôles qui vont au-delà de la seule gestion des actifs de distribution. Pour cette raison, le simple fait d'une restructuration en cours, qu'elle amène ou non, pour le moment, une concurrence au détail, constitue une réalité pour le moins dérangeante. En outre, cette réalité pourra diminuer substantiellement la volonté du service public d'adhérer aux principes de la planification intégrée des ressources, notamment à celui de l'utilisation du plein coût évité comme facteur déterminant du rôle que jouera l'efficacité énergétique dans la satisfaction des besoins des consommateurs.

(5) La transition : le rôle du régulateur

Dans le contexte que nous venons de décrire, le régulateur jouera un rôle primordial de deux façons : (1) en rassurant les services publics quant aux conséquences futures des décisions d'aujourd'hui en matière d'efficacité énergétique, (2) en examinant le besoin d'approches conçues pour répondre aux défis de la restructuration des marchés tout en maintenant les investissements rentables en matière d'efficacité énergétique.

Quant au premier aspect, et à titre d'exemple, imaginons que le régulateur ordonne au service public d'intégrer, dans son plan de ressources, le portefeuille des programmes d'efficacité énergétique générant le plus d'économie d'énergie tout en étant rentables selon le test du coût total en ressources (voir l'exemple présenté à la page 147). Dans ce cas, la compensation des pertes nettes de revenus pourrait avoir un léger impact à la hausse sur les tarifs tout en réduisant la facture des consommateurs. Or, dans la mesure où le service public aura, cinq ans plus tard, à faire face à des concurrents sur le marché

du détail, cet impact aurait pour effet de diminuer sa position concurrentielle. **Sans en faire un engagement formel, le régulateur pourrait sans plus attendre indiquer son intention d'éviter une telle situation, par exemple en étudiant, le cas échéant, la possibilité de transférer le coût net de l'efficacité énergétique de la base de tarification à une charge (prélèvement) obligatoire et donc neutre sur le plan de la concurrence**¹⁰². Il s'agirait là d'une affirmation permettant de diminuer les craintes du service public dans un contexte où la concurrence n'est pas encore, mais pourrait à l'avenir, constituer la force dominante du marché.

Le régulateur peut également se mettre dès maintenant à **examiner le besoin et l'opportunité d'un ensemble d'approches qui seraient compatibles tant avec les marchés monopolistiques qu'avec un régime concurrentiel**, notamment au détail. Ces approches devront tenir compte non seulement de la structure des marchés en vigueur dans le présent, mais sans doute également de celle qui risque de caractériser les marchés à plus ou moins brève échéance. C'est là l'objet de ce chapitre. Soulignons à cet effet que toutes les options traitées ci-après (à partir de la page 175) s'appliqueraient dans un marché concurrentiel au détail, alors que la vaste majorité pourraient également s'appliquer dans des contextes de marché moins éclatés (éclatement et concurrence au gros, monopoles verticalement intégrés).

Les options présentées sont donc robustes et conçues, pour la plupart, de manière à ne pas devoir être remises en question à chaque étape subséquente de restructuration des marchés. Elles doivent aussi chercher à réduire les conflits d'intérêts et, cela va de soi, à assurer une approximation des niveaux d'investissement et de gain d'efficacité qui seraient économiquement optimaux pour la société selon les tests de rentabilité que nous avons déjà décrits.

Il y a en effet de multiples approches de rechange, chacune représentant un degré accru de différenciation par rapport à l'approche traditionnelle de la PIR. Vu la progression rapide du mouvement de restructuration des marchés de l'électricité dans différents pays du monde, notamment aux États-Unis, la plupart de ces approches ont déjà été adoptées et une expérience pratique se constitue. Comme nous le verrons dans les pages

¹⁰² Comme cela se fait présentement pour les coûts non récupérables (*stranded costs*) dans les réseaux électriques américains de même que dans le réseau de l'Ontario.

qui suivent, les trois questions les plus importantes à régler dans la détermination d'une approche de rechange sont :

- la responsabilité ultime des programmes et la gestion des fonds devront-elles continuer d'être du ressort du service public ou plutôt être transférées à un tiers ?
- comment les budgets ou les objectifs d'efficacité énergétique devront-ils être déterminés ?
- quel rôle le service public ou ses affiliés devront-ils avoir dans la réalisation des programmes ?

Les réponses à ces questions, entre autres, donnent lieu à un ensemble d'options parmi lesquelles le régulateur pourra choisir.



B. La responsabilité ultime et les approches possibles

Dans des marchés concurrentiels, la responsabilité des programmes d'efficacité énergétique – et donc de l'administration des budgets – peut être attribuée à différentes parties, soit principalement au service public, aux fournisseurs-intermédiaires ou à une entité indépendante. Dans chaque cas, différentes méthodes peuvent être adoptées.

(1) Les services publics : diverses méthodes

Une première approche serait de conserver la responsabilité de l'efficacité énergétique aux services publics. En effet, les services publics pourront se voir attribuer cette responsabilité de différentes façons.

a) *La PIR complète*

Malgré les difficultés créées par la restructuration des marchés, les services publics pourront néanmoins maintenir leur responsabilité à l'égard de l'efficacité énergétique en utilisant l'outil de la planification intégrée des ressources pour déterminer le niveau des investissements devant être consacrés à cette filière. Par exemple, un service public agissant dans un marché concurrentiel au détail pourrait devoir offrir tous les programmes d'efficacité énergétique qui passent le test du moindre coût social même si les coûts évités pour lui se limitent à ceux qui sont associés à son propre réseau de transport et distribution, soit une très petite partie du total. Rappelons que, outre l'ajout des externalités et des ressources secondaires évitées, le coût évité à long terme reflète l'impact à long terme (actualisé) sur les prix, entre autres en tenant compte des bénéfices associés au report d'investissements futurs.

En 1993, la Commission de l'énergie de l'Ontario, le régulateur de cette province, a imposé une approche semblable, mais plus limitative, à l'ensemble des distributeurs de gaz naturel sous sa gouverne. Rappelons d'abord que, déjà à l'époque, une partie

importante des consommateurs, surtout industriels, étaient servis par des marchands indépendants et non par les services publics, lesquels ne leur fournissaient alors que le service de distribution. Le marché étant donc éclaté et la concurrence au détail, installée, les coûts évités des programmes d'efficacité énergétique touchant ces clients étaient limités, pour les services publics, aux coûts de distribution. Dans son rapport sur l'efficacité énergétique et la planification intégrée des ressources (OEB 1993:13-20), la Commission décida que les services publics devront néanmoins, pour fins d'analyse des programmes d'ÉE, inclure, dans les coûts évités, les coûts de transport, de stockage et de gestion en amont de leurs réseaux (OEB 1993:19 et Sweet 1999). En outre, les coûts évités doivent tenir compte des externalités, lesquelles sont traduites en termes monétaires selon une approche préétablie.¹⁰³ Toutefois, la Commission a jugé inopportun de tenter d'inclure les coûts de la marchandise (l'énergie même) dans les coûts évités totaux, vu notamment la complexité supplémentaire qu'une telle approche entraînerait.

Il s'agit donc d'une approche intermédiaire entre celle présentée ci-dessus et celle que nous décrivons ci-après. D'ailleurs, la politique de 1993 est toujours en vigueur en Ontario et rien ne porte à croire en une révision prochaine, malgré le fait qu'une part substantiellement plus élevée de la demande est aujourd'hui satisfaite par des tiers intermédiaires.

b) La PIR ciblée géographiquement

L'ouverture des marchés à la concurrence n'élimine pas la nécessité de planifier les investissements dans les réseaux de distribution ou de transport. Ainsi, le service public peut également être appelé à utiliser l'outil de la PIR pour sa propre planification des investissements dont il a besoin dans son réseau. Dans un tel contexte, l'efficacité énergétique devient un outil pour reporter le besoin d'investissements à des endroits précis du réseau de distribution. Il s'agirait ainsi d'une planification intégrée des ressources géographiquement ciblée. Selon Biewald et al. (1997a:A2), une telle démarche, concernant l'électricité, devra suivre les sept étapes suivantes :

¹⁰³ Les valeurs monétaires furent établies par un comité multipartite regroupant le service public et de nombreux intervenants. À titre d'exemple, on utilise une valeur de 40 \$ la tonne pour le CO₂ dans l'évaluation de la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique.

1. Planifier les expansions du réseau de transport et distribution géré par le service public de manière à réduire les coûts totaux, y compris les pertes énergétiques dans les réseaux;
2. Déterminer les besoins d'expansion ou de renforcement futurs et, pour chacun d'eux, déterminer si les caractéristiques des besoins ainsi que les délais permettent le report d'investissements par des programmes d'efficacité énergétique¹⁰⁴;
3. Déterminer la région géographique où la demande contribue aux besoins d'expansion ou de renforcement, cela en reconnaissance des possibilités de transfert des charges entre lignes et transformateurs;
4. Déterminer les économies (en MW) suffisantes pour reporter ou diminuer la taille des investissements autrement nécessaires, et ce, pour différentes périodes de temps (par exemple, une année, cinq ans, dix ans);
5. Évaluer l'impact de tels reports ou diminutions des investissements sur le revenu requis du service public, et ce, pour différentes périodes de temps;
6. Évaluer le potentiel et le coût des économies dans cette région pour différentes périodes de temps;
7. Comparer les coûts des économies aux avantages du report ou de la diminution des investissements requis ainsi qu'aux autres bénéfices qu'elles créeraient pour le service public, les consommateurs ou la société.

Cette approche ne diffère de l'option précédente qu'en ce qu'elle limite l'application de la PIR aux besoins d'investissement du service public dans son réseau. Toutefois, on intègre encore l'ensemble des coûts évités, y compris ceux qui ne sont pas directement attribuables au service public. Plus particulièrement, les valeurs suivantes seraient intégrées dans l'analyse coûts-bénéfices (Biewald et al. 1997a:A4) :

¹⁰⁴ Biewald et al. (1997a) incluent également les technologies énergétiques dispersées parmi les options du côté de la demande. Nous les excluons ici pour la simple raison qu'elles dépassent l'objet de ce rapport.

- **Valeur directe pour le consommateur.** Il s'agit de la valeur des achats d'énergie et de puissance, y compris les quantités requises pour compenser les pertes dans les réseaux. Dans un tel contexte, l'évaluation du « coût évité » serait plutôt remplacée par une prévision des prix futurs.
- **Valeur directe pour le service public.** Il s'agit de ses coûts de transport et de distribution, de la gestion énergétique, de la production dispersée et de l'impact des pertes sur le réseau en amont. Comme pour la marchandise, le coût évité du transport pourrait être remplacé par les prix du transport, quoique les avantages seraient moins grands dans la mesure où le service public détient encore les lignes.
- **Valeur secondaire pour le consommateur.** Il s'agit des coûts de l'efficacité énergétique, de la valeur de la qualité des ondes et de la fiabilité (qualités qui deviennent de plus en plus importantes pour les grands consommateurs industriels) et, le cas échéant, des ressources énergétiques et aquatiques secondaires.
- **Valeur supplémentaire pour le public.** Il s'agit principalement des externalités environnementales.

La PIR ciblée géographiquement est une approche justifiée par les mêmes considérations qui ont mené à la PIR traditionnelle. Cela dit, cette approche ne saura capter tous les bénéfices économiques potentiels de l'efficacité énergétique, vu la limite d'un seul élément déclencheur, soit le besoin d'investissement dans le réseau de distribution ou de transport. **Pour cette raison, cette approche devra être combinée à d'autres mécanismes décrits ci-après.**

c) La planification non intégrée, ciblée géographiquement

Toujours dans la même veine, la planification du réseau de transport et distribution pourrait limiter l'examen de la valeur des options du côté de la demande aux coûts évités directs pour le service public. Ainsi, les coûts évités à long terme pourraient être ceux qui sont associés principalement aux pertes dans le réseau, à l'entretien et aux

reports d'investissements requis pour l'expansion ou le renforcement futur du réseau de transport et distribution.

Il s'agit là d'une approche minimaliste, laquelle néglige la majeure partie des coûts évités par les programmes d'efficacité énergétique. Ainsi, il est fortement déconseillé d'utiliser uniquement cette approche puisqu'elle entrerait en contradiction flagrante avec les principes de base de la planification au moindre coût. Toutefois, il est possible de jumeler cette approche avec un prélèvement distinct géré par le service public ou par une tierce partie. Dans ces cas, la valeur, pour le service public, de l'efficacité énergétique géographiquement ciblée pourrait être ajoutée aux incitatifs déjà offerts à l'ensemble de la population, mais seulement pour la population des régions en question.

d) Les montants ad hoc (prélèvements)

Nous venons de discuter de trois variantes associées à la planification et à la gestion du réseau pouvant être pratiquées par les services publics dans des marchés concurrentiels. Dans chacun des cas, les montants affectés à l'efficacité énergétique sont déterminés au cas par cas. Outre ces variantes, il est également possible de déterminer de façon *ad hoc* des montants stables devant être consacrés à l'efficacité énergétique.

Dans la plupart des États qui ouvrent leurs marchés à la concurrence, des prélèvements, non détournables et donc neutres sur le plan compétitif, sont créés pour financer l'efficacité énergétique (de même que d'autres « biens publics » tels que les énergies vertes, la recherche-développement et l'aide aux démunis). Le montant de ces prélèvements peut être déterminé de différentes façons (voir pages 193 à 201), mais devra permettre la réalisation de tout le potentiel d'efficacité énergétique rentable pour la société.

L'utilisation de prélèvements pour financer l'efficacité énergétique soulève la question du choix d'un administrateur des budgets. **Dans l'option que nous décrivons ici, le service public est à la fois le perceuteur (comme dans tous les scénarios d'ailleurs)**

et l'administrateur des fonds prélevés¹⁰⁵. Présentement, parmi les 16 États américains à avoir adopté des lois incorporant des prélèvements d'efficacité énergétique, les services publics ont la pleine responsabilité de la gestion des fonds dans sept États et la responsabilité partagée ou autrement encadrée dans trois autres (Nichols et al. 1999:39-78).¹⁰⁶ En Angleterre et dans le pays de Galles, les services publics ont également une responsabilité partagée (Holt 1995 et OFGEM 1999).

Toutefois, il est également possible d'adopter un prélèvement tout en transférant le mandat de la gestion des fonds à une tierce partie. Ce choix est souvent perçu comme étant plus difficile politiquement, mais plus sûr en matière d'efficacité et de résultats. En pratique, l'opportunité de ce choix dépend d'un grand nombre de facteurs, lesquels seront traités ci-dessous, à la page 185. D'ailleurs, s'il est jugé préférable que le service public soit responsable de l'administration des fonds, une autre question, traitée à la page 202, concerne les limites de sa participation directe à la réalisation des programmes. Enfin, toujours dans la mesure où le service public est responsable de la gestion des fonds, soulignons l'importance que prennent, d'une part, le recouvrement des pertes nettes de revenus et, d'autre part, les incitatifs destinés aux actionnaires, lesquels ont fait principalement l'objet du chapitre II du présent rapport.

e) Les exigences ad hoc

Enfin, une dernière approche est l'établissement non pas de niveaux de revenus (le prélèvement) mais bien d'exigences de gains. Par exemple, le régulateur peut ordonner au service public de réaliser des niveaux donnés d'économies absolues (MW, GWh, m³) ou relatives (un pourcentage des besoins totaux ou des nouveaux besoins).

¹⁰⁵ Il n'est toutefois pas nécessairement responsable de la *réalisation* des programmes. Cette question est examinée dans la prochaine section (voir la page 202).

¹⁰⁶ Un fait intéressant, ces États comptent le Wisconsin, qui a tout récemment adopté une loi autorisant un tel prélèvement, et ce, en l'absence totale de discussions quant à l'ouverture éventuelle des marchés à la concurrence (voir Wisconsin State Legislature 1999). Il en va de même pour l'État du Minnesota, qui applique un prélèvement depuis déjà quelque temps et où la concurrence ne figure toujours pas à l'horizon. En effet, l'adoption de l'approche du prélèvement en lieu et place d'une PIR complète peut se faire – et s'est faite – que les marchés s'ouvrent ou non à la concurrence.

À titre d'exemple d'une telle approche, soulignons le cas du Texas, qui a récemment adopté une loi ouvrant les marchés de l'électricité à la concurrence. La loi prévoit, pour la promotion des énergies vertes ainsi que de l'efficacité énergétique, une série de mécanismes spécifiques, y compris une obligation, par les services publics, de gains relatifs d'efficacité énergétique. Plus particulièrement, on indique que chaque service public devra entre autres répondre à 10 % des nouveaux besoins par des gains d'efficacité énergétique (Texas State Legislature 1999:art.39.905), et cela en dépit du fait que les distributeurs ne seront plus responsables de fournir l'énergie en réponse à ces mêmes besoins.

(2) Les intermédiaires : les exigences ad hoc

Une variation de l'approche précédente créerait, comme condition de participation au marché concurrentiel, l'obligation pour les fournisseurs¹⁰⁷ de détenir, par exemple à la fin de chaque année, des crédits représentant une quantité prédéterminée de gains d'efficacité énergétique. Ces crédits pourront être créés soit par des programmes mis en œuvre par ces mêmes fournisseurs soit par des programmes réalisés par une tierce partie, mais toujours auprès de leurs propres clients. La tierce partie pourrait d'ailleurs être n'importe quel acteur du marché, y compris les entreprises de services éconergétiques (ESE) (voir page 204 plus loin), les groupes communautaires et les consommateurs eux-mêmes, pourvu que les critères soient respectés.^{108,109}

Cette approche n'a pas encore, à notre connaissance, été mise en pratique. Toutefois, la loi ouvrant les marchés de l'électricité du New Jersey à la concurrence le permettrait et une proposition officielle à ce sujet est présentement sous étude par le régulateur de cet

¹⁰⁷ Notre utilisation du terme « fournisseurs » ici réfère à ceux qui vendent l'énergie aux consommateurs. Généralement, il s'agira de détaillants ou d'agrégateurs, quoique les ventes puissent parfois se faire directement de producteurs à grands consommateurs.

¹⁰⁸ Comme nous le verrons plus loin, les gains réalisés par les services publics devraient toutefois être exclus, dans la mesure notamment où ces derniers continueront d'avoir certaines responsabilités eu égard à l'efficacité énergétique, par exemple dans le cadre de leur processus de planification. L'objectif étant simplement d'éviter les dédoublements.

¹⁰⁹ Cette approche ressemble à certains égards aux marchés de crédits échangeables d'énergie verte, qui sont appliqués ou font l'objet de projets de loi dans pas moins d'une quinzaine d'États américains de même qu'en Europe et en Australie.

État (Nichols 1998 et 1999). Par ailleurs, la loi de cet État prévoyait déjà un prélèvement pour financer l'efficacité énergétique; la proposition de Nichols, présentée au nom de la Division of the Ratepayer Advocate de l'État, **prévoit donc une combinaison de prélèvements, d'obligations *ad hoc* et de planification intégrée des ressources appliquée à la distribution de l'électricité.** Il s'agit d'un des nombreux exemples d'une combinaison d'approches complémentaires pouvant optimiser les résultats.

(3) Une tierce partie indépendante : le prélèvement

a) Introduction

Une option particulièrement séduisante est le transfert de la responsabilité des programmes d'efficacité énergétique à une tierce partie. Un tel transfert devra presque nécessairement être accompagné de la création d'un prélèvement, lequel serait perçu par le service public qui transférerait alors les fonds amassés. D'ailleurs, il existe plusieurs types d'organisations possibles pour gérer les fonds, par exemple :

- une agence paragouvernementale, existante ou créée pour l'occasion,
- un groupe indépendant à but non lucratif,
- une entreprise à but lucratif.

D'ailleurs, il est important de souligner que la responsabilité de la gestion des fonds ne doit pas être confondue avec la responsabilité de la réalisation des programmes. En effet, autant un service public qu'une agence ou un groupe indépendant pourrait avoir la responsabilité de la gestion des fonds tout en confiant à d'autres, par voie d'appels d'offres ou d'autres approches transparentes, la réalisation des programmes. Cet enjeu est traité plus loin à la page 202.

b) Exemples

Ci-dessous, nous présentons quelques exemples de régions ayant choisi de transférer la responsabilité de la gestion des fonds à une tierce partie, qu'il s'agisse d'agences paragouvernementales, d'organismes indépendants à but non lucratif, de groupes privés ou encore une combinaison de ceux-ci (l'approche « hybride »).

i. Agences paragouvernementales

Dans l'État de New York par exemple, la responsabilité fut transférée à une agence paragouvernementale existante, la New York State Energy Research and Development Agency (NYSERDA), laquelle avait déjà acquis une longue expérience pratique dans ce domaine. En effet, les services publics de l'État sont obligés de percevoir un prélèvement de leurs abonnés et de transférer les fonds amassés à la NYSERDA. L'agence, quant à elle, ne fait qu'administrer les fonds, l'implantation des programmes étant réalisée par d'autres en fonction du résultat des appels d'offres compétitives qu'elle lancera périodiquement (Nichols et al. 1999:67).¹¹⁰

Dans l'État du New South Wales en Australie, une agence paragouvernementale, la Sustainable Development Authority, a été créée pour gérer des fonds destinés à la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies vertes (Eto et al. 1998:16). D'ailleurs, les services publics de cet État sont également obligés de poursuivre leurs propres programmes d'efficacité énergétique et, entre autres, de réaliser une forme de PIR géographiquement ciblée. Encore une fois, il s'agit de combiner les approches de façon optimale.

Enfin, en Californie il appert que la responsabilité des fonds prélevés pourrait bientôt être transférée à la Commission de l'énergie de la Californie, une agence paragouvernementale. Voir la discussion qui suit.

¹¹⁰ Quoique dans certains cas la NYSERDA pourra décider que les services publics sont les mieux placés pour livrer un programme donné.

ii. Groupes indépendants à but non lucratif

En Norvège, outre des programmes d'information et de sensibilisation, un prélèvement finance également une série de centres régionaux de conservation d'énergie, lesquels sont des groupes à but non lucratif créés par le gouvernement pour la gestion et la réalisation de programmes à une échelle régionale (Eto et al. 1998:16).

