

Mécanisme de réglementation incitative

Une revue des options de conception servant de mise en contexte à l'examen de mécanismes incitatifs pour les divisions de distribution et de transport d'Hydro-Québec

Document préparé par Elenchus Research Associates Inc. à l'intention de la Régie de l'énergie du Québec

Janvier 2015

Cette page est laissée vide intentionnellement

Table des matières

Table des matières.....	i
Résumé	1
1. Introduction	9
1.1 Structure du rapport	10
2. Survol de la théorie de la réglementation incitative	12
2.1 Principales observations	18
3. Survol de l'évolution de la réglementation incitative	20
3.1 Réglementation basée sur le coût de service	20
3.2 Émergence de la réglementation basée sur le plafonnement des prix et du revenu	23
3.3 Mise au point de la réglementation incitative	26
3.4 Observations.....	31
4. Réglementation incitative en Ontario	34
4.1 Survol.....	35
4.1.1 Réglementation incitative de 1 ^{re} génération (2001-2005).....	35
4.1.2 Réglementation incitative de 2 ^e génération (2006–2009)	35
4.1.3 Réglementation incitative de 3 ^e génération (2009-2013)	36
4.1.4 Réglementation incitative de 4 ^e génération (RRFE) (2014→)	36
4.2 Observations.....	38
4.2.1 Avantages pour les consommateurs et les services publics	39
4.2.2 Inconvénients pour les consommateurs et les services publics	40
4.2.3 Enjeux et stratégies de mise en œuvre	41
4.2.4 Implications de l'adoption de meilleures pratiques	41
5. Réglementation incitative en Alberta.....	43
5.1 Survol du régime de réglementation incitative en Alberta	44
5.1.1 Réglementation basée sur le coût de service	44
5.1.2 Le premier régime de réglementation incitative de l'Alberta – ENMAX	44
5.1.3 Introduction d'un régime générique de réglementation incitative	45
5.1.4 Attentes quant à l'avenir de la réglementation incitative en Alberta	48
5.2 Observations.....	48

5.2.1	Avantages pour les consommateurs et les services publics	49
5.2.2	Inconvénients pour les consommateurs et les services publics	49
5.2.3	Enjeux et stratégies de mise en œuvre	50
5.2.4	Implications de l'adoption de meilleures pratiques	51
6.	Réglementation incitative de Consolidated Edison	52
6.1	Survol de la réglementation applicable à Con Edison	52
6.1.1	Adoption initiale de la réglementation incitative	52
6.1.2	Évolution du cadre réglementaire applicable à Consolidated Edison	53
6.1.3	Attentes quant à l'avenir de la réglementation incitative à New York	56
6.2	Observations	57
6.2.1	Avantages pour les consommateurs et les services publics	57
6.2.2	Inconvénients pour les consommateurs et les services publics	58
6.2.3	Enjeux et stratégies de mise en œuvre	58
6.2.4	Implications de l'adoption de meilleures pratiques	59
7.	Réglementation incitative au Royaume-Uni	60
7.1	Survol de l'expérience de l'OFGEM en matière de réglementation incitative ..	62
7.1.1	Vingt ans de réglementation par plafonnement des prix	62
7.1.2	Modèle RIIO	64
7.2	Observations	67
7.2.1	Avantages pour les consommateurs et les services publics	68
7.2.2	Inconvénients pour les consommateurs et les services publics	68
7.2.3	Enjeux et stratégies de mise en œuvre	69
7.2.4	Implications de l'adoption de meilleures pratiques	69
8.	Réglementation incitative en Australie	70
8.1	Survol de la réglementation incitative en Australie	71
8.1.1	Le modèle initial de réglementation incitative	71
8.1.2	L'évolution de la réglementation incitative en Australie	72
8.1.3	Programme de réglementation améliorée	73
8.1.4	Normes de service	75
8.2	Observations	77
8.2.1	Avantages pour les consommateurs et les services publics	78
8.2.2	Inconvénients pour les consommateurs et les services publics	78
8.2.3	Enjeux et stratégies de mise en œuvre	79
8.2.4	Implications de l'adoption de meilleures pratiques	79

9.	La réglementation incitative en Norvège	81
9.1	Survol du régime de réglementation incitative de l'électricité en Norvège	81
9.1.1	Adoption initiale de la réglementation incitative	81
9.1.2	l'évolution de la réglementation incitative en Norvège	84
9.1.3	Attentes quant à l'avenir de la réglementation incitative en Norvège	87
9.2	Observations.....	87
9.2.1	Avantages pour les consommateurs et les services publics	88
9.2.2	Inconvénients pour les consommateurs et les services publics	89
9.2.3	Enjeux et stratégies de mise en œuvre	89
9.2.4	Implications de l'adoption de meilleures pratiques	90
10.	Résumé et conclusions.....	92

Annexes

[Annexe 1 : Résumé des six juridictions à l'étude](#)

[Annexe 2 : Réglementation incitative au Canada](#)

[Annexe 3 : Réglementation incitative aux États-Unis](#)

[Annexe 4 : Ontario](#)

[Annexe 5 : Alberta](#)

[Annexe 6 : New York \(Consolidated Edison\)](#)

[Annexe 7 : Royaume-Uni \(OFGEM\)](#)

[Annexe 8 : Australie](#)

[Annexe 9 : Norvège](#)

[Annexe 10 : Suggestions de lecture pour les sections 2 et 3](#)

[Annexe 11 : Définitions et acronymes](#)

Cette page est laissée vide intentionnellement.

1 RÉSUMÉ

2 La Régie de l'énergie (la « Régie ») tiendra des audiences publiques afin d'établir un
3 mécanisme de réglementation incitative (MRI) pour les divisions de distribution et de
4 transport d'électricité d'Hydro-Québec. Afin de préparer les audiences, la Régie a
5 retenu les services d'Elenchus Research Associates Inc. (Elenchus) à qui elle a confié
6 la rédaction du présent rapport qui fournit un survol des expériences internationales de
7 réglementation incitative.

8 Selon la littérature sur la réglementation économique, à l'origine, les mécanismes de
9 réglementation incitative et les autres formes de réglementation incitative avaient pour
10 but d'intégrer au mode de réglementation des incitatifs explicites pour amener les
11 services publics à plus de productivité. On s'attendait à ce que les gains de productivité
12 qui en auraient résulté contribuent à réduire les coûts ou, à tout le moins, à limiter les
13 hausses de coûts, tout en maintenant la qualité de service à des niveaux qui répondent
14 aux attentes des consommateurs. Dans les faits, les organismes de réglementation ont
15 jugé approprié d'ajouter des objectifs précis en matière de qualité de service ainsi que
16 d'autres objectifs stratégiques favorisant notamment l'investissement dans les
17 innovations technologiques, l'atteinte d'objectifs d'économies d'énergie et une plus
18 grande proportion d'énergies renouvelables parmi les sources d'approvisionnement.

19 Une des observations qui ressort de notre examen des expériences internationales en
20 matière de réglementation incitative est la suivante : « la » meilleure pratique portant
21 sur la mécanique nécessaire à la mise en place des mesures incitatives n'existe pas.
22 Toutefois, il semble qu'il existe des meilleures pratiques à employer pour concevoir un
23 MRI adapté à certaines juridictions.

24 La première étape de l'établissement d'un mécanisme incitatif efficace consiste à en
25 définir clairement les objectifs. Une fois cette étape réalisée, il est nécessaire de
26 comprendre le fonctionnement, les objectifs et les faiblesses du ou des services publics
27 réglementés de même que la structure de l'industrie. Transposer un régime bien adapté
28 à une juridiction où sont réglementées un grand nombre de sociétés de services publics
29 comparables dans une autre juridiction, comme le Québec, où le régime sera utilisé

1 pour réglementer un seul fournisseur de services publics risque de se révéler difficile.
2 De même, un régime qui fonctionne bien pour une société privée de service public peut
3 se révéler moins efficace pour réglementer une société d'État.

4 Enfin, il est important de comprendre que tout mécanisme de réglementation incitative
5 exigera une surveillance continue afin de déceler les difficultés et de veiller à l'évolution
6 et à l'amélioration du mécanisme en fonction de nouveaux objectifs et enjeux.

7 Les mécanismes incitatifs de six juridictions sont passés en revue dans le présent
8 rapport. Trois d'entre elles utilisent la réglementation incitative pour fixer les tarifs des
9 distributeurs d'électricité : l'Ontario, l'Alberta et New York (qui utilise la réglementation
10 incitative pour fixer les tarifs de Consolidated Edison depuis plusieurs décennies). Les
11 trois autres utilisent la réglementation incitative pour fixer les tarifs des sociétés de
12 transport d'électricité : le Royaume-Uni, l'Australie et la Norvège. Ces études de cas
13 servent à illustrer un certain nombre de caractéristiques communes aux mécanismes de
14 réglementation incitative à l'échelle internationale.

15 Les régimes initiaux en vigueur dans les juridictions examinées ont tous des périodes
16 d'application de plusieurs années et les tarifs de l'année de départ de chaque période
17 d'application sont fixés sur la base du coût de service. Pour le reste de la période
18 d'application, les mécanismes font appel à un facteur d'indexation (IPC-X) qui tient
19 compte de l'inflation (IPC) et d'un facteur de productivité (X) pour rajuster annuellement
20 les tarifs (plafonnement des prix) ou les revenus (plafonnement du revenu). Les
21 mécanismes de plafonnement des prix s'appliquent habituellement aux distributeurs
22 pour stabiliser leurs coûts unitaires, puisque ces coûts ont tendance à augmenter avec
23 la hausse du nombre de clients et des volumes. Les mécanismes de plafonnement du
24 revenu s'appliquent habituellement aux transporteurs puisque leurs coûts réagissent
25 peu aux variations annuelles de volume; toutefois, des ajustements distincts sont
26 habituellement permis afin de tenir compte, à l'occasion, des investissements
27 importants requis pour assurer l'entretien des installations et accroître les capacités des
28 réseaux des transporteurs.

29 Que les mécanismes IPC-X soient utilisés pour le plafonnement des prix ou du revenu,
30 ils ont été améliorés en y ajoutant des composantes additionnelles, étant donné qu'une

1 formule simple ne peut intégrer toutes les pressions exercées sur les coûts des sociétés
2 de service public. Les autres éléments comprennent : les éléments traités à l'extérieur
3 de la formule (facteurs Y), les coûts reliés à des événements extraordinaires ou
4 imprévus hors du contrôle de la société de service public (facteurs Z), les mécanismes
5 de partage des gains, un mécanisme de sortie du régime si les rendements se révèlent
6 problématiques (clauses de sortie) et des indicateurs de qualité de service.

7 En général, les régimes de réglementation incitative ont évolué, passant de simples
8 mécanismes de contrôle des prix à des régimes plus complexes qui portent également
9 sur des préoccupations allant au-delà de la réduction des coûts, comme l'amélioration
10 des normes de qualité de service, la mise en application de politiques
11 gouvernementales en matière d'efficacité énergétique, l'accroissement du rôle de la
12 production d'énergie renouvelable, la réceptivité aux besoins des consommateurs, etc.
13 Quelques régimes ont évolué et sont devenus des régimes basés sur les résultats
14 (« outcome-based »), qui cherchent à répondre à ces enjeux plus larges en adoptant
15 une approche plus globale et plus souple.

16 La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a établi un régime réglementaire pour
17 les distributeurs d'électricité qui reflète les particularités de ce secteur en Ontario : il
18 existe encore près de 70 distributeurs réglementés par la CEO qui, avant 2006, ne
19 possédaient aucune expérience dans la préparation de dossiers tarifaires. Plusieurs
20 d'entre eux devaient aussi faire face à des besoins croissants en investissement. Le
21 régime s'est complexifié en raison de l'évolution des politiques gouvernementales
22 caractérisée par l'introduction du dégroupement des tarifs, un intérêt croissant pour
23 l'efficacité énergétique et l'exigence de raccorder de nouvelles installations de
24 production d'énergie renouvelable, entre autres. L'amélioration des données disponibles
25 à la Commission, de même que l'expérience accrue des intéressés en matière de
26 réglementation ont également fait évoluer la réglementation incitative en Ontario.

27 En Alberta, la réglementation incitative a connu ses débuts en 2009, lorsque l'Alberta
28 Utilities Commission a approuvé un mécanisme de tarification basée sur une formule
29 pour ENMAX. Une version générique de cette méthode de tarification a été adoptée
30 pour les autres distributeurs de l'Alberta en 2013. Le modèle de l'Alberta prévoyait un

1 mécanisme d'examen des projets d'investissements (« capital tracker ») qui transférait
2 les coûts en capital hors de la formule IPC-X. L'étude des « capital tracker » a nécessité
3 une analyse détaillée des propositions de chacun des services publics. Ces analyses
4 requièrent parfois un lourd travail réglementaire sur une base annuelle. Dans
5 l'ensemble, l'Alberta Utilities Commission a jugé que les avantages d'étudier cet
6 élément séparément surpassaient les désavantages, quoique cela se soit fait au
7 détriment de l'allègement réglementaire, raison que de nombreux organismes de
8 réglementation invoquent pour justifier l'adoption de MRI.

9 La New York Public Service Commission (NYPSC) a adopté des régimes tarifaires
10 pluriannuels pour la Consolidated Edison (Con Edison), le plus important service public
11 de New York. Alors que les régimes pluriannuels comportent généralement des
12 incitatifs à l'amélioration de la productivité moins efficaces que les régimes fondés sur
13 une formule IPC-X, ils offrent néanmoins de meilleures opportunités d'accroître
14 l'efficacité que des examens annuels du coût de service. Les dossiers tarifaires
15 pluriannuels ont tendance à réduire les coûts réglementaires. À présent, les tarifs de
16 Consolidated Edison sont généralement déterminés pour une période de trois ans, ce
17 qui laisse une grande latitude à la société pour modifier la façon dont elle répartit ses
18 ressources pendant la durée du régime. Cette méthode fait intervenir un examen plus
19 minutieux des coûts sur une base continue que les régimes fondés sur une formule
20 IPC-X, ce qui pourrait être considéré comme essentiel dans certains cas. Les dossiers
21 tarifaires de la NYPSC se concentrent sur la performance du service public basée sur
22 des objectifs définis par cet organisme de réglementation ainsi que sur la comparaison
23 des coûts réels aux coûts prévus.

24 Au Royaume-Uni, le régime de réglementation des prix adopté à l'origine par l'OFGEM
25 pour les distributeurs et les transporteurs était une forme de plafonnement des prix.
26 Pour les transporteurs, le revenu moyen par MW a été plafonné et ajusté annuellement
27 à l'aide d'une formule de plafonnement des prix (RPI-X). Le tarif initial pour chaque
28 cycle de contrôle des prix était basé sur l'examen des coûts de chaque service public.
29 Le mécanisme de la réglementation des prix applicable aux transporteurs d'électricité
30 est passé au plafonnement du revenu en 1995. Ce changement avait pour but
31 d'éliminer l'incitatif à augmenter les volumes afin d'accroître la rentabilité.

1 La principale innovation de la dernière version du mécanisme incitatif établi par
2 l'OFGEM, à savoir le modèle RIIO, réside dans le fait qu'il met l'accent sur les extrants
3 plutôt que sur les intrants. Cette démarche harmonise le processus réglementaire avec
4 les attentes des clients qui sont plus soucieux de la performance en tant que telle que
5 des moyens utilisés pour l'atteindre. Le régime simule les marchés concurrentiels en
6 demandant aux fournisseurs de services d'être à l'écoute de leurs clients. Le modèle
7 RIIO repose sur trois types d'incitatifs :

- 8 • Mécanismes incitatifs axés sur les résultats : Les revenus autorisés sont ajustés
9 chaque année en fonction de la performance comparée à des cibles approuvées
10 par l'OFGEM et basées sur les plans d'affaires des opérateurs de réseaux.
- 11 • Mécanismes incitatifs visant l'efficacité : Le modèle récompense séparément les
12 gains d'efficacité des services publics en leur permettant de conserver
13 l'augmentation du revenu net.
- 14 • Mécanismes incitatifs visant l'innovation : Les entreprises font leur demande de
15 financement dans le cadre d'un processus concurrentiel.

16 On prévoit également un incitatif visant la qualité de l'information qui récompense les
17 entreprises qui soumettent des prévisions de dépenses exactes.

18 En Australie, le National Electricity Market (NEM) a été constitué en 1998. À l'origine,
19 l'Australian Energy Regulator (AER) établissait les tarifs selon une formule IPC-X;
20 toutefois, en 2013, l'AER a lancé son programme de réglementation améliorée afin
21 d'améliorer le cadre réglementaire des réseaux d'électricité. Le programme de
22 réglementation améliorée regroupait un ensemble de réformes visant à améliorer le
23 cadre réglementaire, comprenant un rapport annuel sur l'efficacité, de nouveaux outils
24 d'évaluation des prévisions des dépenses des entreprises, des incitatifs renforcés, une
25 meilleure façon de déterminer le rendement sur investissement ainsi qu'un cadre bonifié
26 de collaboration avec la clientèle.

27 Le régime incitatif de plafonnement du revenu applicable aux transporteurs d'électricité
28 en Australie consiste essentiellement en un régime quinquennal fondé sur le coût de
29 service qui lisse le revenu sur cinq ans en fonction des coûts projetés pour cette

1 période. Les coûts utilisés pour établir le revenu sur cinq ans deviennent les coûts
2 cibles du régime de réglementation incitative. Le transporteur est incité à réduire ses
3 coûts tout en respectant les normes de qualité de service puisqu'il conserve une partie
4 des gains réalisés. Le mécanisme de partage vient remplacer l'emploi d'un dividende
5 client (« stretch target ») de façon à ce que les consommateurs puissent profiter d'une
6 partie des gains de productivité réalisés.

7 En Norvège, les tarifs des services publics de distribution et de transport d'électricité
8 sont fixés dans le cadre d'un mécanisme incitatif depuis 1997. La démarche adoptée
9 par l'organisme de réglementation norvégien, la Norwegian Water Resource and
10 Energy Directorate (NVE), consiste en un régime de plafonnement du revenu fondé sur
11 le balisage. Le régime en est maintenant à sa quatrième période d'application.

12 Tous ces régimes reposent sur des concepts tirés de la littérature des décennies
13 précédentes qui expliquent que les mécanismes incitatifs axés sur l'amélioration de la
14 performance peuvent s'ajouter à la réglementation basée sur le coût de service en
15 faisant appel à quatre innovations.

16 Premièrement, les régimes reconnaissent explicitement que les services publics
17 devraient pouvoir réaliser un excédent de rendement sur l'avoir de l'actionnaire s'ils
18 atteignent les cibles fixées par l'organisme de réglementation. Même si les mécanismes
19 incitatifs visaient à l'origine la réduction des coûts, ils se sont développés et poursuivent
20 désormais de nombreuses autres cibles de performance.

21 Deuxièmement, puisque les possibilités de réaliser des économies au cours d'une seule
22 année sont relativement limitées, les mécanismes incitatifs efficaces permettent aux
23 services publics de réaliser des gains de productivité et d'en conserver les bénéfices
24 sur une période prolongée et même parfois de les reporter à une période d'application
25 suivante.

26 Troisièmement, puisque les coûts ont tendance à augmenter avec le temps en raison
27 des pressions inflationnistes, les coûts repères sont généralement ajustés en fonction
28 de l'inflation.

1 Quatrièmement, comme un certain degré d'amélioration de la productivité est attendu,
2 sauf en cas de circonstances extraordinaires, les mécanismes incitatifs prennent en
3 compte un facteur de productivité. Le facteur de productivité sert également de
4 mécanisme de partage des gains d'efficience anticipés entre l'entreprise (profits plus
5 élevés) et les consommateurs (tarifs moins élevés).

6 Avec le temps, les régimes incitatifs ont eu tendance à se complexifier, car les
7 organismes de réglementation ont reconnu le besoin de prévoir des incitatifs visant
8 d'autres objectifs que la réduction des coûts. Plus précisément, on a rapidement
9 constaté que la façon la plus simple pour les services publics de réduire les coûts et
10 d'augmenter les bénéfices était de rogner sur les dépenses d'entretien et de reporter les
11 dépenses en immobilisations. Le déclin de la fiabilité et des autres normes de qualité de
12 service qui en a résulté n'a par ailleurs pas nécessairement été cohérent avec
13 l'amélioration de la productivité. Par conséquent, une caractéristique standard de
14 l'évolution des mécanismes incitatifs a été l'adoption de normes en matière de qualité
15 de service.

16 De nombreux régimes ont également évolué pour devenir plus complexes en raison de
17 la nécessité d'y ajouter d'autres objectifs de performance associés à des politiques
18 publiques, comme des mesures d'efficacité énergétique et l'intégration de la production
19 d'énergie renouvelable.

20 En raison d'une complexification accrue, la version la plus récente des régimes du
21 Royaume-Uni, de l'Australie et de l'Ontario comprend l'instauration de régimes fondés
22 sur les résultats. Ces régimes incitatifs mesurent le succès principalement sous la
23 forme de l'atteinte de résultats définis. Ils exigent des services publics qu'ils démontrent
24 que leurs plans d'affaires sont basés sur une collaboration avec la clientèle et une
25 planification détaillée.

26 Le prochain défi pour les organismes de réglementation consistera probablement à
27 intégrer des changements aux structures tarifaires dans le cadre de la réglementation
28 incitative. Le secteur de l'électricité subit des changements qui rendent attrayante
29 l'adoption de structures tarifaires qui protégeront le niveau de revenu des services
30 publics et qui fourniront des signaux de prix efficaces. Ainsi, avec les nouvelles

1 technologies rendant plus économique l'autoproduction, on peut craindre que les
2 consommateurs ne commencent à réduire ou à éliminer leur dépendance au réseau.
3 Lorsque cet enjeu deviendra plus pressant, les services publics devront éventuellement
4 élaborer des stratégies d'offre de service et de détermination de prix afin de faire face à
5 cette menace concurrentielle; toutefois, si les organismes de réglementation laissent
6 aux services publics une certaine latitude pour introduire de nouveaux services,
7 modifier leurs structures tarifaires et rééquilibrer les tarifs entre les catégories de
8 consommateurs, ils devront également assurer la surveillance requise pour éviter que
9 cette latitude ne se traduise par des pratiques anticoncurrentielles ou discriminatoires.

1. INTRODUCTION

La Régie de l'énergie (la « Régie ») tiendra des audiences publiques au sujet de l'établissement d'un mécanisme de réglementation incitative (MRI) pour les divisions distribution et transport d'Hydro-Québec. La Régie initie ce dossier à la suite d'un récent changement législatif. La *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012* (la « Loi »)¹ exige de la Régie d'établir un MRI pour Hydro-Québec. Dans un dossier récent, Hydro-Québec a proposé un mécanisme de partage des gains comme moyen d'introduire la réglementation incitative.² La Régie a jugé que cette proposition ne remplissait pas les obligations législatives.³

L'article 48.1 de la Loi définit les objectifs en matière de performance, d'efficacité et de processus du régime de réglementation incitative de la Régie :

48.1. La Régie établit un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficience par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité.

Ce mécanisme doit poursuivre les objectifs suivants :

- (1) l'amélioration continue de la performance et de la qualité de service;*
- (2) une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et, selon le cas, au distributeur ou au transporteur;*
- (3) l'allègement du processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs du transporteur d'électricité et les tarifs du distributeur d'électricité applicables à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs.*

En préparation aux audiences, la Régie a retenu les services d'Elenchus Research Associates Inc. (Elenchus) à qui elle a confié la préparation d'un document de référence énumérant et comparant les principaux paramètres des régimes de réglementation incitative qui pourraient s'appliquer aux divisions de distribution et de transport d'électricité d'Hydro-Québec.

¹ Projet de loi 25, *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012, 40^e législature, 1^{re} session*, Québec, 2013 (sanctionné le 14 juin 2013), L. Q., 2013, c. 16

² [R 3842 2013](#)

³ [Décision D 2014 033](#)

1 Le terme mécanisme de réglementation incitative (MRI) n'est pas employé de façon
2 constante dans la littérature ou par les organismes de réglementation internationaux.
3 Dans son acception courante, le MRI est associé à une réglementation de type plus
4 général appelée réglementation axée sur la performance. Ces termes sont souvent
5 employés sans distinction. Le plafonnement des prix et le plafonnement du revenu sont
6 des types spécifiques de réglementation incitative ou MRI qui ont été mis en place par
7 les organismes de réglementation dans de nombreuses juridictions. Le rapport en
8 examine certains qui sont connus sous chacune de ces appellations, puisque toutes les
9 variantes sont employées par les organismes de réglementation afin d'atteindre des
10 objectifs similaires à ceux énoncés dans l'article 48.1 de la Loi.

11 **1.1 STRUCTURE DU RAPPORT**

12 Le rapport compte huit sections. Les sections 2 et 3 fournissent un survol de la théorie
13 de la réglementation et de l'évolution des MRI mis en œuvre par les organismes de
14 réglementation au cours des dernières décennies.

15 Les sections 4 à 6 passent en revue trois juridictions où des MRI s'appliquent
16 principalement aux distributeurs d'électricité :

- 17 • le régime de réglementation incitative de la Commission de l'énergie de l'Ontario
18 qui est en cours de transition vers un régime de quatrième génération;
- 19 • le régime de l'Alberta Utilities Commission qui s'applique actuellement à tous les
20 distributeurs d'électricité en Alberta; et
- 21 • le régime de la New York Public Services Commission qui s'applique à
22 Consolidated Edison et qui a évolué depuis plus de 20 ans.

23 Les sections 7 à 9 passent en revue trois juridictions où des MRI ont été conçus
24 spécifiquement pour les transporteurs d'électricité :

- 25 • le régime mis au point par l'Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) et qui
26 a évolué considérablement au cours des 25 dernières années;
- 27 • le régime de l'Australian Energy Regulator qui s'applique à la société TransGrid
28 et qui a connu une évolution sur plusieurs générations; et

- 1 • le régime incitatif de la Norwegian Water Resource and Energy Directorate qui a
2 été instauré en 1997 pour Statnett, le transporteur, et qui a aussi évolué au cours
3 des années.

4 Chacune des trois juridictions mentionnées a également adopté un MRI pour les
5 distributeurs d'électricité qui est semblable au régime applicable aux transporteurs.
6 Quoique les sections 7 à 9 portent principalement sur les MRI applicables aux
7 transporteurs, elles abordent aussi les régimes applicables aux distributeurs. La
8 conception des MRI qui s'appliquent spécifiquement aux distributeurs et aux
9 transporteurs par ces organismes de réglementation est pertinente compte tenu des
10 questions étudiées par la Régie qui analyse des mécanismes de réglementation qui
11 pourraient s'appliquer aux divisions transport et distribution d'Hydro-Québec.

12 Chacune des six sections examinant en particulier les régimes de réglementation
13 incitative ou MRI comprend un aperçu des caractéristiques, un résumé des forces et
14 des faiblesses de chaque régime et en illustre l'évolution. Les principales observations
15 susceptibles de fournir un contexte utile à l'analyse des MRI pour les divisions transport
16 et distribution d'Hydro-Québec sont comprises dans ces six sections.

17 La dixième et dernière section présente un résumé des principales observations
18 retenues des sections précédentes du rapport.

19 Les annexes comportent des tableaux sommaires où les caractéristiques des six
20 régimes examinés sont comparées et fournissent des références se rapportant aux
21 principales sections du rapport. Les annexes comprennent également d'autres
22 renseignements sur le fonctionnement des divers régimes. Il est à noter toutefois que le
23 fonctionnement de chaque régime demeure complexe, et que les changements d'une
24 période à l'autre sont souvent très importants. La principale partie du rapport a pour but
25 de fournir un survol très général de la méthode adoptée dans chacune des juridictions.
26 Même si les annexes comportent des renseignements plus détaillés sur le
27 fonctionnement de chaque régime, les descriptions n'ont pas pour but d'être
28 exhaustives. Pour apprécier pleinement les détails de l'établissement de ces régimes, il
29 faut lire au minimum les principales références mentionnées dans les annexes.

1 **2. SURVOL DE LA THÉORIE DE LA RÉGLEMENTATION**

2 **INCITATIVE**

3 Bien que l'intervention de l'État pour fixer des tarifs qui sont dans l'intérêt public
4 remonte à plusieurs centaines d'années,⁴ les racines des formes modernes de
5 réglementation des tarifs basée sur le coût de service datent clairement du début du
6 20^e siècle. Il y a longtemps que les faiblesses de l'examen du coût de service pour
7 établir les tarifs ont été reconnues dans la littérature.⁵ Néanmoins, jusqu'aux années
8 1990, la réglementation basée sur le coût de service était largement reconnue comme
9 la meilleure protection contre l'établissement de tarifs monopolistiques pour les biens et
10 les services produits par des secteurs à titre de services publics.⁶ Parmi les secteurs
11 reconnus à titre de monopoles naturels pour lesquels la réglementation était d'intérêt
12 public, on retrouve le transport et la distribution d'électricité.

13 Par conséquent, les organismes de réglementation des secteurs considérés comme
14 des monopoles naturels se contentaient généralement de consacrer leurs efforts à la
15 recherche des meilleurs moyens de déterminer la prudence et la nécessité des coûts
16 pour l'établissement des tarifs.⁷ Les décisions des organismes de réglementation ont
17 rarement pris en considération la réglementation incitative, même si la littérature
18 universitaire a exploré abondamment la thèse largement acceptée selon laquelle toute
19 forme de réglementation comporte des effets incitatifs et dissuasifs, qu'ils soient
20 intentionnels ou non. La littérature fait valoir que les régimes réglementaires devraient

⁴ Leonard Goodman fait référence à des mesures de réglementation tarifaire en Angleterre datant du 14^e et du 15^e siècle, un des premiers traités sur le sujet étant *De Portibus Maris*, rédigé par le Lord Chief Justice Hale vers 1670.

⁵ Il existe une abondante documentation sur la réglementation fondée sur le rendement. Voir les références de l'[annexe 10](#).

⁶ Par exemple, l'ouvrage de référence de James Bonbright (1961) est clairement basé sur le principe que les tarifs des services publics doivent être basés sur les coûts. Voir l'ouvrage de Bonbright (1961), à page 24.

⁷ La tendance à la déréglementation des secteurs où la concurrence est possible, comme le transport ferroviaire, le camionnage et le transport aérien, précède l'apparition d'une réglementation incitative. Le secteur des télécommunications a également été déréglementé, mais uniquement lorsque les avancées technologiques ont permis une réelle concurrence.

1 reconnaître la valeur des incitatifs à la performance et les exploiter par l'intermédiaire
2 d'un MRI.

3 Alfred Kahn, connu parfois comme le « père de la déréglementation du transport
4 aérien »⁸, a été un pionnier de la transformation de la réglementation. Son ouvrage en
5 deux volumes (1970-1971), qui a exercé une grande influence, comporte un chapitre
6 intitulé « Incentives and Distortions » dans lequel il fournit une longue liste d'exemples
7 d'investissements peu judicieux résultant d'incitatifs.⁹ Ses principaux points sont les
8 suivants.

- 9 • De nombreuses sociétés de services publics adoptent des structures tarifaires
10 qui font augmenter la demande de pointe, ce qui vient justifier des
11 investissements accrus.
- 12 • Elles tendent souvent à maintenir des réserves de capacité excédentaires, des
13 marges de réserve et à adopter des normes élevées de fiabilité et de continuité
14 de service, rendant nécessaires des dépenses en immobilisations plus
15 importantes.
- 16 • Elles résistent souvent à l'instauration de technologies économisant les
17 investissements en capital.

18 Il ajoute également que les capacités des organismes de réglementation sont limitées
19 lorsque vient le temps d'atténuer les distorsions découlant d'une réglementation sur la
20 base du coût de service et que des mécanismes incitatifs seront plus efficaces qu'une
21 surveillance visant uniquement à réduire ces distorsions.

22 *Aucun moyen facile n'existe d'éradiquer ces distorsions potentielles des incitatifs*
23 *dans le contexte réglementaire; tout ce que peut faire un organisme, c'est*
24 *superviser et examiner les investissements proposés, les prix promotionnels et*
25 *autres et les soumettre à des tests économiques. [...]*

26 *Toutefois, suivant le même principe, il est possible de réduire considérablement ces*
27 *dangers, voire de les éliminer, dans la mesure où les sociétés réglementées sont*
28 *exposées aux mêmes incitatifs et aux mêmes pressions que ceux jouant en dehors*

⁸ Source : « Alfred E. Kahn », [En ligne], Wikipédia, [s. d.].

⁹ KAHN, Alfred E., vol. II, p. 50-54.

1 *du contexte réglementaire – l'incitatif de profits plus élevés ou plus bas selon la*
2 *performance individuelle et les pressions de la concurrence*¹⁰ (nous soulignons).

3 Comme le montre ce rapport évaluant un éventail de régimes incitatifs, le concept des
4 mécanismes incitatifs décrit par Alfred Kahn est au cœur des régimes de ce type mis en
5 œuvre au cours du dernier quart de siècle.

6 Alfred Kahn poursuit en faisant observer que les régimes proposés avant 1970
7 comportaient des forces et des faiblesses. Il ne propose pas une réglementation
8 incitative sous la forme connue aujourd'hui. Par contre, il décrit un cadre conceptuel
9 toujours utile aujourd'hui en identifiant les principaux éléments constitutifs de la
10 performance :

- 11 1. *L'efficacité : le niveau des coûts.*
- 12 2. *La relation entre les prix et les coûts, individuellement et collectivement, à savoir*
13 *le coût marginal à court terme et le coût moyen à long terme.*
- 14 3. *L'accroissement de l'efficacité et le transfert des gains obtenus aux*
15 *consommateurs, ce qui se reflète dans l'évolution des coûts et des prix.*
- 16 4. *La qualité du service.*
- 17 5. *L'amélioration du service et l'innovation dans le temps.*¹¹

18 Ces critères se situent au cœur de l'établissement des mécanismes incitatifs actuels.
19 Toutefois, Alfred Kahn met l'accent sur le rôle de la concurrence plutôt que sur celui de
20 l'innovation à l'intérieur d'une méthode de réglementation comme moyen de corriger ce
21 qu'il perçoit être les limites inhérentes de la réglementation, tout en reconnaissant que
22 la concurrence n'est pas toujours possible. Comme il le mentionne :

23 *La concurrence est beaucoup plus puissante que la réglementation, car elle force*
24 *les entreprises à explorer la courbe de la fonction de coût et l'élasticité de la*
25 *demande pour réduire leurs coûts si elles veulent prospérer. Dans ces conditions, si*
26 *la concurrence est possible, les organismes de réglementation doivent clairement*
27 *l'accueillir plutôt que de tenter de la limiter.*¹²

¹⁰ KAHN, Alfred E., vol. II, page 56.

¹¹ KAHN, Alfred E., vol. II, p. 95.

¹² KAHN, Alfred E., vol. II, page 112.

1 Compte tenu de ce point de vue, il n'est pas surprenant que la majeure partie de la
2 carrière d'Alfred Kahn ait été consacrée à déréglementer les industries plutôt qu'à
3 concevoir des régimes de réglementation incitative.

4 Comme le mentionne la section suivante, les organismes de réglementation ont
5 commencé à adopter diverses formes de réglementation basée sur des mécanismes
6 incitatifs et l'amélioration de la performance dans les années 1980 et 1990. Les
7 évaluations de ces régimes ont commencé à faire leur apparition dans la littérature au
8 milieu des années 1990. Par exemple, l'article de Thomas P. Lyon intitulé *Incentive*
9 *Regulation in Theory and Practice*¹³ fournit un bilan des régimes de réglementation
10 incitative, y compris le plafonnement des prix, une réglementation par échelle mobile
11 (« sliding-scale ») et une concurrence par comparaison (« yardstick competition »), des
12 tarifs optionnels et des mécanismes hybrides. Thomas Lyon constate qu'une étude des
13 juridictions des États-Unis menée en 1990 a permis de découvrir l'adoption, à l'échelle
14 du pays, d'une grande diversité de régimes.¹⁴

15 Les conclusions du rapport de Lyon commencent par une observation selon laquelle la
16 pratique réglementaire a certes été influencée par la vision découlant des analyses
17 théoriques antérieures, mais que l'expérience vécue par les organismes de
18 réglementation a nourri et fait avancer la littérature universitaire.

19 *L'intérêt que suscitent les formules de réglementation incitative et leur mise en*
20 *œuvre ne se dément pas, offrant un fascinant point de convergence entre la théorie*
21 *et la pratique; jusqu'à présent, ces deux éléments se rapprochent sans jamais se*
22 *rencontrer. Comme cette enquête a tenté de le démontrer, il existe diverses*
23 *méthodes en matière de réglementation incitative et il reste encore à les réunir au*
24 *sein d'une théorie intégrée. Néanmoins, les principes de base et les enjeux*
25 *deviennent plus évidents, procurant des lignes directrices générales pour la*
26 *conception d'un cadre réglementaire.*¹⁵

27 Une décennie plus tard, Paul L. Joskow a préparé une enquête qui a permis une mise à
28 jour de l'état des régimes incitatifs dans le contexte des réseaux de distribution et de

¹³ Voir Michael A. Crew (1994), p. 1-26.

¹⁴ *Ibid.*, p. 17.

¹⁵ *Ibid.*, p. 22.

1 transport d'électricité.¹⁶ Ce document comporte des observations qui sont tout aussi
2 pertinentes aujourd'hui qu'elles l'étaient il y a de cela une décennie. Son introduction
3 met en évidence les nombreux défis pratiques à relever lorsque l'on tente d'appliquer
4 les principes de la réglementation incitative à un cadre réglementaire poursuivant de
5 multiples objectifs, faisant appel à des données incomplètes et marqué par d'autres
6 facteurs de confusion. Il remarque ce qui suit :

7 *Comme je l'expliquerai, la mise en œuvre des concepts de la réglementation*
8 *incitative se révèle plus complexe et ardue qu'on pourrait le croire à première vue.*
9 *Même des mécanismes aussi simples en apparence que ceux de plafonnement*
10 *des prix (par exemple, la réglementation appelée parfois RPI-X) sont relativement*
11 *complexes à mettre en œuvre, car ils sont souvent intégrés à un portefeuille plus*
12 *large de formules de réglementation incitative et s'éloignent probablement*
13 *fortement des hypothèses tirées d'analyses théoriques ayant présidé à leur*
14 *création. En outre, la mise en œuvre judicieuse de mécanismes de réglementation*
15 *incitative repose en partie sur la collecte d'information et sur les institutions d'audit*
16 *et de comptabilité habituellement associées à l'établissement d'une réglementation*
17 *sur la base du coût de service. Ces institutions sont particulièrement importantes*
18 *pour la mise au point de méthodes crédibles de traitement des dépenses en*
19 *immobilisations, l'établissement de balisage pour les coûts d'exploitation,*
20 *l'instauration de mesures de réinitialisation des prix, la prise en compte de la qualité*
21 *du service et exercer un effet dissuasif sur le « gaming » des mécanismes de*
22 *réglementation incitative disposant de formules de rétablissement ou de*
23 *modification des prix d'un type ou d'un autre après un certain temps.*

24 L'examen des six juridictions dans les sections qui suivent vient appuyer ce point de
25 vue. L'expérience des organismes de réglementation en matière de réglementation
26 incitative aidant, de nouveaux défis émergent et les régimes établis évoluent et se
27 complexifient.

28 L'article de Paul Joskow suggère aux organismes de réglementation de répondre à cinq
29 questions pratiques afin de passer de la théorie à la pratique au moment de concevoir
30 des mécanismes de réglementation incitative.

¹⁶ JOSKOW, Paul L (2006). *Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks*, MIT, 9 et 10 septembre 2005 [Rapport préparé pour le National Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation].

- 1 a. D'où provient l'information utilisée par l'organisme de réglementation pour
2 évaluer les coûts réels et la distribution des économies potentielles de
3 l'entreprise?
- 4 b. L'organisme de réglementation doit-il proposer à l'entreprise réglementée
5 un choix de contrats ou un contrat donné comportant une seule série de
6 valeurs pour les éléments a et b, à savoir le coût et la qualité?
- 7 c. Quels éléments de balisage serviront à établir les valeurs de départ des
8 coûts, du revenu et des autres indices de performance de l'entreprise
9 réglementée et de quelle façon ces éléments de balisage seront-ils ajustés
10 au fil du temps?
- 11 d. Quelle devrait être la force de la formule incitative?
- 12 e. Le mécanisme incitatif doit-il être global ou partiel?¹⁷

13 Les organismes de réglementation cherchent constamment de meilleurs moyens de
14 résoudre ces problèmes.

15 Le plus récent ouvrage sur la réglementation publié par Public Utilities Reports, Inc. est
16 le dernier d'une longue série de publications portant sur la théorie et la pratique de la
17 réglementation. L'ouvrage comprend un chapitre sur les autres modes de
18 réglementation et compte une section sur la réglementation incitative. Même si ce
19 thème n'est pas abordé en profondeur dans ce volume, on y présente les principales
20 caractéristiques de conception employées par les organismes de réglementation ainsi
21 que le raisonnement justifiant le passage à ces régimes. De plus, on y note les
22 principaux désavantages.

23 *Il existe clairement des avantages à une réglementation basée sur une formule de*
24 *prix (ou de revenu), mais l'établissement des valeurs et des paramètres de départ*
25 *et l'évaluation et la modification éventuelle du processus au fil des ans apportent*
26 *leur lot de difficultés qui sont souvent sujettes aux interventions politiques. Le*
27 *besoin d'une information de qualité ne s'atténue pas, mais on peut assumer que le*
28 *besoin d'une information pertinente se manifeste moins fréquemment.*¹⁸

¹⁷ JOSKOW, Paul. L. (2006) p. 15-18. Son explication de ces questions fournit un aperçu intéressant des défis à relever. L'exposé se conclut par une section de discussion dans laquelle on énumère dix observations intéressantes à discuter au colloque.

¹⁸ LESSER, Jonathan et Leonardo GIACCHINO, p. 88.

1 Il est clair que ni la littérature ni la pratique réglementaire n'ont permis de parvenir à une
2 formule sans faille pour la conception d'un régime de réglementation incitative efficace.
3 Au contraire, les expériences menées jusqu'à présent suggèrent que ce n'est pas le cas
4 actuellement, et qu'il n'existera probablement jamais une meilleure pratique clairement
5 définie en matière de MRI. Il serait plutôt nécessaire de reconnaître le caractère unique
6 des caractéristiques économiques et de l'infrastructure de chaque service public et de
7 chaque juridiction afin de déterminer comment intégrer les principes directeurs à un
8 MRI permettant l'atteinte des objectifs précis visés par l'organisme de réglementation.

9 **2.1 PRINCIPALES OBSERVATIONS**

10 Il existe une abondante littérature qui explore les forces et les faiblesses tant de la
11 réglementation classique basée sur le coût de service que de la réglementation
12 incitative contemporaine. La littérature met en évidence les mérites sur le plan
13 conceptuel d'une réglementation incitative tout en relevant les difficultés de mise en
14 œuvre des MRI. Néanmoins, il est largement accepté que même si les régimes de
15 réglementation incitative restent à perfectionner, ils peuvent se révéler supérieurs à la
16 réglementation basée sur le coût de service lorsque vient le temps d'alléger le
17 processus réglementaire et de mieux aligner les intérêts des services publics sur ceux
18 des consommateurs.

19 De façon générale, le but d'un régime de réglementation incitative est d'intégrer des
20 incitatifs clairement définis au cadre réglementaire afin de motiver les services publics à
21 se montrer plus productifs de façon à réduire les coûts tout en maintenant la qualité de
22 service attendue des consommateurs. Idéalement, les services publics réglementés
23 devraient se concentrer sur l'efficacité opérationnelle et la satisfaction des clients, tout
24 comme les entreprises évoluant avec succès dans un environnement concurrentiel.

25 On reconnaît toutefois qu'il est difficile de concevoir et de mettre en œuvre un MRI qui
26 atteint ces objectifs. Par exemple, l'information et les données requises pour déterminer
27 les paramètres nécessaires ne seront jamais parfaites; c'est la raison pour laquelle il est
28 nécessaire de trouver un équilibre entre les coûts et les avantages d'une plus grande
29 perfection dans la méthodologie retenue.

1 De façon plus générale, comme la citation de Paul Joskow le laisse entendre, la
2 première étape de l'établissement d'un MRI efficace consiste à en définir clairement les
3 objectifs. Une fois cette étape réalisée, il est nécessaire de comprendre à fond le
4 fonctionnement, les objectifs et les points faibles du service public réglementé de même
5 que de son milieu pour que l'organisme de réglementation puisse concevoir un régime
6 adapté aux conditions locales. Enfin, tout en reconnaissant les difficultés de conception
7 d'un MRI efficace, il est important de comprendre que tout régime de ce genre exigera
8 une surveillance constante afin de déceler les difficultés et de veiller à l'évolution et à
9 l'amélioration de celui-ci en fonction des nouveaux objectifs et enjeux.

1 **3. SURVOL DE L'ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION** 2 **INCITATIVE** ¹⁹

3 La présente section a pour objet de compléter l'explication donnée plus haut de la
4 théorie de la réglementation incitative en donnant un aperçu très général des facteurs à
5 l'origine de la transition de la réglementation basée sur le coût de service à une
6 réglementation incitative. Cette section décrit le contexte plus général avant d'aborder
7 les expériences menées en matière de réglementation incitative dans les six juridictions
8 retenues.

9 **3.1 RÉGLEMENTATION BASÉE SUR LE COÛT DE SERVICE**

10 Traditionnellement, les services publics ont été réglementés sur la base du coût de
11 service.²⁰ L'organisme de réglementation évalue combien il en coûte au service public
12 pour fournir le service (parfois en utilisant une année historique, mais souvent en se
13 basant sur une année projetée) et fixe des tarifs suffisants pour couvrir ces coûts, en
14 prévoyant un taux de rendement raisonnable sur le capital investi.²¹ L'objectif est de
15 déterminer si les coûts prévus sont raisonnables et si les dépenses en immobilisations
16 encourues ont été prudentes.

17 Selon la durée écoulée entre les dossiers tarifaires, un service public pourrait être incité
18 à réduire les coûts réels par rapport aux coûts prévus pour augmenter le rendement. Le
19 terme *décalage réglementaire* désigne la période écoulée entre les dossiers tarifaires,
20 période pendant laquelle le service public est incité à améliorer sa productivité et à
21 dégager des bénéfices pour les actionnaires.

¹⁹ Voir l'[annexe 10](#) pour des suggestions de lecture.

²⁰ On désigne souvent cette méthode de réglementation par le terme de réglementation du taux de rendement calculé sur la base de tarification lorsqu'elle est appliquée à des sociétés privées de services publics. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration autorisées sont comptabilisées dollar pour dollar, mais ce sont les coûts en capital qui servent à établir la base de tarification sur laquelle le taux de rendement autorisé s'applique.

²¹ Dans le cas de sociétés d'État, les tarifs sont fixés à un niveau conforme à certains critères financiers précis, comme un ratio emprunts/capitaux propres cible, plutôt qu'à un niveau correspondant à un taux de rendement autorisé.

1 La démarche fondée sur le coût de service comporte un certain nombre de faiblesses
2 qui sont largement évoquées dans la littérature, comme il en a été fait mention dans la
3 section précédente, et elle soulève plusieurs préoccupations pratiques identifiées par
4 les organismes de réglementation.

5 Tout d'abord, l'organisme de réglementation se trouve désavantagé lorsqu'il tente de
6 déterminer si les dépenses sont réellement nécessaires. Le service public a accès à
7 beaucoup plus d'information que l'organisme de réglementation. La réglementation n'a
8 pas pour objet de gérer dans les moindres détails le fonctionnement du service public
9 ou de retirer tout pouvoir de décision à la direction; son objectif consiste à fixer les
10 paramètres encadrant le fonctionnement du service public. Il en résulte toutefois une
11 tendance à exiger une information abondante de la part du service public afin de
12 justifier les dépenses projetées.

13 Ensuite, le temps écoulé entre les périodes d'application des tarifs peut être incertain,
14 puisque le service public ou l'organisme de réglementation peuvent demander le dépôt
15 d'un dossier tarifaire. Le service public ne sait donc pas de quelle période il disposera
16 pour récupérer les coûts et tirer les bénéfices des gains de productivité. Cette
17 incertitude a un effet dissuasif sur les investissements qui auraient pour résultat
18 d'augmenter les charges à court terme (c'est-à-dire, avant le prochain dossier tarifaire),
19 mais de générer des économies lors des années ultérieures (après le prochain dossier
20 tarifaire). Cette situation pourrait faire absorber des coûts par les actionnaires, alors que
21 les consommateurs profiteront des avantages.

22 Un facteur connexe est la pression exercée sur les organismes de réglementation de
23 demander le dépôt d'un dossier tarifaire pour tout service public dont le rendement est
24 jugé excessif. Les services publics pourraient penser que les actionnaires auraient peu
25 d'avantages à viser de façon énergique l'atteinte de gains de productivité, surtout si leur
26 réalisation est incertaine. Les initiatives de réduction de coûts peuvent mener à des
27 diminutions de tarifs, et les initiatives qui n'obtiennent pas les avantages attendus
28 seront jugées imprudentes et les coûts de celles-ci pourraient être impossibles à
29 récupérer.

1 Enfin, le service public aura tendance à vouloir déposer annuellement des dossiers
2 tarifaires si les coûts ont une tendance à la hausse ou si le réseau est en croissance. Si
3 les investissements et les dépenses du service public sont plus élevés que le montant
4 qui a servi à établir les tarifs courants, et s'il peut convaincre l'organisme de
5 réglementation que les dépenses additionnelles sont raisonnables, il existe alors un
6 incitatif à établir des tarifs sur une base annuelle. Lorsqu'il y a des dossiers annuels, le
7 rendement sur les nouveaux investissements est établi dès que possible et le risque
8 que les dépenses en immobilisations soient jugées imprudentes et exclues du calcul
9 des tarifs est alors plus faible.

10 Compte tenu de ces considérations, la tendance en matière de réglementation basée
11 sur le coût de service est de tenir des audiences annuelles ou aux deux ans. Par
12 conséquent, les services publics sont généralement peu encouragés à se montrer plus
13 efficaces. On les incite plutôt à surinvestir (« goldplating ») si le taux de rendement se
14 révèle attrayant pour le service public. Des audiences annuelles ou aux deux ans sur
15 les tarifs exigent également énormément de ressources de la part du service public et
16 de l'organisme de réglementation. En effet, dès que des audiences se terminent, il faut
17 préparer les suivantes.

18 Les lacunes de la réglementation basée sur le coût de service, à savoir l'absence de
19 mécanismes incitatifs venant récompenser les gains de productivité du service public,
20 sont connues depuis de nombreuses années. En fait, différentes formes de
21 réglementation incitative existent pour les services publics depuis le début du
22 20^e siècle. Comme il a été mentionné dans la section précédente, l'importance de
23 s'engager dans une nouvelle voie, passant d'un examen minutieux des coûts à une plus
24 grande insistance sur les mesures incitatives à la performance, est reconnue depuis un
25 certain temps. On sait depuis longtemps que les consommateurs sont plus en mesure
26 d'apprécier le prix total que le niveau de profit dégagé par le service public. La citation
27 suivante est tirée d'un ouvrage publié en 1976 :

28 *En un sens, les organismes de réglementation ont fait du spectre de bénéfices*
29 *excessifs une obsession. Il est temps qu'ils portent leur attention aux coûts et à*
30 *l'efficacité opérationnelle de l'entreprise réglementée. Comme Posner le dit si bien :*
31 *« La plupart des consommateurs préféreraient payer un appel interurbain 1 \$, dont*

1 20 cents représentent un profit monopolistique, plutôt que de déboursier 1,10 \$, ce
2 qui correspond au coût total. »²²

3 Si une plus grande efficacité se traduit par des profits plus élevés pour le service
4 public, il est alors logique de penser que ce compromis serait accepté, étant donné que
5 les gains d'efficacité sont partagés, les consommateurs payant moins et les
6 actionnaires gagnant plus.

7 L'une des solutions aux faiblesses de la réglementation basée sur le coût de service
8 pourrait résider à exiger une meilleure performance en matière d'efficacité lors de
9 l'établissement annuel des tarifs. En théorie, cette méthode procure de plus grand
10 avantage aux consommateurs puisque les gains d'efficacité n'ont à faire l'objet d'aucun
11 partage avec les actionnaires. Toutefois, il est difficile d'établir à quel niveau les coûts
12 se révèlent les plus efficaces, surtout sur une ou deux années pour un seul service
13 public, et il faut en général plus d'une année pour mettre en œuvre des gains
14 d'efficacité et en constater les résultats. Trois solutions se présentent.

- 15 1. Établir un système où le service public trouve son compte à faire preuve
16 d'efficacité.
- 17 2. Établir un système qui facilite le balisage entre les services publics, c'est-à-dire
18 créer une forme de concurrence en matière d'efficacité.
- 19 3. Dissocier les tarifs des coûts en utilisant des facteurs d'inflation et de
20 productivité externes.

21 Ce sont là trois des principes servant de base à la réglementation incitative.

22 **3.2 ÉMERGENCE DE LA RÉGLEMENTATION BASÉE SUR LE PLAFONNEMENT DES** 23 **PRIX ET DU REVENU**

24 La réglementation des prix est une forme particulière de réglementation incitative mise
25 au point par Stephen Littlechild, un économiste du Royaume-Uni, et le premier
26 régulateur de l'électricité dans ce pays. Tel que mentionné dans la section 7, ce régime
27 a été établi au Royaume-Uni en 1990. Dans le cadre du régime incitatif initial, les tarifs

²² STANBURY, W. « The Consumer Interest and the Regulated Industries: Diagnosis and Prescription », *Transportation Policy: Regulation, Competition and the Public Interest*, Ruppenthal and Stanbury, University of British Columbia, 1976, p. 131.

1 étaient ajustés annuellement suivant une formule (l'indice des prix de détail moins les
2 gains d'efficacité attendus ou ciblés, ou RPI-X). Cette méthode est désignée
3 couramment par le sigle IPC-X en Amérique du Nord, IPC représentant l'indice des prix
4 à la consommation, ou simplement I-X, la lettre I représentant l'inflation. Le régime de
5 plafonnement des prix avait été établi comme mesure incitative à atteindre des gains de
6 productivité puisque toutes les économies réalisées en sus des gains d'efficacité
7 prévus (X) sont conservées par le service public jusqu'à ce que les tarifs soient revus au
8 cours d'un examen périodique du coût de service (« rebasing »). Les consommateurs
9 ont compris d'emblée que les tarifs augmenteraient plus lentement que le taux
10 d'inflation. Le régime réglementaire a été adopté pour tous les réseaux de gaz et
11 d'électricité en Grande-Bretagne et faisait partie d'un cadre législatif plus large
12 prévoyant la libéralisation du marché et la privatisation.

13 Des variations de la méthode IPC-X de réglementation incitative ont été largement
14 adoptées par les organismes de réglementation au cours du dernier quart de siècle. Par
15 exemple, une autre forme de réglementation des prix, appelée plafonnement du revenu,
16 utilise une formule IPC-X comme facteur de rajustement, mais dans ce cas, ce facteur
17 est utilisé pour ajuster annuellement les revenus autorisés afin de tenir compte des
18 impacts de l'inflation et des gains de productivité réputés sur les coûts. Plafonner les
19 revenus annuels, plutôt que les tarifs, convient lorsque le service public est arrivé à
20 maturité et que la hausse ou la baisse du volume de production n'exerce aucun impact
21 notable sur l'infrastructure du service public, autre qu'une augmentation ou une
22 diminution de l'utilisation de l'infrastructure existante. En outre, comme le montrent les
23 études de cas présentées dans les sections suivantes, lorsque les dépenses en
24 immobilisations sont irrégulières et qu'il est difficile d'établir un lien direct avec le volume
25 distribué ou transporté, la formule IPC-X peut servir à limiter le revenu associé au
26 capital de base, tandis que des ajustements distincts tiendront compte des dépenses en
27 capital plus importantes.

28 En dépit du fait qu'on ait reconnu l'efficacité de la réglementation des prix pour corriger
29 la perception d'incapacité de la réglementation basée sur le coût de service à inciter les
30 services publics à fonctionner de façon efficace, les organismes de réglementation ont
31 également conclu que cette méthode de tarification élégante en théorie n'était pas une

1 panacée. En particulier, même dans les débuts de ce type de réglementation incitative,
2 certains organismes de réglementation trouvaient qu'il était difficile à la fois de
3 déterminer un indice d'inflation qui reflète les pressions inflationnistes exercées sur les
4 services publics et de définir un facteur de productivité remplaçant adéquatement les
5 pressions concurrentielles. Même si le fait de calculer les valeurs avec une grande
6 exactitude n'est pas essentiel dans le cas d'un service public très peu efficient, plus un
7 service public fait preuve d'efficience (ou y parvient en réaction à des mécanismes de
8 plafonnement des prix en place depuis de nombreuses années), plus il est essentiel de
9 définir correctement les valeurs.

10 Afin de tenir compte de ce fait, les organismes de réglementation ont élaboré un certain
11 nombre de variantes aux formules standard de réglementation des prix. Par exemple,
12 les pressions inflationnistes sur les charges d'un service public ne suivent pas
13 nécessairement les tendances inflationnistes des prix à la consommation. Donc, des
14 facteurs d'inflation propres au secteur d'activité, ou des facteurs multiples, devront être
15 employés. Les organismes de réglementation ont également employé différentes
16 méthodes pour établir un indice de productivité adéquat poussant le service public à
17 réaliser des gains de productivité sans pour autant fixer un facteur de productivité
18 risquant de compromettre la santé financière de l'entreprise en raison de son caractère
19 excessif.

20 Outre ces préoccupations d'ordre technique, les organismes de réglementation ont
21 rapidement reconnu que l'incitatif d'un régime de réglementation s'attaquant
22 uniquement aux tarifs pourrait être de réduire les coûts, sans accroissement de la
23 productivité. Par exemple, il est possible de réduire les coûts très rapidement à court
24 terme en reportant des dépenses efficaces (par exemple, des travaux d'entretien), ce
25 qui pourrait se traduire par des coûts plus élevés à long terme. Il est également possible
26 de réduire les coûts en diminuant les normes de qualité de service. Ainsi, de nombreux
27 organismes de réglementation ont amélioré leurs MRI en adoptant des normes de
28 qualité de service obligatoires, assorties parfois de pénalités financières.

1 **3.3 MISE AU POINT DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE**

2 La réglementation incitative telle que nous la connaissons aujourd'hui a connu son plus
3 grand développement à partir des années 1990. Les principes qui guident en général la
4 mise en place de régimes de réglementation incitative se résument comme suit :

- 5 • Le revenu requis et les tarifs de l'année de départ sont établis selon le coût de
6 service.
- 7 • Un mécanisme d'ajustement automatique du revenu ou des tarifs est utilisé
8 chaque année. Pour tenir compte des pressions qu'exercent les coûts et afin que
9 les consommateurs profitent d'une plus large part des gains tirés d'une efficience
10 accrue pendant la période d'application du régime, l'ajustement tient compte de
11 l'inflation et de la productivité (IPC-X).
- 12 • Les cibles de productivité sont fixées en fonction des mesures de performance
13 du service public lui-même, du jugement de l'organisme de réglementation ou
14 d'une combinaison des deux éléments.
- 15 • Une période prolongée entre deux mécanismes (c'est-à-dire, entre les examens
16 du coût de service ou « rebasing ») est déterminée à l'avance pour que le service
17 public ait l'occasion de voir les résultats des initiatives d'amélioration de la
18 productivité avant le prochain mécanisme. Pendant la durée d'application du
19 régime, le service public conserve les bénéfices tirés des gains d'efficience
20 supérieurs au facteur de productivité décrit précédemment. Habituellement, lors
21 du mécanisme suivant, les tarifs sont ajustés pour tenir compte des gains de
22 productivité. Il est toutefois possible qu'il existe un mécanisme de report
23 permettant aux actionnaires de bénéficier des gains résultant des initiatives de
24 productivité, qu'elles soient entreprises au début ou à la fin de la période
25 d'application du mécanisme.
- 26 • Les normes de qualité de service sont établies afin de s'assurer que le
27 rendement n'augmente pas uniquement en raison d'une réduction du service.
28 Les normes s'accompagnent de pénalités en cas de performance inférieure aux
29 attentes et d'incitatifs lorsqu'elle est supérieure aux attentes.

- 1 • Des exigences de dépôt de suivi sont établies afin de s'assurer de la disponibilité
2 des données nécessaires à l'évaluation de la productivité, au balisage et à
3 l'évaluation de la qualité du service.

4 Les résultats attendus de la réglementation incitative comprennent des tarifs moins
5 élevés (ou des hausses moins importantes), si on les compare au coût de service, une
6 amélioration du service et une répartition plus rationnelle des risques et des bénéfices.
7 On parvient à ce résultat en alignant plus étroitement les intérêts des consommateurs
8 avec ceux des actionnaires : ces groupes tirent tous deux avantage à se partager les
9 gains d'efficience. On adopte généralement une réglementation incitative afin de
10 permettre aux services publics de se montrer plus novateurs, plus à l'écoute des
11 consommateurs et plus flexibles dans leur fonctionnement.²³

12 En outre, une réglementation incitative réduit le risque de report indu de dépenses en
13 immobilisations si le plan d'immobilisations est passé en revue pendant les audiences
14 portant sur le mécanisme incitatif et si les tarifs pendant la durée du régime sont fixés
15 de façon à pouvoir récupérer les investissements autorisés. Dans le cas des régimes
16 basés sur le coût de service, les dépenses en immobilisations sont généralement
17 prévues pour une seule année projetée^{24, 25}.

18 Même si les principes sous-jacents à la réglementation incitative sont constants, il est
19 possible que les objectifs et critères évoluent au fil des circonstances. Au moment
20 d'établir le cadre du mécanisme incitatif, l'organisme de réglementation entame
21 habituellement le processus en examinant les objectifs ou les critères qui serviront à la

²³ [THE REGULATORY ASSISTANCE PROJECT \(NARUC\). *Performance-Based Regulation for Distribution Utilities*, décembre 2000.](#)

²⁴ KAUFMANN, L. « Incentive Regulation for North American Electric Utilities », *Energy Law and Policy*, G. Kaiser and B. Heggie editors, 2011.

²⁵ Une exception intéressante à cette généralisation est un régime modifié instauré récemment au Nouveau-Brunswick où la loi oblige NB Power à soumettre des plans sur 10 ans et l'organisme de réglementation à tenir compte du plan à long terme et du ratio dette/capitaux propres de la société pour déterminer les tarifs.

1 conception du régime. Cette première démarche facilite l'évaluation des autres
2 possibilités ainsi que l'évaluation après la mise en œuvre de la méthode choisie.²⁶

3 Même si on adopte habituellement un régime de réglementation incitative pour inciter
4 les services publics à se montrer plus efficaces, chaque juridiction a des objectifs
5 additionnels qui lui sont propres. Par conséquent, il est plus facile de comprendre un
6 régime incitatif en tenant compte non seulement des principes généraux qui le
7 gouvernent, mais aussi des objectifs qui guident ce régime. Alors, même si les objectifs
8 sont fixés par la loi, l'organisme de réglementation établit souvent une liste plus
9 détaillée d'objectifs. *The Regulatory Assistance Project* (en collaboration avec NARUC)
10 a dressé une liste utile d'objectifs à prendre en considération par les organismes de
11 réglementation au moment d'établir un MRI :

- 12 • Réduction des coûts
- 13 • Innovation
- 14 • Amélioration du service à la clientèle et de la satisfaction des clients
- 15 • Redistribution des risques
- 16 • Encouragement aux investissements (peut-être dans des secteurs particuliers)
- 17 • Meilleure protection de l'environnement
- 18 • Autres buts (par exemple, l'allègement réglementaire)²⁷

19 Voici une liste d'autres objectifs que l'on retrouve dans la littérature ou chez les
20 organismes de réglementation :

- 21 • Acceptabilité sociale
- 22 • Stabilité des tarifs
- 23 • Améliorations de l'efficacité énergétique
- 24 • Avantages pour les clientèles du service réglementé
- 25 • Rendement additionnel pour les actionnaires pour une performance supérieure
- 26 • Planification rigoureuse

²⁶ COSTELLO, K. *Decision-Making Strategies for Assessing Ratemaking Methods: The Case of Natural Gas*, The National Regulatory Research Institute, septembre 2007.