En Californie, le régulateur a créé un nouveau groupe à but non lucratif, le California Board for Energy Efficiency (CBEE), lequel a été chargé de la conception et de la surveillance d'une procédure d'appel d'offres compétitives pour choisir des tierces parties pouvant gérer et livrer les programmes d'efficacité énergétique au meilleur coût (Eto et al. 1998:48). L'appel d'offres se serait adressé aux groupes à but lucratif aussi bien qu'aux groupes à but non lucratif. Toutefois, dans cet État où les services publics avaient une longue et riche expérience dans le domaine de l'efficacité énergétique, la coupure aurait finalement été trop brusque et le transfert au CBEE a finalement été reporté jusqu'après l'an 2001, les services publics demeurant donc responsables de façon intérimaire (Nichols 1999:26). Dernièrement toutefois, au mois de novembre 1999, la Commission de l'énergie de la Californie a publié son premier rapport intérimaire sur le sujet, dans lequel elle recommande, entre autres, de *ne pas* procéder au transfert de la gestion des fonds au CBEE mais que ceux-ci soient plutôt administrés par la Commission elle-même (CEC 1999:51).

iii. Entreprises à but lucratif

Au Vermont, une loi (Vermont General Assembly 1999) a été récemment adoptée prévoyant la création d'une entité indépendante, à but lucratif ou non lucratif, qui serait mandatée pour gérer les fonds amassés grâce à un prélèvement. L'objectif de cette loi est la création d'un « service public de conservation » ayant comme mandat unique la réalisation de gains d'efficacité et de conservation énergétiques. Comme la loi ne fut adoptée qu'au mois de juin dernier, il est trop tôt pour savoir définitivement si le gestionnaire sera finalement une entité à but lucratif, mais tout semble avancer en ce sens.

iv. Hybrides

Dans les États du nord-ouest américain (Idaho, Montana, Oregon et Washington), une approche hybride fut proposée par les gouverneurs des quatre États de la région. Plus particulièrement, on proposait que les services publics demeurent responsables des programmes qu'on jugeait plus efficaces lorsque livrés localement, alors qu'un groupe indépendant à but non lucratif serait créé pour gérer des programmes mieux livrés sur une base régionale (surtout les programmes de transformation des produits sur le marché). Depuis, la Northwest Energy Efficiency Alliance fut créée à cette fin, quoique certains États n'ont toujours pas adopté une loi établissant un prélèvement qui lui serait versé (Eto et al. 1998:46).

L'approche hybride est également utilisée au Royaume-Uni, où les services publics qui perçoivent un prélèvement sont en dernière analyse responsables des résultats, mais où un groupe indépendant et à but non lucratif, l'Energy Saving Trust (EST), fut formé par le gouvernement entre autres pour livrer des programmes en leur nom. En effet, le régulateur¹¹¹ offre aux services publics plusieurs possibilités, dont l'utilisation de leurs propres programmes et le recours à l'EST, lequel est généralement privilégié (Holt 1995 et OFGEM 1999).

(4) Avantages et inconvénients du transfert de responsabilités

Le choix d'un responsable des programmes d'efficacité énergétique n'est pas simple et ne se prête pas à une réponse générique. En effet, chaque option comporte des avantages et des inconvénients et, en dernière analyse, un choix judicieux dépendra d'un grand nombre de facteurs propres à la région intéressée.

a) Avantages du transfert

En règle générale, la gestion par une entité indépendante du service public offre de nombreux avantages. En premier lieu, ce choix permet d'éviter des conflits d'intérêts

¹¹¹ L'Office of Gas and Electricity Markets, créé récemment pour regrouper les deux régulateurs de l'époque, soit l'Office of the Electricity Regulator et l'Office of the Gas Regulator.

parfois importants. Ces conflits se produisent dans plusieurs situations et sur plusieurs plans. D'abord, rappelons la discussion au chapitre II : le service public responsable de la distribution a intérêt à ce que la demande augmente à long terme, puisque c'est à cette condition qu'il sera appelé à investir dans l'expansion ou le renforcement du réseau et pourra ainsi obtenir un rendement de l'investissement. À court et moyen terme, il a également intérêt à ce que les ventes augmentent puisqu'il pourra profiter du trop-perçu avant que la prochaine audience tarifaire apporte des ajustements à ses tarifs. Comme nous l'avons expliqué au chapitre II, ces conflits d'intérêts peuvent être neutralisés partiellement ou complètement si on permet le recouvrement des coûts et des pertes nettes de revenus et si on offre des incitatifs raisonnables aux actionnaires.

Dans le cadre d'un marché éclaté où le distributeur est également engagé soit dans la production (électricité seulement) soit comme fournisseur dans un marché concurrentiel au détail (électricité ou gaz), ce conflit d'intérêts est toutefois plus grand. En effet, l'affilié du service public de distribution qui agit comme fournisseur dans le marché a intérêt à ce que la demande soit la plus élevée possible. Il en va de même pour les affiliés engagés dans la production d'électricité. Ainsi, selon les rôles que joueront le service public et ses affiliés, les mécanismes réglementaires discutés au chapitre II pourront être essentiels mais *insuffisants* pour neutraliser complètement le conflit d'intérêts du monopole de distribution. Ces conflits d'intérêts ne s'appliquent pas, toutefois, à une tierce partie qui n'a pas autrement d'intérêt dans le marché.

Un deuxième conflit d'intérêts évité par le transfert des responsabilités concerne l'indépendance du service public. Toujours dans la mesure où celui-ci est engagé dans le marché concurrentiel de fourniture d'énergie (production ou revente au détail), ses affiliés pourront, de diverses façons, tirer un avantage indu par rapport à leurs concurrents. Par exemple, l'impression du logo du service public ou l'utilisation de son nom dans les publicités associées aux programmes pourront, si ses affiliés partagent des noms semblables, leur offrir une publicité et une reconnaissance indues. De même, le service public pourra privilégier ses propres unités ou filiales pour la réalisation des programmes sous sa gouverne.¹¹² Ces situations ne se produiraient pas évidemment dans le cadre d'un transfert de responsabilités à des tiers.

¹¹² Quoique des règles assez simples pourraient également être établies pour éviter cette situation. Voir la discussion à partir de la page 205.

Le transfert à des tiers offre également d'autres avantages. Par exemple, il permettrait des économies d'échelle en évitant un dédoublement de programmes pouvant viser des services semblables, mais être offerts par de multiples services publics.¹¹³ Par ailleurs, dans le cas d'agences paragonnementales, les règles et hiérarchies requises pour assurer que les administrateurs soient tenus responsables de leur gestion des fonds publics sont généralement bien établies. Quant aux organismes à but non lucratif, ils ont souvent une structure et une mission particulièrement compatibles avec les objectifs recherchés ainsi qu'une plus grande souplesse sur le plan de la planification et de la gestion (engagement de personnel, etc.). Enfin, les entreprises à but lucratif, elles, peuvent apporter une expérience pratique fort importante et une approche axée davantage sur la minimisation des coûts et la maximisation de la performance.

Dans tous les cas, une entité indépendante du service public pourra bénéficier d'une crédibilité accrue auprès d'autres acteurs du marché de l'efficacité énergétique, compte tenu de l'absence de conflit d'intérêts. Cette crédibilité peut notamment faciliter la mise sur pied de programmes regroupant de multiples partenaires. Enfin, le regroupement de l'ensemble des activités en matière d'efficacité énergétique permet d'éliminer les dédoublements potentiellement importants associés à des programmes distincts mis sur pied par les différents services publics. Les économies d'échelle qui en découleraient peuvent s'avérer importantes, résultant en une baisse du coût unitaire des mesures et en une hausse équivalente, pour un même budget, des économies réalisables.

b) Inconvénients du transfert

Le transfert peut également comporter des inconvénients importants. Tout d'abord, dans certaines régions, les services publics ont une expérience à la fois importante et impressionnante dans la gestion des programmes d'efficacité énergétique. Dans ces cas, l'expérience acquise au fil des ans peut constituer un capital précieux et, surtout, difficile à transférer. Cette expérience risque donc d'être perdue, du moins en partie, advenant un transfert de responsabilités à un tiers. Le coût associé aux erreurs ou au

¹¹³ Par exemple, deux services publics de gaz naturel qui offriraient des rabais sur l'achat de fournaies résidentielles de troisième génération.

temps nécessaire pour rétablir une expertise peut, selon la nature de l'organisme débutant, s'avérer important.

Un autre inconvénient concerne l'accès du service public à des renseignements privilégiés sur les habitudes de consommation des clients. Ces renseignements, comme on l'a vu au début du chapitre III, sont nécessaires aux fins des prévisions de la demande et peuvent être très utiles aux fins de la conception de programmes efficaces. Là aussi, le transfert des responsabilités peut avoir comme résultat la perte de renseignements importants, quoiqu'il serait également possible au régulateur d'ordonner au service public de les partager, selon diverses dispositions de confidentialité.

D'autres avantages pouvant être perdus dans le transfert de responsabilités comprennent la crédibilité du service public auprès de la population, le cas échéant, son poids dans le marché et dans l'économie en général, ce qui peut faciliter les économies d'échelle ou encore attirer plus facilement d'autres acteurs du marché, et son mandat de facturation à l'ensemble des consommateurs, ce qui peut constituer un outil de marketing important et peu coûteux. Enfin, dans la mesure où le gouvernement est propriétaire, en partie ou en totalité, des services publics, le transfert à une agence paragonnementale pourrait ne pas régler l'ensemble du problème des conflits d'intérêts, quoiqu'il serait substantiellement amoindri.

c) Arbre décisionnel

Le choix de transférer ou non la responsabilité de l'efficacité énergétique à des tiers n'est donc pas évident et dépend largement de facteurs propres aux services publics en question. Ces facteurs déterminants comprennent leur expérience passée dans la gestion des programmes y compris donc leur degré de succès et de crédibilité, leur volonté de poursuivre la gestion de ces programmes et l'intensité des conflits d'intérêts. Cette dernière dépendra largement, comme nous l'avons déjà indiqué, de l'approche de réglementation des tarifs (voir chapitre II) et de leur participation, par des affiliés, aux marchés concurrentiels.

En outre, l'existence d'un tiers bien placé pour prendre la relève en cette matière constitue un autre facteur important. En Californie, par exemple, la création d'un

nouveau groupe n'a pas permis une transition saine et le régulateur a finalement dû remettre, temporairement, la responsabilité de l'efficacité énergétique entre les mains des services publics.¹¹⁴ Celui-ci avait par ailleurs déclaré :

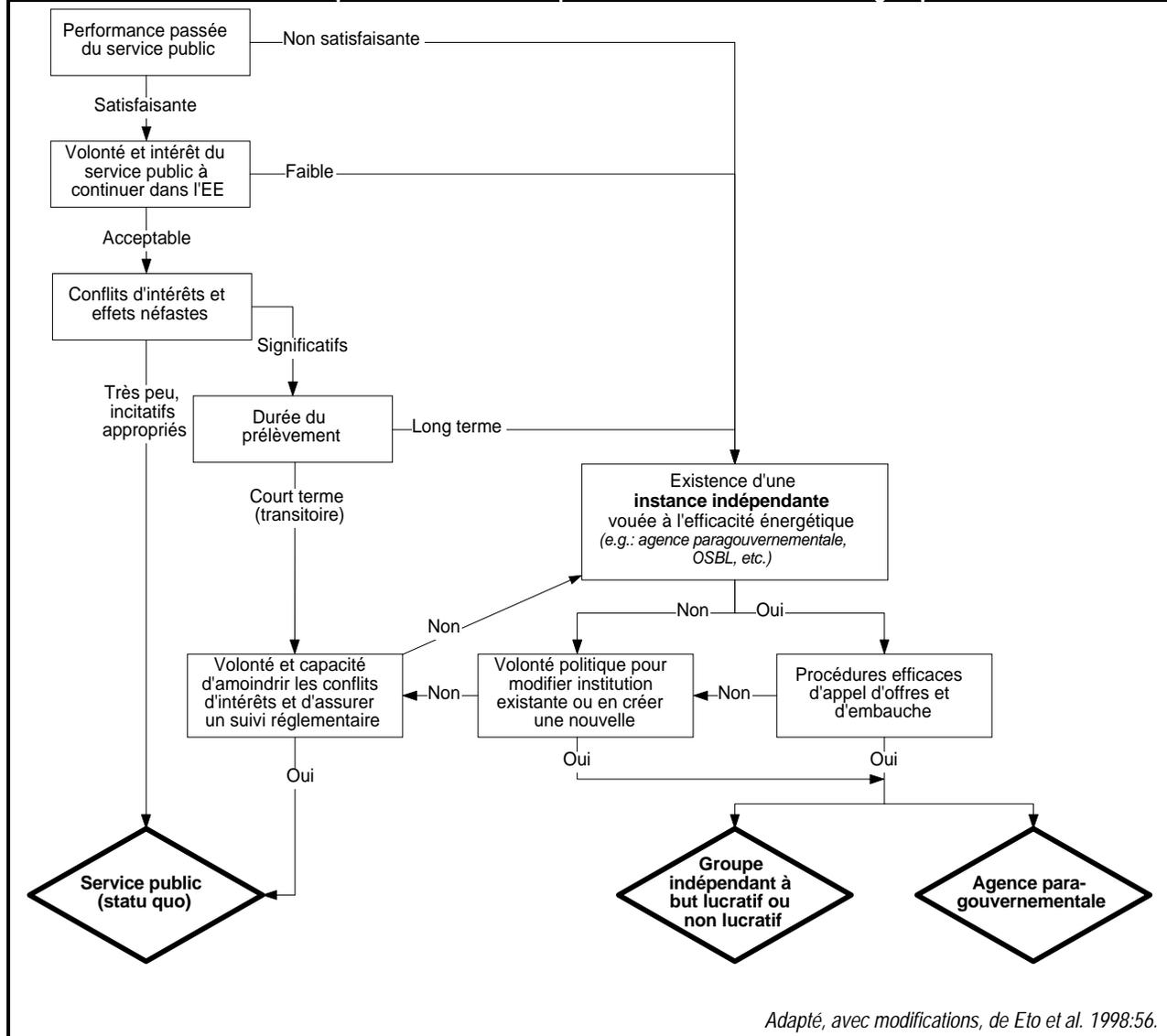
« [N]ous croyons que les fonds amassés par prélèvement pour l'efficacité énergétique devraient être alloués sur une base concurrentielle par une organisation indépendante à but non lucratif, mais nous aimerions également, alors que débute la transition, tirer profit de l'expertise et des connaissances que les services publics ont acquises [...] » (*cité dans Goldman et al. 1998; traduction de l'auteur*).¹¹⁵

L'expérience dans les États du nord-ouest américain est plus rassurante, mais cet aspect devra néanmoins jouer un rôle important dans la décision finale. Nous présentons ci-après un arbre décisionnel qui, nous l'espérons, facilitera le choix du mandataire. Comme le lecteur sera en mesure de le constater, nous commençons par une série de questions permettant d'établir la crédibilité du service public en cette matière. Ces questions touchent à sa performance passée, à sa volonté de maintenir cette responsabilité et aux conflits d'intérêts éventuels à l'égard de l'efficacité énergétique. Dans la mesure où la crédibilité du service public est intacte, le transfert du mandat n'est pas nécessairement justifiable, vu les désavantages que nous avons énumérés précédemment. Par contre, si le service public ne jouit pas d'une bonne crédibilité, un tel transfert devra être soigneusement envisagé en fonction notamment de l'existence d'une instance indépendante ou de la volonté politique d'en créer une. Évidemment, d'autres questions font aussi partie de la réflexion sur ce sujet et ainsi, du schéma décisionnel proposé.

¹¹⁴ Nous faisons ici une distinction entre la responsabilité de la gestion des fonds et la réalisation des programmes. Dans le cas californien, la responsabilité des services publics est, sauf exception, limitée à la gestion des fonds. Voir la discussion à la page 202.

¹¹⁵ Une audience importante est présentement en cours en Californie pour revoir notamment le choix d'un mandataire à qui la gestion des sommes prélevées sera confiée. Pour le lecteur intéressé à poursuivre la réflexion à ce sujet, les communications autour de cette cause offrent une abondance d'idées et d'échanges intéressants. Voir <http://www.energy.ca.gov/publicbenefits/documents/emails/>.

Schéma 11. Arbre décisionnel pour l'octroi de la responsabilité de l'efficacité énergétique



Enfin, soulignons une situation particulièrement difficile où l'analyse précédente mène le régulateur ou le législateur à conclure au transfert dans le cas d'un service public (par exemple, un service d'électricité) mais au statu quo pour un autre (par exemple, un service de gaz naturel). Dans ce cas, il faudra comparer les inconvénients des options rejetées pour chaque service public avec l'avantage des économies d'échelle associées au regroupement sous une seule administration de la responsabilité régionale de l'efficacité énergétique, indépendamment des territoires de service ou des sources d'énergie.

C. Les dispositions particulières

(1) Introduction

Une fois l'administrateur des budgets choisi, d'autres choix particuliers s'imposent. Nous traiterons ces questions en fonction d'une approche basée sur un prélèvement. Ainsi, nous discuterons de la conception du prélèvement, de la détermination du taux ou des taux précis, de la durée du prélèvement, de la responsabilité de la réalisation des programmes et du choix de consacrer ou non une partie du prélèvement à des programmes particuliers pour les ménages à faible revenu. Enfin, nous reprendrons rapidement l'ensemble de ces questions pour les cas où des approches autres que celle basée sur un prélèvement (plus particulièrement, les objectifs *ad hoc* et la planification intégrée des ressources) seraient privilégiées.

(2) La conception d'un prélèvement

La conception d'un prélèvement soulève plusieurs choix, soit principalement (1) l'entité responsable de la collecte des fonds, (2) l'indication, sur la facture, de l'existence du prélèvement et (3) la méthode de prélèvement. En ce qui concerne le premier aspect, le distributeur est presque toujours responsable de la collecte des fonds, et ce, parce qu'il s'agit du meilleur moyen pour assurer que le prélèvement soit obligatoire.

En ce qui concerne le deuxième aspect, on peut soit ajouter une ligne sur les factures pour indiquer le montant prélevé, soit le « cacher » dans un des items existants. Le choix le plus approprié à cet égard est la cohérence : si l'ensemble des autres composantes des tarifs sont dégroupées sur les factures, celle du prélèvement devrait l'être également. À titre d'exemple, la récente loi du Vermont créant un prélèvement précise que le montant de ce prélèvement sera indiqué sur la facture, accompagné de directives pour obtenir de plus amples renseignements, y compris, au minimum, un

numéro 1-800 (Vermont General Assembly 1999:§209[d][3]). Si, à l'opposé, les composantes sont groupées, le même traitement devrait être accordé au prélèvement.

La méthode du prélèvement, quant à elle, est généralement établie sur une base volumétrique. À cet effet, plusieurs options sont possibles. Une première consiste en un taux appliqué à l'énergie consommée (montants par kWh ou par m³). Cette option, quoique simple à administrer, crée également des problèmes d'équité et de distorsion des prix. En effet, les factures réelles des consommateurs incluent différentes composantes dont, pour l'électricité, une composante pour la puissance. Elles peuvent également varier selon la catégorie de consommateurs ou être différenciées dans le temps. Un simple taux par unité d'énergie consommée ne tiendrait pas compte de ces différences et les prix de certaines types de consommations augmenteraient alors de façon disproportionnée par rapport à d'autres. De plus, les charges de puissance demeureront inchangées.

Ces problèmes, selon l'importance qu'on leur accorde, peuvent être éliminés de deux façons. D'abord, le taux, quoique déterminé sur une base volumétrique d'énergie (¢/kWh ou ¢/m^3), peut par la suite être alloué à différents tarifs distincts (énergie, puissance, etc.) sur la base de l'allocation du revenu requis devant de toute façon être approuvée par le régulateur. Il s'agit là de l'approche typiquement utilisée en Amérique du Nord. Une autre approche, plus simple cette fois, consiste à fixer le prélèvement comme pourcentage de la facture totale du consommateur. Cette approche évite les distorsions ainsi que les complexités de la première approche. Elle est peu utilisée aux États-Unis pour une raison propre à leurs réseaux : compte tenu de la multiplicité de services publics œuvrant au sein d'États individuels (chaque service public est responsable d'une partie du territoire), elle pourrait simplement aggraver les disparités existantes entre consommateurs d'un même État, puisque les tarifs des services publics eux-mêmes varient de région en région. Ce problème ne s'applique pas dans la plupart des régions du Canada, y compris au Québec où les tarifs sont pratiquement égaux. Toutefois, cette deuxième approche a le désavantage de pouvoir être perçue comme une taxe, ce qui pourrait avoir une connotation négative. En dernière analyse, l'une ou l'autre des deux approches susmentionnées peuvent très bien s'appliquer avec un minimum d'inconvénients.

(3) Le niveau du taux

La détermination du niveau du prélèvement fera évidemment, en temps et lieu, l'objet d'un grand débat, que le présent rapport ne peut chercher à résoudre. Toutefois, nous pouvons indiquer certaines pistes méthodologiques pour son établissement et fournir en exemple un premier calcul.

a) *Approches*

En principe, le niveau du prélèvement doit être suffisant pour assurer la pleine réalisation du potentiel rentable pour la société, sans quoi la facture énergétique totale de la société sera inutilement élevée, privant ainsi les consommateurs et citoyens de l'achat d'autres biens qui les intéressent.¹¹⁶ Toutefois, **le niveau ne doit pas nécessairement équivaloir au coût de réalisation de ce potentiel rentable. Rappelons que la raison d'être de tels programmes – les barrières de marché indiquées au chapitre I – ne se traduit pas dans une élimination totale des activités du marché, mais plutôt en une diminution importante de celles-ci par rapport au niveau qui aurait eu lieu dans un marché parfait.** Pour cette raison, le niveau doit en théorie être suffisamment élevé – mais pas plus – pour contrer l'effet des barrières de marché.