²⁷ [THE REGULATORY ASSISTANCE PROJECT \(NARUC\). *Performance-Based Regulation for Distribution Utilities*, novembre 2000.](#)

1 En Ontario, la Commission avait à l'origine mis en place une réglementation incitative
2 pour les distributeurs de gaz naturel sans avoir au préalable défini les objectifs ou les
3 critères. De graves insatisfactions des intéressés en ont résulté.²⁸ Par la suite, la
4 Commission a déterminé les critères suivants à appliquer aux mécanismes incitatifs du
5 secteur du gaz naturel après consultation des intéressés, mais avant que les sociétés
6 déposent leur demande :

- 7 • *établir des mesures incitatives à l'adoption d'améliorations durables de*
8 *l'efficacité profitables tant aux consommateurs qu'aux actionnaires;*
- 9 • *assurer aux consommateurs une qualité de service adéquate;*
- 10 • *créer un environnement qui favorise les investissements, au profit des*
11 *consommateurs et des actionnaires.*

12 *La Commission croit qu'un cadre réglementaire répondant à ces critères remplira*
13 *les objectifs législatifs que sont la protection des consommateurs, le*
14 *développement des infrastructures et la viabilité financière et permettra*
15 *l'établissement de tarifs justes et raisonnables.*²⁹

16 La Commission a énuméré six facteurs à prendre en compte pour l'étude de régimes de
17 réglementation incitative :

- 18 • le régime est-il ciblé ou global?
- 19 • le partage des bénéfices ou des gains entre les clients et les actionnaires;
- 20 • la complexité du mécanisme;
- 21 • la durée du mécanisme;
- 22 • la transparence de l'information pendant la période du mécanisme;
- 23 • la clarté des attentes de la Commission à l'égard du régime.³⁰

²⁸ Dans son rapport sur la réglementation incitative du secteur du gaz naturel, la Commission fait observer ce qui suit : « Les parties prenantes avaient l'impression que la Commission n'avait pas d'orientation précise et se montraient sceptiques à l'égard de la mise à l'essai du processus de MRI. Les mémoires déposés indiquaient qu'une meilleure compréhension de la réglementation incitative et un consensus pourraient intervenir si la Commission exprimait son point de vue sur l'objectif poursuivi, l'application et la conception la plus appropriée du régime. » (page 17)

²⁹ [ONTARIO ENERGY BOARD. *Natural Gas Regulation in Ontario: A Renewed Policy Framework*, 30 mars 2005, p. 18.](#)

³⁰ [ONTARIO ENERGY BOARD. *Natural Gas Regulation in Ontario: A Renewed Policy Framework*, 30 mars 2005, p. 15.](#)

1 Des conditions particulières s'appliquent aux services publics appartenant au
2 gouvernement. Ces entités vivent des difficultés particulières, car elles sont
3 généralement considérées comme moins efficaces que les entités appartenant au
4 secteur privé, même si les données empiriques à ce sujet ne sont pas concluantes, car
5 les priorités varient selon les gouvernements. Les sociétés d'État pourraient trouver plus
6 difficile d'aligner les intérêts de la direction et de l'actionnaire avec ceux des
7 consommateurs, car les politiciens risquent d'être moins soucieux de l'amélioration de
8 l'efficacité que d'autres politiques publiques ou objectifs politiques et les changements
9 de gouvernement posent un risque d'instabilité.³¹

10 Habituellement, les organismes de réglementation établissent les éléments précis du
11 cadre afin d'atteindre les objectifs fixés. On y parvient généralement au moyen d'une
12 consultation ou d'une audience. La plupart des régimes de réglementation incitative
13 disposent de formules d'ajustement automatique des tarifs, de périodes prédéterminées
14 entre les examens des tarifs et s'appuient sur des facteurs de productivité externes.³²

15 Parmi les points pris habituellement en considération, notons les suivants.

- 16 • Forme que prend l'ajustement automatique : il s'agit habituellement d'un
17 plafonnement des prix ou du revenu.
- 18 • Facteur d'inflation : large ou ciblé.
- 19 • Facteur de productivité : facteur applicable au secteur ou spécifique à la société.
- 20 • Facteur Y : ce facteur s'applique aux éléments exclus du mécanisme.³³
- 21 • Facteur Z : s'applique aux événements imprévus et de nature extraordinaire.
- 22 • Mécanismes de partage : mécanisme assurant le partage des gains supérieurs
23 au facteur de productivité pendant la durée d'application du régime.
- 24 • Durée du mécanisme : plus la période est longue, plus les incitatifs sont
25 efficaces.

³¹ IACOBUCCI, E. et M. TREBILCOCK. *The Role of Crown Corporations in the Canadian Economy*, University of Calgary, mars 2012.

³² KAUFMANN, L. « Incentive Regulation for North American Electric Utilities », *Energy Law and Policy*, G. Kaiser and B. Heggie editors, 2011.

³³ En Ontario, les fournisseurs de gaz ont comptabilisé les coûts des programmes d'efficacité énergétique (gestion axée sur la demande ou GAD) en utilisant un facteur Y.

- 1 • Exigences de dépôt de suivi : pour l'évaluation de la performance et la collecte
- 2 de données.
- 3 • Clauses de sortie : mesure de protection en cas de circonstances
- 4 extraordinaires.

5 **3.4 OBSERVATIONS**

6 Puisque les régimes incitatifs sont conçus dans le but d'atteindre plusieurs objectifs, les
7 organismes de réglementation doivent trouver un équilibre entre les objectifs du régime.
8 Par exemple, les organismes de réglementation évaluent souvent le compromis que
9 constitue un mécanisme de partage des gains lors de l'élaboration d'un MRI. Un
10 mécanisme de partage des gains atténue la force de l'incitatif à la productivité pendant
11 la période d'application du régime. Toutefois, ce mécanisme amène des avantages
12 supplémentaires aux consommateurs et on croit qu'il réduit la tendance à surestimer les
13 coûts (ou de sous-estimer les améliorations possibles de productivité). Il est possible
14 d'en limiter l'effet dissuasif en utilisant une zone sans partage étendue. Un autre point à
15 prendre en considération est que la mise en œuvre d'un mécanisme de partage des
16 gains peut se révéler une question litigieuse, car des différends naissent souvent sur les
17 éléments à y inclure. En outre, il est possible de manipuler le moment où les gains
18 réalisés sont comptabilisés, ce qui vient compliquer encore davantage le processus
19 annuel d'établissement des tarifs.

20 Néanmoins, l'ajout d'un mécanisme de partage des gains pourrait rendre le tout plus
21 acceptable pour les intéressés. En outre, puisque le facteur de productivité et le partage
22 des gains constituent deux moyens de redistribuer à la clientèle une partie des gains
23 d'efficience avant la fin du mécanisme, il faut prendre en compte ces deux aspects
24 conjointement au moment d'évaluer le partage des gains entre les clients et les
25 actionnaires. En fait, en l'absence d'un partage des gains, le facteur de productivité (soit
26 la variable X de la formule IPC-X) garantit des économies aux clients, tandis que les
27 actionnaires bénéficient de tous les gains de productivité au-delà du facteur de
28 productivité ou subissent un rendement moindre si les gains de productivité sont
29 inférieurs aux cibles. Par conséquent, plus les cibles de productivité sont ambitieuses,
30 moins le partage des gains est justifié.

1 Afin de contrer la perte d'intérêt à investir dans l'efficience qui se manifeste à l'approche
2 du terme d'un MRI, certains organismes de réglementation ont établi un mécanisme de
3 report des gains d'efficience. Ce mécanisme permet aux services publics de profiter des
4 gains d'efficience au-delà de la fin de la période d'application du régime.

5 Au départ, on considérait la réglementation incitative comme une réglementation
6 allégée. On s'attendait à ce que l'utilisation d'une formule réduise les coûts de la
7 réglementation parce que les MRI ont tendance à être plus simples que la
8 réglementation basée sur le coût de service, à tout le moins au départ. On avançait
9 également que la réglementation des prix venait simplifier le processus réglementaire,
10 car l'organisme de réglementation avait besoin de moins d'information pour déterminer
11 le niveau prudent des coûts. En théorie, l'incitatif à l'efficience pousse le service public à
12 améliorer son efficience sans qu'un examen détaillé ne soit nécessaire. Toutefois, des
13 arguments contraires ont été soulevés rapidement.

14 Les observateurs ont fait remarquer que même si un régime de contrôle des prix atteint
15 une certaine maturité, l'organisme de réglementation doit quand même mener une
16 évaluation approfondie pour fixer un facteur de productivité adéquat, pour s'assurer que
17 le service public optimise la qualité du service et pour que le service public gère avec
18 prudence ses activités dans l'intérêt à long terme des clients qu'il dessert.

19 La réglementation incitative vise à réduire le fardeau de la réglementation globalement
20 et à long terme, mais certains dossiers réglementaires risquent d'exiger plus de
21 ressources que l'analyse annuelle du coût de service. De même, le travail d'analyse
22 nécessaire à l'établissement d'indicateurs de la productivité et à l'évaluation de
23 l'efficience peut être assez important. Par exemple, les analyses de productivité
24 multifactorielle (PMF) requièrent un investissement important pour obtenir les données
25 et les analyser. Il est important d'examiner avec soin les données sur les coûts et le
26 revenu, sur une base agrégée et désagrégée, ainsi que les données historiques et
27 projetées du service public et d'un groupe de comparaison.

28 Par conséquent, les organismes de réglementation adoptent souvent des mesures
29 précises pour accroître l'efficience du processus de réglementation. L'une des options
30 consiste à entamer des négociations ou à suivre un processus d'entente négociée une

1 fois que l'organisme de réglementation a fixé les objectifs ou les critères de la
2 réglementation incitative. Les solutions négociées réduisent le fardeau imposé à
3 l'organisme de réglementation et peuvent requérir moins de ressources de toutes les
4 intéressés qu'une procédure d'audiences. Une solution négociée accroît aussi les
5 chances d'acceptation par les services publics et les intéressés. Toutefois, le règlement
6 ainsi obtenu doit être conforme aux principes de la réglementation incitative et assurer
7 l'atteinte des objectifs de l'organisme de réglementation. Un premier mécanisme
8 pourrait ne pas être propice à une entente négociée si l'organisme de réglementation
9 est préoccupé par l'idée d'explorer pleinement les enjeux et les compromis entre les
10 objectifs. Toutefois, la négociation pourrait être plus facile dans les mécanismes
11 subséquents lorsque les attentes de l'organisme de réglementation auront été clarifiées
12 et que plus d'information sera disponible sur la performance du service public dans le
13 cadre du MRI.

1 **4. RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN ONTARIO**

2 La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) réglemente les tarifs de transport et de
3 distribution du gaz naturel depuis plus de 50 ans, mais a commencé à réglementer le
4 transport et la distribution de l'électricité en 2001. L'expansion du champ de
5 réglementation de la Commission découle de la restructuration de ce secteur entreprise
6 en 1998.

7 Depuis 2001, la CEO fixe les tarifs de distribution de l'électricité en utilisant un cadre
8 réglementaire qui fixe une méthode globale ainsi que des outils d'analyse spécifiques.
9 Ce cadre réglementaire s'applique ensuite aux particularités de chaque distributeur lors
10 des demandes d'examen des dossiers tarifaires. La Commission a utilisé cette
11 approche en raison du nombre important de distributeurs³⁴ et de leur inexpérience en
12 matière de réglementation économique.

13 Dès le départ, la CEO a conclu qu'il fallait intégrer une réglementation incitative à sa
14 méthode de détermination des tarifs. Non seulement les expériences internationales de
15 réglementation incitative se révélaient positives, mais la CEO avait acquis de
16 l'expérience en matière de MRI auprès des distributeurs de gaz naturel qu'elle
17 réglemente. En outre, la réglementation incitative visait un rôle important dans la
18 simplification des travaux de réglementation des nombreux distributeurs de l'Ontario.

19 Le cadre réglementaire de la CEO a évolué depuis 2001; elle utilise actuellement un
20 régime de réglementation incitative de 4^e génération pour les distributeurs. La CEO a
21 employé le plafonnement des prix au départ, mais chaque génération subséquente de
22 réglementation incitative a amené des améliorations : des périodes d'application
23 prolongées, des outils d'analyse poussés y compris le balisage, une plus grande
24 attention accordée à la planification et à la performance des distributeurs et une plus
25 grande flexibilité pour ceux-ci.

³⁴ À l'origine, il y avait plus de 300 distributeurs. À l'heure actuelle, il y en a environ 70.

1 **4.1 SURVOL**³⁵

2 En 1999, afin de se préparer à la prise en charge de la réglementation des distributeurs
3 d'électricité, la CEO a mis sur pied un groupe de travail sur la réglementation incitative.
4 Ce groupe de travail réunissait des consultants et des intéressés qui ont participé à
5 l'élaboration de recommandations relatives à une méthode de réglementation incitative
6 pratique et efficace dans le contexte du secteur de la distribution de l'électricité de
7 l'Ontario.

8 **4.1.1 RÉGLEMENTATION INCITATIVE DE 1^{RE} GÉNÉRATION (2001-2005)**

9 La réglementation incitative de 1^{re} génération avait pour objet³⁶ de dégrouper des tarifs,
10 d'incorporer le taux de rendement du marché sur l'avoir de l'actionnaire dans les tarifs
11 et de fixer une formule simple d'ajustement annuel. Le mécanisme d'ajustement annuel
12 tenait compte d'un facteur d'inflation et d'un facteur de productivité établis en utilisant la
13 mesure de productivité multifactorielle (PMF). Le taux avait été fixé à 1,5 %.

14 La réglementation incitative devait au départ être en vigueur pour trois ans. Toutefois,
15 un gel des tarifs a été imposé par législation; par conséquent, la pleine intégration du
16 taux de rendement du marché sur l'avoir de l'actionnaire a été retardée et la
17 réglementation incitative de 1^{ère} génération est restée en place plus longtemps que
18 prévu.

19 **4.1.2 RÉGLEMENTATION INCITATIVE DE 2^E GÉNÉRATION (2006–2009)**

20 Pour le régime incitatif de 2^e génération, la CEO a adopté une méthode de
21 plafonnement des prix. Les données de départ ont été revues dans le cadre de
22 l'examen du coût de service (en fait, une formule de réglementation du taux de
23 rendement calculé sur la base de tarification). Le régime de 2^e génération avait pour but
24 explicite de jouer un rôle de transition dans l'attente de l'achèvement du travail

³⁵ Des renseignements plus détaillés sont fournis à l'[annexe 4](#).

³⁶ Avant la restructuration du secteur, les tarifs de production, de transport et de distribution de l'électricité étaient regroupés puisque Ontario Hydro fonctionnait comme un service public intégré. Ontario Hydro examinait également et approuvait les tarifs pratiqués par les services publics municipaux en Ontario.

1 d'analyse et de consultation devant mener à un régime plus complet et à plus long
2 terme (régime de 3^e génération). La CEO a également élaboré un guide comportant des
3 lignes directrices en matière de dépôt de dossiers tarifaires et fournissant des modèles
4 de présentation. Cette méthode offrait une grande prévisibilité (car les enjeux plus
5 génériques en étaient déterminés à l'avance) et un traitement plus rapide, mais elle
6 créait un cadre réglementaire extrêmement contraignant.

7 **4.1.3 RÉGLEMENTATION INCITATIVE DE 3^E GÉNÉRATION (2009-2013)**

8 Dans le cas du régime incitatif de 3^e génération, la CEO a retenu une formule standard
9 de plafonnement de prix. Néanmoins, elle apportait deux importantes améliorations : un
10 dividende client (« stretch factor ») fondé sur les résultats d'un balisage et un module
11 d'examen du capital additionnel pour répondre aux besoins en capitaux spécifiques de
12 chaque distributeur. Le module de capital additionnel venait s'ajouter à la formule
13 autorisée et a été conçu afin de permettre aux services publics d'augmenter leurs tarifs
14 pour récupérer les dépenses en immobilisations majeures.

15 Une analyse comparative des coûts menée par la CEO a permis de constater que les
16 niveaux de productivité des distributeurs variaient considérablement. Ces différences
17 dans les niveaux de productivité ont mené à la conclusion que les distributeurs ne
18 disposaient pas tous de la même capacité à obtenir des gains de productivité
19 additionnels. La CEO a attribué différents dividendes client à des cohortes de
20 distributeurs en fonction de leur efficacité. Celle-ci avait été déterminée à la suite d'un
21 balisage.

22 La répartition des distributeurs entre les cohortes a lieu chaque année, et chaque
23 distributeur a la possibilité d'améliorer sa performance pour ainsi profiter d'un dividende
24 client moindre. Chaque année, plusieurs distributeurs changent de cohorte.

25 **4.1.4 RÉGLEMENTATION INCITATIVE DE 4^E GÉNÉRATION (RRFE) (2014→)**

26 Le cadre réglementaire actuel, appelé le *Renewed Regulatory Framework for Electricity*
27 *(RRFE)*, a été élaboré à la suite de consultations entamées à la fin de 2010. Le cadre
28 actuel s'applique à la distribution d'électricité, mais la CEO a indiqué son intention de

1 poursuivre des consultations afin d'étudier la possibilité d'en appliquer les principes aux
2 transporteurs d'électricité.

3 Le cadre RRFE comporte un ensemble de politiques réglementaires mises au point
4 pour répondre à des enjeux spécifiques à ce secteur : les politiques gouvernementales
5 (particulièrement le raccordement des installations de production d'énergie
6 renouvelable), le vieillissement du réseau, les préoccupations des clients par rapport
7 aux hausses de tarifs, la maturité accrue du secteur et la nécessité d'harmoniser et de
8 regrouper les politiques de la CEO en matière de planification et de tarification. Ce
9 cadre reconnaît que, dans le contexte ontarien, il était important que la réglementation
10 incitative ne mette pas l'accent sur la réduction des coûts au point d'empêcher la
11 réalisation d'autres objectifs politiques et de performance.

12 Le cadre RRFE se compose de trois éléments principaux.

- 13 • Tarification : les distributeurs doivent choisir une des trois options proposées, et
14 le choix repose en général sur les besoins en capitaux du distributeur. Les trois
15 options sont décrites ci-dessous.
- 16 • 4GIRM : les hausses annuelles des tarifs en fonction de la formule IPC-X sont
17 autorisées entre les demandes de changement des données de départ
18 (« rebasing »), qui ont lieu normalement tous les cinq ans. Un facteur de
19 productivité, allant de 0,0 % à 0,6 %, est attribué aux distributeurs. Ce facteur
20 se base sur leur facteur de productivité, déterminé par des études de
21 productivité multifactorielle (PMF) menées par la CEO.
- 22 • Réglementation incitative sur mesure : permet aux services publics de
23 proposer des régimes incitatifs particuliers à chaque entreprise pour le cycle
24 de cinq ans (par exemple, dans le cadre d'une demande d'examen d'un coût
25 de service quinquennal).
- 26 • Réglementation incitative annuelle : les services publics sont autorisés à
27 reporter la procédure normale de changement des données de départ à la
28 cinquième année et à augmenter les tarifs conformément à la formule
29 d'indexation, qui tient compte d'un facteur de productivité maximal.

- 1 • Planification de la distribution : les distributeurs doivent préparer et déposer des
2 plans quinquennaux comportant une planification des immobilisations, incluant
3 un échéancier et une détermination des priorités pour répondre à leurs besoins
4 et aux besoins régionaux en infrastructure.
- 5 • Mesure de la performance : les distributeurs font état de leur performance au
6 moyen d'un tableau de bord dont les normes et les critères de mesure ont été
7 établis par la CEO.

8 La CEO a instauré une procédure rigoureuse de suivi de la performance et de
9 production de rapports. Cette méthode très structurée et transparente fait ressortir
10 l'importance de la performance exprimée selon un large éventail de critères. Cette
11 méthode s'inscrit dans une perspective d'amélioration continue.³⁷ Un tableau de bord
12 sert à mesurer la performance du distributeur selon quatre dimensions : l'approche
13 clientèle, l'efficacité opérationnelle, la réactivité aux politiques publiques et le rendement
14 financier.

15 L'Ontario n'a pas instauré de mécanisme de partage des gains (MPG) pour les
16 distributeurs d'électricité, même si ce mécanisme a été retenu pour les plus importants
17 distributeurs de gaz. Même si la CEO n'a pas expliqué cette différence, un facteur
18 probable est le fait que l'inclusion d'un MPG requiert une procédure de calcul des gains
19 à partager, ce qui est source de contestations et requiert d'importants travaux
20 réglementaires annuellement. L'ampleur de ces travaux serait plus acceptable pour les
21 deux principaux distributeurs de gaz naturel que pour les 70 distributeurs d'électricité de
22 l'Ontario.

23 **4.2 OBSERVATIONS**

24 La CEO a adopté une méthode évolutive pour la mise au point d'un MRI pour les
25 distributeurs d'électricité. Chaque cadre se fonde sur une série d'objectifs reflétant les
26 particularités du secteur (le nombre de distributeurs, leur inexpérience dans la
27 préparation de demandes tarifaires, les besoins croissants de capitaux) de même que

³⁷ Afin d'en savoir plus à ce sujet, voir [Performance Measurement for Electricity Distributors: A Scorecard Approach EB-2010-0379, 5 mars 2014](#)

1 du cadre politique (dégrouper, raccorder des installations de production
2 d'énergie renouvelable, etc.). Chaque génération de MRI est venue raffiner le cadre
3 précédent, en faisant souvent appel à des outils analytiques plus complexes. Cette
4 complexification a été rendue possible par un meilleur accès à des données fiables et
5 une plus grande tolérance de ces outils par les intéressés. Chaque génération a
6 introduit de nouveaux éléments en réponse aux préoccupations soulevées par les
7 régimes des générations précédentes et aux changements des politiques
8 gouvernementales.

9 Avec le temps, le cadre réglementaire a gagné en complexité, mais il a également été
10 mieux intégré aux autres volets de la réglementation, y compris la planification du
11 réseau,³⁸ les rapports de suivi de la performance et la surveillance. Alors que les cadres
12 des débuts étaient très prescriptifs quant aux intrants, le cadre actuel est plus axé sur
13 les résultats, ce qui se traduit par une plus grande flexibilité pour chacun des
14 distributeurs. Les attentes en matière d'efficacité de la CEO ont également été
15 rehaussées : au départ, le cadre de tarification comportait un facteur de productivité
16 modeste, alors que le cadre actuel comporte cinq facteurs de productivité distincts,
17 allant de 0,0 % à 0,6 %, qui s'appliquent aux services publics en fonction de l'efficacité
18 opérationnelle que la CEO détermine au moyen d'analyses comparatives de la
19 productivité multifactorielle (PMF).

20 **4.2.1 AVANTAGES POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

21 L'un des avantages les plus notables du régime de l'Ontario réside dans le fait que le
22 coût global de la réglementation est de beaucoup moindre que si une réglementation
23 basée sur le coût de service, comprenant des dossiers tarifaires annuels, avait été
24 adoptée.

25 La mesure dans laquelle la réglementation incitative a permis des tarifs moins élevés
26 pour les clients est loin d'être claire. Malgré l'existence de mécanismes incitant les
27 distributeurs à réduire les coûts, certains observateurs sont d'avis que ces mécanismes

³⁸ Les distributeurs ont à présent l'obligation de déposer des plans d'affaires détaillés et conformes aux critères de la Commission en matière de plans de répartition des coûts.

1 n'ont pas été aussi efficaces que si les propriétaires des entreprises de distribution
2 avaient été principalement des investisseurs privés, et donc concentrés sur les profits,
3 plutôt que des municipalités et la province. Certaines municipalités accordaient une plus
4 grande priorité que d'autres à la maximisation du rendement sur le capital investi.

5 De façon générale, le cadre réglementaire a amené une pression sur les prix, ce qui a
6 permis d'obtenir des tarifs moins élevés, sans pour autant perdre de vue l'atteinte
7 d'autres objectifs réglementaires. De plus, la CEO a incorporé dans son cadre
8 réglementaire des objectifs clairement énoncés qui ont des impacts à court terme sur
9 les tarifs, mais qui, à long terme, se révéleront avantageux pour les consommateurs.
10 Parmi ces objectifs, notons de meilleures structures de gouvernance, des processus de
11 planification améliorés et des investissements consacrés au renouvellement des
12 infrastructures et à l'innovation technologique.

13 **4.2.2 INCONVÉNIENTS POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

14 De nombreux distributeurs ont trouvé assez difficile la transition entre le processus
15 historique (les tarifs étaient révisés par Ontario Hydro et non par un organisme de
16 réglementation indépendant) et une réglementation imposée par la CEO. De plus, ils
17 ont fait valoir leurs préoccupations en indiquant que leurs responsabilités dans le
18 processus réglementaire de même que le respect des politiques de la CEO et du
19 gouvernement s'étaient alourdies et que cela représentait une charge de travail et
20 financière plus importante sans que le processus réglementaire ne tienne
21 nécessairement compte de ces coûts.³⁹ De l'avis de certains distributeurs, la CEO
22 exigeait implicitement des distributeurs qu'ils atténuent les effets de ces responsabilités
23 accrues par des gains d'efficacité et non par des hausses de tarifs, sauf si le service
24 public était en mesure de justifier les charges plus élevées découlant des
25 responsabilités accrues au moment de présenter les demandes d'examen du coût de
26 service.

³⁹ La CEO a reconnu explicitement que certains des coûts étaient associés à des obligations coûteuses. Par exemple, les frais des compteurs intelligents ont été comptabilisés et récupérés à l'avance à même les tarifs.

1 Les consommateurs ont fait valoir leurs préoccupations à l'égard des hausses de tarifs
2 survenues depuis la restructuration du secteur et l'arrivée de la réglementation de la
3 CEO. Toutefois, la plupart des pressions à la hausse exercées sur les factures des
4 clients s'expliquent par d'autres facteurs, y compris la privatisation des distributeurs,
5 l'adoption de politiques gouvernementales d'abandon du charbon et de production
6 d'énergie renouvelable et les frais nécessaires au renouvellement et à l'amélioration du
7 réseau d'électricité de l'Ontario.

8 **4.2.3 ENJEUX ET STRATÉGIES DE MISE EN ŒUVRE**

9 Établir un cadre réglementaire complet alors qu'aucun cadre réglementaire formel
10 n'existait auparavant ouvrait des perspectives, tout en représentant un défi. Il s'agissait
11 d'une occasion à saisir, car aucune attente ni aucun intérêt particulier découlant de
12 pratiques antérieures ne venaient entraver le processus. Cela représentait un défi, car
13 tous les éléments du régime devaient être conçus à partir de zéro.

14 Quinze ans ont passé depuis que la CEO a entamé le processus de mise en œuvre de
15 la réglementation incitative. Le cadre réglementaire a largement évolué depuis l'an
16 2000, mais il continue de progresser. Les principaux facteurs ayant contribué au succès
17 connu jusqu'à présent par la CEO comprennent notamment :

- 18 • la mise au point de politiques claires suivant un processus transparent qui laisse
19 une grande place à la participation des intéressés;
- 20 • l'évolution systématique du régime, de sorte que les éléments plus complexes
21 sont ajoutés progressivement, à mesure que les intéressés s'adaptent à un
22 système de plus en plus complexe;
- 23 • le maintien d'une certaine flexibilité afin de s'adapter aux difficultés qui
24 surviennent et au contexte, qui fait intervenir entre autres, des facteurs
25 économiques et des politiques gouvernementales.

26 **4.2.4 IMPLICATIONS DE L'ADOPTION DE MEILLEURES PRATIQUES**

27 La CEO a mis au point un cadre réglementaire adapté au contexte dans lequel il est
28 appelé à être utilisé : un grand nombre de services publics réglementés possédant peu

1 d'expérience en matière de processus réglementaires formels, une économie
2 provinciale en évolution (après la crise financière mondiale de 2008) et un ensemble
3 dynamique de politiques gouvernementales provinciales affectant directement le
4 secteur de l'électricité. La CEO n'est pas parvenue à établir des meilleures pratiques en
5 adoptant les méthodes qui se sont révélées efficaces dans d'autres juridictions. Plutôt,
6 et cela par nécessité, la CEO a entrepris un processus exhaustif, qui se poursuit, de
7 mise au point et de mise à niveau d'un régime adapté au contexte économique et
8 politique de l'Ontario.

9 L'expérience de l'Ontario suggère que les meilleures pratiques en matière de
10 réglementation incitative se définissent mieux en tenant compte du processus suivi pour
11 concevoir le régime, plutôt qu'en se fondant sur ses caractéristiques. La meilleure
12 pratique fait intervenir un examen approfondi des approches utilisées avec succès
13 ailleurs et une évaluation permettant de déterminer s'il serait judicieux de les adopter
14 localement, avec ou sans modification.

1 **5. RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN ALBERTA**

2 En Alberta, la réglementation incitative a été lancée initialement en 2009, lorsque
3 l'Alberta Utilities Commission (AUC) a adopté un mécanisme incitatif fondée sur une
4 formule appelée FBR (« Formula-based Ratemaking ») pour ENMAX Power
5 Corporation (ENMAX). Cette méthode de tarification n'a pas été adoptée pour les
6 autres distributeurs de l'Alberta avant 2013.

7 Le MRI applicable aux distributeurs est fondé sur le plafonnement des prix. L'AUC a
8 adopté un terme de cinq ans. Les tarifs initiaux sont établis afin de permettre la
9 récupération des coûts calculés selon la méthode traditionnelle (le coût de service)
10 pendant la première année, qui sert d'année de référence pour le terme de cinq ans.
11 Pour le reste de la période, les prix sont ajustés en utilisant une formule IPC-X. Le
12 facteur de productivité (X) équivaut au taux de productivité antérieur auquel s'ajoute un
13 dividende client (« stretch factor »). L'AUC a déterminé la tendance historique en
14 matière de productivité en utilisant la méthode de la productivité multifactorielle (PMF).
15 La productivité multifactorielle est une méthode statistique qui mesure la productivité en
16 évaluant la mesure par laquelle une production accrue, ou extrant, d'une entreprise est
17 attribuable à des augmentations des intrants (c'est-à-dire, le capital et la main-d'œuvre).
18 La mesure par laquelle la hausse des extrants ne peut s'expliquer directement par
19 l'augmentation des intrants est réputée indiquer une productivité accrue.

20 La méthode de productivité multifactorielle sert à estimer les tendances historiques en
21 matière de productivité d'une société ou de l'ensemble du secteur. L'AUC utilise cette
22 valeur comme facteur de productivité de référence pour la durée du mécanisme FBR.
23 Toutefois, l'AUC pose l'hypothèse que les services publics devraient dépasser le niveau
24 de productivité historique puisque la mise en place de la réglementation incitative est
25 justifiée par le fait que le taux historique de productivité dans le cadre du coût de
26 service est insuffisant. Par conséquent, un dividende client s'ajoute au taux historique
27 de productivité déterminé par l'analyse de productivité multifactorielle.

28 Le régime de l'Alberta comprend un certain nombre d'éléments que l'on retrouve dans
29 certains autres régimes de plafonnement des prix, y compris des mécanismes de suivi
30 des dépenses en immobilisations (« capital trackers »), de révision et de report des

1 gains d'efficience, de même que des incitatifs visant la qualité du service. Ces éléments
2 additionnels sont le fruit des raffinements apportés dans d'autres juridictions afin de
3 renforcer l'effet incitatif et de limiter la tentation de réduire les coûts au détriment de la
4 qualité du service ou d'investissements insuffisants dans les infrastructures.

5 **5.1 SURVOL DU RÉGIME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN ALBERTA**⁴⁰

6 **5.1.1 RÉGLEMENTATION BASÉE SUR LE COÛT DE SERVICE**

7 Selon le cadre réglementaire en vigueur avant la réglementation incitative, les tarifs
8 étaient fixés sur la base du coût de service. L'AUC a reconnu, toutefois, que l'incitatif à
9 améliorer l'efficience dans ce cadre était modeste : les revenus requis et les tarifs en
10 découlant se fondaient sur une prévision des coûts sur deux ans. Dans la mesure où
11 les coûts réels du service public demeuraient sous les montants projetés, ou encore si
12 le volume dépassait la prévision des ventes, le revenu net réel dépassait le niveau
13 autorisé. Le service public pouvait conserver les excédents, comme il est courant dans
14 le cas de régimes basés sur le coût de service. On reconnaissait également la grande
15 faiblesse de l'incitatif à réaliser des gains d'efficience, puisqu'une tendance à dépasser
16 les prévisions aurait pu entacher la crédibilité des prévisions soumises lors des dossiers
17 tarifaires suivants. Cette préoccupation est la principale raison ayant motivé l'Alberta à
18 opter pour la réglementation fondée sur une formule, comme pour d'autres juridictions.

19 **5.1.2 LE PREMIER RÉGIME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE DE L'ALBERTA – ENMAX**

20 L'AUC a approuvé pour ENMAX une formule sur 5 ans qui est entrée en vigueur le
21 1^{er} janvier 2007. Dans le cas des services de distribution d'ENMAX, un modèle de
22 plafonnement des prix a été approuvé, tandis que pour ses services de transport, un
23 modèle de plafonnement du revenu a été autorisé.⁴¹ Comme noté précédemment, ce
24 régime de réglementation fondée sur une formule comportait un facteur d'inflation (I), un
25 facteur de productivité assorti d'un dividende client (« stretch factor ») (X), des
26 possibilités pour des facteurs exogènes définis (« flow-through »), des conditions de

⁴⁰ Des renseignements plus détaillés sont fournis à l'[annexe 5](#).

⁴¹ [AUC Decision 2009-035](#).

1 révision prédéterminées et un mécanisme de partage des gains asymétrique (les gains
2 sont partagés avec les clients et non les pertes).

3 Pour le secteur du transport, qui emploie une formule de plafonnement du revenu plutôt
4 que des prix, le mécanisme FBR incorporait un facteur G d'ajustement de la croissance
5 des dépenses en capital.

6 **5.1.3 INTRODUCTION D'UN RÉGIME GÉNÉRIQUE DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE**

7 En février 2010, l'AUC a initié un dossier générique visant l'instauration d'une
8 réglementation incitative pour les fournisseurs de gaz naturel et les services publics
9 d'électricité, à l'exception d'ENMAX, puisque la réglementation de ce dernier était déjà
10 basée sur un MRI. Ce dossier incluait également un processus de consultation qui
11 comprenait des tables rondes et des ateliers. L'AUC a embauché un consultant à qui
12 elle a confié une étude de la productivité multifactorielle (PMF). On a demandé aux
13 services publics de déposer leurs propositions au cours d'une audience générique. Par
14 la suite, l'AUC a approuvé la première génération de MRI pour une période d'application
15 de cinq ans commençant en 2013 pour ATCO Electric, Fortis Alberta, ATCO Gas et
16 AltaGas.

17 De l'avis de l'AUC, la réglementation traditionnelle comportait un incitatif implicite à
18 maximiser les coûts et à répartir inefficacement les ressources. En indiquant son
19 intention de passer à une réglementation incitative, l'AUC a énoncé les deux objectifs
20 ci-dessous :

21 *Le premier objectif consiste à établir un cadre réglementaire qui incite les*
22 *entreprises réglementées à améliorer leur efficacité tout en s'assurant que les*
23 *gains d'efficacité ainsi réalisés sont partagés avec les clients. Le deuxième objectif*
24 *poursuivi consiste à accroître l'efficacité du cadre réglementaire et à permettre à la*
25 *Commission de porter son attention sur les tarifs et la qualité du service, deux*
26 *éléments importants pour les clients.*

27 La plupart des organismes de réglementation qui ont instauré des mécanismes incitatifs
28 partagent ces objectifs.

1 L'AUC a également énoncé les cinq principes suivants :⁴²

2 *Premier principe. Un mécanisme incitatif doit, dans la mesure du possible, créer les*
3 *mêmes incitatifs que ceux que fait naître un marché concurrentiel sans pour autant*
4 *porter atteinte à la qualité du service.*

5 *Deuxième principe. Un mécanisme incitatif doit offrir des possibilités raisonnables*
6 *pour que l'entreprise puisse récupérer les dépenses engagées de manière*
7 *prudente en incluant un taux de rendement raisonnable.*

8 *Troisième principe. Un mécanisme incitatif doit être simple à comprendre, à*
9 *instaurer et à gérer, tout en ayant comme effet de réduire le fardeau réglementaire*
10 *au fil du temps.*

11 *Quatrième principe. Un mécanisme incitatif doit tenir compte des particularités de*
12 *chaque société réglementée qui ont un lien avec la conception de ce mécanisme .*

13 *Cinquième principe. Les consommateurs et les sociétés réglementées doivent se*
14 *partager les avantages d'un mécanisme incitatif.*

15 Là encore, comme il est indiqué dans les sections « Survol » de ce rapport, ces
16 principes sont conformes aux lignes directrices fréquemment évoquées lorsque des
17 mécanismes incitatifs sont mis au point.

18 Les principales raisons ayant motivé le choix des facteurs intégrés au modèle de
19 l'Alberta suivent ci-dessous.

- 20 • Modèle fondé sur une formule de plafonnement des prix assortie d'un dividende
21 client : on a pensé que cette méthode faciliterait le passage d'un modèle basé
22 sur le coût de service à un mécanisme incitatif tout en multipliant les occasions
23 de réaliser des gains d'efficacité.
- 24 • Période d'application de cinq ans : l'AUC partageait cette même préoccupation
25 avec les autres organismes de réglementation selon laquelle une période plus
26 courte aurait pour effet d'affaiblir l'incitatif à réaliser des gains de productivité.
27 Toutefois une période d'application plus longue reporterait à plus tard la mise en
28 œuvre de toute amélioration au mécanisme, le cas échéant.

⁴² [AUC Decision 2012-237, p. 7.](#)

- 1 • Facteurs d'ajustement et mécanismes de révision : comme les autres
2 organismes de réglementation, l'AUC a conclu qu'il fallait prévoir un mécanisme
3 pour tenir compte des dépenses importantes et imprévues, indépendantes du
4 contrôle de la direction, comme mesure de précaution.
- 5 • Mécanisme de suivi des dépenses en immobilisations (« capital tracker ») : ce
6 mécanisme est conçu afin de permettre la récupération d'investissements
7 consacrés à des infrastructures essentielles nécessaires en raison de
8 réglementation externe ou du vieillissement des actifs, qui ne pourraient pas être
9 pris en compte par une formule générique.
- 10 • Aucun mécanisme de partage des gains (MPG) : l'AUC était d'avis qu'un MPG
11 viendrait affaiblir les incitatifs et exigerait un examen annuel plus approfondi. Le
12 dividende client permet de s'assurer que les consommateurs sont suffisamment
13 avantagés sans le bénéfice additionnel découlant d'un mécanisme de partage
14 des gains. Cela diffère du mécanisme s'appliquant à ENMAX.
- 15 • Mécanisme de report des gains d'efficience (MRGE) : l'AUC craignait que les
16 mesures incitatives perdent de leur efficacité vers la fin du terme de cinq ans. Le
17 MRGE maintient l'incitatif pendant la durée du MRI et donc favorise la recherche
18 de gains d'efficience durables au-delà de la durée de la réglementation incitative.

19 La protection contre la détérioration de la qualité du service était perçue par l'AUC
20 comme un élément clé d'un régime de réglementation incitative réussi. Le modèle de
21 l'AUC cherchait à s'assurer que la poursuite de la réduction des coûts ne venait pas
22 nuire à la qualité du service. La preuve dans ce dossier indique que toutes les parties
23 ont convenu de la nécessité d'un mécanisme coercitif pour que les services publics
24 soient forcés de respecter leurs normes de qualité. Aucune des entreprises ne
25 contestait l'imposition de sanctions en cas d'incapacité à atteindre les cibles de qualité
26 de service, si cette incapacité n'était pas hors de leur contrôle.⁴³ Les groupes de
27 consommateurs désiraient inclure un mécanisme de sanctions au régime. Toutefois, le
28 fardeau considérable qu'imposerait un mécanisme de sanction aux services publics et à

⁴³ [AUC Decision 2012-237, p. 191.](#)

1 l'organisme de réglementation suscitait des préoccupations. L'AUC a adopté en
2 conséquence un mécanisme de sanction ne pouvant s'appliquer que si la qualité du
3 service était réellement inacceptable.

4 **5.1.4 ATTENTES QUANT À L'AVENIR DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN ALBERTA**

5 Comme il s'agissait d'audiences génériques qui impliquaient une transition du coût de
6 service à un MRI, il a fallu un certain temps pour le déroulement du dossier et la
7 décision, soit environ 30 mois.⁴⁴ L'AUC prévoit que le processus réglementaire gagnera
8 en efficacité à mesure que l'organisme de réglementation, les services publics, les
9 intervenants et les clients se familiariseront avec le MRI. L'AUC prévoit également que
10 les consommateurs profiteront à long terme de tarifs moins élevés que ceux qui
11 auraient été fixés si la réglementation basée sur le coût de service avait été maintenue.
12 Les mécanismes d'examen des investissements et les indicateurs de la qualité du
13 service existent pour que les services publics maintiennent un réseau sécuritaire et
14 fiable et ne sacrifient pas le service à la clientèle dans leur désir de réduire les coûts.

15 L'AUC prévoit surveiller étroitement les progrès du premier régime de réglementation
16 incitative, afin de tirer parti de l'expérience et d'adapter le régime selon les besoins.

17 **5.2 OBSERVATIONS**

18 Les organismes de réglementation qui entreprennent une transition d'une
19 réglementation basée sur le coût de service à une réglementation incitative peuvent
20 compter sur l'expérience acquise par les organismes de réglementation qui les ont
21 précédés dans cette voie. Ce faisant, on évite les écueils des modèles antérieurs. Mais
22 en prenant des mesures pour éviter des écueils, on peut complexifier le régime.

23 Afin de gérer le processus de développement de son MRI, l'AUC a d'abord entrepris
24 des démarches consultatives visant à en établir les principes et à encadrer la portée du
25 processus présidant à la conception du régime de réglementation incitative à mettre en
26 œuvre. À la suite de ce processus, la Commission a donné comme instruction aux
27 services publics et aux intervenants de limiter leurs propositions à des formules

⁴⁴ [AUC Decision 2012-237, p. 14.](#)

1 IPC-X.⁴⁵ Il pourrait exister des différences entre les éléments du modèle, les diverses
2 inclusions et exclusions, mais l'attente fondamentale était un modèle IPC-X.

3 **5.2.1 AVANTAGES POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

4 Il ne s'est pas écoulé suffisamment de temps depuis l'arrivée de la réglementation
5 incitative en Alberta pour tirer des conclusions définitives sur ses avantages ou ses
6 lacunes. Toutefois, il va de soi que les importants avantages attendus pour les clients et
7 les services publics ont motivé l'AUC à opter pour une réglementation incitative.

8 Le régime de réglementation incitative de l'Alberta comporte un incitatif renforcé pour
9 réaliser des gains de productivité et d'efficacité par rapport au régime précédent basé
10 sur le coût de service. Le régime de l'Alberta dissocie le lien entre les tarifs et les coûts,
11 ce qui est cohérent avec l'objectif central des mécanismes incitatifs dans le monde
12 entier, ce qui donne la possibilité aux services publics de chercher à améliorer leur
13 productivité pour ainsi accroître leur rendement. Les services publics sont autorisés à
14 conserver le rendement excédentaire dégagé pendant les cinq années du régime et
15 doivent en assumer les pertes s'ils n'arrivent pas à respecter le niveau des coûts prévu
16 dans la formule.

17 **5.2.2 INCONVÉNIENTS POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

18 Le fait est que certains facteurs affectant les charges totales d'un service public sont
19 indépendants de son contrôle, ce qui justifie l'existence de facteurs d'ajustements de la
20 formule IPC-X. Néanmoins, certains intéressés continuent à se montrer préoccupés
21 par le fait que des ajustements autorisés comme le mécanisme de suivi des dépenses
22 en immobilisations et les facteurs Y et Z permettent aux services publics d'exploiter les
23 failles du régime. De l'avis de certains intéressés, ces éléments pourraient rétablir le
24 lien entre les tarifs et les coûts. Si de tels ajustements sont importants, la prévisibilité et
25 la stabilité des prix pourraient être compromises. Une opportunité trop importante de
26 transfert des coûts hors de la formule IPC-X limiterait les incitatifs visant l'efficacité
27 dans le MRI.

⁴⁵ [AUC Decision 2009-035 2012-237, p. 8.](#)

1 Par contre, du point de vue du service public, tenir compte de toutes les pressions
2 exercées par les coûts à même une seule formule de modification des tarifs pourrait se
3 révéler assez ardu. Le modèle permet des ajustements à l'extérieur de la formule, mais
4 la nécessité de fournir de l'information détaillée pour justifier ces montants vient alourdir
5 la tâche. De plus, l'incertitude quant à l'autorisation des ajustements et à la possibilité
6 de récupération dure jusqu'à la fin du processus réglementaire.

7 **5.2.3 ENJEUX ET STRATÉGIES DE MISE EN ŒUVRE**

8 L'AUC et les intéressés ont reconnu les difficultés liées à la mise en œuvre du
9 mécanisme de suivi des dépenses en immobilisations. Les demandes
10 d'investissements ont nécessité une analyse détaillée des propositions de chaque
11 service public. Cela s'est fait au détriment de l'allègement du processus réglementaire;
12 toutefois, l'AUC juge que les avantages de ce mécanisme dépassent largement les
13 désavantages.

14 La détermination du facteur X et le calcul de productivité multifactorielle ont suscité des
15 débats hautement techniques et des controverses sans qu'il soit possible de parvenir à
16 un consensus, car il est impossible de trancher définitivement la question.⁴⁶ Dans sa
17 décision sur la réglementation incitative, l'AUC a accepté la méthode de calcul de la
18 productivité multifactorielle (PMF) de NERA et a jugé que l'estimation fournie constituait
19 un point de départ raisonnable pour la détermination du facteur X pour les services
20 publics de l'Alberta.

21 Afin de déterminer la valeur du dividende client, l'AUC a fait remarquer qu'il n'existait
22 aucune analyse définitive sur laquelle fonder sa décision, comme c'était le cas pour
23 l'analyse de la productivité multifactorielle des tendances historiques en matière de
24 productivité. Sa décision sur le dividende client reposait par conséquent sur une
25 question de jugement et sur des données qualitatives. Les intéressés et l'AUC ont
26 trouvé utiles les dividendes clients attribués aux services publics en Ontario.⁴⁷

⁴⁶ [AUC Decision 2012-237, p. 86.](#)

⁴⁷ [AUC Decision 2012-237, p. 104.](#)

1 5.2.4 IMPLICATIONS DE L'ADOPTION DE MEILLEURES PRATIQUES

2 Le modèle de réglementation incitative mis au point par l'AUC faisait intervenir plusieurs
3 mécanismes conçus pour dépasser les limites des régimes basés sur une formule
4 IPC-X trop simpliste.

5 L'AUC a reconnu qu'un modèle de réglementation incitative à durée déterminée pouvait
6 favoriser la tendance à réduire les initiatives visant l'efficacité vers la fin du terme, car
7 l'incitatif à investir dans des mesures destinées à accroître la productivité décline alors
8 que le terme approche et que les gains ne sont conservés que jusqu'à la prochaine
9 modification des données de départ. Pour atténuer ce problème, le régime de l'AUC
10 comprend un mécanisme novateur de report des gains d'efficacité. Ce mécanisme a
11 été conçu pour permettre aux services publics de continuer à investir en vue de réaliser
12 des économies lorsque la période d'application du régime touche à sa fin.
13 Habituellement, ce mécanisme n'était pas compris dans les versions initiales des
14 régimes de réglementation incitative adoptés dans les autres juridictions.

15 Le régime générique de 1^{re} génération, contrairement au MRI établi pour ENMAX, ne
16 prévoyait aucun mécanisme de partage des gains. Cette méthode maximise l'incitatif à
17 accroître la productivité. Les clients risquent toutefois de trouver le régime trop
18 généreux si le service public accumule des gains très élevés pendant la durée du
19 régime.

20 La mise en œuvre d'un mécanisme de suivi des dépenses en immobilisations est venue
21 alourdir le fardeau réglementaire. Mais, ce mécanisme vient apaiser les craintes selon
22 lesquelles le régime pourrait freiner les investissements nécessaires qui viennent
23 hausser les coûts, mais sans lesquels il serait impossible d'obtenir les gains d'efficacité
24 qui viennent les compenser. L'AUC prévoit que les avantages tirés de l'autorisation de
25 transférer certains coûts précis l'emporteront sur les inconvénients d'un fardeau
26 réglementaire alourdi et sur les risques que cet avantage soit détourné.

1 **6. RÉGLEMENTATION INCITATIVE DE CONSOLIDATED EDISON**

2 La New York Public Service Commission (NYPSC) a adopté des régimes tarifaires
3 pluriannuels pour la Consolidated Edison (Con Edison), le plus important service public
4 de New York.⁴⁸ La forme modifiée de la formule basée sur le coût de service est
5 considérée comme une forme alternative de réglementation aux États-Unis ou
6 « alternative regulation ». Alors que les régimes pluriannuels comportent généralement
7 des incitatifs à l'amélioration de la productivité moins efficaces que les régimes fondés
8 sur une formule IPC-X, ils offrent néanmoins de meilleures perspectives pour le service
9 public d'améliorer la productivité que des examens annuels du coût de service. Des
10 dossiers pluriannuels ont tendance à réduire les coûts réglementaires. À présent, les
11 tarifs de Consolidated Edison sont habituellement déterminés pour une période de trois
12 ans, ce qui laisse une grande latitude à la société pour modifier la façon dont elle
13 procède à l'allocation des ressources pendant cette période.

14 Dans un souci de flexibilité, les examens entrepris par la NYPSC sont axés sur la
15 performance et sur les résultats. Même s'il s'agit d'un régime basée sur le coût de
16 service, les tarifs sont fixés en tenant compte de la performance de l'entreprise à l'égard
17 des objectifs de service fixés ainsi que des coûts de l'année projetée.

18 La méthode employée par la NYPSC a évolué au fil du temps et un examen plus
19 poussé du processus de détermination des tarifs a été annoncé en avril 2014, lorsque
20 le personnel de la NYPSC a lancé une initiative intitulée *Reforming the Energy Vision*.

21 **6.1 SURVOL DE LA RÉGLEMENTATION APPLICABLE À CON EDISON**⁴⁹

22 **6.1.1 ADOPTION INITIALE DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE**

23 Avant l'application initiale de cette forme alternative de réglementation⁵⁰ à Con Edison,
24 le modèle employé dans l'État de New York était le coût de service. Con Edison

⁴⁸ La NYPSC mène des négociations confidentielles pour régler les dossiers touchant les tarifs, contrairement à la plupart des autres organismes de réglementation.

⁴⁹ Des renseignements plus détaillés sont fournis à l'[annexe 6](#).

1 présentait annuellement un dossier tarifaire destiné à financer ses investissements et à
2 couvrir ses charges d'exploitation et d'entretien. Ces demandes initiaient le processus
3 d'audiences de la New York Public Service Commission (NYPSC) au cours desquelles
4 le service public, le personnel du NYPSC et les autres parties prenantes examinaient la
5 demande tarifaire. Dans le cadre de ce modèle, le service public récupérait dans ses
6 tarifs les charges engagées prudemment et avait droit à un taux de rendement sur le
7 capital investi, ce que l'on nomme habituellement la base de tarification.

8 Ce processus traditionnel a subi de grandes transformations au début des années
9 1990. Les ententes pluriannuelles ont commencé à remplacer les dossiers tarifaires
10 annuels et des mécanismes incitatifs ciblés ont été ajoutés au coût de service. La
11 NYPSC a adopté des indices afin de mesurer la fréquence et la durée des interruptions
12 de service et d'identifier les réseaux les moins performants. Con Edison avait
13 l'obligation de fournir des données mensuelles détaillées sur les interruptions et
14 s'exposait à des pénalités ou à des récompenses, selon sa performance en matière de
15 fiabilité.

16 **6.1.2 ÉVOLUTION DU CADRE RÉGLEMENTAIRE APPLICABLE À CONSOLIDATED EDISON**

17 Le régime pluriannuel initial de Con Edison portait sur la période 1992 à 1995 et
18 comprenait une nouvelle approche appelée « revenue adjustment mechanism » ou
19 ERAM. L'ERAM a été mis en place pour dissocier le lien entre la consommation
20 d'électricité et les profits de Con Edison, ce qui avait un effet dissuasif sur la poursuite
21 de programmes d'efficacité énergétique. Avec l'ERAM, les revenus de Con Edison
22 étaient ajustés pour compenser les écarts entre le réel et le projeté attribuables à des
23 facteurs modifiant la consommation (par exemple, les conditions climatiques). Les
24 mesures d'efficacité énergétique n'avaient alors aucun effet sur les revenus.

25 En 1995, la NYPSC a approuvé une forme de plafonnement du revenu par client pour la
26 Con Edison d'une période de trois ans. En déterminant le revenu par client, ce revenu
27 peut augmenter lorsque des clients s'ajoutent, mais les variations de volume, par client

⁵⁰ Le terme « alternative regulation » fait référence aux États-Unis aux régimes qui ne font pas appel uniquement à un examen du coût de service. Ce terme a une signification plus large, mais il englobe les régimes de réglementation incitative.

1 ou au total, n'ont aucun effet sur le revenu autorisé. Cette approche élimine les impacts
2 des conditions climatiques et des programmes de conservation de l'énergie sur le
3 revenu de la société. Elle permet également de stabiliser les coûts de distribution pour
4 les clients. Comme les coûts de distribution sont essentiellement des coûts fixes, il est
5 jugé pertinent de faire correspondre le revenu par client au coût par client.

6 Con Edison n'a inclus ni le ERAM ni le plafonnement du revenu par client dans sa
7 proposition suivante, car la NYPSC avait rejeté le plan de plafonnement du revenu par
8 client présenté par Orange & Rockland en 1996, lançant le message qu'elle ne
9 favorisait plus cette méthode. Le rapport,⁵¹ préparé pour NARUC (National Association
10 of Regulatory Utility Commissioners) en 1997, faisait remarquer que les problèmes de
11 la réglementation incitative au cours de cette période étaient liés à la catégorisation des
12 coûts (chevauchement des coûts, coûts substituables) et que cela risquait de poser un
13 problème important au moment de la mise en œuvre. Selon la NYPSC, l'examen des
14 procédures comptables représente un fardeau administratif pour les services publics,
15 tandis que le traitement asymétrique des coûts pourrait les inciter à adopter un
16 fonctionnement inefficace les éloignant d'une amélioration de la performance.

17 Selon le rapport annuel de 1997 de Con Edison, l'élimination de ce mécanisme n'a
18 entraîné aucune conséquence négative significative sur la situation financière ou le
19 fonctionnement de la société. Un rapport produit par le Office of Legislative Research
20 note que la période 1992-1997 a été la période de pointe des investissements du service
21 public en matière d'initiatives d'efficacité énergétique, les investissements annuels moyens
22 se chiffrant à 74 millions de dollars. Les impacts sur les tarifs résultant de ce mécanisme
23 étaient minimaux. Après l'élimination du mécanisme du découplage, les investissements
24 moyens annuels de Con Edison en efficacité énergétique ont chuté de presque la moitié.

25 En 2003, la NYPSC a mené une étude sur la façon dont la structure tarifaire pourrait
26 freiner la promotion de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de
27 production décentralisée. En 2004, la NYPSC a publié un document de travail résumant
28 les arguments en faveur et en défaveur du retour du mécanisme de découplage. Le

⁵¹ [Performance-Based Regulation in a Restructured Electric Industry.](#)

1 rapport ne recommandait pas le rétablissement du mécanisme du découplage et, parmi
2 les préoccupations invoquées, on mentionnait des risques de signaux de prix biaisés,
3 de soldes accumulés importants, de volatilité et d'incitatifs réduits au développement.

4 Toutefois, en avril 2007, la NYPSC ordonnait à tous les services publics « de mettre au
5 point et d'instaurer des mécanismes de mise- à-jour (« true-up ») des prévisions et les
6 revenus réels tirés de la fourniture des services pour ainsi atténuer considérablement, voire
7 éliminer, les désincitatifs résultant de la récupération des charges fixes de distribution au
8 moyen de tarifs en fonction du volume ou de blocs de consommation marginaux. »⁵² Ce
9 changement avait été instauré principalement pour éliminer les effets dissuasifs que les
10 tarifs de distribution pouvaient exercer sur les efforts de promotion de l'efficacité
11 énergétique, de production d'énergie renouvelable indépendante et d'autres formes de
12 production décentralisée. Un mécanisme de découplage des revenus par catégorie de
13 consommateurs a été approuvé pour Con Edison en 2007. Le mécanisme dispose d'un
14 déclencheur, ce qui signifie que le service public est autorisé à demander un ajustement du
15 découplage lorsque le solde accumulé dépasse le seuil fixé.

16 Les régimes tarifaires de Con Edison comportent un mécanisme de partage des gains.
17 Selon la NYPSC, « les mécanismes de partage des gains encouragent Consolidated
18 Edison à accroître son efficacité tout en lui permettant de profiter d'une partie des bénéfices
19 résultant des gains de productivité réalisés pendant le terme des régimes tarifaires »⁵³. Les
20 régimes pluriannuels font intervenir des prévisions à plus long terme et des périodes
21 supérieures à un an apportent une plus grande incertitude. Du point de vue de la
22 NYPSC, l'inclusion d'un mécanisme de partage des gains aux régimes pluriannuels
23 assurait une protection contre les imprévus inhérents à des périodes de plusieurs
24 années.

25 Pour se protéger contre les réductions de coût affectant négativement la qualité, la
26 sécurité et la fiabilité du service, la NYPSC a mis au point des critères de mesure de la
27 qualité du service. Les services publics ont l'obligation de rendre compte de leur
28 performance à la NYPSC. La performance est mesurée en fonction de critères précis.

⁵² [Order Requiring Proposals for Revenue Decoupling Mechanisms, avril 2007.](#)

⁵³ [Order Approving Electric, Gas and Steam Rate Plans in Accord with Joint Proposal, 21 février 2014.](#)

1 Pour motiver les services publics à respecter les normes, la NYPSC utilise un système
2 de pénalités.

3 Les mesures et critères de performance se sont améliorés et développés avec le
4 temps. Par exemple, en 2013, la NYPSC a adopté un tableau de bord comme outil de
5 référence afin d'évaluer quantitativement la performance du service d'électricité sur le
6 plan du rétablissement du service auprès des clients après une panne majeure.

7 **6.1.3 ATTENTES QUANT À L'AVENIR DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE À NEW YORK**

8 En avril 2014, la NYPSC publiait le rapport *Reforming the Energy Vision* qui annonçait
9 une réforme en profondeur du cadre réglementaire. Le rapport décrivait les
10 changements de paradigme réglementaire suivants :⁵⁴

- 11 • **Régimes tarifaires à long terme** : En prolongeant la durée des régimes
12 tarifaires, on s'attend à créer des incitatifs renforcés à l'efficacité. Le rapport
13 recommande une durée aussi longue que huit ans pour les plans tarifaires. Des
14 mécanismes de révision et de partage des gains sont recommandés pour éviter
15 des effets involontaires indésirables.
- 16 • **Tarification fondée sur les intrants par opposition à la tarification fondée**
17 **sur les résultats** : Comme on s'attend à ce que les services publics exercent de
18 nouveaux rôles, le rapport propose d'axer la tarification sur les résultats plutôt
19 que les intrants. En adoptant cette approche, il est possible de créer des
20 bénéfices à long terme pour les consommateurs. Les mesures des extrants
21 doivent être suffisamment englobantes, quantifiables et précises pour permettre
22 d'atteindre les résultats visés.⁵⁵ Le rapport reconnaît qu'une tarification fondée
23 uniquement sur les résultats n'est pas réalisable, compte tenu de l'obligation de
24 service du service public.
- 25 • **Mécanismes incitatifs symétriques comparés aux mécanismes**
26 **unidimensionnels** : Le rapport reconnaît que les mécanismes incitatifs de la

⁵⁴ *Ibid.*, p. 50.

⁵⁵ *Ibid.*, p. 52.

1 NYPSC ont traditionnellement pris la forme d'ajustements asymétriques sous la
2 forme de pénalités. Le rapport suggère d'envisager des incitatifs symétriques qui
3 encouragent l'innovation et améliorent le service à la clientèle.

- 4 • **Mécanismes incitatifs associés à des dépenses en capital et à des**
5 **dépenses de fonctionnement** : Dans un modèle de tarification sur la base du
6 coût de service, il n'existe aucun incitatif pour les services publics de poursuivre
7 des objectifs en matière de ressources énergétiques décentralisées (RED) ou à
8 réduire la demande de pointe, car le rendement croît lorsque la base de
9 tarification augmente. Le rapport propose que la NYPSC envisage des incitatifs
10 qui favorisent une allocation des ressources plus efficace et à une meilleure
11 harmonisation entre les charges d'exploitation et les objectifs de conservation et
12 de gestion de la demande.

13 Étant donné les objectifs énoncés, il est probable que ce processus considère l'option,
14 et peut-être l'adoption, d'une nouvelle méthode de réglementation ressemblant aux
15 régimes de réglementation incitative adoptés par d'autres organismes de
16 réglementation, comme l'OFGEM et la CEO.

17 **6.2 OBSERVATIONS**

18 La NYPSC a pendant de nombreuses années adopté des mesures de performance et
19 des incitatifs connexes semblables à celles que les autres organismes de
20 réglementation avaient incorporés à leur régime de réglementation incitative IPC-X au
21 cours des dernières années. Le raisonnement voulait qu'une formule de tarification
22 comme incitatif à la productivité et l'adoption de mesures précises d'incitation à la
23 performance étaient deux questions entièrement distinctes. Chaque type d'incitatif a sa
24 propre finalité et peut être adopté selon les circonstances, en fonction des
25 préoccupations qui ont attiré l'attention de l'organisme de réglementation.

26 **6.2.1 AVANTAGES POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

27 Quoique de l'avis de la NYPSC, une période d'application de trois ans puisse présenter
28 des avantages pour les clients et les services publics, elle entend opter pour une durée
29 plus longue, car elle estime que cela augmentera les effets de cette mesure incitative.

1 Toutefois, la NYPSC est d'avis que ce régime pluriannuel basé sur le coût de service
2 d'une durée prolongée nécessiterait un mécanisme de partage des gains pour que les
3 clients reçoivent une juste part des gains d'efficience réalisés pendant la période
4 prolongée du plan tarifaire.

5 **6.2.2 INCONVÉNIENTS POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

6 Il peut être difficile de faire fonctionner un régime pluriannuel qui n'utilise pas de facteur
7 d'indexation, comme le IPC-X. Plus la période visée par les prévisions est longue, plus il
8 est difficile d'évaluer le caractère raisonnable des coûts projetés. Par ailleurs, un régime
9 pluriannuel doit accorder au service public la marge de manœuvre nécessaire pour
10 gérer ses activités, mais sans fixer explicitement d'objectif de productivité, outre les
11 normes de service imposées. Il peut être difficile d'adopter une période d'application qui
12 soit suffisamment longue pour inciter les entreprises à réaliser d'importants efforts de
13 productivité.

14 **6.2.3 ENJEUX ET STRATÉGIES DE MISE EN ŒUVRE**

15 Les régimes pluriannuels offrent aux services publics une plus grande souplesse pour
16 l'affectation des ressources, mais en l'absence de normes de performance
17 complémentaires, cette souplesse peut donner lieu à des réductions de coûts qui ne
18 résultent pas uniquement de gains de productivité. Ce problème a été relevé par la
19 NYPSC :

20 *Au cours des 10 à 15 dernières années, la NYPSC et d'autres commissions de*
21 *réglementation de tout le pays ont abandonné les modèles classiques axés sur un*
22 *examen annuel des tarifs au profit de régimes tarifaires pluriannuels axés sur la*
23 *performance. Ces régimes ont pour but d'assurer la stabilité des tarifs tout en*
24 *laissant aux services publics une plus grande marge de manœuvre pour la gestion*
25 *de leurs activités. Une enquête menée auprès du personnel à ce sujet semble*
26 *indiquer que les services publics pourraient ne pas avoir accordé suffisamment*
27 *d'importance et d'attention aux questions de sécurité⁵⁶.*

⁵⁶ [Report of the New York State Assembly Queens Power Outage Task Force, 30 janvier 2007.](#)

1 Selon le rapport d'un groupe de travail⁵⁷, il y a tout lieu de croire que Con Edison avait
2 réduit ses budgets d'entretien préventif.⁵⁸

3 **6.2.4 IMPLICATIONS DE L'ADOPTION DE MEILLEURES PRATIQUES**

4 Le réseau électrique de New York est considéré comme extrêmement fiable selon les
5 normes américaines. L'importance accordée par la NYPSC aux mesures de la
6 performance et de la fiabilité a contribué à cette réputation. La NYPSC a adopté des
7 indicateurs de performance avant les autres organismes de réglementation et élaboré
8 des systèmes de pénalités qui ont été renforcés au fil des ans.

9 Les régimes incitatifs mis en œuvre par la NYPSC dans le passé ne prévoyaient
10 toutefois pas de mesures incitatives fortes à la productivité. En l'absence de balisage
11 international crédible permettant de comparer les juridictions qui ont adopté des
12 régimes axés sur l'amélioration de la productivité, on ne peut évaluer la performance de
13 Con Edison.

14 Cette expérience indique qu'il n'est pas nécessaire que les incitatifs visant la
15 productivité et d'autres critères de performance, comme la fiabilité, soient liées. Les
16 organismes de réglementation peuvent déterminer les objectifs de performance sur
17 lesquels ils souhaitent voir les services publics qu'ils réglementent se concentrer et
18 établir des incitatifs axés sur les objectifs qu'ils jugent importants.