Cette détermination théorique n'aide pas toutefois à effectuer une détermination réelle, puisque les études économiques ne permettent aucunement, à ce stade-ci de nos connaissances, de déterminer avec quelque précision que ce soit l'effet cumulatif de ces barrières. Ainsi, le régulateur ou le législateur devront nécessairement tenter de créer une approximation pratique de ce taux théoriquement optimal. À cette fin, trois méthodes sont possibles : (1) l'utilisation des niveaux de dépenses en EÉ des services publics durant les années précédentes¹¹⁷, (2) une étude détaillée du potentiel technico-

¹¹⁶ Nous ne parlons ici que de la partie du prélèvement consacrée à l'efficacité énergétique. Le même prélèvement peut également servir à financer d'autres « biens publics », tels que les énergies vertes et la recherche-développement.

¹¹⁷ Généralement on considère les dépenses réelles, quoique dans certaines circonstances, les dépenses prévues peuvent également servir d'indicateur.

économique et la détermination du coût total du potentiel rentable selon le test du moindre coût social (le MCS), (3) l'utilisation de données existantes à cette même fin.

Dans un premier temps, l'utilisation du niveau des dépenses durant les années précédentes est fortement déconseillée. Cette approche, bien qu'utilisée par plusieurs États américains, est à éviter puisque les montants sont représentatifs d'un contexte très particulier, caractérisé par la transition vers des marchés concurrentiels et l'incertitude et l'hésitation qui en découlent (Eto et al. 1998:21-23). Rappelons à ce sujet l'évolution des budgets d'efficacité énergétique des services publics tant aux États-Unis qu'au Québec depuis le début de la décennie (voir les graphiques aux pages 33 et 34).

Idéalement, une étude exhaustive du potentiel et des coûts et bénéfices devrait être réalisée, vu surtout les enjeux en question. Toutefois, dans la mesure où certaines études auraient déjà été réalisées et en l'absence d'une raison de croire que les résultats seraient aujourd'hui sensiblement différents, il peut être utile de se baser au moins en partie sur des données historiques. Par exemple, **une étude du potentiel technico-économique datant d'il y a plusieurs années peut être réanimée afin de servir à une analyse de rentabilité qui, elle, utiliserait de nouvelles hypothèses.** Dans tous les cas, le potentiel doit être suffisamment dégroupé et analysé en fonction du test du moindre coût social (MCS) ou d'une approximation de ce dernier. Les composantes du potentiel qui ne réussiraient pas le test seraient rejetées alors que celles qui donneraient une valeur actualisée nette positive seraient acceptées. Le coût total des mesures acceptées deviendrait alors l'objectif du prélèvement, lequel pourrait ensuite être déterminé sur la base des ventes annuelles actuelles ou projetées.¹¹⁸

Enfin, soulignons que le montant total requis pour diminuer la facture des consommateurs ou de la société ne doit pas nécessairement se traduire par un prélèvement. Comme nous l'avons déjà indiqué à plusieurs reprises, les régulateurs peuvent combiner plusieurs mécanismes, par exemple une PIR géographiquement ciblée et un prélèvement, ou encore un prélèvement ciblé combiné à des exigences *ad hoc* de gains d'efficacité énergétique par les fournisseurs. Dans la mesure où des

¹¹⁸ Rappelons que ces mesures tiendraient déjà compte de ce que le marché réaliserait lui-même ainsi que des contributions directes des consommateurs.

mécanismes supplémentaires viennent accompagner le prélèvement, ce dernier n'a pas à couvrir la totalité du coût de réalisation du potentiel rentable.

b) Les énergies non réglementées

Au minimum, le prélèvement devra s'appliquer aux sources énergétiques réglementées. Toutefois, plusieurs arguments militent en faveur de son application à d'autres sources, à savoir principalement le mazout. D'abord, soulignons la possibilité d'un effet néfaste : selon le niveau du prélèvement et l'élasticité des prix des marchés touchés, l'imposition d'un coût supplémentaire à l'électricité et au gaz naturel pourrait conduire à une augmentation de la consommation du mazout. En pratique, le niveau des prélèvements serait probablement trop faible pour influencer de façon significative sur la demande, mais le principe demeure bon.

Un autre argument concerne l'équité : puisque les consommateurs de mazout utilisent également de l'électricité, ils pourront fort probablement bénéficier des programmes d'efficacité énergétique offerts grâce aux prélèvements sur ces deux sources d'énergie. L'équité exige soit leur exclusion d'une partie des bénéfices de ces prélèvements, soit l'application d'un prélèvement à cette source d'énergie. Enfin, dans la mesure où le législateur accepte d'appliquer le prélèvement au mazout et que les programmes n'ont pas à éviter une catégorie particulière de consommateurs, des économies d'échelle pourront également se faire.

La difficulté de l'application d'un tel prélèvement est une question de compétence. En effet, les lois des régulateurs leur donnent parfois compétence pour ordonner des prélèvements sur les marchés qui relèvent d'eux, soit l'électricité et le gaz naturel, mais non sur le mazout, ce qui demeure donc une décision politique.¹¹⁹ **Les inconvénients d'une approche négligeant le mazout seront toutefois amplement compensés par la seule création de prélèvements pour les énergies réglementées.** Ainsi, cet enjeu ne devrait pas en soi empêcher le régulateur, lorsqu'il le juge approprié, de procéder à la

¹¹⁹ À l'exception d'une province maritime, les régulateurs canadiens n'ont généralement pas le pouvoir de déterminer les tarifs des fournisseurs de mazout ou d'autres produits pétroliers.

création des prélèvements. Néanmoins, l'idéal demeure que le législateur décide lui-même d'ordonner un tel prélèvement pour le mazout.

c) Les taux différenciés

Si le prélèvement finit par s'appliquer au mazout, il peut en outre être souhaitable que les contributions de chaque source varient en fonction d'une approximation de leurs impacts environnementaux. Une telle approche, utilisée surtout dans certains pays européens, notamment dans le cadre de mesures fiscales, a pour but de commencer à internaliser les externalités associées aux différentes options énergétiques. Nous offrons, à la fin de la prochaine sous-section, un exemple d'une telle différenciation des taux selon la source d'énergie.

d) Exemple pour le Québec

Afin d'illustrer la nature tant de l'approche que des montants en jeu, nous prenons ici le cas du Québec. Pour les fins de cet exercice, nous allons d'ailleurs simplifier le calcul en nous basant uniquement sur les données existantes.

1. Taux unique pour l'électricité

Nous prenons donc dans un premier temps le potentiel technico-économique d'efficacité énergétique déjà établi et analysé par Hydro-Québec pour le secteur de l'électricité. Plus particulièrement, nous sommes conscients des résultats de quatre évaluations réalisées par la société d'État et représentées dans le tableau suivant :

Tableau 8. Résultats de quatre évaluations du potentiel d'efficacité énergétique à Hydro-Québec

Année de l'étude	Potentiel rentable	Coût moyen	Référence
1991	34,1 TWh	2,83 ¢/kWh	Hydro-Québec 1991
1992	27,8 TWh	2,39 ¢/kWh	Hydro-Québec 1992a
1994	27,9 TWh	3,12 ¢/kWh	Hydro-Québec 1994b
1994	19,8 TWh	2,78 ¢/kWh	Hydro-Québec 1995b ¹²⁰

Nous prenons, pour les fins de notre illustration, les résultats les plus récents dont le coût moyen (2,78 ¢/kWh) constitue d'ailleurs précisément la moyenne des résultats des autres évaluations. Selon cette étude qui, d'ailleurs, présente explicitement les résultats selon le test du moindre coût en ressources (MCR), le coût total des programmes sur une période de 17 ans serait de 3 334 millions de dollars actualisés. Le coût évité (sans externalités ni ressources secondaires) serait de 7 450 millions de dollars actualisés, pour une VAN positive, en fonction du MCR, de l'ordre de 3,7 milliards de dollars ou un ratio bénéfices-coûts de tout près de 2:1 (Hydro-Québec 1995b). Si cette estimation était jugée juste, le point de départ serait donc 3 334 M \$ / 17 ans = en moyenne ~196 millions de dollars constants par année. Or, le budget annuel d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec, au début de la décennie, était justement de l'ordre de 200 millions de dollars.

Ce montant pourrait par la suite être ajusté. Par exemple, un ajustement à la baisse devrait avoir lieu pour tenir compte de l'effet du regroupement de ces programmes avec ceux qui visent les autres sources d'énergie, de même qu'en considération d'autres économies associées à une diminution des objectifs secondaires des programmes (par exemple, objectifs promotionnels de l'entreprise). L'effet net de ces considérations pourrait être une diminution du coût unitaire des économies.¹²¹ Si nous prenons comme hypothèse une augmentation de 10 % de la productivité grâce au transfert de

¹²⁰ C'est nous qui avons compilé les données.

¹²¹ En pratique, un ajustement à la hausse devrait également avoir lieu, ceci en considération des externalités et des ressources secondaires qui ne sont pas intégrées à l'analyse passée. La prise en compte de ces coûts évités supplémentaires aurait comme effet d'augmenter légèrement les coûts évités totaux et, ainsi, le nombre de mesures qui seraient déterminées rentables. Autant les bénéfices que, dans une moindre mesure, les coûts seraient ainsi plus

l'administration des budgets à une seule entité indépendante, le montant total serait par la suite ajusté à $(200 \times 0,9 =) 180 \text{ M } \$/\text{an}$. Ce montant constituerait donc un revenu requis, duquel l'atteinte devra ensuite être visée par la détermination du taux de prélèvement.

Pour faciliter l'exemple, imaginons que le taux soit volumétrique et fonction de la consommation énergétique totale. Vu des ventes annuelles au Québec d'environ 143 TWh (Régie de l'énergie 1999:25), **le taux pourrait alors être déterminé comme suit : $180 \times 10^6 \$ / 143 \times 10^9 \text{ kWh} = 0,00126 \$/\text{kWh}$ ou environ un huitième de un cent par kWh.**

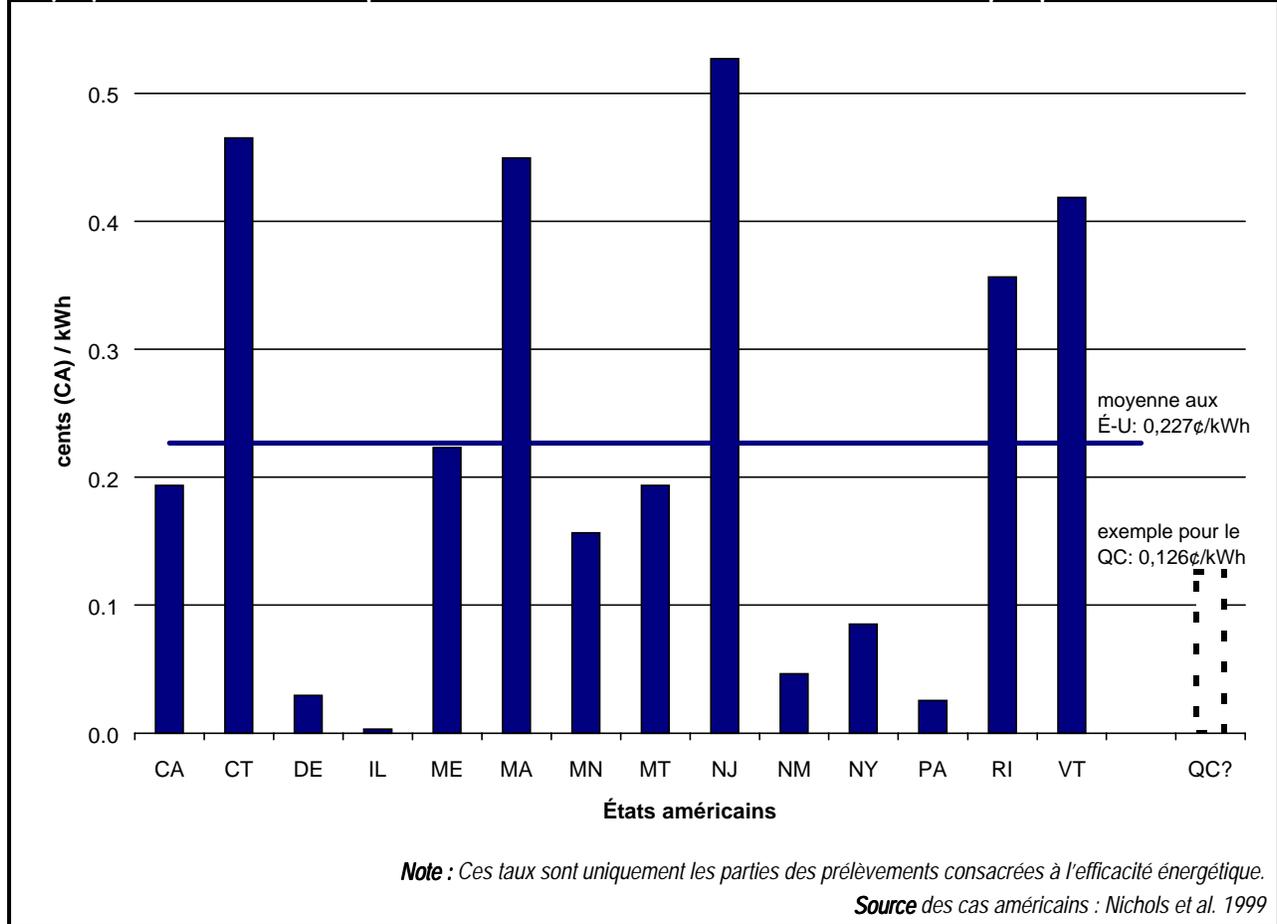
Cet exemple, limité à l'électricité, n'est qu'une illustration. En outre, le même exercice devrait être réalisé pour le marché du gaz naturel de même que, si le législateur le juge pertinent, pour le marché non réglementé du mazout. Néanmoins, il peut donner une idée de la marche à suivre.

D'ailleurs, le résultat exprimé ci-dessus se compare aux prélèvements déjà annoncés dans d'autres régions d'Amérique du Nord. Ces derniers varient entre 0,0031 ¢(CA)/kWh et 0,527 ¢(CA)/kWh, avec une moyenne de 0,227 ¢(CA)/kWh, soit près du double de l'estimation ci-dessus.¹²² Le graphique suivant indique les montants des prélèvements américains, ordonnés jusqu'ici dans quatorze États américains, ainsi que le résultat de notre exemple.

élevés. L'exemple qui suit ne doit donc pas être considéré comme une description de la démarche complète d'analyse, mais plutôt comme un raccourci aux fins illustratives.

¹²² Conversions à 1,55 \$CA/\$US.

Graphique 24. Niveaux des prélèvements d'ÉÉ dans 14 États américains et exemple québécois



ii. Taux variable selon la source

Comme nous l'avons indiqué, la même démarche devra s'effectuer pour le gaz naturel et, idéalement, pour le mazout. Par ailleurs, il est également possible de varier les contributions de chaque source en fonction d'une approximation de son impact environnemental.

À cette fin, nous poursuivons dans le tableau suivant l'exemple donné précédemment pour le Québec. Pour ce faire, nous adoptons deux hypothèses simples : (1) que les parts de marché sont de 60 % pour l'électricité, de 20 % pour le gaz naturel et de 20 % pour le mazout, (2) que les impacts environnementaux globaux du gaz naturel sont d'environ 10 % supérieurs à ceux de l'électricité, et que ceux du mazout sont d'environ 100 % supérieurs à ceux de l'électricité. Cette deuxième hypothèse ne doit aucunement être

confondue avec une estimation de notre part des impacts relatifs des différentes sources, lesquels doivent être évalués soigneusement et en consultation avec les parties intéressées. Plutôt, ils ne servent qu'à obtenir un ordre de grandeur du prélèvement qui suivrait une telle détermination.

Tableau 9. Exemple du calcul de taux différenciés de prélèvements

	Étape 1 : revenu requis global			Étape 2 : revenu requis différencié			Étape 3 : calcul des prélèvements	
	Prélèvement?	Parts de marché	Revenus requis <i>avant</i> différenciation (annuel)	Ratio d'impacts env.	Multiplificateurs env.	Revenus requis <i>après</i> différenciation (annuel)	Ventes ¹²³ (annuelles)	Taux différenciés
Électricité	OUI	~ 60 %	180,0 M\$	1,0 (<i>réf.</i>)	0,82	147,6 M\$	143 TWh	<u>0,103 ¢/kWh</u>
Gaz naturel	OUI	~ 20 %	60,0 M\$	1,1	0,90	54,0 M\$	6,3*10 ⁶ m ³	<u>0,868 ¢/m³</u>
Mazout	OUI	~ 20 %	60,0 M\$	2,0	1,64	98,4 M\$	3,8*10 ⁹ L	<u>2,589 ¢/L</u>
TOTAL		100 %	300,0 M\$			300,0 M\$		

Suivant ces hypothèses, on arriverait donc à déterminer les prélèvements suivants : environ 0,1 ¢/kWh pour l'électricité, un peu moins de 0,9 ¢/m³ pour le gaz naturel et un peu moins de 2,6 ¢/litre pour le mazout.

En pratique, il faudrait également tenir compte de l'allocation normale des coûts parmi les classes de consommateurs. Cette allocation est déjà déterminée par le régulateur dans le cas de l'électricité et du gaz naturel.

Évidemment, l'exemple précédent est purement fictif, et tant le *quantum* des fonds prélevés que le ratios des impacts attribués à chaque source d'énergie pourront être sensiblement différents après une analyse approfondie. Néanmoins, il peut offrir au lecteur une idée de l'effet de l'instauration d'un prélèvement d'efficacité énergétique au Québec.

¹²³ Sources : Gouvernement du Québec 1996b et Régie de l'énergie 1999.

(4) La durée du prélèvement

Une fois le type et le niveau du taux établis, il reste à déterminer sa durée. Ici trois choix s'offrent au régulateur ou au législateur : une durée indéfinie, à moyen terme ou à court terme.

Le choix parmi ces options est fonction de plusieurs facteurs dont la nature même des programmes devant être mis en œuvre. Traditionnellement, les programmes d'efficacité énergétique cherchaient à influencer sur la demande pour des produits efficaces en offrant des rabais ou autres avantages aux consommateurs. De tels programmes sont de conception relativement simple, peuvent être mis en œuvre rapidement et produisent des bénéfices mesurables dès le départ. Toutefois, en règle générale, les taux de participation à ces programmes augmentent progressivement sur des périodes de 10 à 20 ans, ce qui milite en faveur d'un financement stable. Surtout, un financement erratique aurait pour effet de diminuer la crédibilité de tels programmes et des acteurs responsables, ce qui entraînerait une diminution du taux de participation à des programmes ultérieurs.

De même, la « nouvelle génération » de programmes requiert également un financement relativement stable. Par nouvelle génération, nous entendons des programmes qui cherchent plutôt à transformer la nature des produits disponibles sur le marché en amont du consommateur. Ces programmes sont différents de l'approche précédente et ont tendance à combiner une multiplicité de partenaires et de méthodes. En outre, les résultats de ces méthodes étant souvent moins faciles à évaluer à court terme, un prélèvement appliqué uniquement sur une telle base serait peu approprié.

En dernière analyse, la durée d'un prélèvement ou d'une autre approche semblable devra être fonction des besoins. Par exemple, certains croient que l'avènement des marchés concurrentiels, en dégroupant les services, en faisant éclater le marché et en permettant des prix variables réussira à stimuler la création d'un marché privé d'efficacité énergétique. Dans un tel scénario, le besoin d'un prélèvement n'est que transitoire et sa durée pourrait être limitée à quelques années seulement. C'est d'ailleurs le cas dans plusieurs États américains.

Rappelons toutefois l'expérience à cet égard de la Grande-Bretagne ou encore de la Norvège. Dans ces pays, les régulateurs et législateurs croyaient, avant l'ouverture des marchés, que se développerait un marché vigoureux d'efficacité énergétique mais, devant une réalité tout autre, ils ont dû, plusieurs années après, réviser leurs positions et instaurer des mesures et des mécanismes spécifiques. Dans ces cas, des occasions importantes ont été perdues, de même qu'une expertise et un savoir-faire qui s'étaient développés au fil des ans. En Californie, où la durée du prélèvement était limitée à un peu moins de quatre ans, il a fallu voter une nouvelle loi à l'été 1999 et amorcer une procédure importante pour revoir cette question. Le résultat le plus probable en ce moment (proposé le 8 novembre 1999 par la California Energy Commission) est l'établissement d'un nouveau prélèvement d'une durée indéterminée, sujet à révision tous les quatre ans (CEC 1999:36).

Nous avons traité de la question de l'impact de l'ouverture des marchés à la concurrence sur l'efficacité énergétique aux pages 163 à 172. Malgré des indications initiales négatives, il est trop tôt pour savoir si la concurrence favorisera elle-même la réalisation d'une partie importante des bénéfices réalisables. Pour cette raison, il peut être judicieux de prévoir à la fois une durée indéfinie, un minimum et des révisions périodiques. Plus concrètement, on peut indiquer une période minimale d'application du prélèvement, par exemple 7 ou 8 ans, accompagnée d'une révision des besoins et des résultats après la cinquième ou la sixième année. Une telle approche offrirait au marché une certaine stabilité et une certaine prévisibilité tout en évitant de donner carte blanche aux gestionnaires et au concept même du prélèvement.

(5) La responsabilité de la réalisation des programmes

L'utilisation des fonds destinés à l'efficacité énergétique peut servir à des programmes directs (rabais, incitatifs, interventions), à des programmes d'éducation, de sensibilisation ou d'information, ou encore à des programmes visant la transformation des marchés de produits et services reliés à l'efficacité énergétique. En dernière analyse, l'administrateur des fonds devra être responsable de choisir parmi l'ensemble de ces volets de l'efficacité énergétique. Toutefois, la question de la réalisation des programmes soulève un débat important sur le choix des meilleurs mandataires.

a) Problèmes associés à la réalisation des programmes par le service public

À l'instar de la gestion (ou responsabilité ultime) des fonds, les services publics peuvent participer à la *réalisation* des programmes ou en être exclus. Les problèmes associés à la réalisation des programmes par le service public sont au nombre de trois :

- son intérêt privé pourrait l'inciter à limiter l'effort consenti pour ses programmes, le résultat étant une performance moindre (voir chapitre II),
- ses affiliés pourraient tirer un avantage indu par rapport à leurs concurrents,
- le renforcement, voire la création, d'une industrie et d'un marché viables de fournisseurs privés de services éconergétiques (d'efficacité énergétique) pourrait être inhibé.

Nous avons déjà discuté des deux premiers problèmes dans la section traitant des avantages et des inconvénients du transfert de la responsabilité de la gestion des fonds (voir pages 185 à 190). Rappelons seulement que les mécanismes de réglementation des tarifs que nous avons décrits au chapitre II sont impuissants devant l'impact négatif de gains d'efficacité énergétique par une unité ou un affilié non réglementés. Quant à l'avantage indu, soulignons que si les consommateurs peuvent faire un lien quelconque (par le nom, le logo ou autrement) entre le service public et son unité ou entreprise affiliée engagée dans la fourniture au détail, ces dernières retireraient de multiples avantages – auxquels n'auraient pas accès leurs concurrents – de la réalisation, par le service public, des programmes d'efficacité énergétique.

Étant donné que, comparativement à la gestion des fonds, la réalisation des programmes est beaucoup plus étroitement liée tant à la performance des programmes qu'aux avantages de marketing qu'on peut retirer, ces deux premières considérations sont d'autant plus importantes. Enfin, rappelons que lorsque le service public n'est engagé ni directement ni indirectement dans des volets du marché concurrentiel (c.-à-d. la production et la vente), ces deux premières considérations ne sont pas pertinentes. La troisième considération est d'un autre ordre, et touche l'importance de développer une industrie viable d'entreprises de services éconergétiques (ESE).

b) Les ESE et l'objectif d'assurer une industrie viable à long terme

D'abord, il importe de souligner que le marché de l'efficacité énergétique ne constitue pas un monopole naturel. En effet, il existe un grand nombre d'entités capables de réaliser des programmes et potentiellement intéressées à le faire. Au Québec, par exemple, quelque 75 bureaux de génie-conseil et 150 bureaux d'architecture-conseil sont plus ou moins actifs dans le marché de l'efficacité énergétique (AQME 1996).¹²⁴ Ainsi, tant l'objectif d'une industrie viable à long terme que la théorie économique, pour laquelle l'octroi d'un monopole doit être limité à des monopoles naturels, militent en faveur de la présence d'une multiplicité de joueurs dans la réalisation des programmes d'efficacité énergétique.

Les principaux acteurs dans le domaine de la réalisation des projets d'efficacité énergétique sont les entreprises de services éconergétiques ou ESE (*energy service companies* ou *ESCOs*)¹²⁵. Selon la Canadian Association of Energy Service Companies :

« Une entreprise de services éconergétiques est une organisation qui réalise des ententes avec des consommateurs d'énergie, leurs agents et des services publics en vue d'évaluer, de concevoir et d'installer des équipements et des moyens d'exploitation permettant, pour un édifice ou un procédé industriel, de réduire les coûts d'achat de l'énergie et les coûts d'exploitation sur une période de temps typique de quatre à dix ans. Les ESE sont en mesure de financer les coûts des projets et reçoivent des paiements, pour couvrir leurs coûts et un rendement, fixés exclusivement sur la base des économies énergétiques et d'exploitation réalisées. Les ESE sont payées en fonction de leur performance et fournissent des garanties à cet égard. En outre, pendant toute la durée du contrat, elles assurent un contrôle des économies réalisées et fournissent de la formation aux gestionnaires des édifices. » (CAESCO 1999; traduction de l'auteur.)

¹²⁴ Selon les auteurs, huit bureaux dans chacune de ces catégories constitueraient le « noyau dur ». Pour une liste partielle d'entreprises nord-américaines de services d'efficacité énergétique, consultez les sites Web de la National Association of Energy Service Companies (www.naesco.org/provider.htm#ESCOs) et de la Canadian Association of Energy Service Companies (<http://www.ardron.com/caesco/membership.html#Full>).

¹²⁵ Ce terme peut porter à confusion puisqu'il est également utilisé parfois, en anglais, pour désigner les fournisseurs dans un marché concurrentiel au détail. Nous l'utilisons strictement dans son sens traditionnel, résumé d'ailleurs dans la citation qui suit.

Il existe en effet trois formules types de financement pour un projet réalisé par une ESE : (1) l'entreprise retient 100 % des économies d'énergie réalisées jusqu'à ce que l'ensemble des coûts du projet ainsi qu'un rendement préétabli soient couverts; (2) l'entreprise et le client-consommateur reçoivent chacun une part fixe des économies réalisées au cours de la durée de l'entente; (3) le client-consommateur paie à l'entreprise des honoraires équivalant à sa facture d'énergie habituelle moins un rabais de 5 à 10 pour cent, en échange de la prise en charge, par l'ESE, du paiement des futures factures d'énergie pendant la durée de l'entente.

Au Canada seulement, le chiffre d'affaires des ESE s'élevait, en 1995, à près de 300 millions de dollars annuellement (CAESCO 1999). Il s'agit donc, pour ce qui est surtout des marchés grand commercial et institutionnel, d'une industrie privée existante et florissante, laquelle peut constituer une base solide pour un éventuel développement. Pour cette raison, le choix d'une procédure de sélection des responsables de la réalisation de programmes devra au moins tenir compte de l'impact sur cette industrie. En dernière analyse, le succès de l'approche dépendra non seulement des économies réalisées et des coûts de ces dernières, mais également de son effet sur la viabilité à long terme d'une industrie privée de services éconergétiques.¹²⁶

c) Rôle du service public ou de ses affiliés

Pour ces raisons, la réalisation des programmes ne devrait pas être confiée *de facto* au service public. En effet, là où une multiplicité de tierces parties sont intéressées à participer à ce marché, de sorte qu'une concurrence faisable prendrait place, il devient impératif d'établir des règles transparentes et non discriminatoires – on en parle plus loin – pour faciliter les choix. À l'intérieur de ce processus transparent, permettre la participation du service public au même titre que les autres parties dépendra d'un ensemble de facteurs, dont la nature de sa participation au marché concurrentiel et son rôle dans la gestion des fonds.

¹²⁶ Nous tenons à souligner que la diversification des acteurs dans les services éconergétiques ne doit pas se limiter aux ESE. Plus particulièrement, des organismes communautaires, surtout dans les secteurs résidentiel et petit commercial, qui sont d'ailleurs peu ou pas couverts par les ESE, peuvent également jouer un rôle important dans la réalisation des programmes et l'offre de services éconergétiques.

Si, par exemple, la gestion des fonds est confiée à une tierce partie, le service public ou ses affiliés devraient être en mesure de présenter des soumissions ou de faire des offres standard pour la réalisation des programmes. Dans ce contexte, son pouvoir de dominer le marché devra toutefois être strictement circonscrit, par exemple en imposant un plafond à sa participation.

À l’opposé, le service public qui est lui-même responsable de la *gestion* des fonds devrait, pour des raisons évidentes, être défendu de s’engager directement dans la réalisation des programmes. En outre, des critères d’admissibilité seront nécessaires pour traiter et, le cas échéant, baliser explicitement la possibilité pour les services publics de participer indirectement, par exemple par le biais de filiales, dans la réalisation des programmes. D’ailleurs, advenant que la participation indirecte des services publics est permise, il devient impératif de mettre en place des incitatifs destinés aux actionnaires, tels que ceux décrits au chapitre II. C’est le cas par exemple en Californie où des incitatifs basés sur le partage des bénéfices nets (voir la description aux pages 79 à 83), permettent aux services publics de bénéficier d’une partie des économies nettes réalisées et mesurées sur la base des coûts évités.

Enfin, soulignons que certains secteurs (par exemple, le petit commercial et le résidentiel), certains besoins (par exemple, les ménages à faible revenu) ou certaines approches (par exemple, la transformation des marchés) pourront ne pas être bien servis par l’industrie des ESE. Dans ces cas, d’autres approches devront être retenues par le gestionnaire des fonds, d’où encore l’importance soit d’une gestion indépendante, soit d’incitatifs destinés aux actionnaires si la gestion se fait par le service public.

d) Approches touchant la sélection de tiers

En règle générale, deux moyens existent pour octroyer les fonds et les responsabilités quant à la réalisation de programmes directs : la procédure d’appel d’offres par concours et l’offre standard de contrat de performance.

i. Les appels d’offres par concours

Les appels d’offres par concours permettent de comparer les soumissions d’un ensemble d’acteurs, principalement les entreprises de services éconergétiques et

quelques grands consommateurs¹²⁷, sur la base notamment du prix demandé et d'autres qualifications. Le recours aux appels d'offres dans le domaine de l'efficacité énergétique n'est pas nouveau, datant du milieu des années 1980. En effet, les mêmes raisonnements ayant conduit les services publics, à la suite des ordonnances de leurs régulateurs, à faire appel aux tiers pour la production d'électricité (depuis 1979 aux États-Unis et depuis 1992 au Québec), valent également et même davantage pour l'efficacité énergétique. Par ailleurs, certains services publics réglementés ont, par le passé, lancé des appels d'offres ouverts aux ressources tant du côté de l'offre que de celui de la demande, lesquelles ressources devaient être comparées les unes aux autres.¹²⁸ Pour une revue de l'expérience de nombreuses régions avec les appels d'offres par concours en efficacité énergétique, voir Goldman et Kito (1994).

ii. Les offres standard (contrats de performance)

Les offres standard affichent plutôt un prix prédéterminé auquel une entreprise de services éconergétiques ou un consommateur, moyennant des conditions, la vérification et l'enveloppe globale, pourra avoir accès. En Californie par exemple, les services publics qui gèrent, de manière intérimaire, les fonds créés par un prélèvement d'efficacité énergétique sont obligés, pour plusieurs catégories de programmes et classes de consommateurs, d'offrir un prix unique sur la base du premier arrivé, premier servi. Les promoteurs conçoivent d'abord leurs projets et sont obligés, après acceptation, de les réaliser dans un délai donné. Les paiements sont étalés en trois temps et des protocoles de vérification des économies sont obligatoirement utilisés; les deux derniers paiements sont ajustés selon les économies réelles¹²⁹. Cette approche s'inspire des contrats de performance utilisés généralement par les ESE et leurs clients.

¹²⁷ En date de 1994 par exemple, 87 % des soumissions gagnantes dans le cadre d'appels d'offres aux États-Unis avaient été faites par des entreprises de services éconergétiques alors que 12 % venaient de consommateurs et 1 % d'autres acteurs (Goldman et Kito 1994:8).

¹²⁸ Quoique cette approche, en raison du traitement très différent que l'on doit accorder à ces deux ressources, n'est généralement pas souhaitable dans sa forme stricte.

¹²⁹ Les protocoles ne couvrent pas certains programmes particuliers. Dans ces cas exceptionnels, le promoteur doit s'entendre avec l'administrateur du programme sur une procédure de vérification unique. Pour une discussion récente sur ces protocoles, voir Schiller et Kromer 1998.

D'ailleurs, le prix peut être différencié selon la nature de l'usage final. Par exemple, dans les secteurs commercial, institutionnel et industriel, les offres californiennes prévoient des paiements de 7,5 ¢ du kWh pour les programmes d'éclairage efficace, de 21,0 ¢ du kWh pour les programmes touchant le chauffage, la ventilation et la climatisation et de 11,0 ¢ du kWh pour tous les autres types de programmes (Prahl et Schlegel 1998).¹³⁰

iii. Avantages et inconvénients

Plusieurs aspects doivent être pris en considération quand on compare ces deux approches. Un premier aspect est la minimisation des coûts totaux. En effet, les appels d'offres peuvent être plus avantageux puisqu'ils permettent de profiter de la concurrence et donc d'obtenir des prix inférieurs. En contrepartie, l'offre standard permet de tenir compte explicitement des coûts évités – lesquels, rappelons-le, varient substantiellement selon l'usage final – dans la détermination du prix à payer. Bien sûr, les appels d'offres pourraient en théorie faire la distinction en étant séparés suivant le type de programme et en fixant des plafonds de prix différents pour chacun, mais une telle situation empêcherait ou rendrait plus difficile la réalisation de programmes intégrés combinant différentes mesures. Les coûts de renonciation – de tels programmes intégrés peuvent créer d'importantes économies d'étendue – pourraient être non négligeables.

Un autre aspect, comme nous l'avons mentionné auparavant, est le degré de compatibilité avec le marché existant. Aux États-Unis, où les appels d'offres pour l'efficacité énergétique représentaient au début un effort important pour stimuler la réalisation de programmes par des acteurs autres que les services publics, les ESE ont réussi à accaparer l'essentiel des contrats. Toutefois, ces contrats obligeaient les ESE à faire des soumissions « à l'aveugle », c'est-à-dire sans connaître l'identité de leurs clients ni les sites visés. Ainsi, les ESE étaient souvent pressées de recruter des clients afin de respecter les engagements de leurs soumissions.

¹³⁰ Si ces paiements peuvent à première vue paraître élevés, ce n'est qu'en raison de la durée limitée du programme qui exige que les paiements soient concentrés en deux années. Ainsi, il s'agit de paiements en deux ans pour des économies dont la vie utile sera généralement de loin supérieure.

Les contrats standard de performance, par contre, sont inspirés de l'approche traditionnellement employée dans l'industrie des ESE et permettent à ces dernières de développer des relations avec leurs clients de la même façon qu'auparavant. Le choix récent de la Californie d'adopter l'approche des offres standard fut d'ailleurs basé entre autres sur sa compatibilité avec le marché privé de l'efficacité énergétique et dans l'espoir donc d'améliorer les chances d'une viabilité à long terme du secteur (Rubinstein et al. 1998:6.229). Selon le régulateur de cet État, cette approche mènera à des programmes « qui encouragent l'interaction et la négociation directe entre les fournisseurs privés de services d'efficacité énergétique et les consommateurs, de façon à bâtir des relations durables » (cité dans Goldman et al. 1998; traduction de l'auteur). Par ailleurs, le régulateur du Texas, qui en est présentement au stade de l'étude de différents modèles pour assurer la réalisation de programmes, adoptera vraisemblablement lui aussi l'approche des offres standard (Lopez 1999).¹³¹

Enfin, rappelons qu'alors que les ESE sont particulièrement bien adaptées au marché grand commercial et petit industriel, les secteurs résidentiel et petit commercial sont peut-être mieux servis par d'autres types d'organisations, y compris des organisations communautaires.¹³² **Il sera donc nécessaire, pour ces secteurs, de concevoir des approches qui tiennent compte des besoins et des particularités du secteur communautaire.**¹³³ Une telle conception ne sera pas aisée, mais elle pourrait s'avérer bénéfique tant pour la société dans son ensemble que pour le taux de participation et l'adhésion de la population.

¹³¹ En réponse à l'exigence *ad hoc* décrétée par le législateur et mentionnée précédemment à la page 180.

¹³² Au Québec, plusieurs groupes communautaires se sont engagés dernièrement dans la réalisation de programmes d'efficacité énergétique. Mentionnons par exemple Négawatts inc. au lac Saint-Jean, l'ACEF de l'Estrie à Sherbrooke, le Centre communautaire d'efficacité énergétique en Mauricie, la Corporation environnementale de la Côte-du-Sud à Kamouraska et, à Montréal, Équiterre, Option Consommateurs et Éco-Action.

¹³³ Là encore, les offres standard peuvent minimiser les risques et faciliter le processus de conception d'un programme.

(6) Les ménages à faible revenu

Enfin, soulignons qu'il est possible de désigner une partie du prélèvement ou de créer un prélèvement distinct pour financer les programmes visant les besoins particuliers des ménages à faible revenu.

L'importance des programmes pour ménages à faible revenu ne doit pas être sous-estimée. En effet, les programmes traditionnels requièrent souvent une contribution de la part des consommateurs qui est établie selon des études sur la capacité et la volonté de payer de différents segments de la société. Ces études permettent de déterminer un niveau de contribution optimal qui permette de maximiser la participation tout en minimisant le coût pour le gestionnaire du programme. Ces études indiquent généralement que la participation d'une partie de la population serait conditionnelle à une contribution requise nulle, mais ce segment de population est souvent jugé trop faible pour justifier que les programmes soient conçus de manière à en tenir compte, vu que la majorité serait prête à contribuer pour au moins une petite partie du coût total. Cela donne lieu à des programmes qui ne bénéficient pas aux ménages à faible revenu, mais auxquels ceux-ci doivent contribuer par le moyen du prélèvement.

Un problème semblable est créé par les programmes de transformation des marchés. En effet, ces programmes tentent de modifier les stocks de produits sur le marché, lesquels seront achetés par les consommateurs. Souvent, toutefois, les ménages à faible revenu n'ont pas le capital nécessaire pour acheter ces produits. Ils gardent donc les stocks inefficaces, même s'ils ont contribué, par le prélèvement, à la transformation des marchés. D'ailleurs, d'autres barrières limitent également l'accès des ménages à faible revenu aux programmes d'efficacité énergétique, y compris l'analphabétisme et, surtout dans certaines communautés culturelles, un manque de familiarité avec des programmes semblables et une méfiance à l'égard des institutions de pouvoir.

Pour ces raisons, un grand nombre de régions offrent des programmes destinés aux ménages à faible revenu, lesquels n'ont donc pas à contribuer directement (outre le paiement d'un prélèvement comme tous les autres consommateurs) pour participer aux bénéfices. D'ailleurs, les bénéfices de tels programmes peuvent être particulièrement notables dans les ménages qui dépensent parfois entre 10 % et 30 % de leurs revenus annuels en énergie. En outre, d'autres bénéfices sont également importants, notamment

le confort accru, la sécurité et la meilleure santé que peuvent amener des rénovations structurelles aux bâtiments.

Dans le contexte des marchés *monopolistiques*, de nombreux services publics offraient des programmes d'efficacité énergétique aux ménages à faible revenu. Notre but n'est pas de traiter des particularités de ces programmes, mais nous conseillons au lecteur intéressé de lire notamment Pye 1996, Leblanc et al. 1992, et Beaudoin 1996.

Dans le contexte des marchés concurrentiels, la plupart des États américains semblent résolument poursuivre cette voie. En date de mai 1999, des prélèvements visant des programmes pour ménages à faible revenu étaient déjà ordonnés dans une douzaine d'États :

- | | | |
|------------------|--------------------|----------------------|
| ■ l'Arizona | ■ le Maine | ■ le Nouveau-Mexique |
| ■ la Californie | ■ le Massachusetts | ■ l'État de New York |
| ■ le Connecticut | ■ le Montana | ■ la Pennsylvanie |
| ■ le Delaware | ■ le New Hampshire | ■ le Wisconsin |

De plus, des dispositions assurant que des programmes leur seront destinés sont en vigueur dans quatre autres États, soit l'Illinois, l'Iowa, le Minnesota et le New Jersey (Nichols et al. 1999:39-77). Ces prélèvements sont d'ailleurs en sus des budgets déjà consacrés à ces ménages par deux programmes fédéraux importants.¹³⁴

L'équité n'est pas une condition *sine qua non* de toute décision en matière énergétique, l'efficacité économique devant être au cœur des choix du régulateur. Toutefois, une iniquité si évidente à l'égard de ceux qui sont les plus vulnérables doit être corrigée.

¹³⁴ À l'époque de la deuxième crise du pétrole des années 1970, l'administration Carter, aux États-Unis, a lancé deux programmes importants, soit le Low-Income Home Energy Assistance Program (LIHEAP) et le Low-Income Weatherization Assistance Program (LIWAP). Les budgets de ces programmes sont gérés par les États individuellement et sont consacrés à réduire le coût de l'énergie pour les ménages à faible revenu. Une partie du

(7) Dispositions pour les options autres que le prélèvement

Nous venons de discuter d'un ensemble d'enjeux associés aux prélèvements. Bon nombre de ces enjeux concernent également les deux autres grandes options que nous avons soulevées précédemment dans la section B du présent chapitre : (a) les objectifs *ad hoc* imposés soit aux services publics de distribution soit aux fournisseurs d'énergie au détail, (b) l'intégration de l'efficacité énergétique, à divers degrés, dans la planification du réseau (par la PIR traditionnelle, la PIR géographiquement ciblée ou la planification non intégrée).

a) Les exigences *ad hoc*

Rappelons d'abord que, outre le prélèvement, le régulateur peut également décider d'imposer, sous peine de pénalité ou comme condition d'obtention d'une licence, une obligation de réaliser un niveau donné de gains d'efficacité énergétique. Cette obligation peut être imposée soit au service public de distribution (par exemple, comme pourcentage de la croissance des ventes pendant une certaine période de temps, comme au Texas), soit aux fournisseurs dans le marché concurrentiel (par exemple, comme un pourcentage de leurs ventes annuelles, tel qu'on l'a proposé dans l'État du New Jersey).

Le niveau précis de l'exigence peut être déterminé en fonction des mêmes approches que pour le niveau du prélèvement, à savoir les économies des années précédentes, une étude détaillée du potentiel rentable selon le *test du moindre coût social* ou encore des données existantes pour établir ce même potentiel. De plus, le législateur pourrait, en théorie, appliquer les mêmes exigences aux énergies non réglementées. Il pourrait également, toujours comme pour le prélèvement, appliquer des exigences différenciées selon la source d'énergie.

Soulignons également qu'une longue durée et des niveaux fixés d'avance demeurent tout aussi importants afin de ne pas décourager l'investissement dans des mesures à

budget du LIHEAP et la totalité du budget du LIWAP sont consacrées plus particulièrement aux programmes d'efficacité énergétique.

long terme. Quant aux ménages à faible revenu, les exigences *ad hoc* favoriseraient l'écrémage du potentiel et donc l'appel aux contributions les plus élevées possibles de la part des participants. Pour cette raison, ce mécanisme ne traiterait pas adéquatement les ménages à faible revenu, qui auraient toujours besoin d'un prélèvement (ou d'un autre traitement) distinct.