19 Cependant, il faut reconnaître que les objectifs qui sont accompagnés de mesures
20 incitatives sont davantage susceptibles d'être poursuivis, parfois au détriment d'autres
21 cibles. Un régime incitatif qui porte essentiellement sur la réduction des coûts peut nuire
22 à la la fiabilité ou d'autres aspects importants pour les consommateurs. C'est pourquoi,
23 une fois qu'un organisme de réglementation s'engage sur la voie de la réglementation
24 incitative, il peut être nécessaire de surveiller un large éventail de critères de
25 performance et de s'assurer que des incitatifs complets viennent équilibrer les efforts
26 déployés pour chacun des volets importants pour les clients, à savoir le prix, la fiabilité,
27 la sécurité et la qualité du service, pour n'en nommer que quelques-uns.

⁵⁷ [Report of the New York State Assembly Queens Power Outage Task Force, 30 janvier 2007.](#)

⁵⁸ Voir l'[annexe 6](#).

1 **7. RÉGLEMENTATION INCITATIVE AU ROYAUME-UNI**

2 Au Royaume-Uni, l'adoption d'une réglementation incitative a été déclenchée par la
3 privatisation des réseaux énergétiques en 1990 et par la libéralisation du marché.
4 L'OFGEM a mis en place le régime de réglementation des prix RPI-X pour les services
5 publics de distribution et de transport d'électricité nouvellement privatisés. Ce
6 mécanisme a été adopté afin d'inciter les services publics privatisés à améliorer leur
7 productivité tout en maintenant les coûts au plus bas. Ces visées s'inscrivaient dans
8 l'objectif principal de la politique de privatisation de la première ministre Margaret
9 Thatcher, qui était d'imposer les règles du marché à ce secteur.

10 Le régime de réglementation des prix adopté à l'origine pour les distributeurs et les
11 transporteurs était une forme de plafonnement des prix. Pour les transporteurs, le
12 revenu moyen par MW a été plafonné et ajusté annuellement à l'aide d'une formule de
13 plafonnement des prix (RPI-X). Le tarif initial pour chaque cycle de contrôle des prix
14 était ajusté pour tenir compte du niveau de coûts jugé approprié par l'OFGEM. On Le
15 mécanisme de réglementation des prix a été modifié en 1995 et on a alors supprimé la
16 mesure incitative qui avait l'effet indésirable d'encourager les services publics à
17 augmenter leur volume.

18 Dans le cas des transporteurs, le nouveau régime plafonnait les revenus totaux plutôt
19 que les tarifs (le revenu total autorisé était ajusté chaque année au moyen de la formule
20 RPI-X). Dans le cas des distributeurs, dont les coûts fluctuent davantage en fonction du
21 volume, le régime révisé ajustait le revenu autorisé pour tenir compte des variations de
22 volume et du nombre de clients. Chacun de ces facteurs a reçu une pondération
23 de 50 %. On rajustait donc le revenu total de chaque distributeur à raison de 50 % de la
24 variation des volumes et de 50 % de la variation du nombre de clients ainsi et appliquait
25 au résultat un facteur RPI-X.

26 Le niveau du facteur X adopté par l'OFGEM reposait sur son évaluation des tendances
27 prévues au chapitre des investissements et des coûts pendant chaque cycle de
28 réglementation des prix d'une durée de 4 à 5 ans.

1 La structure standard de plafonnement des prix a été maintenue jusqu'en 2010, bien
2 qu'on ait amélioré le régime à la fin de chaque cycle de réglementation des tarifs en y
3 ajoutant des incitatifs visants d'autres objectifs que la réduction des coûts, plus
4 précisément des incitatifs visant la qualité du service et les dépenses en capital.

5 En 2008, l'OFGEM a amorcé un examen du régime réglementaire (« RPI-X @ 20 ») qui
6 a été achevé en 2010. Cet examen était dicté par la nécessité de résoudre certains
7 problèmes opérationnels au sein des réseaux (en particulier celle de réinvestir dans le
8 renouvellement d'une infrastructure vieillissante) et d'harmoniser la réglementation avec
9 la politique gouvernementale en matière de changement climatique. L'examen avait
10 principalement pour but de déterminer si le modèle RPI-X permettrait d'atteindre les
11 objectifs de la nouvelle politique gouvernementale.⁵⁹

12 L'OFGEM a publié sa décision finale dans un rapport intitulé *RIIO: A new way to*
13 *regulate energy networks*, en octobre 2010. RIIO est l'acronyme de « **R**evenue set to
14 **d**eliver strong **I**ncentives, **I**nnovation and **O**utputs ».

15 L'objectif convenu du modèle RIIO est de promouvoir une amélioration de la
16 performance du fournisseur de service de réseau dans les aspects suivants :⁶⁰

- 17 • Placer les intéressés au centre des processus décisionnels;
- 18 • Investir efficacement pour garantir le maintien de services sécuritaires et fiables
19 à faible coût;
- 20 • Innover afin de réduire les frais de réseau pour les consommateurs actuels et
21 futurs;
- 22 • Contribuer à la mise en place d'une économie à faibles émissions de carbone qui
23 permettra d'atteindre les objectifs environnementaux plus étendus du
24 gouvernement.

25 La principale innovation de ce modèle, par rapport au modèle RPI-X précédent, réside
26 dans le fait qu'il met l'accent sur les résultats (« outcome ») plutôt que sur les intrants.

⁵⁹ [Alistair Buchanan, Speech at SBGI – OFGEM's “RPI at 20” project – March 6, 2008.](#)

⁶⁰ [Network Regulation-the RIIO Model.](#)

1 Cette démarche harmonise le processus réglementaire avec les attentes des clients. Le
2 modèle repose sur la prémisse selon laquelle les clients s'intéressent aux résultats et
3 non à la façon dont ces résultats sont obtenus. Le régime simule les marchés
4 concurrentiels en demandant aux fournisseurs de services d'être à l'écoute de leurs
5 clients. Par conséquent, dans le cadre du modèle RIIO, l'OFGEM a recours à un
6 processus de consultation afin de fixer des objectifs qui vont dans le sens des intérêts
7 des consommateurs et de définir des récompenses qui inciteront les services publics à
8 atteindre ces objectifs. L'incitatif repose sur le principe que les exploitants de réseau ont
9 la possibilité de réaliser des bénéfices plus importants s'ils atteignent ou dépassent les
10 objectifs fixés.

11 **7.1 SURVOL DE L'EXPÉRIENCE DE L'OFGEM EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION** 12 **INCITATIVE**⁶¹

13 **7.1.1 VINGT ANS DE RÉGLEMENTATION PAR PLAFONNEMENT DES PRIX**

14 Aux termes du modèle RPI-X britannique, le revenu autorisé de chaque service public
15 était fixé au début de chaque cycle de réglementation des tarifs. Le revenu autorisé a
16 par la suite été ajusté à chaque année du cycle en fonction de l'inflation (indice des prix
17 à la consommation), des coûts projetées, tenant compte des gains de productivité (X),
18 et d'autres facteurs, comme les variations de volume, les variations du nombre de
19 clients et les investissements nécessaires.

20 Les fournisseurs de réseau pouvaient tirer un revenu net supérieur au taux de
21 rendement autorisé utilisé pour fixer les tarifs de départ s'ils dépassaient les
22 hypothèses en matière de coût, prévues dans le mécanisme d'ajustement du revenu.
23 Les premières versions étaient axées sur des mesures de réduction des coûts; dans les
24 versions subséquentes, l'OFGEM a ajouté des incitatifs portant sur la qualité du service.

25 Depuis la privatisation, chaque fournisseur de réseau a fait l'objet de quatre examens
26 réglementaires. La réglementation des prix a changé au fil des ans afin de tenir compte
27 des problèmes découverts et des nouvelles priorités. Ainsi, certaines modifications ont

⁶¹ Des renseignements plus détaillés sont fournis à l'[annexe 7](#).

1 été apportées à la suite de l'examen mené par l'OFGEM en 2002-2003, notamment un
2 mécanisme de report des gain d'efficience, des clauses de révision et une provision
3 pour le coût des prestations de retraite. L'OFGEM a aussi introduit des dispositions pour
4 les dépenses en capital afin de tenir compte du raccordement nécessaire de nouvelles
5 sources de production. Des mécanismes flexibles ont été mis en œuvre au cours de la
6 4^e période afin d'inclure des dépenses en capital supplémentaires dans le revenu
7 autorisé des services publics. Des incitatifs ont aussi été mises en place pour améliorer
8 la rentabilité des capitaux. Un filet de sécurité a aussi été introduit pour offrir une
9 protection contre le sous-investissement : si l'investissement cumulatif tombe sous un
10 seuil donné, un examen est automatiquement déclenché. La multiplication de ces
11 changements a grandement complexifié le modèle RPI-X.

12 En 2010, l'OFGEM a reconnu qu'il devait élaborer un nouveau cadre réglementaire qui
13 favoriserait l'émergence d'un secteur de l'énergie durable. Au vu de cette nouvelle
14 politique et des incitatifs à l'investissement, RPI-X était perçu comme présentant de
15 nombreuses lacunes :

- 16 • Le modèle RPI-X était essentiellement axé sur les gains de productivité. Il
17 prévoyait certains incitatifs liés à la prestation des services, mais la relation entre
18 les incitatifs et les résultats (financiers et non financiers) demeurait ténue.
- 19 • L'échéance de quatre ans a amené les exploitants de réseau à se concentrer sur
20 les cycles de réglementation pour leurs décisions d'affaires et non sur les cycles
21 de vie des actifs, qui peuvent durer de 25 à 40 ans.
- 22 • Cette perspective à court terme a eu pour effet de limiter l'innovation et l'adoption
23 de nouvelles technologies.
- 24 • Le régime RPI-X ne permettait pas de soutenir un secteur de l'énergie à faibles
25 émissions de carbone.
- 26 • Les mesures incitatives distinctes pour les dépenses en capital et les dépenses
27 d'exploitation pouvaient introduire un biais dans le processus décisionnel.

28 L'OFGEM a donc entrepris l'examen « RPI-X @ 20 », au terme duquel le modèle RIIO a
29 été adopté.

1 7.1.2 MODÈLE RIIO

2 Le cadre réglementaire RIIO se veut transparent et équilibré afin d'assurer un certain
3 niveau de certitude et de prévisibilité. Le modèle RIIO est essentiellement un
4 prolongement du modèle de réglementation des prix, mais il fixe le revenu autorisé en
5 fonction des résultats attendus plutôt que du coût des intrants. Deux éléments sont
6 exogènes au régime de réglementation des prix : un ensemble de mesures favorisant
7 l'innovation et la possibilité pour les intéressés de jouer un rôle plus important dans le
8 processus de réglementation des prix.

9 Le modèle RIIO est conçu pour favoriser une réflexion à long terme sur l'émergence
10 d'un secteur de l'énergie durable en faisant passer la durée du régime de cinq à huit
11 ans et en prévoyant un examen de mi-parcours. Il comporte en outre un certain nombre
12 d'attentes :

- 13 • Les exploitants de réseau doivent présenter des plans d'affaires dûment justifiés
14 qui s'inscrivent dans un contexte à long terme et démontrer que des solutions
15 alternatives ont été envisagées.
- 16 • On souligne l'importance d'envisager toutes les options en cas de doute sur la
17 meilleure manière d'atteindre les objectifs de performance.
- 18 • L'innovation est encouragée tant dans les activités commerciales que techniques
19 des services publics.
- 20 • Les exploitants de réseau peuvent se mesurer à des tierces parties pour obtenir
21 des fonds provenant d'un fonds de financement pour leurs projets d'innovation.

22 Le cadre de réglementation des prix du modèle RIIO se base sur trois éléments de
23 revenu :

- 24 • Revenu de la base de départ
- 25 • Ajustements en fonction de la performance
- 26 • Mécanismes de gestion de l'incertitude

27 Lorsqu'ils établissent le revenu de la base de départ, les exploitants de réseau doivent
28 démontrer à l'OFGEM la rentabilité de leurs dépenses budgétées. Les plans d'affaires

1 sont à la base de cet examen. L'OFGEM utilise une méthode d'évaluation
2 proportionnelle, ce qui signifie que le niveau de rigueur de l'examen et la promptitude
3 des décisions réglementaires dépendront de l'estimation que fait l'OFGEM de la qualité
4 des plans d'affaires et de la capacité de l'entreprise à atteindre les résultats convenus
5 lors des périodes précédentes. La « trousse d'examen » que l'OFGEM utilise à cette fin
6 comprend une analyse comparative (balisage interne), qui repose sur un examen des
7 coûts historiques et projetés et, dans une moindre mesure, sur les différentes
8 catégories de coûts. Les exploitants de réseau peuvent également fournir des études
9 de commercialisation (par exemple, des sondages) à l'appui de leur plan d'affaires.

10 Dans le modèle RIIO, l'accent est mis sur les coûts totaux plutôt que sur les besoins
11 précis en dépenses de capital et d'exploitation, comme dans le cas du régime antérieur.
12 L'amortissement aura pour base la durée de vie économique prévue du bien plutôt que
13 sur sa durée de vie physique, qui est traditionnellement utilisée pour établir les taux
14 d'amortissement.

15 Dans le modèle RIIO, le facteur X a été remplacé par trois mécanismes incitatifs
16 distincts :

- 17 • Mécanismes incitatifs visant les résultats : Les exploitants de réseau sont
18 encouragés à produire les principaux résultats attendus. L'OFGEM publie
19 chaque année les données relatives à la performance. En cas de manquements
20 répétés à l'obligation de fournir les résultats convenus, l'OFGEM se réserve le
21 droit de révoquer la licence de l'exploitant de réseau. Ces incitatifs prennent la
22 forme d'ajustements du revenu autorisé de chaque service public.
- 23 • Mécanismes incitatifs visant l'efficacité : Le modèle permet aux exploitants de
24 réseau de tirer des bénéfices de leurs gains de productivité. Les cibles
25 d'efficacité symétriques sont fixées dès le départ, sans ajustements
26 rétrospectifs. Les mesures incitatives s'appliquent indifféremment aux économies
27 réalisées aux plans des immobilisations et des charges d'exploitation, ce en quoi
28 elles se comparent, tout en étant plus exhaustives, aux mesures du régime
29 précédent de réglementation des prix, soit le modèle RPI-X.

1 • Mécanismes incitatifs visant l'innovation : Les entreprises font leur demande de
2 financement initial dans le cadre d'un processus concurrentiel. Cette mesure a
3 pour but de promouvoir à long terme l'innovation dans l'offre de produits ou le
4 processus de prestation. Les entreprises, qu'elles exploitent ou non un réseau,
5 sont admissibles au financement à tous les stades du processus d'innovation.

6 On prévoit également une mesure incitative visant la qualité de l'information qui
7 récompense les entreprises qui soumettent des prévisions de dépenses exactes.

8 En tenant compte des objectifs stratégiques du modèle RIIO, on a défini six catégories
9 précises de résultats :

- 10 • satisfaction de la clientèle;
- 11 • sécurité;
- 12 • fiabilité et disponibilité;
- 13 • conditions de raccordement;
- 14 • incidences sur l'environnement;
- 15 • obligations sociales.

16 Au cours de l'examen réglementaire, un nombre limité de résultats privilégiés de
17 chaque catégorie est établi après consultation. Théoriquement, les résultats privilégiés
18 devraient être concrets, contrôlables, mesurables, comparables, applicables,
19 compatibles avec la promotion de la concurrence et conformes aux lois.

20 Un aspect crucial du modèle RIIO est le niveau de performance attendu des
21 fournisseurs de service de réseau. Dès le début, un niveau de base est établi pour
22 chacun des résultats privilégiés, après consultation et examen de la performance
23 historique. Les exploitants de réseau sont tenus de produire les résultats convenus; les
24 incitatifs ont donc été conçus à la fois pour récompenser la performance et pour
25 pénaliser les résultats insuffisants.

26 Le modèle RIIO exige des services publics qu'ils amorcent un véritable dialogue avec
27 les intéressés. Cette collaboration vise à garantir que les opinions des intéressés seront
28 prises en compte dans les programmes de l'OFGEM et des exploitants de réseau.

1 Les principes de collaboration efficace qui ont été définis par l'OFGEM comprennent ce
2 qui suit :

- 3 • Inclusion;
- 4 • Transparence;
- 5 • Contrôle;
- 6 • Réceptivité;
- 7 • Responsabilité;
- 8 • Prise en compte des opinions;
- 9 • Démonstration des impacts;
- 10 • Évaluation.

11 Les exploitants de réseau sont encouragés à collaborer activement avec les clients en
12 continu. C'est aux entreprises que revient la responsabilité de déterminer leurs
13 stratégies individuelles et de démontrer comment cette collaboration influe sur leur
14 vision des résultats à produire et à la façon d'y parvenir. Le dialogue de l'OFGEM avec
15 les intéressés vient compléter la collaboration qu'entretiennent les exploitants de réseau
16 en matière de politique et donne la possibilité à tous les intéressés de se réunir et de
17 discuter des grands enjeux.

18 L'OFGEM a également constitué un groupe de défense des consommateurs
19 (« Consumer Challenge Group »), dont les membres représentent l'expertise et les
20 intérêts des clients actuels et futurs. Il a essentiellement pour rôle de s'assurer que les
21 opinions des clients sont prises en compte au cours de l'examen réglementaire.

22 **7.2 OBSERVATIONS**

23 La réglementation au Royaume-Uni a beaucoup évolué. Ce qui au départ était un
24 régime de contrôle des prix de type IPC-X relativement simple s'est transformé en un
25 modèle réglementaire complexe. Les efforts consacrés à élaborer des politiques et les
26 préoccupations des clients au sujet des hausses des coûts ont attiré l'attention sur la

1 planification des investissements et les attentes de la clientèle. Le modèle RIIO a
2 transformé radicalement la réglementation du secteur de l'énergie au Royaume-Uni.

3 **7.2.1 AVANTAGES POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

4 Le modèle RIIO met l'accent sur la collaboration avec les intéressés. Les fournisseurs
5 de service de réseau doivent expliquer comment cette collaboration influe sur
6 l'élaboration de leurs plans réglementaires et de leurs plans d'affaires. Les demandes
7 de haute qualité présentées par les entreprises peuvent être approuvées rapidement.
8 Ce traitement accéléré permet de réduire les délais et apporte un certain niveau de
9 certitude aux consommateurs et aux services publics.

10 L'adoption de mesures incitatives vise non seulement la performance, mais aussi
11 l'innovation et les résultats, et incite les entreprises à se concentrer sur les divers
12 aspects qui sont importants pour les consommateurs et non uniquement sur les
13 réductions de coûts. En faisant passer à huit ans la durée du cycle, on encourage les
14 consommateurs et les services publics à adopter une vision à plus long terme, ce qui
15 favorise le développement d'un secteur des services publics durable.

16 **7.2.2 INCONVÉNIENTS POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

17 Du point de vue des consommateurs, l'information fournie peut être trop volumineuse et
18 trop complexe pour pouvoir être évaluée. Pour résoudre en partie ce problème,
19 l'OFGEM a constitué un groupe de défense des consommateurs afin de s'assurer que
20 tous les enjeux qui touchent les consommateurs sont étudiés par un groupe
21 représentatif.

22 Le principal défi pour les services publics réside dans la détermination des résultats
23 ainsi que des critères connexes et du niveau de performance. Il s'agit là d'un
24 changement important par rapport au cadre réglementaire auquel ils étaient assujettis
25 avant l'adoption du modèle RIIO. Ainsi, la satisfaction de la clientèle fait partie des
26 résultats attendus, ce qui force les services publics à se transformer afin de fournir le
27 niveau convenu de satisfaction de la manière la plus rentable possible.

1 Les exploitants de réseau doivent intégrer les objectifs environnementaux dans leur
2 demande. Dans un contexte où les orientations environnementales externes et la
3 réglementation sont en constante évolution, les entreprises auront du mal à déterminer
4 les résultats qui permettront d'atteindre ces objectifs.

5 **7.2.3 ENJEUX ET STRATÉGIES DE MISE EN ŒUVRE**

6 Le modèle RIIO n'a été mis à l'essai dans aucune autre juridiction. Bien que la valeur
7 théorique du modèle soit reconnue par tous les intéressés, le principal inconvénient
8 pour les consommateurs et les services publics réside dans les incertitudes liées à sa
9 mise en pratique ainsi que dans le fastidieux processus d'établissement d'objectifs et de
10 paramètres du plafonnement des prix.

11 **7.2.4 IMPLICATIONS DE L'ADOPTION DE MEILLEURES PRATIQUES**

12 L'expérience de l'OFGEM montre comment un MRI peut se complexifier lorsque des
13 modifications sont apportées pour tenir compte des préoccupations et des attentes
14 croissantes de l'État et des consommateurs. Dans une certaine mesure, cette plus
15 grande complexité est dictée par la nécessité de répondre aux attentes liées à la qualité
16 du service⁶² et aux politiques gouvernementales de plus en plus nombreuses, qui ne
17 font rien pour simplifier les objectifs de l'industrie.

18 Le modèle RIIO est un modèle incitatif complet qui a été élaboré dans une optique à
19 long terme afin de favoriser l'émergence d'un secteur de l'énergie durable. L'organisme
20 de réglementation doit faire preuve de souplesse et s'adapter aux changements
21 pendant tout le terme tout en observant les principes qui ont été établis au moment de
22 l'adoption initiale du modèle RIIO.

⁶² Ainsi, les technologies numériques ont pour effet d'accroître les attentes des consommateurs au chapitre de l'actualité et de l'exhaustivité de l'information à laquelle ils ont accès.

1 **8. RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN AUSTRALIE**

2 En 1998, le National Electricity Market (NEM)⁶³ a été constitué à l'issue d'un processus
3 coordonné par le Council of Australian Governments. La création du NEM a débouché
4 sur une réforme du secteur de l'électricité. En vertu de la *National Electricity Law*, à
5 compter du 1^{er} juillet 1999, l'Australian Competition and Consumer Commission (ACCC)
6 est devenue l'organisme responsable de la réglementation des réseaux de distribution
7 et de transport. L'Australian Energy Regulator (AER)⁶⁴ assure présentement le transport
8 et la distribution de l'électricité alors que l'ACCC joue un rôle stratégique.

9 Avant 1999, les tarifs des fournisseurs d'électricité étaient fixés dans le cadre d'une
10 réglementation fondée sur le coût de service. Avec la création du NEM, toutefois, la
11 méthode classique de fixation des tarifs des fournisseurs de services de transport
12 d'électricité a été remplacée par un mécanisme de plafonnement du revenu basé sur
13 les coûts projetés pour une période de cinq ans. Au cours de cette période, les tarifs
14 sont lissés au moyen d'un facteur d'indexation IPC-X. Ce mécanisme incite à la
15 productivité puisque les écarts par rapport au revenu annuel autorisé sont conservés
16 par le service public. La troisième période quinquennale d'application de ce régime
17 réglementaire a pris fin en juin 2014.

18 La conception fondamentale du régime de plafonnement du revenu n'a pas changé
19 depuis l'adoption de la réglementation incitative en Australie. Elle a cependant évolué
20 avec l'introduction du processus de consultation des clients, de processus
21 réglementaires bonifiés et de mesures incitatives renforcées.

22 En 2013, l'AER a mis en œuvre le programme de réglementation améliorée (« Better
23 Regulation Program »). Ce programme avait pour but de fournir un cadre réglementaire
24 amélioré axé sur les intérêts à long terme des consommateurs d'électricité. Le cadre

⁶³ Le NEM regroupe cinq marchés régionaux (Queensland, Nouvelle-Galles du Sud, Victoria, Australie-Méridionale et Tasmanie). L'Australie-Occidentale et le Territoire du Nord n'ont pas de liens avec le NEM.

⁶⁴ L'AER succède à l'Australian Competition and Consumer Commission (ACCC) qui a joué le rôle d'organisme de réglementation industriel des fournisseurs de réseau dans le marché national de l'électricité (NEM) jusqu'à ce que ce rôle soit confié à l'AER en 2005.

1 réglementaire actuel est en cours d'élaboration pour la période 2014-2019 et instaurera
2 des changements, conformément au programme de réglementation améliorée.

3 **8.1 SURVOL DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN AUSTRALIE**⁶⁵

4 **8.1.1 LE MODÈLE INITIAL DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE**

5 Au moment d'élaborer le nouveau cadre de réglementation des transporteurs (et des
6 distributeurs) en 1999, l'ACCC a constaté que l'ancien régime basé sur le coût de
7 service n'encourageait pas vraiment les gains d'efficacité. L'ancien organisme de
8 réglementation a eu du mal à déterminer le niveau tarifaire qui favoriserait une
9 exploitation efficace tout en cernant et en éliminant les coûts associés à un manque
10 intrinsèque de productivité. Il a reconnu le problème soulevé dans la littérature
11 réglementaire, à savoir que la réglementation fondée sur le coût de service incite à
12 réaliser des investissements excessifs sans qu'un mécanisme ne fasse contrepoids en
13 relevant et en interdisant les dépenses d'exploitation et d'entretien inefficaces.⁶⁶

14 Pour résoudre ces problèmes, l'ACCC a adopté un régime de plafonnement du
15 revenu.^{67,68} La durée du mécanisme est de cinq ans, et le revenu autorisé est établi en
16 fonction d'une prévision approuvée des dépenses d'exploitation et d'entretien pour une
17 période de cinq ans. Le revenu autorisé était fixé la première année de chaque période
18 et un facteur d'indexation IPC-X était ensuite appliqué pour ajuster ce revenu chaque
19 année en fonction de l'inflation, moins une compensation pour la productivité.⁶⁹ Le
20 niveau initial de revenu autorisé et le facteur d'indexation du revenu étaient établis pour

⁶⁵ Des renseignements plus détaillés sont fournis à l'[annexe 8](#).

⁶⁶ [Australian Competition And Consumer Commission. Final Decision. Access Arrangement by Transmission Pipelines, Australia Pty Ltd and Transmission Pipelines Australia \(Assets\) Pty Ltd for the Principal Transmission System; Access Arrangement by Transmission Pipelines Australia Pty Ltd and Transmission Pipelines Australia \(Assets\) Pty Ltd for the Western Transmission System; Access Arrangement by Victorian Energy Networks Corporation for the Principal Transmission System, 6 octobre 1998.](#)

⁶⁷ *Ibid.*

⁶⁸ Des régimes semblables ont été adoptés pour les fournisseurs de gaz ainsi que pour les fournisseurs de services de transport et de distribution d'électricité.

⁶⁹ Les taux d'amortissement étaient fondés sur la durée de vie économique des biens plutôt que sur leur durée de vie physique.

1 que la valeur actualisée du revenu autorisé pendant la durée du régime soit égale à la
2 valeur actualisée des coûts autorisés pendant la période de cinq ans. Ce faisant,
3 l'ACCC s'assurait aussi d'éviter tout choc tarifaire entre la fin d'une période et le début
4 de la période suivante ou à l'intérieur d'une même période.

5 En adoptant ce régime, l'ACCC avait pour objectifs :

- 6 • d'encourager les fournisseurs de réseau à améliorer leur efficacité et à réduire
7 leurs charges d'exploitation en leur permettant de conserver l'excédent de gains
8 réalisés en maintenant leurs coûts en deçà des revenus autorisés;
- 9 • de favoriser un investissement en capital efficace en permettant aux fournisseurs
10 de services de conserver la différence entre les coûts autorisés et les coûts
11 réels.

12 L'ACCC a également reconnu l'importance de prévoir un niveau précis de service dans
13 le régime incitatif. Par conséquent, l'organisme de réglementation a dès le départ exigé
14 des transporteurs qu'ils déposent un ensemble de normes de service et proposent des
15 seuils à l'égard de chaque norme dans le cadre de leurs propositions aux fins du
16 plafonnement du revenu.

17 **8.1.2 L'ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN AUSTRALIE**

18 À la fin du terme du régime initial de réglementation incitative (1999-2004), l'ACCC a
19 adopté un mécanisme incitatif visant les dépenses en capital afin de s'assurer que les
20 transporteurs entreprennent des projets d'investissement au coût le plus bas possible
21 pour un niveau et une qualité de service donnés. Ce mécanisme définissait les
22 dépenses en capital cibles pour chaque année de la période réglementaire et était revu
23 au début de chaque période. Il permettait aux transporteurs de conserver
24 l'amortissement et le rendement du capital généré sur l'écart entre les dépenses
25 actuelles et autorisées pour le reste de la période de cinq ans.

26 Pour ce qui est des dépenses d'exploitation et d'entretien, l'ACCC a observé en 2004
27 qu'aux termes du modèle initial de régime incitatif, les incitatifs destinés aux
28 transporteurs se révélaient moins attrayants au fil des ans. Ainsi, si un transporteur
29 réalisait des gains de productivité au cours de la première année de la période

1 réglementaire de cinq ans, tous les bénéficiaires étaient imputés pendant les
2 quatre années alors que les dépenses d'exploitation et d'entretien autorisés n'étaient
3 mises à jour qu'à la fin de la période. Dans ces conditions, les bénéficiaires étaient
4 considérablement réduits vers la fin de la période réglementaire, lorsque les gains de
5 productivité étaient enfin comptabilisés. Entre autres modifications, l'ACCC a donc
6 introduit un mécanisme de report des gains de productivité. Grâce à ce mécanisme, un
7 transporteur peut conserver les bénéfices d'une productivité accrue pendant les
8 cinq années qui suivent l'année de réalisation de ces gains de productivité. Le
9 mécanisme de report des gains de productivité a été conçu pour renforcer l'incitation à
10 l'efficacité au chapitre des dépenses d'exploitation et d'entretien engagées au cours
11 des dernières années de la période réglementaire. Il a permis d'obtenir un incitatif
12 presque constant à réaliser des gains de productivité pendant toute la période
13 réglementaire. À l'origine, ce mécanisme de report ne s'appliquait qu'aux dépenses
14 d'exploitation et d'entretien.

15 En 2007, alors qu'il se préparait en vue de la troisième période d'application du régime,
16 l'organisme de réglementation a adopté un mécanisme de partage des gains de
17 productivité, qui a modifié le mécanisme de report des gains de productivité. Ce
18 mécanisme servait non seulement d'incitatif, mais aussi de méthode de partage de la
19 valeur actualisée des bénéfices à long terme tirés des gains de productivité entre les
20 consommateurs et le service public suivant un rapport prédéfini.

21 En théorie, ce mécanisme avait pour objectif de partager les gains et les pertes
22 d'efficacité dans un rapport approximatif de 30:70 entre le transporteur et les
23 utilisateurs du réseau de transport. Le mécanisme de partage demeure en vigueur, et
24 l'AER a indiqué qu'il ne réexaminera la pertinence de ce mécanisme de report et du
25 rapport de partage que si le transporteur peut démontrer qu'il approche la limite
26 d'efficacité (soit le point à partir duquel il n'est plus possible de réaliser de gains de
27 productivité).

28 **8.1.3 PROGRAMME DE RÉGLEMENTATION AMÉLIORÉE**

29 En 2013, l'AER a lancé son programme de réglementation améliorée afin de bonifier le
30 processus de réglementation des réseaux d'électricité. Le programme de

1 réglementation améliorée regroupait un ensemble de réformes visant à améliorer le
2 modèle réglementaire, y compris un rapport annuel sur la performance, de nouveaux
3 outils d'évaluation des prévisions de dépenses, des mesures incitatives plus
4 énergiques, une autre méthode de détermination du rendement autorisé sur les
5 investissements ainsi qu'un cadre bonifié de collaboration avec la clientèle.

6 Ces réformes prévoyaient une amélioration des mesures incitatives visant les dépenses
7 en capital. Comme il a été mentionné précédemment au sujet de dépenses
8 d'exploitation et d'entretien, l'AER a observé que dans le cadre du régime incitatif
9 actuel, les mesures qui devaient inciter les transporteurs à effectuer des dépenses en
10 capital étaient moins intéressantes vers la fin de la période réglementaire. L'AER a
11 aussi constaté que ces mesures ont donné lieu à des investissements inefficients et à
12 un remplacement inefficace des dépenses d'exploitation et d'entretien par des
13 dépenses en capital vers la fin de la période réglementaire.