D'autres dispositions concernent notamment le choix du mandataire (services publics ou fournisseurs), les dispositions couperets, l'évolution de l'exigence dans le temps, l'imposition de prix plafonds, la vérification et la certification, l'interaction avec d'autres mécanismes et le rôle que peuvent jouer les services publics dans la réalisation de programmes. Comme il s'agit d'une proposition nouvelle, ces dispositions ne font pas encore l'objet d'une documentation ou d'un débat. Toutefois, la plupart d'entre elles s'appliquent également aux marchés de crédits échangeables pour énergies vertes, lesquels font déjà l'objet d'une certaine documentation. Voir notamment Rader et Norgaard 1996 et Dunsky 1999b.

b) Méthodes de planification

Enfin, rappelons que nous avons souligné trois façons dont le service public pourrait, dans un marché éclaté et permettant la concurrence au détail, continuer de pratiquer une certaine planification des ressources.

Les méthodes de planification ne soulèvent pas les mêmes enjeux que les prélèvements ou les exigences *ad hoc*. À cet égard, il faut plutôt se rapporter aux détails de la méthode analytique qui est la planification intégrée des ressources. En effet, dans le contexte des marchés concurrentiels, plusieurs variantes de la PIR traditionnelle sont envisageables, mais l'analyse des coûts évités demeurera toujours au cœur de cet exercice. Nous renvoyons donc le lecteur au chapitre précédent.

D. Conclusion : l'importance des combinaisons

L'ouverture des marchés à la concurrence apporte avec elle des défis et des obstacles de taille à la réalisation du potentiel rentable d'efficacité énergétique. Ces obstacles, théoriques au départ, ont d'ailleurs été confirmés par l'expérience vécue jusqu'ici par plusieurs pays du monde occidental. Par ailleurs, ces obstacles ont tendance à se présenter non seulement après l'arrivée de la concurrence, mais en effet dès que leur possibilité future devient perceptible ou appréhendée. Pour le régulateur, le service public ou l'intervenant désireux de promouvoir une plus grande efficacité énergétique, il est impératif de reconnaître ces obstacles et les nouveaux défis qu'ils posent.

Néanmoins, les défis créés par l'avènement de la concurrence ne sont pas insurmontables. En effet, la méthode privilégiée dans un contexte sans concurrence, plus précisément la planification intégrée des ressources, peut continuer de s'exercer, quoique d'une façon plus limitée et en faisant face à une plus grande résistance. En outre, d'autres moyens peuvent également être mis en pratique dont en premier lieu l'utilisation de prélèvements, mais également d'autres approches novatrices.

Les options à cet égard sont nombreuses. D'ailleurs, des combinaisons d'options s'avéreront souvent la meilleure solution. Par exemple, l'utilisation par le service public de la PIR ciblée géographiquement peut se faire de concert avec un prélèvement dont les fonds amassés seraient transférés à une tierce partie. Ou encore, l'imposition d'objectifs *ad hoc* soit au service public de distribution soit, comme condition de participation au marché, à l'ensemble des fournisseurs au détail, peut constituer l'exigence principale, laquelle serait toutefois bonifiée d'un petit prélèvement destiné uniquement à financer les programmes pour les ménages à faible revenu. Et ainsi de suite.

Dans un marché concurrentiel et donc éclaté, la nature des combinaisons d'approches prend toute son importance et ... sa complexité. L'importance ici est d'assurer que les sommes que consacreront différentes parties (service public, fournisseurs, organisme

indépendant ou agence paragouvernementale) seront complémentaires plutôt que d'être de simples doublages. Imaginons par exemple le scénario suivant : le service public, en raison de l'exercice de la PIR ciblée géographiquement, détermine que le rythme de croissance économique dans une ville en particulier obligera sous peu à investir dans le renforcement ou l'expansion du réseau local d'électricité ou de gaz naturel et, possiblement, d'une partie du réseau du transport. L'exercice établit d'ailleurs la valeur (le coût évité) d'un report de ces investissements, laquelle valeur constitue le plafond que le service public est prêt à investir dans des mesures géographiquement ciblées d'efficacité énergétique. En même temps, une agence paragouvernementale, gestionnaire des fonds amassés par un prélèvement, vient récemment de lancer un programme par lequel elle offre de payer une partie du surcoût associé à la construction de maisons neuves particulièrement efficaces énergétiquement.

Dans cet exemple, il importerait d'assurer que les efforts de ces deux acteurs soient complémentaires. À cet égard, une option particulièrement intéressante verrait le service public offrir aux résidents de cette ville une prime supplémentaire pour l'achat de ces nouvelles maisons efficaces. La stratégie de marketing pourrait d'ailleurs être conçue en collaboration avec l'agence. Ainsi, le service public aurait économisé non seulement sur les coûts de marketing, mais également sur la conception d'un programme. L'agence, quant à elle, bénéficierait d'une plus grande visibilité et, surtout, d'un taux de participation plus élevé.

Enfin, cet exemple rappelle l'importance de l'autre côté de la médaille réglementaire à ce sujet, soit l'intégration des bons incitatifs à l'approche de la réglementation des tarifs. Si le service public y voit l'avantage de réduire ses coûts d'expansion du réseau, il aura tout intérêt à choisir volontairement de collaborer avec l'agence ou à employer tout autre moyen pouvant maximiser les bénéfices et minimiser les coûts. Si, toutefois, l'approche de la réglementation de ses tarifs le pénalise pour de tels choix, il est moins évident qu'il s'efforcera de collaborer avec un tiers ou de maximiser autrement les bénéfices à son propre détriment. Dans un tel contexte, il ne s'agirait pas d'un manque de bonne foi, mais bien d'une réaction naturelle à des signaux contradictoires, et ce d'ailleurs, que le marché soit caractérisé ou non par la concurrence.

V. Conclusion

Nous venons de décrire plusieurs approches dont la mise en œuvre est possible dans le contexte de marchés concurrentiels. Nous avons précédemment décrit des outils conçus davantage pour des marchés monopolistiques. Plusieurs de ces approches et de ces outils ne s'excluent pas mutuellement et peuvent par ailleurs fournir une complémentarité des plus intéressantes.

Le mode de sélection d'une combinaison d'options ne saurait obéir à un modèle standard. **En dernière analyse, l'objectif doit demeurer la réalisation de tout le potentiel d'efficacité énergétique rentable pour la société**, et ce, au meilleur coût possible. Pour atteindre cet objectif, les choix du régulateur devront répondre à trois exigences clés :

1. Le financement ou l'exécution des mesures et des programmes devront être menés à bien soit par une obligation imposée aux services publics ou aux fournisseurs d'assumer cette responsabilité, soit par l'autorisation d'un prélèvement de fonds qui permettra le transfert de cette responsabilité à une tierce partie indépendante, soit par une combinaison de ces deux moyens.
2. Advenant que les services publics soient ainsi mandatés, les objectifs qu'on leur fixe devront être établis suivant un processus rigoureux de détermination du potentiel technique d'efficacité énergétique et d'analyse de l'ensemble des coûts évités à long terme de chaque mesure potentielle. En outre, la participation des organismes représentant le public intéressé sera essentiel au succès de la démarche.
3. Enfin, les services publics devront être récompensés ou pénalisés selon l'atteinte des objectifs qu'on leur fixe, le cas échéant. Ces récompenses ou ces pénalités devront être pleinement intégrées à l'approche de la réglementation de leurs tarifs.

Pour ce faire, le régulateur dispose d'une grande marge de manœuvre et d'une panoplie d'options et d'approches, pour la plupart déjà conçues, testées, bonifiées et mises en œuvre dans de nombreuses régions depuis déjà une vingtaine d'années. Pour autant, le défi n'en est pas moins considérable.

Annexes

A. Tests de rentabilité : les formules

B. Plafonnement des revenus par abonné : quelques détails supplémentaires

A. Les tests de rentabilité

Ci-dessous les équations mathématiques des principaux tests de rentabilité de l'efficacité énergétique. Ces tests ont été décrits aux pages 3 à 13. Les équations sont tirées directement du *Standard Practice Manual* (CPUC/CEC 1987) et vérifiées selon Fulmer et Biewald (1994). Nous utilisons, à une exception près, les équations pour la valeur actualisée nette. Il est également possible d'évaluer les mesures en fonction d'un ratio bénéfiques/coûts ou par d'autres moyens, tel qu'on le décrit dans le manuel d'origine.

Les tests sont, dans l'ordre :

- **le test du moindre coût en ressources (MCR) :** un test de la rentabilité économique des mesures, qui ne tient toutefois pas compte des externalités;
- **le test du moindre coût social (MCS) :** un test de la rentabilité économique des mesures qui tient compte des externalités;
- **le test du coût pour le service public (CSP) :** un test de l'impact sur le revenu requis du service public;
- **le test du coût pour les non-participants (CNP) :** un test de l'impact sur les tarifs et donc sur les non-participants;
- **le test du coût pour les participants (CP) :** un test de l'impact sur les factures des participants.

(1) Test du moindre coût en ressources (MCR)

Équation 6. Test du moindre coût en ressources (MCR)¹³⁵

$$VAN_{MCR} = B_{MCR} - C_{MCR}$$

$$\text{où : } B_{MCR} = \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_t + CI_t}{(1+act)^{t-1}} + \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_{RS_t} + CÉP_{RS_t}}{(1+act)^{t-1}}$$

$$\text{et où : } C_{MCR} = \sum_{t=1}^N \frac{CS_t + CP_t + CIS_t}{(1+act)^{t-1}}$$

où : B_{MCR} = bénéfices

C_{MCR} = coûts

$CÉS_t$ = coûts évités de fourniture, y compris les coûts de production, de transport, de distribution et de services ancillaires, pour l'énergie et la puissance, dans l'année t

CI_t = crédits d'impôt, le cas échéant, dans l'année t

act = taux d'actualisation

$CÉS_{RS_t}$ = coûts évités de fourniture d'une ressource secondaire dans l'année t

Les ressources secondaires sont les économies d'autres ressources, telles que d'autres formes d'énergie ou l'eau.

$CÉP_{RS_t}$ = coûts évités de ressources secondaires pour le participant dans l'année t

Les ressources secondaires pour le participant sont l'ensemble des coûts évités pour lui qui ne sont pas déjà compris dans les fonctions $CÉS_{RS_t}$ et $CÉS_t$ (à titre d'exemple, des économies sur les produits chimiques utilisés dans des tours de refroidissement). À la différence des coûts compris dans les $CÉS_{RS_t}$ et $CÉS_t$, ceux du $CÉP_{RS_t}$ reflètent les prix du marché pour ces ressources plutôt qu'une estimation de leurs coûts évités, laquelle devient inutilement complexe et éloignée des compétences du régulateur.

CS_t = coûts du programme pour le service public dans l'année t, y compris les coûts d'administration

CP_t = coût supporté par le participant, incluant les coûts en capital initiaux, les coûts d'exploitation et d'entretien, les coûts pour enlever des produits ou des matériaux (moins la valeur de leur revente ou de leur réutilisation) et la valeur du temps du consommateur lorsque celle-ci est significative

CIS_t = coûts accrus de fourniture pour le service public dans l'année t

¹³⁵ Résultats exprimés en fonction de la VAN. Le même test peut servir à illustrer le ratio bénéfices/coûts qui, pour être positif, doit être égal ou supérieur à 1, par la formule : $RCB_{MCR} = B_{MCR} / C_{MCR}$.

(2) Test du moindre coût social (MCS)

Équation 7. Test du moindre coût social (MCS)

$$VAN_{MCS} = B_{MCS} - C_{MCS}$$

où : $B_{MCS} = \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_t + CI_t + EXT_t}{(1 + actsoc)^{t-1}} + \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_{RS_t} + CÉP_{RS_t} + EXT_{RS_t}}{(1 + actsoc)^{t-1}}$

et où : $C_{MCS} = \sum_{t=1}^N \frac{CS_t + CP_t + CIS_t + EXT_t}{(1 + actsoc)^{t-1}}$

- où : B_{MCS} = bénéfices
 C_{MCS} = coûts
 $CÉS_t$ = coûts évités de fourniture, y compris les coûts de production, de transport, de distribution et de services auxiliaires, pour l'énergie et la puissance, dans l'année t
 CI_t = crédits d'impôt, le cas échéant, dans l'année t
 EXT_t = externalités environnementales de la production, du transport, de la distribution et des services auxiliaires, pour l'énergie et la puissance, évitées dans l'année t
 $actsoc$ = taux social d'actualisation
 $CÉS_{RS_t}$ = coûts évités de fourniture d'une ressource secondaire dans l'année t
 Les ressources secondaires sont les économies d'autres ressources, telles que d'autres formes d'énergie ou l'eau.
 $CÉP_{RS_t}$ = coûts évités de ressources secondaires pour le participant dans l'année t
 Les ressources secondaires pour le participant sont l'ensemble des coûts évités pour lui qui ne sont pas déjà compris dans les fonctions $CÉS_{RS_t}$ et $CÉS_t$ (à titre d'exemple, des économies sur les produits chimiques utilisés dans des tours de refroidissement). À la différence des coûts compris dans les $CÉS_{RS_t}$ et $CÉS_t$, ceux du $CÉP_{RS_t}$ reflètent les prix du marché pour ces ressources plutôt qu'une estimation de leurs coûts évités, laquelle devient inutilement complexe et éloignée des compétences du régulateur.
 EXT_{RS_t} = externalités environnementales de la production, du transport, de la distribution et des services auxiliaires, pour l'énergie et la puissance, associées à une ressource secondaire évitée dans l'année t
 Les ressources secondaires évitées sont les économies d'autres ressources, telles que d'autres formes d'énergie ou les ressources en eau.
 CS_t = coûts du programme pour le service public dans l'année t, y compris les coûts d'administration
 CP_t = coût supporté par le participant, incluant les coûts en capital initiaux, les coûts d'exploitation et d'entretien, les coûts pour enlever des produits ou des matériaux (moins la valeur de leur revente ou de leur réutilisation) et la valeur du temps du consommateur lorsque celle-ci est significative.
 CIS_t = coûts accrus de fourniture pour le service public dans l'année t

(3) Test du coût pour le service public (CSP)

Équation 8. Test du coût pour le service public (CSP)

$$VAN_{CSP} = B_{CSP} - C_{CSP}$$

où : $B_{CSP} = \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_t}{(1+act)^{t-1}} + \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_{RS_t}}{(1+act)^{t-1}}$

et où : $C_{CSP} = \sum_{t=1}^N \frac{CS_t + INC_t + CIS_t}{(1+act)^{t-1}}$

- où : B_{CSP} = bénéfices
 C_{CSP} = coûts
 $CÉS_t$ = coûts évités de fourniture, y compris de production, de transport, de distribution et de services ancillaires, pour l'énergie et la puissance, dans l'année t
act = taux d'actualisation
 $CÉS_{RS_t}$ = coûts évités de fourniture d'une ressource secondaire dans l'année t
Les ressources secondaires sont les économies d'autres ressources, telles que d'autres formes d'énergie ou l'eau. *Dans ce cas-ci, cette fonction est limitée aux ressources secondaires fournies, le cas échéant, par le service public qui livre le programme (e.g. un service public intégré du gaz et de l'électricité).*
 CS_t = coûts du programme pour le service public dans l'année t, y compris les coûts d'administration
 INC_t = incitatif payé par le service public au participant dans l'année t
 CIS_t = coûts accrus de fourniture pour le service public dans l'année t

(4) Test du coût pour les non-participants (CNP)

Équation 9. Test du coût pour les non-participants (CNP) ¹³⁶

$$CCV_{CNP} = (C_{CNP} - B_{CNP}) / V$$

$$\text{où : } B_{CNP} = \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_t + RA_t}{(1+act)^{t-1}} + \sum_{t=1}^N \frac{CÉS_{RS_t}}{(1+act)^{t-1}}$$

$$\text{et où : } C_{CNP} = \sum_{t=1}^N \frac{CIS_t + RM_t + CS_t + INC_t}{(1+act)^{t-1}} + \sum_{t=1}^N \frac{RM_{RS_t}}{(1+act)^{t-1}}$$

$$\text{et où : } V = \sum_{t=1}^N \frac{V_t}{(1+act)^{t-1}}$$

où : CCV = coût du cycle de vie

B_{CNP} = bénéfices

C_{CNP} = coûts

$CÉS_t$ = coûts évités de fourniture, y compris de production, de transport, de distribution et de services auxiliaires, pour l'énergie et la puissance, dans l'année t

RA_t = revenu additionnel associé à la croissance des ventes dans l'année t

act = taux d'actualisation

$CÉS_{RS_t}$ = coûts évités de fourniture d'une ressource secondaire dans l'année t.

Les ressources secondaires sont les économies d'autres ressources, telles que d'autres formes d'énergie ou l'eau.

CIS_t = coûts accrus de fourniture pour le service public dans l'année t

RM_t = revenu en moins associé à la perte de ventes dans l'année t

CS_t = coûts du programme pour le service public dans l'année t, y compris les coûts d'administration

INC_t = incitatif payé par le service public au participant dans l'année t

RM_{RS_t} = revenu en moins associé à la perte de ventes de ressources secondaires dans l'année t

V_t = ventes (en kWh, en kW ou autres unités de mesure) dans l'année t

¹³⁶ On peut aussi le mesurer sur des bases autres que le CCV. Pour la valeur actualisée nette (VAN), enlevez le « V » de l'équation. Pour l'impact sur la première année, faites le calcul pour l'année t=1 seulement.

(5) Test du coût pour les participants (CP)

Équation 10. Test du coût pour les participants (CP)

$$VAN_{CP} = B_P - C_P$$

$$\text{où : } B_P = \sum_{t=1}^N \frac{RF_t + CI_t + INC_t}{(1+act)^{t-1}} + \sum_{t=1}^N \frac{RF_{RS_t} + CÉP_{RS_t}}{(1+act)^{t-1}}$$

$$\text{et où : } C_P = \sum_{t=1}^N \frac{CP_t + AF_t}{(1+act)^{t-1}}$$

où : B_P = bénéfices

C_P = coûts

RF_t = réductions de la facture dans l'année t

CI_t = crédits d'impôt, le cas échéant, dans l'année t

INC_t = incitatif payé par le service public au participant dans l'année t

act = taux d'actualisation

RF_{RS_t} = réductions de la facture de ressources secondaires dans l'année t

$CÉP_{RS_t}$ = coûts évités de ressources secondaires pour le participant, dans l'année t

Les ressources secondaires pour le participant sont l'ensemble des coûts évités pour lui qui ne sont pas déjà compris dans les fonctions $CÉS_{RS_t}$ et $CÉS_t$ (à titre d'exemple, des économies sur les produits chimiques utilisés dans des tours de refroidissement). À la différence des coûts compris dans les $CÉS_{RS_t}$ et $CÉS_t$, ceux du $CÉP_{RS_t}$ reflètent les prix du marché pour ces ressources plutôt qu'une estimation de leurs coûts évités, laquelle devient inutilement complexe et éloignée des compétences du régulateur.

CP_t = coût supporté par le participant, incluant les coûts en capital initiaux, les coûts d'exploitation et d'entretien, les coûts pour enlever des produits ou des matériaux (moins la valeur de leur revente ou de leur réutilisation) et la valeur du temps du consommateur lorsque celle-ci est significative

AF_t = augmentations de la facture dans l'année t

B. Le plafonnement des revenus par abonné (PRA)

(1) Introduction

Nous avons discuté, au chapitre II, des principales approches traitant du problème des pertes nettes de revenus pour les services publics associées à l'efficacité énergétique. Parmi ces approches, nous avons décrit le plafonnement des revenus par abonné, lequel est présentement appliqué par certains régulateurs notamment aux États-Unis, au Canada et en Angleterre. Pour ceux qui s'intéressent à cette approche, nous présentons ci-dessous une liste des choix que doit faire le régulateur aux fins de l'adoption de cette approche pour un service public d'électricité. Cette liste est une version modifiée des pages 20 à 31 de Dunsky et Raphals (1998).

(2) Fixation d'un plafond adéquat

L'élément fondamental de toute forme de réglementation incitative est la détermination du niveau de revenus requis pour assurer à l'entreprise un rendement raisonnable de ses actifs. Ce rendement raisonnable peut ensuite servir de référence pour déterminer le plafond approprié en vue d'optimiser les intérêts de l'entreprise. Si le revenu requis de référence est trop élevé, l'approche incitative donnera un « cadeau » à l'entreprise; s'il est trop bas, l'entreprise ne pourra jamais atteindre les objectifs visés ni ne pourra bénéficier de réductions substantielles de ses coûts.

L'établissement d'un revenu de référence se fait habituellement sur la base de quatre données clés : (a) l'analyse du coût de service, (b) l'inflation, (c) un facteur de compensation de productivité, (d) un ajustement selon le nombre d'abonnés.

a) le coût de service

La détermination de cette référence nécessite une analyse exhaustive des coûts qui peuvent être considérés comme « utiles et prudemment acquis » pour l'acquisition et la fourniture des services énergétiques. Habituellement, dans les régions qui envisagent ou qui ont déjà appliqué une forme de réglementation incitative, cette étape essentielle aurait déjà été franchie, dans le cadre de multiples causes précédentes de réglementation par coût de service¹³⁷. **À notre connaissance, aucune forme de réglementation incitative ne s'est établie sans qu'une ou plusieurs analyses du coût de service n'aient été effectuées au préalable.**

b) l'inflation (I)

L'inflation prévue peut être calculée de différentes façons, par exemple sur la base de l'indice moyen des prix à la consommation (IPC) (comme dans le secteur des télécommunications), de l'indice du produit national brut (PNB), d'un indice du prix des intrants dans l'industrie (comme, dans certains cas, dans le secteur des chemins de fer) ou sur la base d'un indice comparatif des coûts et des prix d'entreprises comparables. L'IPC est l'indice le plus souvent utilisé (Talbot 1996) même s'il ne représente pas nécessairement la meilleure approche.

c) le facteur de compensation de productivité (X)

Le facteur de compensation de productivité (le « facteur X ») s'établit en fonction des attentes des régulateurs quant à la capacité de l'entreprise à améliorer sa productivité et, ainsi, à réduire ses coûts. Par exemple, le régulateur peut juger qu'en dépit de l'approche incitative, l'entreprise serait en mesure de réduire ses coûts de 2 % par année par des augmentations normales de productivité ou par d'autres moyens. Ce niveau de gains prévus est compris dans l'établissement du revenu plafond, et **seuls les gains**

¹³⁷ L'importance de causes précédentes d'analyse du coût de service pour la fixation d'une référence pour la réglementation incitative est probablement l'obstacle le plus important à l'application immédiate de cette forme de réglementation à Hydro-Québec, puisqu'aucune analyse indépendante n'a, par le passé, été réalisée et assujettie au processus de contre-interrogation régulateur. Cet obstacle n'existe toutefois pas pour la réglementation du gaz naturel, qui a déjà fait l'objet de causes réglementaires sur le coût du service et qui, en effet, emploie déjà des incitatifs ciblés.

supplémentaires pourraient fournir à l'entreprise des bénéfices dépassant le rendement raisonnable de l'investissement.