14 On a donc apporté les modifications suivantes aux mesures incitatives visant les
15 dépenses en capital :

- 16 • L'AER a adopté une formule de partage des dépenses en capital (Capital
17 Expenditure Sharing Scheme – CESS) afin de partager les gains et les pertes de
18 productivité entre les transporteurs et les utilisateurs du réseau.
- 19 • Il a permis aux transporteurs de réinvestir l'amortissement réel dans l'actif
20 réglementé.
- 21 • Il a ajouté de nouvelles mesures après coup afin de s'assurer que les utilisateurs
22 du réseau n'assument pas les coûts de dépenses inefficaces ou excessives ou
23 de dépenses d'exploitation capitalisées.

24 La formule de partage des dépenses en capital visait à favoriser les investissements
25 judicieux en prévoyant des récompenses et des pénalités de valeur égale, quel que soit
26 le terme du régime au cours duquel les gains ou les pertes étaient enregistrés. Grâce à
27 cette formule de partage des dépenses en capital, les gains et les pertes sont partagés
28 et le transporteur conserve 30 % de tous les gains tandis que les utilisateurs du réseau

1 reçoivent 70 % des bénéfices qui découlent de coûts en capital inférieurs aux coûts
2 budgétés.

3 Le rapport de partage 30:70 de la formule de partage des dépenses en capital (CESS)
4 et le rapport de partage de la formule de partage des gains de productivité (EBSS) sont
5 harmonisés. Étant donné que les mesures incitatives sont équilibrées, si un
6 transporteur capitalise ses dépenses d'exploitation et d'entretien, il conservera 30 % de
7 ces gains aux termes de la formule de partage des gains, mais, avec l'adoption de la
8 formule de partage des dépenses en capital, ces bénéfices seront annulés par une
9 pénalité de 30 %.

10 **8.1.4 NORMES DE SERVICE**

11 Les normes de service font partie intégrante de la réglementation incitative australienne
12 des transporteurs d'électricité. Dès le départ, l'organisme de réglementation était
13 conscient du fait que le transporteur pouvait être tenté de réduire ses coûts en réduisant
14 la qualité du service. Comme il a été mentionné précédemment, l'AER a donc exigé des
15 transporteurs qu'ils soumettent un ensemble de normes de service et des seuils pour
16 chacune dans la demande présentée aux fins de l'examen réglementaire. Les normes
17 qui régissent les services de transport ont évolué au fil des ans.

18 Lorsque la décision de l'ACCC de 1999 a été rendue relativement à la première
19 demande tarifaire des transporteurs, le régime axé sur les normes de service était en
20 cours d'élaboration. En 2003, l'ACCC a publié ses lignes directrices sur les normes de
21 service, qui définissaient sa méthode d'élaboration des mesures incitatives visant la
22 performance dans le cadre du processus de plafonnement du revenu. Ces lignes
23 directrices énonçaient les besoins d'information de l'ACCC aux fins de la mise en
24 œuvre d'une formule incitative axée sur la performance applicable aux normes de
25 service. Elles exigeaient des transporteurs qu'ils rendent compte annuellement de leur
26 performance sur le plan des normes de service et prévoyaient les récompenses et les
27 pénalités devant être appliquées aux frais du transporteur pour l'année subséquente.

1 En 2007, l'AER a lancé son premier mécanisme incitatif en matière de normes de
2 service (STPIS). Selon la quatrième version, publiée en 2012, la formule doit jouer le
3 rôle suivant :⁷⁰

- 4 • Elle définit les paramètres de la formule incitative axée sur la performance qui
5 déterminent la façon dont la fiabilité du réseau et l'incidence sur le marché sont
6 mesurées;
- 7 • Elle établit les valeurs à exiger relativement aux divers paramètres;
- 8 • Elle est utilisée par l'AER pour déterminer la récompense ou la pénalité
9 financière applicable à la performance attendue des transporteurs en matière de
10 service.
- 11 • Elle fournit des indications sur la démarche qui sera adoptée par l'AER pour
12 évaluer la performance d'un transporteur sur le plan du service et explique
13 comment les résultats de cette évaluation influenceront le revenu maximal
14 autorisé du transporteur.

15 Dans le cadre réglementaire actuel, les dépenses passées sont utilisées comme point
16 de départ pour établir les dépenses admissibles futures dans la mesure où l'organisme
17 de réglementation estime que les dépenses passées étaient efficaces. Si un
18 fournisseur de service est efficace et a su tirer parti des mesures incitatives visant les
19 dépenses, ses dépenses antérieures seront un bon indicateur du niveau de ses
20 dépenses futures. Si l'entreprise ne répond pas aux mesures, l'AER établit ses
21 prévisions par rapport à des seuils de rentabilité. L'AER utilise diverses techniques pour
22 évaluer les propositions de dépenses et établir des prévisions de dépenses exactes.
23 Ces techniques comprennent ce qui suit :⁷¹

- 24 • Des indicateurs économiques et des mesures de la productivité sont utilisés pour
25 évaluer l'efficacité globale d'une entreprise.

⁷⁰ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Electricity transmission network service providers Service target performance incentive scheme*, décembre 2012.](#)

⁷¹ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Overview of the Better Regulation reform package*, avril 2014.](#)

- 1 • Une analyse par catégorie est utilisée comme outil comparatif afin de déterminer
2 la performance d'un transporteur au chapitre de la prestation de services pour un
3 large éventail d'activités et de fonctions; cet outil permet de comparer la
4 performance du transporteur dans le temps et par rapport aux autres entreprises
5 de transport.
- 6 • Une modélisation prédictive et une analyse statistique sont utilisées pour prédire
7 les besoins futurs en matière de dépenses, qui servent actuellement à évaluer
8 les dépenses de modernisation ou de remplacement que rendent nécessaires
9 une augmentation de la demande (investissements ou augmentation des
10 dépenses) ou les dépenses de remplacement des biens vieillissants (dépenses
11 de remplacement).
- 12 • Une analyse des tendances est utilisée pour prévoir les dépenses futures à partir
13 des données historiques et se révèle particulièrement utile dans le cas des
14 dépenses d'exploitation et d'entretien lorsque ces dépenses sont en grande
15 partie récurrentes et prévisibles.
- 16 • On utilise une analyse coûts-bénéfices pour déterminer si l'entreprise a choisi les
17 options de dépense qui offrent le meilleur rapport qualité-prix.
- 18 • On examine les plans techniques détaillés pour évaluer les propositions de
19 projets ou de programmes précis.
- 20 • On peut également s'appuyer sur des examens des processus, ainsi que les
21 hypothèses, les intrants et les modèles utilisés par le fournisseur de réseau pour
22 élaborer sa proposition.
- 23 • On examine aussi la gouvernance et les stratégies, dont la planification
24 stratégique, la gestion du risque, la gestion d'actifs et l'établissement des
25 priorités de l'entreprise pour évaluer en détail son efficience.

26 **8.2 OBSERVATIONS**

27 Le régime incitatif de plafonnement du revenu applicable aux transporteurs d'électricité
28 en Australie se base essentiellement sur un coût de service sur cinq ans et lisse la

1 trajectoire du revenu sur cette période en fonction des coûts projetés pour la même
2 durée. Les coûts utilisés pour établir le revenu à atteindre sur cinq ans deviennent les
3 cibles du MRI. Le transporteur est incité à réduire ses coûts tout en respectant les
4 normes de qualité du service puisqu'il conserve une partie des gains réalisés. Le
5 mécanisme de partage vient remplacer l'emploi d'un dividende client (« stretch factor »)
6 afin que les consommateurs puissent profiter d'une partie des gains de productivité
7 réalisés.

8 **8.2.1 AVANTAGES POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

9 Le lissage des augmentations annuelles du revenu des transporteurs est expressément
10 prévu dans le régime australien. Il ne s'agit pas d'une caractéristique standard des
11 autres MRI, mais il est en quelque sorte un résultat implicite des mécanismes IPC-X. Le
12 lissage des augmentations de tarif exigées est attrayant pour les clients.

13 Le lissage ne doit pas nuire aux services publics, car le revenu autorisé est fixé à un
14 niveau qui équivaut aux coûts autorisés, en valeur actualisée. Théoriquement, cette
15 caractéristique pourrait donner lieu à des problèmes de liquidités, mais cette situation
16 est peu susceptible de survenir dans un environnement stable où le transporteur a
17 accès à des capitaux.

18 Le régime australien semble quelque peu inhabituel en ce qu'il tend à définir un rapport
19 de partage précis des bénéfices entre les consommateurs et les services publics, une
20 part de 70 % des économies étant transférée aux consommateurs.

21 **8.2.2 INCONVÉNIENTS POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

22 Bien qu'il n'y ait pas de preuves concluantes sur l'impact du partage des gains sur la
23 réponse des services publics à la mesure incitative, de nombreux organismes de
24 réglementation ont estimé que l'incitation à réaliser des gains de productivité est plus
25 forte lorsque la part des bénéfices qui revient au consommateur est prévue dans
26 l'objectif de productivité (comme le facteur X dans le facteur d'indexation IPC-X). Les
27 gains de productivité qui dépassent l'objectif se transforment en bénéfices nets pour le
28 service public. Bien entendu, puisque la part des consommateurs est prise en compte

1 dans le facteur X, le service public doit atteindre au moins ce niveau de gains de
2 productivité pour avoir droit à la totalité du rendement autorisé.

3 Si le concept australien a pour effet d'affaiblir l'incitation à la performance, les gains
4 d'efficacité totaux seront alors réduits, ce qui signifie que les consommateurs et les
5 services publics pourraient réaliser des bénéfices moindres.

6 **8.2.3 ENJEUX ET STRATÉGIES DE MISE EN ŒUVRE**

7 Les organismes de réglementation australiens reconnaissent que, dans le cadre d'un
8 MRI axé sur les réductions de coûts, la qualité du service pourrait être compromise.
9 Pour résoudre ce problème, ils ont adopté des mesures de la qualité à l'intention des
10 transporteurs. Le fait que les normes de qualité soient devenues plus rigoureuses au fil
11 des ans peut indiquer que l'organisme de réglementation n'était pas certain si ces
12 normes permettaient d'éviter que les réductions de coûts n'affectent le niveau de
13 service.

14 Le niveau de service est touché par de nombreux facteurs qui échappent au contrôle du
15 service public. C'est pourquoi il peut être difficile d'utiliser des mesures quantitatives de
16 la qualité du service d'une manière qui soit véritablement représentative de la
17 performance au moment de pénaliser ou de récompenser un service pour les résultats
18 qu'il a obtenus sur le plan de la productivité.

19 **8.2.4 IMPLICATIONS DE L'ADOPTION DE MEILLEURES PRATIQUES**

20 L'expérience australienne reconferme ce qui a été observé dans d'autres juridictions, à
21 savoir qu'il n'existe pas de meilleures pratiques universelles pour les MRI. Chaque
22 mécanisme est adapté aux attentes des consommateurs et aux politiques
23 gouvernementales locales. On peut simplement conclure au sujet des meilleures
24 pratiques que les objectifs de la réglementation incitative doivent être clairement définis
25 afin que le régime mis en œuvre soit adapté à ces objectifs. Le régime doit aussi tenir
26 compte de la structure de l'industrie qui est réglementée.

27 Au-delà de ces considérations, l'expérience australienne montre que les MRI doivent
28 non seulement assurer un niveau donné de stabilité et de prévisibilité, mais doivent

1 aussi offrir une certaine flexibilité. La stabilité et la prévisibilité sont importantes, car les
2 services publics doivent connaître le contexte dans lequel ils évolueront lorsqu'ils
3 élaborent leurs plans d'investissement. Une certaine flexibilité est toutefois nécessaire
4 afin que le régime puisse être modifié s'il présente des lacunes et que les changements
5 du contexte économique et des conditions du marché ainsi que des politiques
6 gouvernementales touchant l'industrie puissent être pris en compte.

7 Le modèle australien fait également ressortir que dans le cadre d'un régime incitatif
8 complexe, il faut s'assurer que les caractéristiques individuelles se traduisent en
9 incitatifs cohérents et harmonieux. Les régimes CESS, EBSS et STPIS ont été
10 expressément conçus pour se compléter.

11 Il faut également souligner que l'AER a évolué au fil des ans et qu'il utilise actuellement
12 un large éventail de techniques, de modèles et d'outils pour évaluer les propositions de
13 dépenses et établir des prévisions de dépenses exactes. Étant donné qu'aucune
14 mesure n'est parfaite, une trousse d'outils diversifiée offre un moyen efficace de mettre
15 en application les principes définis dans les lignes directrices de l'AER pour l'évaluation
16 des prévisions des dépenses: validité, exactitude et fiabilité, parcimonie, robustesse,
17 transparence et adéquation au but recherché.

1 **9. RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN NORVÈGE**

2 En Norvège, les tarifs imposés aux services publics de distribution et de transport
3 d'électricité sont fixés dans le cadre d'un MRI depuis 1997. La démarche adoptée par
4 l'organisme de réglementation norvégien, la Norwegian Water Resource and Energy
5 Directorate (NVE)⁷² consistait en un régime de plafonnement du revenu fondé sur un
6 balisage. Le régime en est maintenant à sa quatrième période d'application. Bien que la
7 démarche soit demeurée essentiellement inchangée depuis l'instauration initiale du
8 régime, la NVE a modifié la méthode de balisage à chaque nouvelle période
9 réglementaire. Elle a aussi élargi la portée des mesures incitatives afin de tenir compte
10 de facteurs de performance autres que la réduction des coûts. La méthode actuelle est
11 utilisée pour fixer annuellement les tarifs pour les années 2013 à 2018.

12 Étant donné que la Norvège compte un seul grand transporteur (Statnett), la NVE s'est
13 appuyée sur des indicateurs internationaux pour fixer son revenu autorisé.

14 La stabilité du régime norvégien a l'avantage de procurer un niveau élevé de certitude
15 réglementaire à toutes les intéressés. Ces améliorations avaient essentiellement pour
16 but i) de s'assurer que les revenus autorisés de chaque service public sont suffisants
17 pour attirer les investissements tout en exigeant une amélioration continue de la
18 productivité et ii) d'offrir une protection contre les réductions de coûts qui pourraient
19 compromettre la fiabilité du réseau.

20 **9.1 SURVOL DU RÉGIME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN NORVÈGE**⁷³

21 **9.1.1 ADOPTION INITIALE DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE**

22 Avant 1997 en Norvège, les tarifs étaient établis pour les distributeurs et les
23 transporteurs d'électricité réglementés en fonction du coût de service. Toutefois, il
24 semble que dans les années 1990, si ce n'est pas plus tôt, la NVE s'est tournée vers

⁷² Environ 90 % de l'énergie produite en Norvège est hydroélectrique; la Direction est donc responsable des ressources hydriques et de l'électricité. Par ailleurs, comme au Québec, la production hydroélectrique offre une capacité de stockage importante qui procure la souplesse nécessaire pour faire face aux variations de charge quotidiennes, hebdomadaires et saisonnières à partir d'une diversité de sources limitée.

⁷³ Des renseignements plus détaillés sont fournis à l'[annexe 9](#).

1 d'autres formes de réglementation susceptibles, avec le temps, d'améliorer la
2 productivité dans le secteur et de réduire les tarifs pour les consommateurs. À l'instar
3 des autres organismes de réglementation, la NVE a été convaincue par la littérature
4 portant sur la réglementation économique des faiblesses des modèles réglementaires
5 classiques s'appuyant sur le coût de service. La NVE aurait par ailleurs sans doute
6 observé avec intérêt le succès du régime de plafonnement des prix adopté par
7 l'OFGEM en 1990. Il était justifié, tant sur le plan théorique que pratique, de passer
8 d'une réglementation basée sur le coût de service à une réglementation incitative.

9 La NVE a commandé à la Foundation for Research in Economics and Business⁷⁴ une
10 étude sur l'efficacité dans le secteur de l'électricité. Cette étude, qui s'appuyait sur une
11 analyse empirique antérieure, estimait que 25 % des coûts de l'industrie étaient
12 imputables à des pratiques non efficaces et concluait qu'il fallait se doter d'un régime
13 réglementaire qui offre aux services publics des mesures incitatives les encourageant à
14 accroître sensiblement leur productivité.

15 Après le dépôt du rapport, la NVE a organisé des consultations avec l'industrie pour
16 examiner les recommandations des consultants avant de mettre en œuvre son régime
17 initial de réglementation incitative. Le nouveau régime visait essentiellement à inciter les
18 services publics à réaliser des gains d'efficacité afin de réduire les coûts et, de ce fait,
19 les tarifs futurs. Les caractéristiques de base du régime initial étaient les suivantes :

- 20 • Le revenu autorisé de chaque exploitant de réseau⁷⁵ était fixé chaque année à la
21 lumière d'un balisage des coûts d'entreprises comparables.
- 22 • La NVE a jugé qu'il y avait suffisamment d'entreprises de distribution
23 norvégiennes pour baser le balisage de l'efficacité des distributeurs sur les
24 coûts historiques de l'industrie.⁷⁶

⁷⁴ FINN, R. Førsund et Sverre A.C. KITTELSEN. 1995.

⁷⁵ Le réseau électrique norvégien comporte trois niveaux : réseau de distribution (198 propriétaires), réseau régional (106 propriétaires) et réseau central (37 propriétaires). Le réseau central est un réseau « dorsal » de transport national exploité par Statnett SF qui possède environ 96 % du réseau. Depuis l'adoption d'une réglementation fondée sur le rendement, une fusion a ramené le nombre de propriétaires du réseau de distribution à 136, celui des propriétaires du réseau régional à 86 et celui du réseau central à 18.

- 1 • Le principal transporteur du pays, Statnett SF, a été comparé au transporteur
2 suédois.
- 3 • Les études comparatives ont servi à établir des normes en matière de coûts, ou
4 coûts autorisés, pour chaque service public. Comme ces normes étaient fondées
5 sur des données historiques, on a ajusté les résultats en fonction de l'inflation
6 avant de fixer le revenu autorisé en fonction des coûts établis pour l'année
7 tarifaire.
- 8 • Les écarts entre le revenu réel et le revenu autorisé ont été inscrits dans un
9 compte de frais reportés et remis aux clients au cours des années subséquentes.
- 10 • Les bénéfices extrêmement élevés ou extrêmement faibles étaient éliminés
11 puisque le régime prévoyait un rendement minimal (2 %) et maximal (15 %). Les
12 rendements qui se situaient à l'extérieur de cette plage donnaient lieu à un
13 ajustement tarifaire qui se répercutait sur le revenu autorisé.

14 Ce régime incitatif a fortement incité les services publics réglementés à améliorer leur
15 productivité puisque le revenu était fixe et que le seul inducteur de gains était le
16 contrôle des coûts. Toute réduction des coûts entraînerait une augmentation
17 équivalente de la rentabilité, car le régime ne prévoyait pas de mécanisme de partage
18 des gains. Par ailleurs, pour réaliser le rendement inclus dans le coût repère, chaque
19 service public devait atteindre ou dépasser la norme. Les entreprises dont les coûts se
20 situaient au-dessus du coût repère présentaient donc des rendements inférieurs.

21 Par ailleurs, comme les distributeurs étaient comparés entre eux en tant qu'industrie, la
22 capacité de chaque entreprise à améliorer son efficacité avait aussi pour effet
23 d'abaisser les coûts pour le secteur de la distribution dans son ensemble, et donc de
24 réduire le coût repère pour les années subséquentes.⁷⁷

⁷⁶ L'étude comparative de la NVE s'appuyait sur une méthode statistique appelée *Data Envelopment Analysis* (DEA), soit une analyse par enveloppement des données utilisant les données de 1994-1995 sur les distributeurs d'électricité de Norvège.

⁷⁷ Les mises à jour annuelles étaient décalées de deux ans en raison du temps nécessaire pour vérifier les données et réaliser l'analyse. Il était donc possible pour les services publics de bénéficier

1 9.1.2 L'ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN NORVÈGE

2 Le régime initial a été mis en œuvre pour la période allant de 1997 à 2001. La méthode
3 utilisée pour comparer les services publics a été affinée pour la deuxième période de
4 cinq ans, soit de 2002 à 2006. On a également élargi la portée des incitatifs à la
5 performance afin de tenir compte de facteurs autres que les coûts.

6 Plus précisément, au moment de préparer la deuxième période d'application, la NVE a
7 adopté, en 2001, un mécanisme incitatif supplémentaire visant la fiabilité du réseau,
8 appelé CENS (coût de l'énergie non distribuée)⁷⁸. Le facteur CENS a servi à ajuster le
9 revenu autorisé au cours de l'année subséquente en fonction de la performance de
10 chaque service public en matière de fiabilité; l'année 2002, qui marquait le début de la
11 deuxième période d'application du régime, fut donc la première année au cours de
12 laquelle le revenu autorisé tenait compte de ce facteur.

13 La NVE a également bonifié le balisage menée sur Statnett, le principal transporteur, en
14 reconnaissant la faiblesse inhérente à une comparaison ne portant que sur une seule
15 entreprise comparable. La NVE a amélioré l'étude des coûts de transport en collaborant
16 avec des organismes de réglementation de l'Autriche, du Danemark et des Pays-Bas
17 afin de procéder à un balisage international des réseaux de transport. Le projet a abouti
18 à un modèle appelé ECOM+⁷⁹ que la NVE a commencé à utiliser en 2003 afin de
19 déterminer le revenu autorisé de Statnett.

20 Pour la troisième période d'application du régime, soit de 2007 à 2012, la NVE a élargi
21 la portée de l'étude menée sur Statnett. Elle a pu remplacer l'étude ECOM+ des quatre
22 pays par l'étude « e3grid » qui inclut actuellement 22 exploitants européens de réseaux
23 de transport et utilise une méthode plus avancée.

des gains de productivité pendant deux ans même si ces gains étaient réalisés par l'ensemble de l'industrie.

⁷⁸ Le facteur CENS, ou coût de l'énergie non distribuée, est fondé sur les données relatives aux coûts associés à la quantité estimative d'énergie non fournie et à la durée moyenne des interruptions de service.

⁷⁹ Le modèle ECOM+ est essentiellement une mesure du coût unitaire. Il permet de comparer le coût d'exploitation et d'entretien (OPEX) et le coût en capital (CAPEX) des nouvelles installations de réseau.

1 La NVE a aussi revu la méthode utilisée pour déterminer le revenu autorisé de chacun
2 des distributeurs. Pour la troisième période, la NVE a commencé à établir le revenu
3 autorisé en fonction des coûts réels et des coûts repères.⁸⁰ Cette modification résulte
4 de la crainte qu'aucun balisage ne puisse tenir compte de tous les facteurs qui ont un
5 effet sur les coûts comparatifs d'un service public; par conséquent, il ne serait pas
6 équitable pour toutes les entreprises d'établir le revenu autorisé entièrement sur les
7 coûts normalisés, déterminés dans le cadre d'une étude comparative. Avec le temps, à
8 mesure que l'efficacité de l'industrie se rapproche du seuil d'efficacité maximale
9 potentielle, certaines entreprises auront inévitablement plus de facilité que d'autres à
10 respecter le coût repère en raison de différences intrinsèques qui ne sont pas prises en
11 compte dans le balisage.

12 On a par ailleurs observé qu'au cours de la période précédente, en cas de fusion, le
13 revenu plafond de l'entreprise fusionnée était inférieur à la somme des plafonds de
14 chacune des entreprises. Cette anomalie découle du fait que le modèle comparatif fait
15 ressortir des économies d'échelle. Les normes de coût des plus grands services publics
16 étaient donc proportionnellement moins élevées. Ce résultat décourageait les fusions et
17 les acquisitions, ce qui était évidemment contraire à l'intérêt public puisque les
18 économies d'échelle devraient, toutes choses étant égales par ailleurs, donner lieu à
19 des coûts plus faibles pour les entreprises fusionnées. La NVE a donc adopté, en 2007,
20 un mécanisme tenant compte, dans le revenu autorisé d'une entreprise de distribution
21 fusionnée, d'un ajustement représentant, en valeur actualisée, l'équivalent, pour une
22 période de 10 ans, de l'écart entre le revenu autorisé du distributeur fusionné et le
23 revenu total qui aurait été admis pour chacun des distributeurs si la fusion n'avait pas
24 eu lieu.

25 La période actuelle d'application du régime, qui va de 2013 à 2018, a connu d'autres
26 développements.

⁸⁰ Au moment de déterminer le revenu admissible, on a attribué aux coûts réels de chaque entreprise une pondération de 40 % et une pondération de 60 % à la « norme de coût » basée sur l'étude comparative.

- 1 • La NVE a adopté un nouveau modèle axé sur le coût du capital qui a eu pour
2 effet d'augmenter le coût moyen pondéré du capital utilisé pour fixer le revenu
3 autorisé.
- 4 • Le balisage est fondé sur les données moyennes pour une période de cinq ans
5 plutôt que pour une seule année.
- 6 • La période à laquelle s'applique la perte de revenu autorisé à la suite d'une
7 fusion est passée de 10 à 30 ans.
- 8 • Les coûts liés à une participation à des projets de recherche et de
9 développement et à des projets pilotes sont ajoutés au revenu autorisé, jusqu'à
10 concurrence de 0,3 % de la valeur de l'actif réglementaire de l'entreprise.⁸¹

11 On a révisé la méthode employée de détermination du coût en capital autorisé parce
12 qu'en raison de la crise financière de 2008, il a fallu remanier certaines des hypothèses
13 implicites utilisées dans le modèle précédent. La NVE a reconnu que le coût du capital
14 autorisé était plus faible en Norvège que dans d'autres juridictions européennes.

15 Le traitement plus généreux des dépenses liées aux projets de recherche et de
16 développement et aux projets pilotes tient compte des bénéfices à long terme d'un
17 investissement dans une nouvelle technologie, comme les compteurs et les réseaux
18 intelligents. Le recouvrement complet de ces coûts était jugé nécessaire pour atténuer
19 l'effet dissuasif du modèle antérieur. Les gains tirés de ce type de dépenses ne
20 bénéficient pas uniquement au service public concerné; ils se répercutent à l'échelle de
21 l'industrie. En l'absence d'un recouvrement complet, les entreprises sont incitées à
22 sous-investir dans ces projets puisque les coûts sont engagés à l'interne alors que la
23 plus grande partie des gains sont réalisés à l'externe, soit par les autres entreprises qui
24 bénéficient des connaissances acquises et par l'ensemble de la société.

⁸¹ Auparavant, les entreprises ne pouvaient recouvrer que 40 % de ces coûts en sus du revenu admissible.

1 9.1.3 ATTENTES QUANT À L'AVENIR DE LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE EN NORVÈGE

2 La NVE a bonifié son régime incitatif à chaque période réglementaire d'environ
3 cinq ans. Cette tendance devrait se maintenir. Cependant, comme la Norvège en est
4 aux premières années de la période d'application en vigueur de son régime, on peut
5 difficilement prévoir l'évolution du modèle après 2018.

6 En règle générale, on peut s'attendre que, s'il y a des inquiétudes précises sur la
7 mesure par laquelle les incitatifs inhérents au régime servent l'intérêt public, des efforts
8 seront déployés pour s'assurer que les intérêts des services publics réglementés et de
9 la population coïncident le plus possible. Par ailleurs, s'il est démontré que le régime
10 désavantage certaines entreprises, celui-ci sera vraisemblablement modifié et rendu
11 plus équitable.

12 9.2 OBSERVATIONS

13 Les principales caractéristiques du régime norvégien ont été maintenues depuis 1997.

- 14 • Le régime est une forme de plafonnement du revenu. La NVE détermine le
15 revenu annuel total autorisé de chaque service public réglementé. Les tarifs sont
16 ensuite fixés au niveau nécessaire pour générer le revenu autorisé selon une
17 prévision des résultats. L'écart entre le revenu autorisé et le revenu réel au cours
18 d'une année donnée est inscrit dans un compte de frais reportés et transféré aux
19 clients au cours des années subséquentes.
- 20 • Le revenu autorisé est déterminé à partir d'un balisage. La NVE a amélioré sa
21 méthode de comparaison afin d'assurer que les indicateurs sont le plus
22 équitables possible pour les consommateurs et les services publics réglementés.

23 Une étude comparative établit les normes en matière de coûts en s'appuyant sur la
24 performance des services publics visés par l'étude afin que ces normes soient
25 représentatives du niveau moyen d'inefficience. Les gains de productivité découlent de
26 la possibilité d'augmenter les bénéfices en dépassant la norme. Cette approche est la
27 plus efficace lorsque les services publics réglementés sont inclus dans l'étude
28 comparative puisque les inefficiences prises en compte dans l'étude diminueront à

1 mesure que chaque entité deviendra plus efficace, comme ce fut le cas pour les
2 distributeurs en Norvège.

3 À l'origine, la NVE avait comparé le transporteur Statnett à un seul transporteur
4 étranger. Bien que cette mesure ait efficacement incité Statnett à augmenter ses
5 bénéfices en améliorant l'efficacité de ses activités, les gains de productivité réalisés
6 dans le cadre de ce régime n'ont pas donné lieu à une norme plus rigoureuse. La NVE
7 a dû collaborer à l'échelle internationale avec d'autres organismes de réglementation
8 afin d'élaborer un régime comparatif pour le transport d'électricité qui tenait compte de
9 cet « effet de rétroaction » en vertu duquel la norme varie à mesure qu'augmente le
10 degré d'efficacité des entreprises réglementées qui réagissent aux incitatifs et mettent
11 en œuvre des mesures internes pour améliorer leur productivité.

12 Au Québec, les divisions de distribution et transport d'Hydro Québec dominent le
13 marché provincial; par conséquent, si on utilise des critères de référence internationaux,
14 il peut être nécessaire d'établir des collaborations semblables afin de concevoir un
15 modèle qui prévoit un effet de rétroaction comparable.

16 La démarche de la NVE ne vise pas à définir les coûts d'une entreprise efficace pour
17 ensuite utiliser ces coûts pour calculer les coûts autorisés.

18 **9.2.1 AVANTAGES POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

19 Le régime a efficacement incité les services publics de distribution et de transport
20 réglementés à devenir plus efficaces. La NVE n'a pas jugé nécessaire d'apporter des
21 changements fondamentaux à sa méthode, bien qu'elle ait constamment recherché des
22 occasions d'améliorer son balisage afin de s'assurer que les normes de coûts servant
23 de base au revenu autorisé pouvaient raisonnablement être atteintes tout en veillant à
24 ce que l'incitatif visant l'amélioration continue de la productivité soit efficace.

25 Les services publics ont pu réaliser des rendements supérieurs au taux autorisé en
26 ramenant leurs coûts sous la norme de coûts déterminée dans le cadre du balisage. Le
27 temps nécessaire à la mise à jour de l'étude comparative crée un décalage qui permet à
28 chaque entreprise réglementée de bénéficier de gains de productivité même si son taux
29 de réduction des coûts n'est pas supérieur au taux moyen de l'industrie.

1 Les consommateurs ont ainsi bénéficié de gains de productivité qui ont donné lieu à
2 des tarifs plus faibles que dans le cadre d'un régime classique basé sur le coût de
3 service.

4 **9.2.2 INCONVÉNIENTS POUR LES CONSOMMATEURS ET LES SERVICES PUBLICS**

5 Les préoccupations qui ont été soulevées ne semblent pas constituer un inconvénient
6 inhérent à cette forme de réglementation incitative. Les problèmes qui ont vu le jour et
7 qui ont été réglés sont abordés ci-dessous, à la section portant sur les enjeux.

8 **9.2.3 ENJEUX ET STRATÉGIES DE MISE EN ŒUVRE**

9 Puisque les normes de coût applicables aux différentes entreprises sont fondées sur
10 des études comparatives, le point de départ de chaque entreprise était inévitablement
11 différent. Bien qu'en moyenne, toutes les entreprises de distribution affichent des coûts
12 qui correspondent aux normes de coût fondées sur les études comparatives, certaines
13 entreprises de distribution seraient passées au nouveau régime avec des coûts plus
14 élevés ou plus bas que la norme. Les premiers auraient dû réaliser des gains de
15 productivité simplement pour atteindre le revenu autorisé tandis que les autres auraient
16 obtenu des rendements supérieurs sans effort.

17 Dans la mesure où les coûts des différentes entreprises par rapport aux normes de coût
18 déterminées au moyen d'un balisage sont représentatifs de leur efficacité, ces
19 différences auraient été équitables. Ce sont les entreprises les moins efficaces qui
20 doivent consentir le plus d'efforts pour simplement atteindre le revenu autorisé.
21 Cependant, si l'on considère que les écarts par rapport aux normes de coûts étaient
22 attribuables aux imperfections des études comparatives, ce résultat pourrait être perçu
23 comme inéquitable parmi les distributeurs réglementés.

24 Pour le transporteur Statnett, la productivité relative et les écarts de coût intrinsèques
25 de l'entreprise à laquelle il était comparé ont constitué le point de départ.