L'établissement de la compensation pour la productivité peut souvent faire la différence entre le succès et l'échec d'une approche incitative de la réglementation.

Par exemple, il est largement reconnu aujourd'hui que le facteur de compensation de productivité appliqué initialement au prix plafond en Angleterre était beaucoup trop bas, ce qui a permis aux entreprises d'électricité de ce pays de réaliser des profits faramineux pendant de nombreuses années, cela a mené à une controverse nationale de première importance et discrédité chez plusieurs la notion même de réglementation incitative (Green 1997). Soulignons que le fait que l'approche anglaise ne prévoyait pas de partage des bénéfices excessifs n'a évidemment pu qu'empirer la situation.

d) le nombre de clients (revenu plafond)

Enfin, rappelons que l'approche *par abonné* indique que le plafond est modulé d'année en année non seulement en fonction de l'inflation et des gains de productivité attendus, mais également en fonction du nombre de clients que l'entreprise doit servir. Cet indice est en effet important dans la mesure où (1) il ne pénalise pas l'entreprise pour le seul fait d'avoir un plus grand nombre de clients à servir, (2) il maintient le sens même de l'approche revenu plafond, qui constitue en fait un plafond pour les factures d'électricité des consommateurs.

(3) Les imprévus et les exclusions

Il est également courant de prévoir, dans le mécanisme choisi, une série de facteurs qui peuvent être exclus de la formule d'établissement du plafond. Ces facteurs peuvent être de deux ordres : (a) des imprévus, (b) des éléments que l'on connaît mais que l'on veut exclure.

a) les imprévus (Z)

Plusieurs régions appliquant la réglementation incitative ont choisi de permettre des corrections ultérieures au revenu requis pour tenir compte des imprévus. De façon générale, ces « imprévus » sont définis comme « des coûts qui (1) sont en dehors du contrôle de l'entreprise et (2) ont un impact disproportionné sur l'entreprise énergétique relativement à l'économie en général » (Comnes et al. 1995a). Ils comprennent, par exemple, les coûts associés à certains règlements environnementaux, aux modifications des régimes fiscaux ou à des événements extrêmes tels que des tempêtes.

Le choix des facteurs Z est important, et il faut à cet égard être très prudent afin d'éviter que de tels facteurs ne viennent offrir des garanties d'immunité à une entreprise qui, autrement, devrait tenir compte de ces risques dans son processus décisionnel. Aussi, il est important d'étudier la possibilité d'appliquer des ajustements pour tenir compte des variations dans la température annuelle.

b) les exclusions

Il est également courant, dans plusieurs régions, d'exclure certaines activités du plafond, soit des activités pour lesquelles il est jugé dangereux d'inciter à la réduction des coûts. C'est le cas notamment des activités touchant : (a) la protection de l'environnement et l'atténuation des impacts, (b) la recherche-développement, (c) l'efficacité énergétique, (d) la qualité du service. Ces exclusions ne sont pas à proprement parler des facteurs Z, mais on a néanmoins tendance à les assimiler à de tels facteurs, vu qu'elles requièrent un traitement semblable. Voir la sous-section « Cibles non économiques », page 235.

(4) Le partage des bénéfices ou des pertes excessives

Si l'entreprise est en mesure de tirer bénéfice d'une bonne performance, les consommateurs doivent également pouvoir en profiter. Les bénéfices ou les pertes d'une bonne ou mauvaise performance peuvent être partagés avec les consommateurs de plusieurs façons dont :

- l'utilisation d'un facteur de productivité (X) dans l'établissement du plafond (revenu ou prix) qui tient compte d'une amélioration escomptée de la productivité de l'entreprise avant de fixer le revenu plafond,
- la révision du plafond à la fin du décalage réglementaire (lors de la cause suivante), lorsque les gains et les pertes peuvent être « normalisés » et que le revenu ou le prix de référence peuvent être modifiés en fonction des gains ou des pertes réalisées antérieurement,
- le partage, entre le service public et ses clients, d'une certaine partie des bénéfices ou des pertes jugées excessives, et ce, au moyen d'un mécanisme de partage des bénéfices et des pertes.

a) bande morte et bande de partage

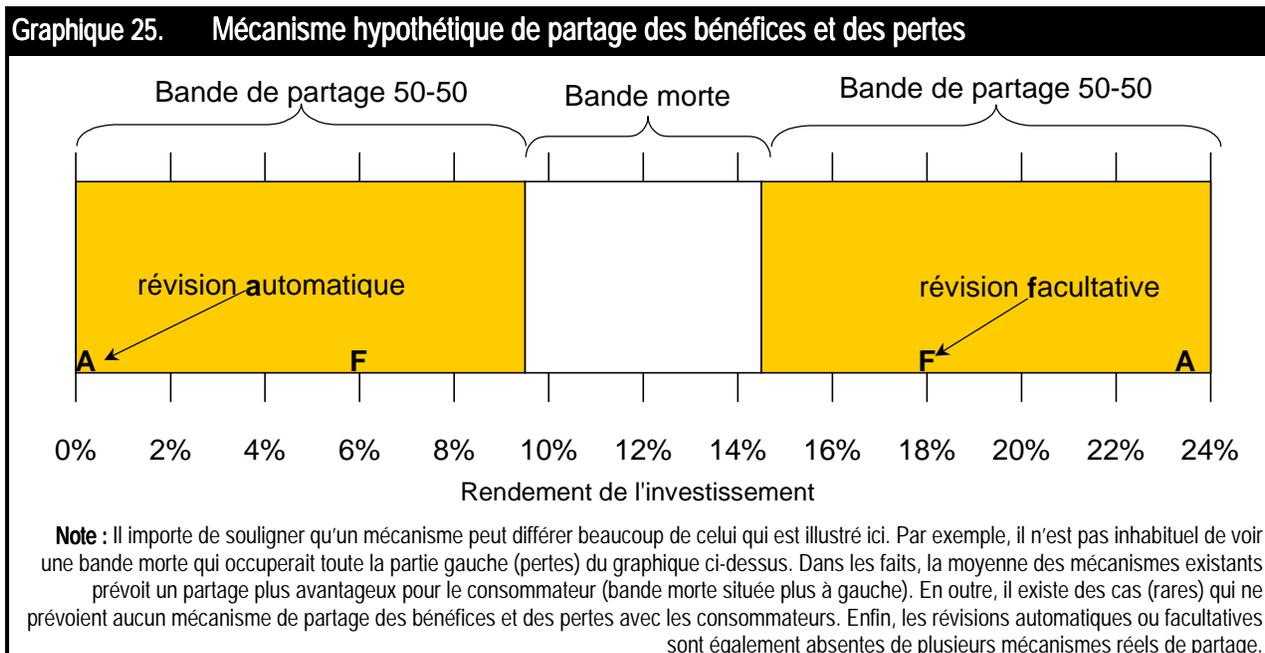
Le mécanisme de partage des bénéfices et des pertes vient donc circonscrire d'une certaine façon le niveau du bénéfice supplémentaire que l'entreprise peut toucher. Ainsi, un mécanisme type comprendrait d'abord une « bande morte », soit le niveau de variation du rendement jugé raisonnable et à l'intérieur duquel l'entreprise supporte l'ensemble des pertes ou retire l'ensemble des bénéfices. Ensuite, une « bande de partage » détermine le niveau de variation du rendement réalisé supérieur ou inférieur à la bande morte qui doit faire l'objet d'un partage rétroactif des pertes ou des gains excessifs. **Cette bande de partage peut créer un régime de partage équilibré (moitié-moitié) ou déséquilibré. Avec le partage déséquilibré, les pertes ou les gains sont davantage au profit soit des consommateurs (plus habituel) soit de l'entreprise (moins habituel).**

b) mécanisme de révision

Puisque la période de décalage réglementaire est censée durer plusieurs années (voir sous-section suivante), il est utile de prévoir des mécanismes pour réviser, si nécessaire, soit une partie de l'approche réglementaire (par exemple, le facteur de compensation de productivité), soit l'approche dans son ensemble, et ce avant la fin de la période prévue.

Ainsi, l'atteinte, par l'entreprise, de niveaux de rendement systématiquement trop élevés ou trop bas peut soit enclencher une révision automatique de l'approche, soit permettre une révision qui demeurerait, toutefois, facultative.

Le graphique suivant illustre à quoi pourrait ressembler un mécanisme de partage des bénéfices et des pertes dans le cadre d'un régime de plafonnement des revenus par abonné.



(5) Période de décalage réglementaire

Un élément essentiel du régime incitatif concerne la période de temps durant laquelle le mécanisme sera appliqué ¹³⁸.

Rappelons à ce sujet que les consommateurs peuvent bénéficier d'une approche réglementaire basée sur la performance grâce, entre autres, à la révision du plafond de revenus en fonction des gains réalisés durant la période d'application précédente. Ainsi,

¹³⁸ Par ailleurs, il importe de répéter que même l'approche traditionnelle du rendement autorisé / coût de service, lorsqu'appliquée avec un décalage réglementaire (par exemple, plus d'un an), peut être considérée comme une approche incitative à la réglementation.

pour simplifier, si l'entreprise réussit à réduire ses coûts de 10 %, cette réduction deviendra la « norme » lors de l'établissement du plafond suivant. **Il est donc important, d'une part, d'appliquer l'approche incitative sur une période de temps assez courte pour que les consommateurs puissent en bénéficier lors de la révision ultérieure, mais également assez longue pour que l'entreprise soit aussi en mesure de tirer profit de ses efforts de réduction des coûts avant que le nouveau revenu requis abaissé devienne la norme.**

À cet égard, la plupart des régions ayant appliqué une forme de réglementation incitative globale (plafonnement des revenus ou des prix) ont choisi des périodes de décalage réglementaire allant de 3 à 6 ans. Ainsi, l'entreprise peut bénéficier de ses efforts de réduction des coûts durant les premières années (en retenant une partie du surplus 'excédentaire'), après quoi le plafond est réévalué en tenant compte des gains réalisés et en les normalisant.

Rappelons également que, dans la mesure où les gains ou les pertes de l'entreprise deviennent excessifs, un mécanisme de révision automatique peut être déclenché pour « couper court » à la période de décalage réglementaire prévue.

(6) Cibles non économiques

Un des principaux objectifs d'un régime de plafonnement des revenus par abonné est de créer des incitatifs inéluctables dans le but de réduire les coûts de l'entreprise. Toutefois, la réduction des coûts n'étant pas le seul objectif du régulateur et pouvant souvent entrer en conflit avec d'autres objectifs d'intérêt public, **il est important de désigner ces cibles non économiques et de leur accorder leurs propres incitatifs.** Ainsi, les différents régimes présentement en place comprennent généralement des indicateurs de cibles non économiques — notamment (a) la qualité et la fiabilité du service, (b) l'efficacité énergétique, (c) la protection de l'environnement et les énergies « vertes », (d) l'universalité du service —, appuyés d'incitatifs ou de pénalités importantes applicables en cas de déviation des objectifs établis par le régulateur.

a) qualité et fiabilité du service (Q)

Les indicateurs de la qualité du service peuvent généralement comprendre, entre autres : (a) le nombre de plaintes de clients jugées fondées, (b) la durée moyenne des interruptions de service par client, (c) le nombre moyen d'interruptions de service par client, (d) les dérogations aux conditions de sécurité des citoyens ou des employés, telles qu'elles ont été établies par le régulateur¹³⁹, (e) les dépenses et le nombre d'employés affectés à l'entretien des arbres, (f) les autres dépenses et affectations à l'inspection et à l'entretien des équipements, (g) les enquêtes sur la satisfaction de la clientèle, (h) le temps moyen de réponse aux appels téléphoniques des clients, (i) les programmes d'éducation et de sensibilisation de la clientèle. Soulignons que pour chaque mécanisme réel, le nombre d'indices utilisés varie grandement.

En définissant chaque indicateur de qualité du service, il est important notamment d'établir si des pénalités ou des incitatifs sont appropriés et, dans le cas de pénalités, si elles devront être calculées automatiquement en fonction d'une formule connue ou si le régulateur devra décider de la pénalité au cas par cas. Notons que, de façon générale, on reconnaît que **les pénalités sont plus appropriées que les incitatifs pour la majorité des indicateurs de qualité du service**. Aussi, les pénalités peuvent prendre différentes formes, incluant des rabais directement applicables aux consommateurs touchés.

Enfin, il importe de souligner que plusieurs des indicateurs mentionnés ci-dessus font l'objet de controverses. Par exemple, un indicateur basé sur des enquêtes sur la satisfaction de la clientèle peut encourager les dépenses dans les relations publiques au détriment de l'amélioration du service.

b) l'efficacité énergétique

Dans la mesure où l'efficacité énergétique est un objectif du régulateur, ce dernier peut décider des cibles correspondant aux gains d'efficacité énergétique qui devront être réalisés grâce aux interventions de l'entreprise. **Des pénalités sont par la suite appliquées si l'entreprise n'atteint pas les cibles établies, alors que des**

¹³⁹ Même si la santé et la sécurité ne sont pas en elles-mêmes des « indicateurs de la qualité du service », il s'agit d'indicateurs importants qui sont habituellement compris dans l'indice de qualité du service.

récompenses sont offertes dans la mesure où l'entreprise dépasse ses objectifs. Voir le chapitre II du présent rapport pour une discussion plus approfondie des incitatifs à l'efficacité énergétique.

c) la protection de l'environnement

Afin d'inciter l'entreprise à assurer la protection de l'environnement, le régulateur peut créer une série d'incitatifs et de cibles en la matière. Par exemple, **le régulateur peut décider des cibles en ce qui à trait aux émissions atmosphériques, à la superficie du territoire touché, etc., ainsi que des pénalités et des récompenses selon la performance de l'entreprise à ces égards.**

D'autres mécanismes peuvent également être appliqués pour assurer la protection de l'environnement et le choix de ressources « vertes » (dans le cas de services public d'électricité), mais ces mécanismes ne seraient pas directement liés au régime (la formule automatique) du plafonnement des revenus par abonné.

d) l'universalité du service

L'universalité du service rendu peut être mesurée de différentes façons, notamment par des indices relatifs (a) aux interruptions de service pour non-paiement des factures, (b) aux sursis accordés avant l'interruption du service, (c) à l'existence de programmes d'efficacité énergétique pour les personnes à faible revenu, (d) aux gains d'efficacité énergétique réalisés chez les personnes à faible revenu, (e) à l'existence de rabais pour les consommateurs à faible revenu (Biewald et al. 1997b).

(7) Flexibilité et balises pour la tarification

En théorie, la réglementation par plafonnement des revenus par abonné permettrait deux effet néfastes importants. Premièrement, le service public pourra être incité à augmenter radicalement ses prix pour diminuer la demande et, ainsi, éviter certains coûts tout en

retenant un même niveau de revenus (l'effet Crew-Kleindorfer).¹⁴⁰ Et deuxièmement, dans la mesure où on prévoit une plus grande concurrence dans le marché à l'avenir, il pourrait tenter d'effectuer des transferts importants de coûts en augmentant les prix pour les clients les plus captifs et en les diminuant pour d'autres clients au point de livrer une concurrence déloyale à des concurrents futurs.

En réalité, il est peu probable que ces effets théoriques se réalisent, principalement en raison de la surveillance et de la présence à long terme du régulateur. En effet, la portée temporelle du mécanisme est très limitée (quelques années) comparativement à la période durant laquelle les profits de l'entreprise dépendront dans une large mesure du régulateur. Néanmoins, et surtout pour ce qui est du deuxième problème, il est utile d'instaurer des balises à la flexibilité tarifaire, balises qui peuvent réduire ou éliminer le risque de tels événements.

a) limites aux fluctuations

La première contrainte consiste en l'imposition de limites aux variations des prix que peut demander le service public.¹⁴¹ Par exemple, la formule du plafond peut décider que les modifications tarifaires seront inférieures à X % par année et à Y % pendant la période d'application du régime.

b) prix plancher

Afin d'éviter toute pratique déloyale, le régulateur peut également établir un prix plancher. Il est généralement reconnu que ce prix plancher devrait être fixé en fonction de son coût marginal à court terme (Olson et Costello 1995).

¹⁴⁰ Cet effet ne s'appliquerait pas toutefois dans certaines conditions de prix et d'élasticité de la demande (Comnes et al. 1995:74-76).

¹⁴¹ On pourrait aussi créer une formule hybride plafonnement des revenus et des prix, comme c'est le cas en Angleterre (mais pour différentes raisons). Toutefois, cette approche est sensiblement plus complexe (voir Comnes et al. 1995:69-80) pour des gains supplémentaires peu évidents.

c) plafond « par panier »

Pour protéger les consommateurs contre un interfinancement indu, il est important que le prix ou le revenu plafond soit appliqué par « panier » (catégorie) de consommateurs plutôt que globalement (Woolf et Michals 1996). De tels paniers sont en effet des catégories de consommateurs regroupés selon leur aptitude à faire l'objet d'un interfinancement discriminatoire, et ne doivent donc pas comme telles représenter les catégories traditionnellement établies pour les fins de la tarification (Comnes et al. 1995:49-50).

(8) Fonctions soumises à l'approche incitative

Dans le passé, la réglementation des prix se faisait sur la base des coûts et des prix totaux, c'est-à-dire de façon agrégée. Aujourd'hui, les prix sont de plus en plus éclatés parmi les fonctions verticales de l'industrie (production, transport, distribution, parfois d'autres). Dans le contexte des monopoles verticalement intégrés dont l'éclatement futur est plausible, il est nécessaire de déterminer si l'approche incitative s'appliquera à l'ensemble des fonctions de l'entreprise ou seulement à une ou deux d'entre elles.

Le choix d'appliquer une méthode globalement ou plusieurs méthodes selon la fonction réglementée découle de plusieurs considérations qui dépassent le cadre du présent document. Soulignons néanmoins qu'il est possible, dans certains cas, qu'une approche particulièrement intéressante crée des effets néfastes lorsqu'elle est appliquée à une fonction de l'entreprise, et non à une autre. Dans de tels cas, il devient pertinent de songer à l'application différenciée selon la fonction réglementée.

Bibliographie

ACÉ (Association canadienne d'électricité), 1992. *Demand Side Management in Canada – 1992*, 178 p.

ANDREWS, Clinton J., 1991. « Building Consensus on a Shoestring: The Efficacy of Packaged Models in Joint Fact-Finding ». *Proceedings of the 2nd International Conference on Computers in Urban Planning and Urban Management*, juillet 1991, p. 371-386. Dans *Forum sur les externalités*, actes d'un colloque organisé par Hydro-Québec les 8 et 9 septembre 1991.

ANDREWS, Clinton J., 1992. « Spurring Inventiveness By Analyzing Tradeoffs: A Public Look at New England's Electricity Alternatives ». *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 12, p. 185-210.

ANDREWS, Clinton J., 1994. *Valuing Environmental Externalities in Group Decision Making Processes*, 29 p. Dans *Forum sur les externalités*, actes d'un colloque organisé par Hydro-Québec les 8 et 9 septembre 1994.

ANDREWS, Clinton J., S.R. CONNORS, D.L. GREENBERG, W.W. SCHENLER, R.D. TABORS D.C. WHITE, 1991. *The Commonwealth Electric Open Planning Project – Final Report for Phase One*, Analysis Group for Regional Electricity Alternatives (AGREA), Massachusetts, Institute of Technology, janvier 1991, 201 p. plus annexes.

AQME (Association québécoise de la maîtrise de l'énergie), 1996. *Étude sur l'industrie de l'efficacité énergétique au Québec en 1994*, 64 p.

AWERBUCH, Shimon, 1992. « Measuring the Costs of Photovoltaics in an IRP Framework ». *Proceedings of the Fourth National NARUC Conference on Integrated Resource Planning*, p. 625-650.

BAKER-STARIHA, Barbara, 1993. *Demand-Side Management for Natural Gas: Regulation and Implementation*, Calgary (AB), Canadian Energy Research Institute, juillet 1993, 170 p.