26 Le manque de précision d'un balisage peut engendrer une iniquité au moment
27 d'appliquer les résultats à des entreprises qui subissent toutes des pressions sur les
28 coûts qui leur sont propres, mais cette imperfection ne constitue pas un inconvénient

1 sérieux lorsque le niveau d'inefficience pris en compte est élevé et que les possibilités
2 d'amélioration sont nombreuses.

3 Cependant, à mesure que l'industrie dans son ensemble devient plus efficiente et que
4 les possibilités de nouveaux gains se font plus rares, la précision des comparaisons
5 devient plus importante. La NVE a consenti des efforts considérables pour améliorer
6 ses études comparatives à chaque nouvelle période d'application du régime car, en
7 raison de l'amélioration présumée de l'efficacité de l'industrie dans son ensemble, il est
8 de plus en plus difficile de réaliser de nouveaux gains de productivité.

9 Du point de vue des consommateurs, tout régime incitatif qui amènera les services
10 publics à améliorer uniquement les aspects visés par les mesures incitatives
11 n'entraînera pas de changement dans les autres aspects qui sont importants pour eux.
12 Un régime axé sur la réduction des coûts et des tarifs aura tendance à mettre en péril
13 les aspects liés à la qualité du service qui ne sont pas expressément surveillés par le
14 régime incitatif. Par conséquent, la NVE devait adopter une mesure portant précisément
15 sur la fiabilité du réseau afin de contenir la tendance à la détérioration de la qualité du
16 service dans les aspects non mesurés par suite d'une réduction des coûts.

17 **9.2.4 IMPLICATIONS DE L'ADOPTION DE MEILLEURES PRATIQUES**

18 Le modèle norvégien semble bien fonctionner et propose des mesures qui constituent
19 une incitation efficace à une amélioration de l'efficacité. Il faut toutefois souligner que
20 ce régime ne peut pas nécessairement être appliqué tel quel dans d'autres juridictions.

- 21 • Les comparaisons initiales nécessitent un échantillon d'entreprises suffisamment
22 important pour permettre une analyse qui produira des résultats statistiquement
23 significatifs au sujet des coûts des caractéristiques importantes (les inducteurs
24 de coût) des services publics d'électricité. Un balisage domestique ne peut être
25 entreprise pour une industrie dominée par un seul fournisseur de service.
- 26 • Les études comparatives internationales exigent un effort de coopération afin
27 que les données puissent être recueillies de façon uniforme et que leur
28 exactitude puisse être vérifiée.

1 Bien que la précision des normes de coût puisse ne pas être cruciale pour un régime
2 lorsque les entreprises réglementées sont très inefficaces, plus les entreprises
3 réglementées sont efficaces, plus il est important que ces normes de coût soient
4 estimées avec précision pour que les coûts autorisés puissent raisonnablement être
5 atteints. Il est donc acceptable de mettre en place un mécanisme incitatif dans lequel
6 les normes de coût sont basées sur des études comparatives imprécises, puis
7 d'améliorer la qualité de ces études avec le temps, à mesure que le régime élimine les
8 inefficacités de l'industrie.

9 Étant donné que les entreprises pourraient être incitées à compromettre la qualité du
10 service, si ce critère n'est pas expressément énoncé dans le régime, il faudrait être
11 attentif à la meilleure façon de surveiller les aspects de la qualité du service qui sont
12 importants pour les consommateurs, comme l'offre, la fiabilité et la sécurité des services
13 d'électricité. Des mesures incitatives appropriées doivent faire contrepoids à l'incitatif de
14 réduction des coûts afin de s'assurer que la qualité du service n'est pas indûment
15 compromise.

16 La NVE semble avoir maintenu une relation constructive avec l'industrie en participant à
17 des ateliers conjoints et en communiquant périodiquement avec elle en cas de
18 problème. À chaque stade de l'évolution du régime réglementaire, il y a eu une période
19 de discussion et de consultation au sein de l'industrie. Les commentaires de l'industrie
20 ont été notés et pris en compte dans le processus décisionnel.

21 Le processus réglementaire est en outre extrêmement transparent. Des rapports
22 annuels, les résultats des études de balisage ainsi que d'autres documents sont mis à
23 la disposition du public sur le site Web de la NVE.

24 La NVE travaille aussi constamment à l'amélioration du système. Selon la NVE, il est
25 très important que le régime réglementaire soit suffisamment dynamique pour répondre
26 aux besoins changeants de l'industrie. La NVE a commandé des examens périodiques
27 du régime réglementaire, et le modèle est en évolution constante.

1 10. RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

2 Le passage à l'échelle internationale des régimes réglementaires fondés sur le coût de
3 service à une réglementation incitative et à des régimes fondés sur la performance
4 qu'on a pu observer depuis les années 1990 a été précédé par des décennies de
5 recherche universitaire soulignant que les régimes fondés sur les coûts créent un
6 incitatif implicite à l'inefficience. Les économistes ont constaté que les services publics
7 pouvaient augmenter leurs bénéfices en surinvestissant dans les infrastructures. Par
8 ailleurs, les services publics dont les tarifs sont réglementés n'ont tiré aucun bénéfice
9 d'une réduction de leurs dépenses d'exploitation et d'entretien puisque ces économies
10 ont donné lieu à une réduction équivalente des tarifs. Par conséquent, l'impératif
11 premier, à savoir l'amélioration de la productivité, était une réponse aux réductions de
12 coûts imposées par l'organisme de réglementation. Cependant, la documentation donne
13 à penser que les organismes de réglementation ne disposaient pas des données
14 opérationnelles détaillées dont ils avaient besoin pour déterminer le niveau de coûts
15 minimal nécessaire pour assurer le fonctionnement efficient d'un service public. Les
16 services publics possédaient davantage de renseignements à cet égard, mais ils étaient
17 incités à surestimer le coût d'une gestion efficiente. Plus les coûts autorisés sont élevés,
18 moins il est probable qu'en raison de dépenses imprévues, un service public n'obtienne
19 un rendement sur le capital inférieur au rendement autorisé.

20 En réponse à ce problème, on a recommandé l'adoption d'un régime réglementaire
21 comportant des mesures incitatives visant l'efficience. Certains organismes de
22 réglementation ont constaté que même un régime pluriannuel fondé sur le coût de
23 service offrait dans une certaine mesure un incitatif à l'efficience. Si le service public
24 était en mesure de réduire son coût de service, le décalage dans la réglementation lui
25 donnait la possibilité d'obtenir un rendement sur le capital plus important au cours des
26 années intermédiaires. Cette mesure incitative était toutefois limitée puisque les
27 services publics craignaient qu'un niveau de dépenses inférieur aux coûts projetés
28 n'entache la crédibilité de leurs prévisions de coûts futures.

29 Les premiers régimes incitatifs étaient conçus de manière à assurer l'efficacité de cette
30 mesure incitative implicite à l'efficience en mettant de l'avant quatre innovations.

1 En premier lieu, les régimes reconnaissaient explicitement que les services publics
2 devraient pouvoir dégager un excédent sur le rendement autorisé. Cette composante
3 faisait partie de la conception des régimes, et les entreprises ont bénéficié d'un
4 rendement plus élevé en devenant plus efficaces. Bien que les économies soient
5 conservées par l'entreprise à court terme, après un certain temps, les tarifs sont
6 recalculés et ces économies sont alors transférées aux clients.

7 En deuxième lieu, les organismes de réglementation reconnaissaient que les
8 possibilités d'économie étaient limitées au cours d'une seule année. Par conséquent, un
9 régime incitatif efficace devait permettre aux services publics de réaliser des gains de
10 productivité et de conserver les bénéfices de ces efforts pendant un certain nombre
11 d'années afin d'encourager efficacement les entreprises à poursuivre ces gains de
12 productivité. Pour tenir compte de cet aspect, les premiers régimes réglementaires
13 incitatifs étaient essentiellement des régimes pluriannuels axés sur le coût de service.
14 On a continué à procéder à des examens des coûts pour fixer les tarifs, mais à une
15 fréquence moindre. Une période de cinq ans entre les examens des coûts était un
16 intervalle courant pour les régimes pluriannuels.

17 En troisième lieu, les organismes de réglementation étaient conscients que les coûts
18 avaient tendance à augmenter avec le temps en raison des pressions inflationnistes
19 exercées sur les dépenses d'exploitation et d'entretien ainsi que sur le coût moyen des
20 immobilisations des services publics. Les gains de productivité se traduisaient donc
21 généralement par un ralentissement de la croissance des coûts et non par une baisse
22 des coûts dans l'absolu. Le coût repère que le service public ne devait pas dépasser
23 était donc généralement ajusté au moyen de certaines mesures d'inflation afin que le
24 régime demeure viable pendant toute la période d'application pluriannuelle.

25 En quatrième lieu, la réglementation incitative avait pour but d'encourager les services
26 publics à réaliser des gains de productivité plus importants que ceux obtenus avec une
27 réglementation basée sur le coût de service et de transférer une partie des économies
28 aux clients. L'hypothèse sous-jacente était que l'adoption d'un régime incitatif
29 permettrait d'éliminer les inefficiences des services publics. Par conséquent, à moins
30 que des pressions extraordinaires n'aient été exercées sur les coûts au moment de

1 l'instauration de la réglementation incitative, les services publics n'auraient pas eu de
2 mal à maintenir l'augmentation de leurs coûts en deçà du taux d'inflation. Pour cette
3 raison, la plupart des organismes de réglementation qui ont instauré des régimes
4 incitatifs ont prévu un mécanisme de compensation de la productivité lié au facteur
5 d'inflation afin que les tarifs ou les revenus croissent moins rapidement que le taux
6 d'inflation. Ce mécanisme de compensation de la productivité a aussi servi à s'assurer
7 qu'une part des gains de productivité est transférée aux consommateurs sous forme de
8 tarifs plus bas.

9 Avec le temps, les régimes incitatifs instaurés initialement ont eu tendance à se
10 complexifier, car les organismes de réglementation ont reconnu le besoin de prévoir
11 des mécanismes incitatifs visant d'autres objectifs que ceux de la réduction des coûts.
12 Plus précisément, on a rapidement reconnu que la façon la plus simple de réduire les
13 coûts et d'augmenter les bénéfices était de rogner sur les dépenses d'entretien et de
14 reporter les dépenses en capital. Le déclin de la fiabilité et d'autres normes de service
15 qui en a résulté était loin de contribuer à remplir l'objectif d'amélioration de la
16 productivité. Par conséquent, une caractéristique standard de l'évolution des MRI a été
17 l'adoption de normes en matière de qualité de service.

18 Les organismes de réglementation ont également observé que, bien qu'un
19 plafonnement du revenu incite les services publics à utiliser leur réseau plus
20 efficacement, cette mesure n'était pas appropriée dans les cas où la plus grande partie
21 des nouveaux investissements servait à l'entretien ou à l'amélioration de cette
22 infrastructure. Certains organismes de réglementation ont donc adopté des modèles de
23 plafonnement du revenu qui prévoyaient un mécanisme d'accroissement du revenu
24 autorisé afin de tenir compte des investissements importants en capital qui n'auraient
25 pas été pris en compte dans le modèle standard. Cette démarche était plus appropriée
26 que l'adoption d'un plafonnement des prix dans les situations où les inducteurs de coûts
27 n'étaient pas liés à une augmentation de la charge ou du bassin de clients.

28 L'expérience des différentes juridictions a aussi révélé que la complexité des régimes
29 incitatifs avait également augmenté à mesure que s'élargissait l'éventail des résultats
30 évalués. On a mis en œuvre des mesures incitatives qui portent sur des normes de

1 performance liées à des objectifs précis, comme l'efficacité énergétique et la production
2 d'énergie renouvelable.

3 L'amélioration la plus récente apportée aux régimes du Royaume-Uni, de l'Australie et
4 de l'Ontario a été la mise en place de régimes exhaustifs axés sur les résultats
5 (« outcome »). Ces régimes incitatifs mettent l'accent sur la mesure du succès sous
6 forme de résultats définis et exigent des services publics qu'ils démontrent que leurs
7 plans d'affaires sont basés sur une collaboration avec la clientèle et une planification
8 détaillée. Cette démarche accorde aux services publics plus de flexibilité dans la
9 détermination de la teneur de leurs objectifs au vu de la politique établie par l'organisme
10 de réglementation, et de leurs projets de collaboration avec la clientèle. Elle permet
11 également aux services publics de déterminer le meilleur plan pour atteindre ces buts.
12 Les services publics sont alors tenus de produire les résultats qu'ils ont proposés et que
13 l'organisme de réglementation a approuvés.

14 L'expérience internationale au chapitre des régimes incitatifs indique que les
15 organismes de réglementation tentent d'inciter les services publics à se montrer
16 attentifs aux résultats qui sont importants pour leurs clients et qui s'inscrivent dans la
17 stratégie gouvernementale. Les clients sont préoccupés par les prix, mais aussi par la
18 fiabilité et la qualité de l'approvisionnement en électricité ainsi que par une vaste
19 gamme d'enjeux liés au service à la clientèle. Il semble que les attentes des clients
20 augmentent parallèlement à celles de l'ensemble des consommateurs. Les
21 consommateurs ont des attentes de plus en plus importantes pour ce qui est de
22 l'accessibilité de l'information, de la commodité et de l'offre de produits socialement
23 responsables. Compte tenu des nombreuses préoccupations des consommateurs, il
24 n'est pas étonnant que, dans un effort pour s'adapter à la dynamique complexe de
25 marchés concurrentiels, les régimes incitatifs deviennent de plus en plus compliqués à
26 mesure que les organismes de réglementation ajoutent des mesures incitatives en
27 réponse aux nouvelles attentes des consommateurs et de l'État. Les organismes de
28 réglementation ont donc cessé d'adopter des ensembles de mesures incitatives
29 spécifiques et s'attachent désormais à concevoir des régimes exhaustifs qui tiennent
30 compte de toutes les préoccupations et qui reposent sur une planification globale.

1 La diversité des régimes montre également qu'il n'y a pas une seule méthode valable
2 pour l'élaboration de nouveaux régimes. Elle indique plutôt que, dans différentes
3 circonstances, les détails d'un régime efficace doivent être mis au point en fonction
4 d'objectifs précis, pertinents pour l'organisme de réglementation. Au plus haut niveau,
5 l'expérience révèle que les meilleures pratiques au chapitre de la réglementation
6 incitative exigent que les mesures incitatives mises en place récompensent les
7 comportements souhaités et uniquement ces comportements. Plus précisément, les
8 meilleures pratiques consistent à dissocier le revenu des coûts pendant une période
9 suffisamment longue pour offrir des incitatifs significatifs et des revenus ou des tarifs
10 dont la croissance est représentative de la tendance en matière de productivité et tient
11 compte des comportements attendus des services publics. Il n'y a toutefois pas de
12 meilleure pratique universelle pour choisir les caractéristiques qui doivent être
13 incorporées à un régime dans une juridiction donnée.

14 À ce jour, l'expérience internationale ne permet pas de déterminer si les modèles les
15 plus récents de régimes de réglementation incitative qui sont axés sur le
16 consommateur, qui prévoient des résultats bien définis au chapitre de la performance et
17 qui reposent sur une démarche flexible quant à l'atteinte des résultats seront efficaces
18 et pratiques. Le concept est prometteur, mais il est encore trop tôt pour se prononcer
19 sur le succès de ces régimes. On ne sait pas non plus s'il est possible d'incorporer cette
20 démarche aux MRI sans recourir à une version plus normative comme tremplin vers un
21 mécanisme axé sur les résultats.

22 Un défi qui pourrait émerger pour les organismes de réglementation consistera à
23 intégrer des changements aux structures tarifaires dans le cadre de la réglementation
24 incitative. Le secteur de l'électricité subit des changements qui rendent nécessaire
25 l'adoption de structures tarifaires qui protégeront le niveau de revenu des services
26 publics et qui fourniront des signaux de prix efficaces.

27 Ainsi, certains organismes de réglementation commencent à s'attaquer à l'enjeu du
28 découplage du revenu des services de distribution, afin que les prix soient fixés dans
29 une optique de causalité des coûts, par exemple en facturant les clients en fonction de

1 la demande ou de la capacité du réseau plutôt qu'en fonction de la consommation
2 d'énergie.

3 Par ailleurs, avec les nouvelles technologies rendant plus économique l'autoproduction,
4 on peut craindre que les consommateurs ne commencent à réduire ou à éliminer leur
5 dépendance au réseau. Lorsque ce problème deviendra plus pressant, les services
6 publics devront éventuellement élaborer des stratégies d'offre de services et de fixation
7 des tarifs afin de faire face à la menace concurrentielle. Les futurs MRI seront
8 vraisemblablement beaucoup plus souples que dans le passé. Si les organismes de
9 réglementation sont en mesure de réduire la charge de travail liée à l'examen des
10 coûts, ils pourront peut-être se concentrer davantage sur de nouveaux enjeux
11 stratégiques et commerciaux .

Annexe 1 : Résumé des six juridictions à l'étude

Tableau 1 : Résumé des six juridictions

Territoire administratif	Alberta	Australie	New York	Norvège	Ontario	Royaume-Uni
Organisme de réglementation	AUC	AER	NYPSC	NVE	CEO	OFGEM
Service	Distribution	Transport (TranGrid)	Distribution (Con Edison)	Transport	Distribution	Transport
Période d'application	5 ans	5 ans	2 ans	5 ans	5 ans	8 ans
Formule	Plafonnement des prix (I-X)	Plafonnement du revenu (IPC-X) ⁸²	Gel des tarifs	Plafonnement du revenu (concurrence par comparaison)	Plafonnement des prix (I-X)	RIIO (Revenu = Mesures incitatives + Innovation + Résultats)
Comparaison des coûts	Non	Oui	Non	Oui	Oui	Oui
Mécanismes incitatifs	MRE ⁸³	EBSS ⁸⁴ et CESS ⁸⁵	MPG ⁸⁶	Non	Non	Oui – Efficacité, Production, Innovation
Qualité du service	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Autres caractéristiques			Mécanisme de découplage			

⁸² Le revenu maximal admissible est fondé sur les prévisions du coût de service pendant la période d'application.

⁸³ Mécanisme de report des gains d'efficience

⁸⁴ Formule de partage des gains d'efficience : Mécanisme de report des dépenses d'exploitation prévoyant un partage dans une proportion de 30:70 entre les transporteurs et les utilisateurs

⁸⁵ Formule de partage des dépenses en capital : Autorisation de report des dépenses en capital avec rapport de partage de 30:70

⁸⁶ Mécanisme de partage des gains

Annexe 2 : Réglementation incitative au Canada

Province	Nom de l'entreprise	Régime actuel	Ancien régime
Alberta	Enmax	Indice de plafonnement des prix	
	EPCOR, Fortis Alberta	Indice de plafonnement des prix	
	Northwestern Utilities		Formule progressive (1999-2002)
	EPCOR		Indice de plafonnement des prix (2002-2005, abandonné en 2003)
Colombie-Britannique	Fortis BC		Régime hybride de plafonnement du revenu (2006-2009, prolongé jusqu'en 2011)
Manitoba			
Nouveau-Brunswick			
Terre-Neuve			
Territoires du Nord-Ouest	Northland Utilities		Formule progressive (2011-2013)
	Northland Utilities (Yellowknife)		Formule progressive (2011-2013)
Nouvelle-Écosse			
Ontario	Tous les distributeurs de l'Ontario	Indice de plafonnement des prix	
	Tous les distributeurs de l'Ontario		Indice de plafonnement des prix (2000-2003)
	Tous les distributeurs de l'Ontario		Indice de plafonnement des prix (2006-2009)
Île-du-Prince-Édouard	Maritime Electric	Formule progressive	
Québec			
Saskatchewan			
Yukon			

Annexe 3 : Réglementation incitative aux États-Unis

Cette annexe renferme des renseignements tirés de deux documents récemment publiés : [Alternative Rate Mechanisms and Their Compatibility with State Utility Commission Objectives](#) et [Alternative Regulation for Evolving Utility Challenge](#).

Dans le premier document, on définit et on évalue les mécanismes de tarification alternative adoptés aux États-Unis. Le deuxième document est la version actualisée d'une étude qui renseigne sur les mécanismes de réglementation incitative aux États-Unis.

Il faut souligner qu'aux États-Unis les discussions qui entourent l'amélioration de la démarche classique fondée sur le coût de service sont souvent considérées comme des mécanismes de tarification parallèles, ou mécanismes de réglementation incitative. Ces mécanismes comprennent sans toutefois s'y limiter les régimes fondés sur la performance, comme le montrent les pages qui suivent.

La page couverture, la table des matières et la liste des tableaux des deux documents sont présentées ci-dessous. Les tableaux présentés dans le deuxième document dressent une liste État par État des divers types de réglementation incitative.

Figure 1 : Page couverture

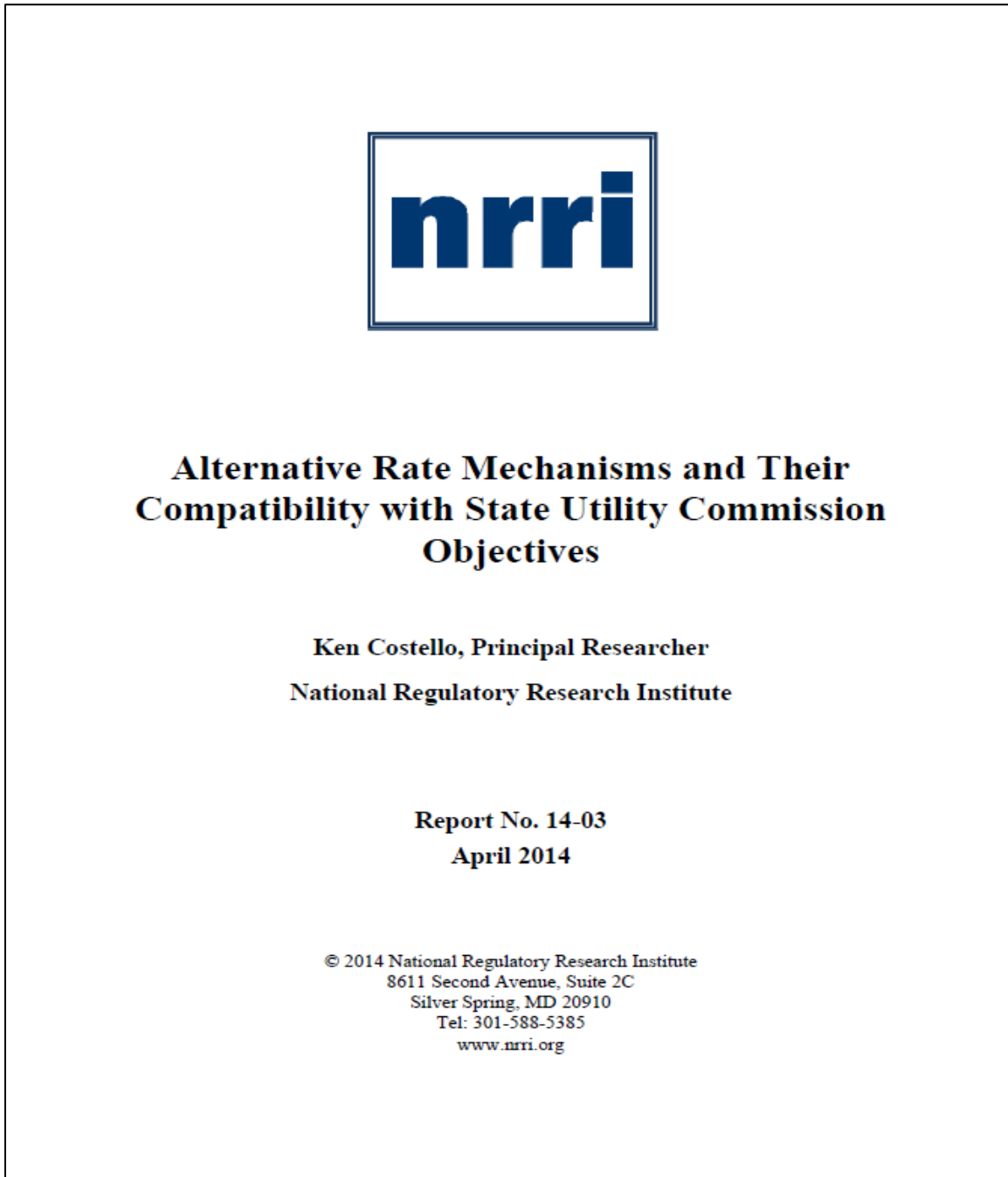


Figure 2 : Table des matières

Table of Contents	
I.	The Legacy of Public Utility Regulation: The “Balancing Act” 2
II.	Features of Traditional Ratemaking 6
A.	Six attributes7
1.	Opportunity for utilities to earn a reasonable return.....7
2.	Fixed rates between rate cases8
3.	Actual returns can deviate from the authorized return.....8
4.	Strong utility incentive to manage costs between rate cases8
5.	The balancing of interests9
6.	Mixed outcomes from regulatory lag.....10
B.	Major regulatory principles for cost recovery11
III.	Reasons for Consideration of Alternative Rate Mechanisms..... 12
A.	Displeasure with traditional ratemaking12
1.	The need to periodically revisit ratemaking practices12
2.	Criticisms from different sources.....13
3.	New conditions may warrant alternative ratemaking practices13
B.	Three reasons for interest in alternative rate mechanisms14
1.	New regulatory objectives14
2.	Declining sales growth.....14
3.	Non-revenue-producing investments16
C.	Objectives of alternative rate mechanisms17
x	

IV.	A Framework for Commission Decision Making: Factors to Consider in Evaluating Alternative Rate Mechanisms.....	18
A.	Support for a proactive commission	18
B.	Utility performance is the key criterion	19
C.	Meaning of “the public interest”	20
D.	Conflicting objectives and the public interest.....	21
E.	The “public interest” curve	22
1.	Graphical analysis of regulatory trade-offs and the public interest.....	22
2.	Insights from the public interest curve.....	25
F.	A process for effective ratemaking	28
1.	Three essential steps	28
2.	Attributes of acceptable rates.....	30
V.	A Review of Alternative Rate Mechanisms.....	32
A.	Grouping alternative rate mechanisms by objective.....	32
1.	Reduce regulatory lag and utility financial risk for operational and investment activities: cost trackers, infrastructure surcharges, future test years, CWIP in rate base, multiyear rate plans, formula rates	32
2.	Reduce the frequency of rate cases: formula rates, multiyear rate plans, future test years	39
3.	Eliminate disincentive for energy efficiency: revenue decoupling riders, declining block rates, straight fixed-variable rates	39
4.	Make utility service affordable to low-income customers: inverted rates, rate discounts, percentage-of-income plans	42
5.	Promote renewable energy: net metering rates	43

6.	Prevent uneconomic bypass and ease the ability of the utility to compete in certain markets: flexible rates, special contracts	43
7.	Optimize energy usage over different times or reduce a peaking problem: time-of-use pricing, critical peak pricing, real-time pricing, seasonal pricing	45
8.	Lessen the price rigidity of regulation and promote cost efficiency: price caps	47
9.	Avoid rate shock: infrastructure surcharges, CWIP, phase-in	48
10.	Promote specific activities: focused performance-based ratemaking, special pricing	48
B.	How each rate mechanism affects regulatory objectives	50
C.	Two illustrations of challenges posed by multi-objectives	59
1.	Rate mechanisms to promote energy efficiency	59
2.	Energy assistance programs	61
VI.	Experiences with Seven Alternative Rate Mechanisms	64
A.	Alabama’s rate stabilization plan	65
B.	Central Maine Power’s Alternative Rate Plan	67
C.	Atlanta Gas Light’s STRIDE program	70
D.	Wisconsin’s future test year	72
E.	Utah’s (Questar’s) Conservation Enabling Tariff	74
F.	Ohio gas utilities’ straight fixed-variable (SFV) rates	76
G.	California’s inverted rates	79
VII.	Final Thoughts	81
	Appendix: Examples of Alternative Rate Mechanisms	83
A.	Incremental changes to traditional ROR regulation	83

1.	CWIP in rate base	83
2.	Phase-in plan	83
3.	Future test year	83
4.	Accelerated depreciation	83
5.	Interim rate relief	83
B.	Multiyear plans	83
1.	UK-style price caps (e.g., Central Maine Power)	83
2.	Multiyear test period (e.g., New York and California utilities, Xcel)	83
C.	A comparison of a revenue decoupling (RD) rider with a straight fixed-variable (SFV) rate	84
1.	Definition of RD	84
2.	The rationales for RD	84
3.	Analysis of RD compared with SFV rates	85
D.	Alternative rate designs departing from average-cost pricing and the standard two-part tariff	86
1.	Straight fixed-variable rate	86
2.	Real-time pricing	86
3.	Time-of-use pricing	86
4.	Critical peak pricing	86
	References	87

Liste des tableaux :

- Tableau 1 : Éléments de l'exercice d'équilibre
- Tableau 2 : Différents effets des mécanismes de tarification sur les objectifs réglementaires
- Tableau 3 : Harmonisation des objectifs réglementaires avec les mécanismes individuels de tarification

Figure 3 : Page couverture

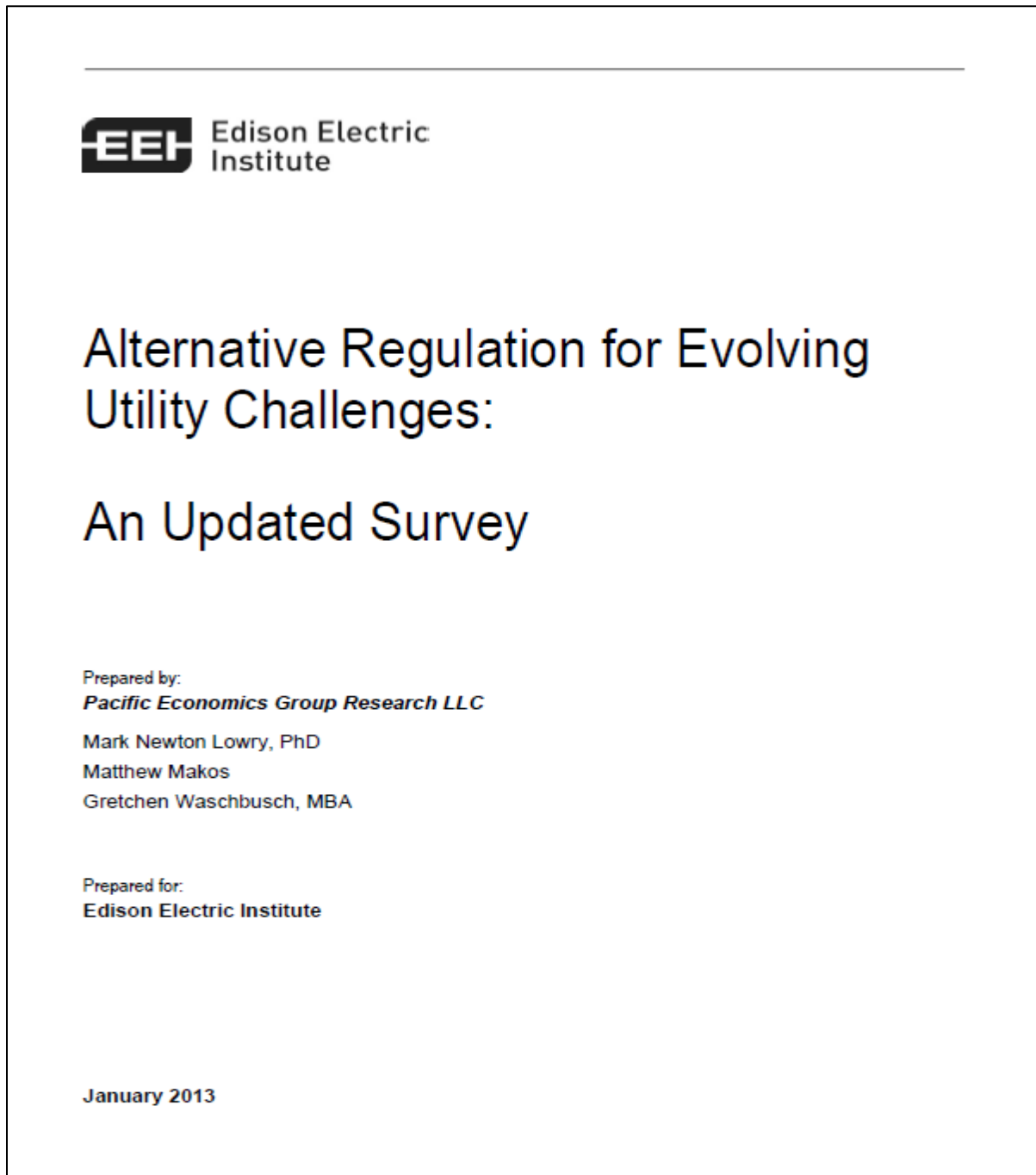


Figure 4 : Table des matières

<i>Alternative Regulation for Emerging Utility Challenges: An Updated Survey</i>	
Table of Contents	
I. Introduction: The Problem of Financial Attrition Under Traditional Cost of Service Regulation.....	1
II. Cost Trackers and CWIP in Rate Base.....	5
III. Revenue Decoupling.....	15
A. Decoupling True Up Plans	15
B. Lost Revenue Adjustment Mechanisms	21
C. Fixed Variable Pricing.....	24
IV. Forward Test Years.....	27
V. Multiyear Rate Plans.....	31
VI. Formula Rates.....	37
VII. Conclusions	41

Edison Electric Institute iii

Liste des tableaux :

- Tableau 1 : Innovations visant à réduire le décalage réglementaire : Un survol des exemples actuels
- Tableau 2 : Exemples récents de mécanismes de suivi des investissements (Capex Tracker)
- Tableau 3 : Immobilisations en cours prises en compte dans la base de tarification : Exemples récents de tarifs pour l'électricité
- Tableau 4 : Exemples de formules de rajustement pour le découplage
- Tableau 5 : Exemples courants de mécanismes d'ajustement pour perte de revenu
- Tableau 6 : Exemples d'établissement des tarifs fixes et variables
- Tableau 7 : Démarches axées sur une année témoin adoptées par les juridictions américaines
- Tableau 8 : Exemples de modèles pluriannuels de plafonnement des prix
- Tableau 9 : Exemples de tarifs basés sur des formules

Annexe 4 : Ontario

Cette annexe renferme des renseignements détaillés touchant l'Ontario.