- BAXTER, Lester W, 1995. *Assessment of Net Lost Revenue Adjustment Mechanisms for Utility DSM Programs*, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, pour l'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy, janvier 1995, 111 p.
- BC GAS INC., 1992. *Least Cost Integrated Resource Plan 1991-2001, Executive Summary*, juillet 1992, 34 p.
- BC HYDRO, 1993. *Electricity Conservation Potential Review: 1988-2010 – Summary Report, Phase I: Unconstrained Potential*, Collaborative Committee for the 1991-1994 Conservation Potential Review, février 1993, 52 p.
- BEAUDOIN, Camille, 1996. *Étude des besoins des ménages à faible revenu reliés à l'élaboration d'un programme d'efficacité énergétique*, étude préparée pour la Direction de l'efficacité énergétique du ministère des Ressources naturelles du Québec, 19 juillet 1996, 53 p. plus annexes.
- BERNARD, Jean-Thomas, D. BOLDUC, Y. GINGRAS et R. RILSTONE, 1992. *Les effets sur la demande québécoise d'électricité de certains changements technologiques 2000-2020*, département d'économie, Faculté des sciences sociales, Université Laval, 78 p. Rapport final présenté à Hydro-Québec le 3 mars 1992.
- BERNIER, Luc, 1991. « *La monétisation des externalités des grands projets hydroélectriques: Est-ce souhaitable, est-ce réalisable?* », 6 p. Texte présenté à la *Conférence '91 de l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne* le 4 novembre 1991, 6 p.
- BIEWALD, Bruce, T. WOOLF, P. BRADFORD, P. CHERNICK, S. GELLER et J. OPPENHEIMER, 1997a. *Performance-Based Regulation in a Restructured Electric Industry*, Washington (DC), National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), 8 novembre 1997, 87 p.
- BIEWALD, Bruce, M. DUCKWORTH, G. MCCLAIN, D. NICHOLS, D. ROSEN et S. FERREY, 1997b. *Sustainable Electricity for New England (The R/EST Project)*, Boston (MA), New England Governors Conference inc., janvier 1997, 117 p. Document préparé par Tellus Institute.
- BIEWALD, Bruce, S. HENRICKS, P. LOH, A. RUDKEVITCH et D. WHITE, 1992. *ECO – The Energy Conservation Model for Utility Conservation Program Analysis, Multi-Resource Impacts, Air Emission Reductions, and Benefit-Cost Calculations. Model Documentation, Version 2.0*, 24 juin 1992, 27 p. plus annexes. Document préparé par Tellus Institute.
- BIOSYSTEMS ANALYSIS INC., BATELLE PACIFIC NW LABORATORIES, CLEARWATER CONSULTING CORP. et HALL AND ASSOCIATES, 1984. *Methods for Valuation of Environmental Costs and Benefits of Hydroelectric Facilities – A Case Study of the Sultan River Project – Final Report*, document préparé pour Bonneville Power Administration, 5 juin 1984.
- BURKHARD, Lori A., 1990. « *Conservation Program Cost-Benefit Analysis: Choosing Among Options* ». *Public Utilities Fortnightly*, 29 mars 1990, p. 41-44.

- CAESCO (Canadian Association of Energy Service Companies), 1999. Site web à l'adresse <http://www.ardron.com/caesco/>, mise à jour du 12 mars 1999.
- CEC (California Energy Commission), 1999. *Public Goods Charge Energy Efficiency Program Report – Operational Plan Report and Transitional Plan Report. Staff Draft*, publication n° P400-99-018, 8 novembre 1999.
- CENTONELLA, Paul A., S. MITNICK, B. BARKOVICH, K. YAP D. BOONIN, 1993. *Cost Allocation for Electric Utility Conservation and Load Management Programs*, Washington (DC), National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), février 1993, 146 p.
- CERA (Cambridge Energy Research Associates), 1997. *Reshaping the North American Electric Power Industry: Scenarios to 2010*, 212 p. plus annexes.
- CHAMBERLAIN, John H. et P. HERMAN, 1995. « The Energy Efficiency Challenge: Save the Baby, Throw Out the Bathwater ». *The Electricity Journal*, décembre 1995, p. 38-47.
- CLICHE, David, 1993. *La planification intégrée des ressources et les externalités économiques, environnementales et sociales. Résultats préliminaires de recherche*, février 1993.
- COHEN, David A. et P. BAILEY, 1998. « An Approach to Calibrating DOE-2 Simulation Models Using Hourly End-Use Data and Data Visualization Software ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 3, p. 3.73-3.87.
- COMITÉ D'ÉVALUATION, COMMISSION DE LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT KATIVIK, COMITÉ FÉDÉRAL D'EXAMEN AU NORD DU 55^E PARALLÈLE et COMMISSION FÉDÉRALE D'EXAMEN DES ÉVALUATIONS ENVIRONNEMENTALES, 1992. *Directive – Étude des impacts sur l'environnement du projet hydroélectrique Grande Baleine*. Montréal (QC), Bureau de soutien de l'examen public du projet Grande Baleine, août 1992, 113 p.
- COMNES, G.A., 1994. *Review of Performance-Based Ratemaking Plans for U.S. Gas Distribution Utilities*, Energy and Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, novembre 1994, 37 p.
- COMNES, G.A., S. STOFT, N. GREENE et L.J. HILL, 1995a. *Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues – Volume I*, Energy and Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, novembre 1995, 106 p.
- COMNES, G.A., S. STOFT, N. GREENE et L.J. HILL, 1995b. *Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues – Volume II: Appendices*, Energy and Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, novembre 1995, 91 p.
- COWARTH, Richard H., 1992. *Trends and Issues in Integrated Resource Planning*. Exposé du président du Vermont Public Service Board prononcé lors du 4^e Forum annuel de l'industrie du gaz naturel, à Montréal, le 22 octobre 1992.

- CPUC (California Public Utilities Commission), 1981. *Decision N° 92653*. Cité par Kahn (1991).
- CPUC/CEC (California Public Utilities Commission et California Energy Commission), 1987. *Standard Practice Manual – Economic Analysis of Demand-Side Management Programs*, Staff Report, P400-87-006, décembre 1987, 73 p.
- CRAWLEY, Drury B., L. LAWRIE, P. CURTIS, R. LIESEN, D. FISHER, R.K. STRAND, R.D. TAYLOR, F.C. WINKELMAN, W.F. BUHL, Y.J. HUANG et A.E. ERDEM, 1998. « Beyond BLAST and DOE-2: EnergyPlus, a New-Generation Energy Simulation Program ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 3, p. 3.89-3.104.
- DEHOUX, Pascal, L. GAUTHIER et D. VANIER, 1995. *Détermination des externalités de la production hydroélectrique liées à la faune et ses habitats*, Fédération québécoise de la faune, juin 1995, 127 p.
- DUNSKY, Philippe, 1996. *PRIME – Programme résidentiel d'intervention et d'investissements en matière d'efficacité énergétique*, septembre 1996. Préparé avec la collaboration de L. Montminy, M. Vézina et P. Raphals.
- DUNSKY, Philippe, 1999a. *Témoignage – Proposition tarifaire 2000 de Gazifère inc. Sur les sujets du mécanisme incitatif ciblé aux charges d'exploitation, du mécanisme incitatif ciblé à l'efficacité énergétique, du Plan d'efficacité énergétique, des mesures spécifiques et de la substitution*. Centre Hélios, témoignage écrit déposé devant la Régie de l'énergie pour le compte du RNCREQ, 7 octobre 1999, 75 p.
- DUNSKY, Philippe, 1999b. « Keeping the Promise: Making Renewable Portfolio Standards Work », *Proceedings – WindPower'99*, Washington (DC), American Wind Energy Association. Paper #27, chapter 6A: Economics.
- DUNSKY, Philippe et D. NICHOLS, 1998. *Témoignage – Proposition tarifaire 1999 de Société en commandite Gaz Métropolitain. 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* ». Centre Hélios, 18 septembre 1998, 117 p. Témoignage écrit déposé devant la Régie de l'énergie pour le compte du RNCREQ.
- DUNSKY, Philippe et P. RAPHALS, 1997. « Challenges for Effective Competition in Large-Hydro Dominated Markets: The Case of Québec ». *Deregulation of Electric Utilities*, Boston (MA), Dordrecht, London, Kluwer Academic Publishers, éd. G. Zaccour, p. 101-117.
- DUNSKY, Philippe et P. RAPHALS, 1998. *La réglementation des tarifs d'électricité – Discussion des approches traditionnelles et incitatives et de leurs impacts en matière d'efficacité énergétique*, Montréal (QC), Centre Hélios, document préparé pour Option Consommateurs et pour la Fondation de la famille Samuel et Saidye Bronfman, 24 mars 1998, 42 p.
- EIA (Energy Information Administration), 1995. *Electricity Generation and Environmental Externalities: Case Studies*, Washington (DC), U.S. Department of Energy, DOE/EIA-0598, septembre 1995, 98 p.

- EIA (Energy Information Administration), 1997a. *U.S. Electric Utility Demand-Side Management 1995*, Washington (DC), U.S. Department of Energy, DOE/EIA-0589(96), janvier 1997, 101 p.
- EIA (Energy Information Administration), 1997b. *U.S. Electric Utility Demand-Side Management 1996*, Washington (DC), U.S. Department of Energy, DOE/EIA-0589(96), décembre 1997, 102 p.
- EIA (Energy Information Administration), 1997c. *Annual Energy Outlook 1998 – With Projections to 2020*, Washington (DC), U.S. Department of Energy, décembre 1997, 223 p.
- EIA (Energy Information Administration), 1998. *Natural Gas Annual 1997*, Washington (DC), U.S. Department of Energy, Office of Oil and Gas, octobre 1998, 253 p.
- EIA (Energy Information Administration), 1999. *U.S. Electric Utility Demand-Side Management Direct and Indirect Cost, 1997 and 1998 (Thousand Dollars)*, Washington (DC), U.S. Department of Energy, www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav2/html_tables/epav2t49pl.html, 9 avril 1999.
- EPRI (Electric Power Research Institute), 1992. *Electric Utility DSM Programs: Terminology and Reporting Formats*, EPRI TR-100763, Project 2982-08, Final Report, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, juin 1992, 72 p.
- ESBI ALBERTA LTD., 1998. *Alberta Interconnected Electric System Transmission Development Plan 1999-2008*, décembre 1998, 60 p.
- ETO, Joseph, 1996. *The Past, Present and Future of U.S. Utility Demand-Side Management Programs*, Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, décembre 1996, 22 p.
- ETO, Joseph, C. GOLDMAN et S. NADEL, 1998. *Ratepayer-Funded Energy Efficiency Programs in a Restructured Electricity Industry : Issues and Options for Regulators and Legislators*, Energy & Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California et American Council for an Energy Efficient Economy, mai 1998, 65 p.
- ETO, Joseph, P. PRAHL et J. SCHLEGEL, 1996. *A Scoping Study on Energy-Efficiency Market Transformation by California Utility DSM Programs*, Energy & Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, juillet 1996, 126 p. Document préparé pour le California Demand-Side Measurement Advisory Committee.
- ETO, Joseph, S. KITO, L. SHOWN et R. SONNENBLICK, 1995. *Where Did the Money Go? The Cost and Performance of the Largest Commercial Sector DSM Programs*, Energy & Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, décembre 1995, 58 p.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission (US)), 1999. *Docket N° RM99-2-000: Regional Transmission Organizations – Notice of Proposed Rulemaking*, 13 mai 1999, 243 p. plus annexes.
- FREEMAN, A. Myrick III, R.D. ROWE et M. THAYER, 1993. « Introduction to the Consideration of Externalities in Electricity Resource Selection », annexe B de E. Haites, J. Hashem, D.

- Sarafidis et D. Vanderhoff, 1994, *Monetization of Air Emissions: the Case of Hydro-Québec – Final Draft*, août 1993, 135 p.
- FULMER, Mark et B. BIEWALD, 1994. « *Misconceptions, Mistakes and Misnomers in DSM Cost Effectiveness Analysis* ». Version préliminaire à la publication, août 1994. Exposé prononcé lors du congrès annuel de 1994 de l'*American Council for an Energy Efficient Economy*.
- GAZIFÈRE, 1999. « Témoignage en chef de Rock Marois, directeur général » dans *Requête 3430-99 Cause tarifaire pour l'année témoin 1999-2000*, 18 juin 1999, 16 p.
- GELLER, Howard S., 1991. *Efficient Electricity Use: A Development Strategy for Brazil*, Washington (DC) et Berkeley (CA), American Council for an Energy Efficient Economy. *Document cité par Levine et coauteurs (1992)*.
- GIRARD, André, 1990. « La concertation entre Hydro-Québec et l'Union des producteurs agricoles (U.P.A.): Un nouveau terrain d'entente ». *Consultations publiques et stratégies de planification*, p. 42-51, actes d'un colloque tenu dans le cadre du congrès annuel de 1990 de l'ACFAS.
- GOLDMAN, Charles et M.S. KITO, 1994. *Review of Demand-Side Bidding Programs: Impacts, Costs, and Cost-Effectiveness*, Energy & Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, mai 1994, 122 p.
- GOLDMAN, Charles, G.A. COMNES, J. BUSCH et S. WIEL, 1993. *Primer on Gas Integrated Resource Planning*, Washington (DC), National Association of Regulatory Utility Commissioners, décembre 1993, 318 p.
- GOLOVE, William et J.H. ETO, 1996. *Market Barriers to Energy Efficiency : A Critical Reappraisal of the Rationale for Public Policies to Promote Energy Efficiency*, Energy & Environment Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, pour le California Demand-Side Measurement Advisory Committee, mars 1996, 51 p.
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 1996a. *L'Énergie au service du Québec – Une perspective de développement durable*, 108 p.
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 1996b. *L'énergie au Québec – édition 1996*, 118 p.
- GRAY, Lawrence C., 1913. « The Economic Possibilities of Conservation ». *Quarterly Journal of Economics*, vol. 27, p. 497-519.
- GREEN, Richard, 1997. « Has Price Cap Regulation of U.K. Utilities Been a Success? ». *Public Policy for the Private Sector, World Bank Group — Finance, Private Sector, and Infrastructure Network*, n° 132, novembre 1997, 4 p.
- HADDAD, Brent M., R.B. HOWARTH et B. PATON, 1998. « Energy Efficiency and the Theory of the Firm ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 9, p. 9.33-9.42.
- HADLEY, Stan et E. HIRST, 1995. *Utility DSM Programs from 1989 Through 1998: Continuation or Cross Roads?*, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, février 1995, 37 p.

- HAMRIN, Jan, 1994. *Affected with the Public Interest: Electric Industry Restructuring in an Era of Competition*, Septembre 1994, 163 p. plus annexes. Document préparé avec la participation de W. Marcus, C. Weinburg et F. Morse pour le Renewables Subcommittee of the Conservation Committee, National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC).
- HARRINGTON, Cheryl et D. MOSKOVITZ, 1992. « Fundamentals of Least-Cost Planning ». *Proceedings of the Fourth National NARUC Conference on Integrated Resource Planning*, p. 21-44.
- HILL, Lawrence J., E. HIRST et M. SCHWEITZER, 1991. *Integrating Demand-Side Management Programs Into the Resource Plans of U.S. Electric Utilities*, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, pour l'Electric Power Research Institute (EPRI) et pour le U.S. Department of Energy, janvier 1991, 63 p.
- HIRST, Eric, 1993a. *Electric-Utility DSM-Program Costs and Effects: 1991 to 2001*, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, mai 1993 (comprenant les corrections de juillet 1992), 33 p.
- HIRST, Eric, 1993b. *Statistical Recoupling: A New Way To Break the Link Between Electric-Utility Sales and Revenues*, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, septembre 1993, 65 p.
- HIRST, Eric, 1994. *Costs and Effects of Electric-Utility DSM Programs: 1989 through 1997*, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, juin 1994, 33 p.
- HIRST, Eric et E. BLANK, 1993. *Regulating as if Customers Matter: Utility Incentives to Affect Load Growth*, Boulder (CO), Land and Water Fund of the Rockies, janvier 1993, 46 p.
- HIRST, Eric et M. SCHWEITZER, 1988. *Uncertainty in Long-Term Resource Planning for Electric Utilities*, Oak Ridge (TN), Oak Ridge National Laboratory, décembre 1988, 66 p.
- HIRST, Eric et M. SCHWEITZER, 1990. « Electric-Utility Resource Planning and Decision-Making: The Importance of Uncertainty ». *Risk Analysis*, vol. 10, n^o. 1, p. 137-146.
- HIRST, Eric, E. BLANK et D. MOSKOVITZ, 1994. « Alternative Ways to Decouple Electric Utility Revenues from Sales ». *The Electricity Journal*, juillet/août 1994, p. 38-47.
- HOLT, Ed, 1995. *Energy Efficiency in a Restructured UK Electric Industry*, The Regulatory Assistance Project, <http://www.rapmaine.org/uk.html>, août 1995.
- HUDSON, Leslie, S. SEGUINO et R.E. TOWNSEND, 1995. « Maine's Electric Revenue Adjustment Mechanism: Why It Fizzled ». *The Electricity Journal*, octobre 1995, p. 74-83.
- HYDRO-QUÉBEC, 1991. *Potentiel réalisable d'amélioration de l'efficacité énergétique au Québec*, Groupe Marchés québécois, 19 février 1991, 39 p. plus annexes.
- HYDRO-QUÉBEC, 1992a. *Prévision de la demande d'électricité au Québec*, vol. 6 du *Plan de développement 1993 (proposition)*, 173 p.

- HYDRO-QUÉBEC, 1992b. *Rencontre sur la prévision de la demande d'électricité – Ateliers supplémentaires* Acétates des présentations.
- HYDRO-QUÉBEC, 1992c. *Combinaison d'options – Méthodologie d'analyse des impacts*, annexe au *Plan de développement 1993 (proposition)*, 32 p.
- HYDRO-QUÉBEC, 1992d. *Combinaison d'options – Méthodologie d'analyse des impacts*; annexe au *Plan de développement 1993 (proposition)*, 42 p plus fiches techniques.
- HYDRO-QUÉBEC, 1992e. *Répertoire 1992 des mesures d'économie d'énergie, vo. 1 et 2 : « marché résidentiel, fiches détaillées »*. Service Planification commerciale, Vice-présidence Efficacité énergétique, 540 p. plus annexes.
- HYDRO-QUÉBEC, 1992f. *Paramètres économiques et énergétiques de planification à long terme*, Direction Production, Bureau du directeur, 81 p.
- HYDRO-QUÉBEC, 1993. *Analyse multicritère d'aide à la décision – Exercice exploratoire appliqué au processus de planification des installations d'Hydro-Québec. Rapport final*, Vice-présidence Environnement, Vice-présidence Planification du réseau, octobre 1993, 81 p.
- HYDRO-QUÉBEC, 1994a. *Coûts marginaux et coûts évités de l'électricité – Approche méthodologique*, Direction Planification stratégique, Groupe Finances et Planification, 12 avril 1994, 62 p.
- HYDRO-QUÉBEC, 1994b. *Concepts de base et blocs de potentiel en efficacité énergétique*, Vice-présidence commercialisation, Acétates de présentation soumises aux consultations publiques, septembre 1994.
- HYDRO-QUÉBEC, 1995a. *Coûts marginaux de production et de transport associé, édition décembre 94*. Plan des installations 1994-2003. 4 janvier 1995, 29 p. plus annexes.
- HYDRO-QUÉBEC, 1995b. Une lettre et tableaux de calcul sans titre. Service Planification stratégique commerciale, 59 p. La lettre est signée du 10 mai 1995, les tableaux sont signés respectivement du 24 octobre 1994, du 07 décembre 1994 et du 08 décembre 1994.
- HYDRO-QUÉBEC, 1997a. *Efficacité énergétique – Renseignements demandés par la Commission de l'économie et du travail*, 6 février 1997, s.p.
- HYDRO-QUÉBEC, 1997b. « *Hypothèses commerciales et économiques – Suivi de la rentabilité des économies d'énergie* », tableau signé « Planification commerciale », reproduit en p. 4 d'un document adressé à P. Dunsky par Mme Francine Beaudry, conseillère, Relations gouvernementales, 20 février 1997, 6 p.
- INRS-LAVAL-OTTAWA (Institut national de la recherche scientifique, Énergie et matériaux; Université Laval; Université d'Ottawa), 1994. *L'inventaire et l'évaluation critique des prévisions de demande d'électricité au Québec et l'évaluation de méthodologies utilisées – Rapport final*, document préparé pour le Comité consultatif en prévision de la demande d'électricité d'Hydro-Québec, novembre 1994, 107 p.

- JACCARD, Mark et D. SIMS, 1991. « Employment Effects of Electricity Conservation: The Case of British Columbia ». *Energy Studies Review*, vol. 3:1, p. 35-44.
- JACCARD, Mark, A. FOGWILL et J. NYBOER, 1992a. *1991-1994 Conservation Potential Review: The British Columbia Industrial Sector*, vol. I., Vancouver (BC), M.K. Jaccard and Associates, février 1992, 185 p. plus annexes. Document préparé pour le Collaborative Committee for the 1994-1994 Conservation Potential Review, pour BC Hydro, février 1992, 185 p. plus annexes.
- JACCARD, Mark, A. FOGWILL et J. NYBOER, 1992b. *1991-1994 Conservation Potential Review: The British Columbia Industrial Sector*, Vol. II: « Technical Report » Vancouver (BC), M.K. Jaccard and Associates, février 1992, 120 p. Document préparé pour le Collaborative Committee for the 1991-1994 Conservation Potential Review, février 1992, 120 p.
- JENSEN, Val R., 1990. « Least-Cost Planning: The Illinois Experience ». *Public Utilities Fortnightly*, 29 mars 1990, p. 9-17.
- KAHN, Edward, 1991. *Electric Utility Planning and Regulation*, Washington (DC) et Berkeley (CA), American Council for an Energy Efficient Economy, 339 p.
- KNITTEL, Christopher R., 1999. *Does Incentive Regulation Provide the Correct Incentives?: Stochastic Frontier Evidence from the US Electricity Industry*. Berkeley (CA), Program on Workable Energy Regulation, Energy Institute, University of California, septembre 1999, 30 p.
- KRAUS, F. et J. ETO, 1988. *Least-Cost Utility Planning – The Demand-Side : Conceptual and Methodological Issues*, Washington (DC), National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC).
- KUSHLER, Martin et M. SUOZZO, 1999. *Regulating Electric Distribution Utilities As If Energy Efficiency Mattered*, Washington (DC), American Council for an Energy Efficient Economy, mai 1999, 47 p.
- LEBLANC, William J., B.A. ELLIOT, J.W. BLAGDEN et J.B. BROWN, 1992. *Review of Electricity Rate and Conservation Programs for Low-Income Households Across the United States*, Barakat & Chamberlain, document préparé pour Hydro-Québec, 7 février 1992, 120 p.
- LEVINE, Mark D., H. GELLER, J. KOOMEY, S. NADEL et L. PRICE, 1992. *Electricity End-use Efficiency: Experience with Technologies, Markets, and Policies Throughout the World*, Washington (DC), American Council for an Energy Efficient Economy, mars 1992, 94 p.
- LITCHFIELD, James, L. HEMMINGWAY et P. RAPHALS, 1994. *La planification intégrée des ressources dans le cadre de l'examen public du projet Grande-Baleine*, dossier-synthèse n° 7 : Évaluation environnementale du projet Grande-Baleine, Bureau de soutien de l'examen public du projet Grande-Baleine, 115 p.
- LIU, MINGSHENG, G. WEI et D.E. CLARIDGE, 1998. « Calibrating AHU Models Using Whole Building Cooling and Heating Energy Consumption Data ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 3, p. 3.229-3.241.

- LIVELY, Mark B., 1995. « 31 Flavors or Two Flavors Packaged 31 Ways: Unbundling Electricity Service ». *The National Regulatory Research Institute Quarterly Bulletin*, vol. 17, no.2, p. 227-232. Également publié en tant que témoignages de l'auteur devant la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), dossiers RM95-8-001, *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities*, et RM94-7-001, *Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*.
- LOPEZ, Nieves, 1999. Communication personnelle du 13 septembre 1999. M^{me} Lopez est économiste à la Public Utilities Commission of Texas.
- MACEVOY, Bruce, 1993. *Attracting Customers in an Era of Consensus*. SRI International Business Intelligence Program viewgraph, D93-1708, janvier, 25 p.
- MAHONE, Douglas, C. CHAPPELL, R. WRIGHT, E. ERICKSON, P. JACOBS, A. HORWATT, M. MORSE et V. RICHARDSON, 1998. « The Comprehensive Approach to Commercial New Construction Program Impact Evaluations – Lessons Learned in California ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 4, p. 4.261-4.272.
- MARTIN, Fernand, 1994. « Le taux social d'actualisation et les projets d'Hydro-Québec », dans *Documents d'information sur les externalités*, Montréal (QC), Hydro-Québec, section 8, 41 p.
- MESSENGER, Michael et R. SHAPIRO, 1995. *The Potential Effect of Electric Industry Restructure and Regulatory Choices on Utility Demand Side Management Programs*, Sacramento (CA), California Energy Commission, janvier 1995.
- MEYERS, Richard et A. JOHNSON, 1997. *Electric and Gas Utility Performance Based Ratemaking Mechanisms*, San Francisco (CA), California Public Utilities Commission, décembre 1997, 45 p.
- MICHAUD (Luc Michaud Économistes Conseils Itée), 1992. *Évaluation de la valeur économique du saumon – Phase III: Estimation des bénéfices ou pertes reliés à une modification des conditions de pêche*, Hydro-Québec, Vice-présidence Environnement, janvier 1992, 53 p.
- MICHAUD (Luc Michaud Économistes Conseils Itée), 1995. *La monétisation des externalités de la filière hydroélectrique au Québec*, Hydro-Québec, Vice-présidence Environnement, mars 1995, 125 p. plus annexes.
- MILLER, Peter M., J.H. ETO et H.S. GELLER, 1989. *The Potential for Electricity Conservation in New York State*, New York State Energy Research and Development Authority, septembre 1989. Cité par *Levine et al. (1992)*.
- MILLER, Peter, 1999. Communication par courrier électronique, du 2 février 1999.
- MOSKOWITZ, David et G.B. SWOFFORF, 1992. « Revenue-per-Customer Decoupling », dans *Regulatory Incentives for Demand-Side Management*, sous la direction de S.M. Nadel, M.W. Reid et D.R. Wolcott, Washington (DC), American Council for an Energy Efficient Economy.

- MOSKOWITZ, David, 1989. *Profits and Progress Through Least-Cost Planning*, Washington (DC), National Association of Regulatory Utility Commissioners, novembre 1989, 57 p.
- MRC (Marbek Resource Consultants Ltd), 1993a. *1991-1994 Conservation Potential Review – Estimates of Electricity Savings in British Columbia to 2010 Assuming Unconstrained Use of Technically and Economically Viable Energy Efficiency Technologies and Measures – Final Report, Commercial Sector*, document préparé avec la collaboration de Prism Engineering Ltd et Pacific Energy Associates Inc. pour le Collaborative Committee for the 1991-1994 Conservation Potential Review de BC Hydro-Québec, février 1993, 142 p. plus annexes.
- MRC (Marbek Resource Consultants Ltd), 1993b. *1991-1994 Conservation Potential Review – Estimates of Electricity Savings in British Columbia to 2010 Assuming Unconstrained Use of Technically and Economically Viable Energy Efficiency Technologies and Measures – Final Report, Residential Sector*, document préparé avec la collaboration de Sheltair Scientific Ltd et Pacific Energy Associates Inc. pour le Collaborative Committee for the 1991-1994 Conservation Potential Review de BC Hydro., février 1993, 141 p. plus annexes.
- MRN (Ministère des Richesses naturelles du Québec), 1974. *Prévision de la consommation énergétique à long terme au Québec (1975-1990) – méthode de régression tendancielle*, ouvrage réalisé par Jean-Roch Caron et Christian Delavelle, 201 p.
- MSB Energy Associates, 1991. *Incorporating Externalities into Hydro-Québec's Power Planning Process – Research on current experience, literature and regulatory trends in the United States. Final Report*, 28 janvier 1991, 58 p.
- NADEL, Steven M., 1996. *The Impact of Energy Sector Restructuring on Energy Consumption and the Environment: International Experiences*, Washington (DC) et Berkeley (CA), American Council for an Energy Efficient Economy, janvier 1996, 15 p.
- NADEL, Steven, D. BOURNE, M. SHEPARD, L. RAINER L. SMITH, 1993. *Emerging Technologies to Improve Energy Efficiency in the Residential & Commercial Sectors*, American Council for an Energy Efficient Economy, Davis Energy Group et E-Source, document préparé pour le California Conservation Inventory Group, février 1993, 177 p.
- NADEL, Steven, V. KOTHARI et S. GOPINATH, 1991. *Opportunities for Improving End-Use Electricity Efficiency in India.*, Washington (DC), American Council for an Energy Efficient Economy.
- NANTAIS, Jean-Marc et R. BOILY, 1991. *Potentiel envisageable et probabilités de développement pour la période 2000-2020 des utilisations nouvelles de l'énergie – 2e phase, fiches techniques*, Industrie Information et Centre de recherches industrielles du Québec (CRIQ), document présenté à Hydro-Québec, 10 septembre 1991, 59 p.
- NARUC (National Association of Regulatory Utility Commissioners), 1989. *Resolution in Support of Incentives for Electric Utility Least-Cost Planning*, résolution prise par l'Association lors de sa réunion du 27 juillet 1989 à San Francisco. 1 p.

- NEES (New England Electric System), 1993. *NEESPLAN 4 – Creating Options for More Competitive and More Sustainable Electric Service*, 32 p. plus annexes.
- NEWBERGER, Jeremy J., 1998. « Results from Streamlining of Custom Project Impact Evaluation ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 4, 4.297-4.305 p.
- NICHOLS, David, 1998. *Direct Testimony — In the Matter of the Energy Master Plan Phase II : Proceeding to Investigate the Future Structure of the Electric Power Industry, etc.* Témoignage devant le New Jersey Board of Public Utilities, dans le cadre des dossiers n^{os} EX94120585Y, EO97070457, EO97070460, EO97070463, EO97070466. 16 mars 1998, au nom de la State of New Jersey Division of the Ratepayer Advocate.
- NICHOLS, David, 1999. *Initial Direct Testimony — In the Matter of the Filings of the Comprehensive Resource Analysis of Energy Programs Pursuant to Section 12 of the Electric Discount and Energy Competition Act of 1999.* Témoignage devant le New Jersey Board of Public Utilities, dans le cadre des dossiers n^{os} EX99050437, EO99050348, EO99050349, EO99050350, EO99050351, EO99050352, EO99050353, EO99050354. 23 août 1998, au nom de la State of New Jersey Division of the Ratepayer Advocate.
- NICHOLS, David, H. SARNOW, K. CORY et R. ROSEN, 1999. *Funding for Energy-Related Public Benefits – Needs and Opportunities With and Without Restructuring*, Boston (MA), Tellus Institute. Document préparé pour le Colorado Office of Consumer Counsel et pour le Governor's Office of Energy Conservation, mai 1999, 79 p.
- NPPC (Northwest Power Planning Council), 1989. *Issue Paper – Regulatory Barriers to Conservation*, 89-10, 9 mars 1989, 10 p.
- NPPC (Northwest Power Planning Council), 1991a. *1991 Northwest Conservation and Electric Power Plan – Volume I*, 91-04, 51 p.
- NPPC (Northwest Power Planning Council), 1991b. *1991 Northwest Conservation and Electric Power Plan – Volume II*, 91-05, 962 p.
- NRCAN (Natural Resources Canada), 1996. *Perspectives énergétiques du Canada, 1996-2020*, Ottawa (ON) Ministère des Ressources naturelles du Canada, <http://www.nrcan.gc.ca/es/ceo/tdm-96F.html>, 71 p. plus annexes.
- OEB (Ontario Energy Board), 1993. *In the Matter of A Report on the Demand-Side Management Aspects of Gas Integrated Resource Planning for: The Consumers' Gas Company Ltd, Centra Gas Ontario Inc. and Union Gas Limited*, E.B.O. 169-III, Report of the Board, Juillet 1993, 174 p. plus annexes.
- OFFER (Office of Electricity Regulation, U.K.), 1993. *Electricity Distribution: Price Control, Reliability and Customer Service – Consultation Paper*, octobre 1993, 79 p.
- OFFER (Office of Electricity Regulation, U.K.), 1995. *The Distribution Price Control: Revised Proposals*, juillet 1995, 24 p.

- OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets, U.K.), 1999. *Energy Efficiency: A Consultation Document*, juillet 1995, 63 p.
- OLSON, Wayne P. et K.W. COSTELLO, 1995. « Electricity Matters: A New Incentives Approach for a Changing Electricity Industry ». *The Electricity Journal*, janvier/février 1995, p. 28-40.
- OPTION AMÉNAGEMENT et TREMA GESTION CONSEIL INC., 1991. *Effets environnementaux associés aux mesures d'efficacité énergétique – Méthode. Guide d'analyse. Rapport final*. Hydro-Québec, Vice-présidence Environnement, novembre 1991, 37 p.
- OPUC (Public Utility Commission of Oregon), 1998. *In the Matter of the Revised Tariff Schedules in Oregon filed by PACIFICORP, dba Pacific Power and Light Company. Order N° 98-191 of UE94*, version électronique sans date, 33 p.
- OTTINGER, RICHARD L., D.R. WOOLEY, N.A. ROBINSON, D.R. HODAS et S.E. BABB avec S.C. BUCHANAN, P.L. CHERNICK, E. CAVERHILL, A. KRUPNICK, W. HARRINGTON, S. RADIN et U. FRITSCHÉ, 1991. *Environmental Costs of Electricity*, New York, Londres, Rome, Pace University Center for Environmental Legal Studies, Oceans Publications Inc., 769 p. Document préparé pour la New York State Energy Research and Development Authority et pour le United States Department of Energy.
- PACIFICORP (Pacific Power & Light Company), 1999. *Revised Advice Filing 99-003 – AFOR Rate Change, Decoupling, System Benefit Charge*, juin 1999.
- PHILLIPS, Charles F. Jr, 1993. *The Regulation of Public Utilities – Theory and Practice*, Arlington (VA), Public Utilities Reports Inc., 1025 p.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991a. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Project Report*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada., 14 mai 1991, 102 p. plus annexes.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991b. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #1: Residential Space Heating*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 14 mai 1991, 31 p. plus annexes.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991c. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #2: Residential Appliances*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 14 mai 1991, 27 p. plus annexes.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991d. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #3: Commercial*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 14 mai 1991, 101 p. plus annexes.

- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991e. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #4: Light Vehicles*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 14 mai 1991, 33 p. plus annexes.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991f. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #5: Chemical Industries*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 14 mai 1991, 24 p. plus annexes.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991g. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #6: Forest Industries*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 14 mai 1991, 38 p. plus annexes.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991h. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #7: Iron and Steel*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada 14 mai 1991, 29 p. plus annexes.
- PMSK (Peat Marwick Stevenson & Kellogg), 1991i. *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada – Case Study #8: Drivepower*, document préparé avec la participation de Marbeck Resource Consultants, de Torrie Smith Associates et WATSRF pour Énergie, Mines et Ressources Canada, 14 mai 1991, 21 p. plus annexes.
- PRAHL, Ralph et J. SCHLEGEL, 1998. *California's Nonresidential Standard Performance Contract Program*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, août 1998, 13 p.
- PROJECT FOR SUSTAINABLE FERC ENERGY POLICY, 1999. *Comments of the Project for Sustainable FERC Energy Policy on behalf of Multiple Consumer & Environmental Public Interest Organizations and Agencies*, dans dossier n° RM99-2-000, « Regional Transmission Organizations », Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 16 août 1999, 33 p.
- PYE, Miriam, 1996. *Energy Efficiency Programs for Low-Income Households: Successful Approaches for a Competitive Environment*, Washington (DC) et Berkeley (CA), ACEEE, août 1996, 35 p.
- RAAB, Jonathan et M. SCHWEITZER, 1992. *Public Involvement in Integrated Resource Planning: A Study of Demand-Side Management Collaboratives*, Oak Ridge National Laboratory, document préparé pour l'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy, février 1992, 110 p.
- RAAB, Jonathan, 1992. *Improving Electric Utility Regulation*, version préliminaire à la publication, octobre 1992, 366 p. plus annexes.
- RADER, Nancy et R. NORGAARD, 1996. « Efficiency and Sustainability in Restructured Electricity Markets: The Renewables Portfolio Standard ». *The Electricity Journal*, juillet 1996, 37-49 p.

- RAPHALS, Philip et P. DUNSKY, 1997. *Ouverture des marchés de l'électricité au Québec: Options, impératifs d'une réelle concurrence et conséquences pour les prix*, Montréal (QC), Option Consommateurs, octobre 1997, 86 p.
- RAPHALS, Philip et P. DUNSKY, 1998. *Les chiffres derrière le Plan: Analyse des éléments quantitatifs du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, Montréal (QC), Centre Hélios, 23 février 1998, 47 p.
- RAPHALS, Philip et P. DUNSKY, 1999. *L'attribution d'une quote-part à la filière de la petite production hydroélectrique – Principes, méthodes et considérations*, Montréal (QC), Centre Hélios, 26 mars 1999, 61 p.
- RAPHALS, Philip, 1995. « L'énergie en Colombie-Britannique: La planification intégrée des ressources et le cadre réglementaire ». *Cahier d'information du Débat public sur l'énergie: Encadrement institutionnel*. Charlesbourg (QC), Ministère des Ressources naturelles du Québec, p. 7-98.
- RÉGIE DE L'ÉNERGIE, 1999. *Rapport annuel 1998-1999*, juin 1999, 34 p.
- ROSEN, Richard, H. KROLL, D. NICHOLS, L. SHAPIRO et N. TALBOT, 1993b. *La planification intégrée des ressources en électricité en Amérique du Nord – Partie II: État de la planification intégrée des ressources dans sept entreprises d'électricité*, Boston (MA), Institut Tellus, document préparé pour le Comité de coordination Hydro-Québec – Groupes et associations d'intérêt public, septembre 1993, 133 p. plus annexes.
- ROSEN, Richard, H. KROLL, D. NICHOLS, L. SHAPIRO et N. TALBOT, 1993c. *La planification intégrée des ressources en électricité en Amérique du Nord – Partie III: Évaluation de la planification intégrée des ressources en électricité en Amérique du Nord*, Boston (MA), Institut Tellus, document préparé pour le Comité de coordination Hydro-Québec – Groupes et associations d'intérêt public, septembre 1993, 44 p. plus annexes.
- ROSEN, Richard, H. KROLL, D. NICHOLS, N. TALBOT et K. WULFSBERG, 1993a. *La planification intégrée des ressources en électricité en Amérique du Nord – Partie I: Principes et méthodes de la planification intégrée des ressources*. Boston, MA: Institut Tellus, document préparé pour le Comité de coordination Hydro-Québec – Groupes et associations d'intérêt public, septembre 1993, 60 p. plus annexes.
- ROSEN, Richard, T. WOOLF, B. DOUGHERTY, B. BIEWALD, S. BERNOW et S. HEMPLING, 1995. *Promoting Environmental Quality in a Restructured Electric Industry*, Washington (DC), National Association of Regulatory Utility Commissioners, 15 décembre 1995, 93 p.
- RUBINSTEIN, Ellen, S.R. SCHILLER et D.A. JUMP, 1998. « Standard Performance Contracting: A Tool for Both Energy Efficiency and Market Transformation ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 6, 6.227-6.240 p.
- SCGM (Société en commandite Gaz Métropolitain), 1998. « Présentation à la Régie de l'énergie ». *Dossier tarifaire 1999 présenté à la Régie de l'énergie, requête 3397-98, mai 1998*. Onglet 18, document 1.11a, 21 juillet 1998, 12 p.

- SCHILLER, Steven R. et J.S. Kromer, 1998. « Measurement and Verification Protocols – Facts and Fiction, News from the Field ». *ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 4, 4.341-4.350 p.
- SCHLEGEL, Jeff, G. EDGAR, R. PRAHL, M. KUSHLER et D. NARUM, 1993. *Evaluation of DSM Shareholder Incentive Mechanisms*, Madison, WI: Wisconsin Energy Conservation Corporation, 8 janvier 1993, 338 p., document préparé avec la contribution de S. Pigg, M. Lord, W. DeForest, C. Nass, B. Malko, G. Peach et M. Blasnik. Réalisé pour la California Public Utilities Commission, Commission Advisory and Compliance Division.
- SCHNITZER, Michael, 1994. *A Competitive Electricity Market: Implications for Integrated Resource Planning*, The Northbridge Group, acétates de présentation à un atelier du *Harvard Electricity Policy Group*, 13 et 14 janvier 1994, 16 p.
- SCHWARTZ, Peter, 1991. *The Art of the Long View – Planning for the Future in an Uncertain World*, New York (NY), Doubleday, 258 p.
- SCHWEITZER, Martin et M. PYE, 1995. *Key Factors Responsible for Changes in Electric-Utility DSM Usage*, Oak Ridge National Laboratory et ACEEE, septembre 1995, 77 p., document préparé pour le Competitive Resources Strategy Program, Office of Utility Technologies, U.S. Department of Energy.
- SCHWEITZER, Martin et T. YOUNG, 1994. *State Regulation and Its Effects on Electric-Utility Use of DSM Resources*, Oak Ridge National Laboratory et ACEEE, août 1994, 83 p., document préparé pour l'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy.
- SCHWEITZER, Martin, M. ENGLISH, E. YOURSTONE et J. ALTMAN, 1994. *Interactive Efforts to Address DSM and IRP Issues: Findings from the First Year of a Two-Year Study*, Oak Ridge National Laboratory, document préparé pour les Pew Charitable Trusts, pour l'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy et pour l'Energy, Environment and Resources Center, University of Tennessee, Knoxville, avril 1994, 148 p.
- SEAL, Darryl J., 1999. *Cause tarifaire 2000 de Gazifère inc.*, 18 juin 1999, 7 p. Témoignage écrit déposé par Gazifère à la Régie de l'énergie.
- SINGLETON, Michael, 1999. *Témoignage — Proposed Demand Side Management Plan for Gazifère*, déposé devant la Régie de l'énergie dans le cadre de la cause tarifaire 2000 de Gazifère inc., 11 juin 1999, 24 p. plus annexes.
- STEIN, Jay, 1997. *Calibrated Simulation – An Improved Method for Analyzing Building Energy Use*. Tech Update *TU-97-10*, An Exclusive Report for E-Source Members, Boulder (CO), E-Source, septembre 1997, 27 p.
- STOFT, Steven, J. ETO et S. KITO, 1995. *DSM Shareholder Incentives: Current Designs and Economic Theory*, Berkeley (CA), Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-36580, janvier 1995, 67 p.

- STONE, Corey, 1993. « DSM Skills Are Marketing Skills ». *Public Utilities Fortnightly*, 1^{er} octobre 1993, 26-28 p.
- SWEET, Edward (Ontario Energy Board), 1999. Communication téléphonique du, 10 septembre 1999.
- TALBOT, Neil, 1996. *Evaluating Price Cap Proposals in the Electric Utility Industry*. Boston, MA : Tellus Institute, document préparé pour l'American Association of Retired Persons, août 1996, 44 p.
- TELLUS INSTITUTE, 1999. *ECO, Version 2.0g*, modèle informatique, 21 mai 1999.
- TEXAS STATE LEGISLATURE, 1999. *S.B. N^o7 – An Act relating to electric utility restructuring and to the powers and duties of the Public Utility Commission of Texas, Office of Public Utility Counsel, and Texas Natural Resource Conservation Commission; providing penalties*. Loi sanctionnée le 18 juin 1999.
- THE RESOURCE PLANNING GROUP, 1995. *Gas Integrated Resource Planning and Demand-Side Management: A Compendium of Case Studies*, National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), novembre 1995, 87 p. plus annexes.
- VERMONT GENERAL ASSEMBLY, 1999. *S.137 – An Act relating to the ability of the Public Service Board to require that energy conservation services be developed and provided by an entity appointed by the Board*. Loi sanctionnée le 1^{er} juin 1999.
- WACK, Pierre, 1985a. « Scenarios: Uncharted Waters Ahead ». *Harvard Business Review*, vol. 63, n^o 5, sept.-oct. 1985, p. 73-89.
- WACK, Pierre, 1985b. « Scenarios: Shooting the Rapids ». *Harvard Business Review*, vol. 63, n^o 6, nov.-déc. 1985, p. 139-150.
- WISCONSIN STATE LEGISLATURE, 1999. *Reliability 2000 Energy Plan – Assembly Amendment, To Assembly Substitute Amendment 1, To 1999 Assembly Bill 133*. Loi sanctionnée le 27 octobre 1999.
- WOOLF, Jim et J. MICHALS, 1996. « Flexible Pricing and PBR: Making Rate Discounts Fair for Core Customers ». *Public Utilities Fortnightly*, 15 juillet 1996.
- YORK, Dan W. et A. COHEN, 1994. « Utility Deregulation and Retail Wheeling: The Stakes for IRP and DSM ». *ACEEE 1994 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, vol. 6.



326, boul. Saint-Joseph Est, Bureau 100
Montréal (Québec) H2T 1J2

Téléphone : 514/ 849-7900 sec@centrehelios.org
Télécopieur: 514/ 849-6357 www.centrehelios.org