Tableau 2 : Principaux éléments des diverses générations de réglementation incitative (RI)

	1 ^{re}	2 ^e	3 ^e	4 ^e
Formule	Plafonnement des prix (I-X)	Plafonnement des prix (I-X)	Plafonnement des prix (I-X)	Plafonnement des prix (I-X)
Période d'application	3 ans	jusqu'à 3 ans	4 ans (coût de service de départ plus 3 ans)	5 ans (coût de service de départ plus 4 ans)
Facteur d'inflation	Indice des prix des intrants	PIB IPI DIF	PIB IPI DIF	Indice composé
Facteur X	Variant en fonction du RCP	Identique pour toutes les entreprises de distribution locale	Élément lié à la productivité Identique pour toutes les entreprises de distribution locale Le dividende client varie selon le distributeur (différent pour chacune des trois cohortes ⁸⁷).	Élément lié à la productivité Identique pour toutes les entreprises de distribution locale Le dividende client varie selon le distributeur (différent pour chacune des cinq cohortes ⁸⁸).
Autres facteurs d'ajustement	Facteur Z	Facteur Z	Facteur Z Module de capital marginal	Facteur Z Module de capital marginal
Partage des bénéfices	MPG	Dividende client	Dividende client	Dividende client Au cas par cas dans l'option RI sur mesure
Performance sur le plan du service	Exigences en matière de qualité du service Exigences de production de rapports sur la qualité du service	Exigences en matière de qualité du service Exigences de production de rapports sur la qualité du service	Exigences en matière de qualité du service Exigences de production de rapports sur la qualité du service	Exigences en matière de qualité du service Exigences de production de rapports sur la qualité du service Tableau de bord de la performance
Autres caractéristiques	S. o.	Clauses de sortie	Clauses de sortie (rendement sur l'avoir des actionnaires +/- 300 points de base)	Clauses de sortie (rendement sur l'avoir des actionnaires +/- 300 points de base)

⁸⁷ Groupe 1 : 0,2 %; Groupe 2 : 0,4 %; Groupe 3 : 0,6 %.

⁸⁸ Groupe I : 0,00 %; Groupe II : 0,15 %; Groupe III : 0,30 %; Groupe IV : 0,45 %; Groupe V : 0,60 %.

PARAMÈTRES D'AJUSTEMENT DES TARIFS

Facteur d'inflation

La CEO a adopté la méthode fondée sur l'indice des prix des intrants (*Input Price Index*) à deux facteurs pour faire le suivi de l'inflation et atténuer la volatilité. La méthode comprenait ce qui suit⁸⁹ :

- (a) *Un sous-indice de coût de la main-d'œuvre tenant compte des gains hebdomadaires moyens des travailleurs de l'Ontario et;*
- (b) *Un sous-indice non lié au coût de la main-d'œuvre comprenant l'IPI du PIB (DIF) du Canada, soit l'indice d'inflation appliqué par le gouvernement fédéral aux biens et services finaux produits dans l'économie intérieure. Elle tient compte de l'inflation des prix des biens d'équipement utilisés par l'industrie ainsi que des prix des produits de consommation. Grâce à sa portée étendue, cette méthode est stable et, pour une mesure macroéconomique, raisonnablement représentative de l'inflation des prix des intrants des distributeurs.*

La pondération de chaque composante est de 30 % pour le coût de la main-d'œuvre et de 70 % pour les coûts non liés à la main-d'œuvre et est fondée sur une estimation de la part des coûts des distributeurs.

Tableau 3 : Exemple de parts des coûts moyens d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA)

Segment de marché du distributeur	Part des coûts moyens en capital	Part des coûts moyens d'EEA	Élément des coûts d'EEA lié à la main-d'œuvre (part hypothétique de 70 %)
33 petits distributeurs (coût total < 10 millions de dollars)	41,05 %	58,95 %	41,27 %
28 distributeurs moyens (coût total de 10 à moins de 40 millions de dollars)	56,55 %	43,45 %	30,42 %
10 gros distributeurs (coût total de 40 à 300 millions de dollars)	60,71 %	39,29 %	27,50 %
2 très gros distributeurs (coût total > 300 millions de dollars)	62,52 %	37,48 %	26,24 %

Source : [EB-2010-0379, Report of the Board, 4 décembre 2013](#)

⁸⁹ [EB-2010-0379, Report of the Board, 4 décembre 2013.](#)

La Commission calcule l'indice des prix des intrants à deux facteurs en se fondant sur la variation annuelle de l'IPI du PIB (DIF – demande intérieure finale) et les gains hebdomadaires moyens de tous les employés de l'Ontario. La CEO établit le facteur d'inflation une fois l'an.

Éléments du facteur X

Facteur de productivité

La détermination du facteur de productivité repose sur une démarche fondée sur un indice. Le facteur de productivité demeure en vigueur jusqu'au prochain changement d'année de départ. Afin d'isoler les coûts du programme de gestion de la conservation et de la demande de l'OEO de l'analyse de la productivité multifactorielle, la Commission exige que des corrections soient apportées aux soldes du taux de couverture.

La Commission a déterminé que la valeur du facteur de productivité aux fins du plafonnement des prix était nulle. Selon la Commission, cette valeur « prévoit un équilibre raisonnable entre la tendance estimative en matière de productivité du secteur au cours des 10 dernières années et une valeur qui peut raisonnablement être projetée dans l'avenir en tant que seuil externe que tous les distributeurs devraient atteindre »⁹⁰.

Dividende client

La Commission estime que des dividendes client doivent être appliqués et que ces facteurs jouent un rôle important dans les régimes de réglementation incitative (RI), car ils favorisent, reconnaissent et récompensent les gains de productivité des distributeurs par rapport à la tendance prévue en matière de productivité du secteur. L'attribution de dividendes client est fondée sur des évaluations comparatives des coûts totaux, et fait l'objet d'une révision annuelle. On répartit les distributeurs en cinq groupes et on leur attribue un dividende client en fonction de leur efficacité. Pour le dividende client, la CEO a établi une plage de valeurs de 0 % à 0,6 %.

⁹⁰ [EB-2010-0379, Report of the Board, 4 décembre 2013.](#)

Tableau 4 : Points de démarcation et valeurs du dividende client

Groupe	Points de démarcation pour la performance relative aux coûts	Dividende client
I	Les coûts réels sont inférieurs d'au moins 25 % aux coûts prévus.	0,00 %
II	Les coûts réels sont inférieurs de 10 % à 25 % aux coûts prévus.	0,15 %
III	Les coûts réels sont supérieurs ou inférieurs de 10 % aux coûts prévus.	0,30 %
IV	Les coûts réels sont supérieurs de 10 % à 25 % aux coûts prévus.	0,45 %
V	Les coûts réels sont supérieurs d'au moins 25 % aux coûts prévus.	0,60 %

Source : [EB-2010-0379, Report of the Board, 4 décembre 2013](#)

Étude comparative

La CEO utilise le modèle économétrique du Pacific Economics Group (PEG) pour comparer la performance des distributeurs au chapitre des coûts. Le modèle sert à prédire les coûts totaux de chaque distributeur, et les coûts totaux réels sont ensuite comparés à la prévision économétrique. Le modèle du PEG repose sur une procédure d'estimation reconnue, et non sur des groupes de comparaison et ne pose pas pour hypothèse des rendements d'échelle constants. Il tient compte de facteurs qui échappent au contrôle de la direction, notamment :

- le nombre de clients desservis;
- le nombre de kWh fournis;
- la demande de pointe (puissance) du réseau;
- le nombre moyen de km de ligne;
- la part des clients desservis qui se sont ajoutés au cours des 10 dernières années.

PRINCIPALES AMÉLIORATIONS DU RÉGIME INCITATIF DE 3^E GÉNÉRATION

1. Facteur de productivité et dividende client basés sur les résultats de l'étude comparative :

La CEO a classé les distributeurs en trois « cohortes », en fonction de leur efficacité⁹¹ :

- On a classé 50 % des distributeurs dans la cohorte médiane et on leur a attribué un dividende client de 0,4 %.
- On a classé 25 % des distributeurs dans la cohorte la plus efficace et on leur a attribué un dividende client de 0,2 %.
- On a classé 25 % des distributeurs dans la cohorte la moins efficace et on leur a attribué un dividende client de 0,6 %.

2. Module de capital marginal (MCM) : Cette modification a été apportée en réponse aux demandes des distributeurs relativement aux besoins croissants d'investissements en capital en raison du vieillissement des infrastructures et de l'obligation de raccorder de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable. Aux termes du MCM, les distributeurs peuvent présenter une demande au cours de la période d'application de leur mécanisme afin de recouvrer les coûts associés à leurs besoins supplémentaires en capitaux. Les critères d'importance relative, de nécessité et de prudence devaient être examinés en détail pour chaque demande. À l'origine, la Commission s'est montrée très stricte dans son examen des demandes de MCM et a rejeté plusieurs des premières demandes. Au fil du temps, un nombre croissant de demandes de MCM ont été approuvées.

OBJECTIFS DU NOUVEAU CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ÉLECTRICITÉ (RRFE) ET AMÉLIORATIONS APPORTÉS AU RÉGIME INCITATIF DE 4^E GÉNÉRATION

La Commission a publié son rapport, *Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors: A Performance-Based Approach*, le 18 octobre 2012, et le nouveau cadre a été appliqué aux tarifs de 2014.

⁹¹ [Report of the Board on 3rd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors, 14 juillet 2008.](#)

La Commission a enchâssé le nouveau cadre de tarification dans une démarche plus large axée sur les résultats. Les objectifs de cette démarche s'articulent autour de quatre résultats précis :

Le nouveau cadre réglementaire est une démarche de réglementation exhaustive fondée sur l'atteinte de résultats qui garantissent que le réseau électrique de l'Ontario offre aux clients un bon rapport qualité-prix. La Commission estime qu'en mettant l'accent sur les résultats plutôt que sur les activités, ce cadre sera plus conforme aux préférences des clients, améliorera la productivité des distributeurs et favorisera l'innovation. La Commission a conclu que les résultats suivants pouvaient être exigés des distributeurs :

- *Écoute de la clientèle : les services sont fournis d'une manière qui respecte les préférences indiquées par le client.*
- *Efficacité opérationnelle : il y a amélioration continue de la productivité et de la rentabilité, et les services publics atteignent les objectifs de qualité et de fiabilité du réseau.*
- *Réactivité aux politiques publiques : les services publics remplissent les obligations imposées par l'État (exigences législatives ou réglementaires qui s'ajoutent aux directives ministérielles à l'intention de la Commission).*
- *Rendement financier : la viabilité financière est maintenue et les économies attribuables à l'efficacité opérationnelle sont durables.⁹²*

Au moment d'élaborer le régime incitatif de 4^e génération, la CEO a affiné trois aspects du régime de 3^e génération :

- La période d'application totale est passée de quatre à cinq ans.
- Un facteur d'inflation propre à l'industrie a été adopté : un indice du coût de la main-d'œuvre pour l'Ontario et un indice canadien des coûts non liés à la main-d'œuvre.
- Cinq cohortes d'efficience (qui étaient au nombre de trois dans le régime de 3^e génération) et une plage plus étendue de facteurs de productivité, soit de 0 %

⁹² [Ontario Energy Board, Report of the Board: Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors: a Performance-Based Approach, EB-2010-0377, EB-2010-0378, EB-2010-0379, EB-2011-0043, EB-2011-0004, 18 octobre 2012, p. 2.](#)

à 0,6 % (comparativement à la plage de 0,2 % à 0,6 % utilisée dans le régime de 3^e génération).

La Commission a aussi adopté deux nouveaux éléments dans le nouveau cadre réglementaire :

- Trois méthodes d'établissement des tarifs tenant compte des différences entre les entreprises de distribution locale;
- La surveillance de la performance à l'aide d'une méthode fondée sur un tableau de bord.

Ces nouveaux éléments sont abordés aux sections suivantes.

ÉLÉMENTS DES TROIS MÉTHODES PROPOSÉES DANS LE RÉGIME INCITATIF (RI) DE 4^E GÉNÉRATION

Au cours de la consultation, les parties prenantes ont souligné qu'il existait des différences entre les 77 distributeurs d'électricité au chapitre des besoins en capital et des niveaux de croissance. La Commission a tenu compte de ces besoins particuliers en offrant un choix de trois méthodes d'établissement des tarifs : Le régime de 4^e génération est une version modifiée du cadre réglementaire précédent (régime de 3^e génération); le régime incitatif annuel est une option plus simple et le régime incitatif sur mesure, une option plus complexe. Les distributeurs avaient ainsi la possibilité de choisir l'option la mieux adaptée à leur situation et à leurs besoins. Le tableau suivant donne un aperçu des principaux éléments des trois modèles de tarification dans le cadre d'une réglementation incitative.⁹³

⁹³ [RRFE Report, p. 13.](#)

Aperçu du processus d'établissement des tarifs – Éléments des trois méthodes			
	4^e génération	RI sur mesure	RI annuel – Indice
Établissement des tarifs			
Tarifs initiaux	Déterminés dans le cadre d'un examen du coût de service en fonction d'une année témoin	Déterminés dans le cadre d'un examen pluriannuel	Pas d'examen du coût de service; tarifs existants ajustés au moyen du mécanisme d'ajustement annuel
Formule	Indice de plafonnement des prix	Indice adapté	Indice de plafonnement des prix
Portée	Exhaustive (dépenses en capital et dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration)		
Mécan. d'ajust. Annuel			
Inflation	Indice composé	La tendance des tarifs de chaque distributeur pour le terme sera déterminée par la Commission, à partir : 1) des prévisions des distributeurs (revenu et coûts, inflation, productivité); 2) des analyses de l'inflation et de la productivité réalisées par la Commission; 3) d'une analyse comparative visant à évaluer la vraisemblance des prévisions des distributeurs	Indice composé
Productivité	Facteurs X établis par comparaison tenant compte du 1) potentiel de croissance et de la productivité multifactorielle de l'industrie et 2) prévoyant un dividende client		Fondé sur les facteurs X du régime de 4 ^e génération
Rôle de l'étude comparative	Évaluer la vraisemblance des prévisions de coûts des distributeurs et appliquer un dividende client		S. o.
Partage des bénéfices	Facteur de productivité		
	Dividende client	Au cas par cas	Dividende client le plus élevé du régime de 4 ^e génération
Période d'application	5 ans (coût de service de départ plus 4 ans)	Période d'application minimale de 5 ans	Période d'application indéfinie
Module de capital marginal	Sur demande	S. o.	S. o.
Traitement des événements imprévus	Tel qu'énoncé dans le régime de 3 ^e génération		
Report et écarts	Inchangé	Inchangé, plus dispositions nécessaires pour faire le suivi des dépenses en capital par rapport aux prévisions	Disposition limitée au Groupe 1; Demande distincte pour le Groupe 2
Surveillance du rendement et production de rapports	Un examen réglementaire peut être réalisé si le rapport annuel d'un distributeur indique que le rendement se situe en dehors de la zone sans partage de +/-300 points de base ou que le rendement se dégrade au point d'atteindre des niveaux inacceptables		

Plusieurs distributeurs ont présenté une demande aux termes de l'option RI sur mesure, dont Hydro One Distribution, Toronto Hydro et Horizon Utilities. Enbridge Gas Distribution a présenté une demande pour un cadre tarifaire semblable, et la Commission a approuvé la demande amendée.⁹⁴

IMPORTANCE DE LA MESURE DE LA PERFORMANCE

Le tableau de bord porte sur les données disponibles sur les cinq années les plus récentes pour chaque mesure de performance, ce qui permettra d'obtenir une comparaison significative dans le temps et entre les distributeurs. Les résultats feront l'objet d'un rapport annuel et la Commission prendra des mesures correctives si la performance des services publics le justifie.

Le tableau suivant présente les résultats en matière de performance, les critères de performance pour chaque résultat ainsi que les mesures utilisées :

⁹⁴ [Decision with Reasons, EB-2012-0459, Enbridge Gas Distribution Inc., 17 juillet 2014.](#)

Résultats en matière de performance	Critères de performance	Mesures de la performance		
Écoute de la clientèle Les services sont fournis d'une manière qui respecte les préférences indiquées par le client.	Qualité du service	Nouveaux services résidentiels branchés en temps voulu		
		Date et heure de rendez-vous respectées		
		Réponse en temps voulu aux appels téléphoniques		
	Satisfaction de la clientèle	Résolution dès la première communication		
		Exactitude de la facturation		
		Résultats du sondage sur la satisfaction de la clientèle		
Efficacité opérationnelle Il y a amélioration continue de la productivité et de l'efficacité, et les distributeurs atteignent les objectifs de qualité et de fiabilité du réseau.	Sécurité	Sécurité publique (mesure à déterminer)		
	Fiabilité du réseau	Nombre d'heures moyen où le client est privé d'électricité		
		Nombre moyen d'occurrences où le client est privé d'électricité		
	Gestion de l'actif	Avancement de la mise en œuvre du plan du réseau		
	Contrôle des coûts	Évaluation de l'efficience Coût total par client		
		Coût total par kilomètre de ligne de transport		
Réceptivité aux politiques publiques Les distributeurs remplissent les obligations imposées par l'État (exigences législatives ou réglementaires qui s'ajoutent aux directives ministérielles à l'intention de la Commission).	Gestion de la conservation et de la demande	Économies d'énergie nettes annuelles découlant de la réduction de la demande en période de pointe (pourcentage des objectifs atteints)		
		Économies d'énergie cumulatives nettes (pourcentage des objectifs atteints)		
	Branchement à des installations de production d'énergie renouvelable	Réalisation en temps voulu des études d'impact du branchement aux installations de production d'énergie renouvelable		
		Branchement en temps voulu de nouvelles installations de production de petite taille intégrées		
Rendement financier La viabilité financière est maintenue et les économies attribuables à l'efficacité opérationnelle sont durables.	Ratios financiers	Liquidités : ratio actuel (actif courant/passif courant)		
		Lever financier : montant total de la dette (incluant endettement à court terme et à long terme)/capitaux propres		
		Rentabilité : taux de rendement sur l'avoir des actionnaires	présumé (inclus dans les tarifs)	
			atteint	

La plupart des mesures prises en compte dans le tableau de bord sont déjà appliquées et font partie des exigences actuelles en matière de production de rapports de suivi. Pour chacune de ces mesures, on a défini un objectif de performance. On a adopté cinq nouvelles mesures qui portent sur l'expérience du client et l'efficacité de la planification. Un objectif de performance n'a pas encore été établi pour toutes ces nouvelles mesures. Aucune pénalité ni incitatif financiers n'ont été mis en œuvre, mais ces mesures pourraient être envisagées éventuellement. Dans l'intérêt des clients, la Commission a élaboré des descriptions en langage clair pour chacune des mesures.

Le premier ensemble de tableaux de bord annuels a été déposé et publié sur le site Web de la Commission.⁹⁵

ÉLABORATION DE POLITIQUES COMPLÉMENTAIRES

Au cours des dernières années, l'Ontario a été témoin de changements importants dans les politiques énergétiques, dictés essentiellement par les règlements sur l'environnement de la Loi sur l'énergie verte. Il a par ailleurs fallu consentir des investissements en capital considérables pour assurer la fiabilité des réseaux de transport et de distribution. Ces avancées ont entraîné une hausse des tarifs pour les clients, et la réglementation devait faire la démonstration de la valeur créée pour les consommateurs.

En complément du modèle incitatif de 4^e génération, le nouveau cadre réglementaire de l'électricité (RRFE) a établi un cadre dans lequel le travail d'élaboration des politiques se poursuit dans les domaines suivants :

- découplage des revenus (EB-2012-0410)
- planification des investissements (EB-2010-0377);
- mesure de la performance (EB-2010-0379);
- réseau intelligent (EB-2011-0004);
- planification régionale (EB-2011-0043);
- financement des investissements en capital (EB-2014-0219).

⁹⁵ [Tableaux de bord des distributeurs d'électricité.](#)

PRINCIPALES RÉFÉRENCES

ONTARIO ENERGY BOARD. *Report of the Board: Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors: a Performance-Based Approach*, 18 octobre 2012.

[http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/Documents/Documents/Report_Renewed_Regulatory_Framework_RRFE_20121018.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Supplemental Report of the Board on 3rd Generation

Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors, EB-2007-0673, 17 septembre 2008. [http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/Documents/EB-2007-0673/Supp_Report_3rdGen_20080917.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Report of the Board on Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors, 20 décembre 2006.

[http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/cases/EB-2006-0088/report_of_the_board_201206.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Decision with Reasons, RP-1999-0034, 18 janvier 2000.

[<http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/cases/RP-1999-0034/dec.pdf>] (Consulté le 17 novembre 2014).

AUTRES RÉFÉRENCES

Report on the Ontario Energy Board Natural Gas Forum, Natural Gas Regulation in Ontario: A Renewed Policy Framework, 30 mars 2005.

[http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/consultation_ontariogasmarket_report_300305.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Decision with Reasons, EB-2012-0459, 17 juillet 2014.

[http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/443614/view/dec_with%20reasons_EGDI_20140717.PDF] (Consulté le 17 novembre 2014).

Performance Measurement for Electricity Distributors: A Scorecard Approach, EB-2010-0379, 5 mars 2014. [http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/Documents/EB-2010-0379/Report_of_the_Board_Scorecard_20140305.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Incentive Regulation (EB-2007-0673), [En ligne].
[<http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Industry/Regulatory+Proceedings/Policy+Initiatives+and+Consultations/3rd+Generation+Incentive+Regulation>] (Consulté le 17 novembre 2014).

Ontario Energy Board Draft Policy on Performance Based Regulation, 2 octobre 1998.
[http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/cases/RP-1999-0034/Draft_Policy.PDF],
(Consulté le 17 novembre 2014).

Annexe 5 : Alberta

Cette annexe renferme des renseignements détaillés touchant l'Alberta.

Tableau 5 : Réglementation incitative en Alberta

	ENMAX (2007-2014)	Réglementation incitative de 1 ^{re} génération (2013-2018)
Formule	Plafonnement des prix (I-X)	Plafonnement des prix (I-X)
Période d'application	7 ans	5 ans
Facteur d'inflation	Indice des prix à la construction dans les services d'électricité (IPCSE) et gains horaires moyens	Indice des gains hebdomadaires moyens en Alberta
Facteur X	Facteur X de 1,20 % fondé sur un taux de croissance de la productivité multifactorielle (PMF) de 0,80 % et un dividende client de 0,40 %	Facteur X de 1,16 % fondé sur un taux de croissance de la productivité multifactorielle (PMF) de 0,96 % et un dividende client de 0,2 %
Autres facteurs d'ajustement	Facteur G : ajustement au revenu requis de transport fondé sur la croissance de la demande de transport Facteur Z avec seuil d'importance relative de 1 million de dollars	Mécanisme de suivi des investissements, Facteur Z et Facteur Y
Partage des bénéfices	ESM (partage asymétrique des gains dans lequel seuls les gains sont partagés avec les clients)	ECM (les services publics sont autorisés à reporter jusqu'à 0,5 % des gains deux ans après la fin du régime)
Rendement sur le plan du service	Exigences de production de rapports sur la qualité du service	Exigences de production de rapports sur la qualité du service L'AUC a le pouvoir d'imposer des pénalités administratives pouvant atteindre 1 million de dollars.
Autres caractéristiques	Clauses de révision (clauses de révisions précises portant sur la qualité du service, les normes comptables, l'expansion du territoire desservi et le rendement des capitaux propres)	Clauses de révision (seuil d'importance relative : 500 points de base au-dessus ou en deçà du rendement des capitaux propres au cours d'une seule année ou 300 points de base pendant deux années consécutives)

PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE LA TARIFICATION FONDÉE SUR UNE FORMULE POUR ENMAX

Expérience d'ENMAX

ENMAX a indiqué que le passage à un régime réglementaire offrant des mesures d'encouragement plus énergiques lui avait permis de réaliser certains gains de productivité et de mettre en œuvre des mesures de réduction des coûts. L'entreprise n'aurait pas déployé ces efforts de productivité dans le cadre d'un régime classique fondé sur le coût de service.¹

Par ailleurs, les documents déposés par Russ Bell devant la British Columbia Utilities Commission indiquent qu'ENMAX Distribution était en mesure de répondre à l'augmentation de charge à l'intérieur du territoire desservi (soit la ville de Calgary) alors qu'elle était assujettie à une tarification fondée sur une formule et afficher quand même un rendement accru. Pour ce qui est d'ENMAX Transmission Division, il semble que les faibles rendements observés en 2011 et en 2012 aient fait l'objet d'une demande de révision. Selon les renseignements fournis, ces rendements médiocres étaient imputables à la façon dont ENMAX comptabilisait son capital par rapport à son revenu ajusté au moyen du facteur G. Cette inadéquation indiquait des rendements plus faibles. Tout indique qu'au cours de la période d'application du régime fondé sur une formule qui avait été approuvée pour ENMAX, il n'y a pas eu de détérioration de la qualité du service.¹

L'AUC a approuvé pour ENMAX un plan quinquennal de tarification fondée sur une formule qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007. Ce plan comprenait ce qui suit :

- Un facteur I fondé sur les variations de l'indice des prix à la construction dans les services d'électricité (IPCSE) et les gains horaires moyens.
- Un facteur X de 1,20 % fondé sur un taux de croissance de la productivité multifactorielle de 0,80 % et un dividende client de 0,40 %.
- Un mécanisme d'ajustement par inclusion d'un facteur exogène (facteur Z) avec un seuil d'importance relative de 1 million de dollars.
- Une exclusion relative au traitement de certains éléments (« flow through ») qui échappent au contrôle du service public.
- Des clauses de révision précises portant sur la qualité du service, les normes comptables, l'expansion du territoire desservi et le rendement à l'actionnaire.

- Un partage asymétrique des gains dans lequel seuls les gains, et non les pertes, sont partagés avec les clients.

DÉTAIL DU MÉCANISME INCITATIF DE 1^{RE} GÉNÉRATION DE L'ALBERTA

Le mécanisme incitatif de l'Alberta est un mécanisme de plafonnement des prix qui régit les entreprises de distribution d'électricité. Le tarif annuel des entreprises de distribution d'électricité est ajusté comme suit :

$$R_t = BR_{t-1} (I + (1-X)) +/- Z +/- K +/- Y$$

Où :

R_t = tarifs de l'année suivante pour chaque classe

BR_{t-1} = tarifs de l'année courante pour chaque classe

I = facteur d'inflation

X = facteur de productivité

Z = ajustements exogènes

Y = exclusions, ajustés au moyen du facteur Y

K = mécanismes de suivi des investissements, dégagés au moyen du facteur K

Le modèle fait intervenir les paramètres suivants, lesquels seront brièvement décrits ci-après :

1. Tarifs de départ
2. Facteur I
3. Facteur X
4. Facteur Z
5. Facteur Y
6. Mécanisme de suivi des investissements (facteur K)
7. Clauses de révision et clauses de sortie
8. Mécanisme de report des gains d'efficience (MRGE)
9. Période d'application

Tarifs de départ

Les tarifs de base sont établis en fonction du coût de service. L'AUC a envisagé deux approches pour la détermination des tarifs de départ. Dans sa décision 2012-237, l'AUC a autorisé l'utilisation à ce titre des tarifs approuvés les plus récents (tarifs de 2012).

Facteur I

L'AUC a approuvé un facteur d'inflation composite dans les régimes incitatifs qui visent les entreprises de distribution d'électricité de l'Alberta. Comme il a été décrit dans la décision, le facteur d'inflation adopté s'appuie sur la moyenne pondérée des gains hebdomadaires moyens et l'indice des prix à la consommation de l'Alberta. La première composante du facteur I composé pour l'année qui vient correspond aux gains hebdomadaires moyens des travailleurs de l'Alberta pour la période précédente, soit de juillet à juin, publiés par Statistique Canada, et la deuxième composante est l'IPC réel de l'Alberta pour la période précédente, soit de juillet à juin, publié par Statistique Canada. Le choix des mois de début et de fin de la période de 12 mois tient compte des dernières données publiées par Statistique Canada avant septembre. L'AUC a établi que, pour calculer le facteur I, les services publics utilisent un rapport des dépenses liées et non liées à la main-d'œuvre de 55:45.

Facteur X

L'AUC a approuvé l'utilisation d'un facteur X fondé sur le taux de croissance de la productivité à long terme du secteur. L'AUC a adopté l'indice de productivité multifactorielle à long terme de 0,96 pour cent proposé par NERA aux fins de la détermination des facteurs X. Elle a en outre approuvé un dividende client de 0,2 pour cent. Elle a donc approuvé un facteur X total de 1,16 pour cent, comprenant un dividende client, pour tous les services publics, sauf ENMAX.

Deux études permettaient de déterminer la productivité multifactorielle (PMF). Dans la première étude, NERA a calculé une productivité multifactorielle de 0,96 pour cent. Cette étude était basée sur une analyse de la population desservie par 72 services publics d'électricité et différents fournisseurs d'électricité et de gaz aux États-Unis. Une deuxième étude a été menée par le Pacific Economics Group (PEG) pour le compte du

Canadian Council for the Americas (CCA). L'AUC a conclu que l'étude menée par NERA était plus objective et plus transparente que celle menée par le PEG. La Commission a approuvé la méthode utilisée par NERA et a conclu qu'une productivité multifactorielle estimée de 0,96 % constituait un point de départ raisonnable à l'établissement d'un facteur X pour les services publics de l'Alberta.

Les régimes réglementant les sociétés de l'Alberta incluaient également un dividende client. Les experts de l'Office of the Utilities Consumer Advocate (UCA) proposaient des facteurs d'extension situés entre 0,2 et 0,6, alors que les experts du PEG recommandaient des facteurs d'extension variant entre 0,19 et 0,5. La Commission a adopté une démarche prudente en tenant compte des incertitudes associées à un nouveau cadre réglementaire et approuvé un dividende client de 0,2 pour cent pour la durée du régime.

Facteur Z

Le régime de l'Alberta inclut également un facteur Z de manière à tenir compte d'événements exogènes. Ce mécanisme permet de procéder à des ajustements en cas d'événements qui échappent au contrôle de l'entreprise et qui ont une incidence significative sur sa situation financière et pour lesquels l'entreprise ne dispose d'aucun autre moyen raisonnable de récupérer les coûts à l'aide de la formule établie en vertu du régime.

Comme il a été mentionné dans la décision, l'AUC a adopté les cinq critères suivants pour déterminer si l'incidence d'un événement exogène serait admissible à un ajustement au moyen du facteur Z :⁹⁶

- 1. L'incidence doit être attribuable à un événement survenant indépendamment de la volonté de la direction;*
- 2. L'événement doit avoir une incidence déterminante; L'événement doit avoir une influence significative sur l'exploitation du service public; sinon l'incidence devrait être passée en charge ou comptabilisée comme un revenu, dans le cours normal des activités;*

⁹⁶ [AUC Decision 2012-237, p. 110.](#)

3. *L'incidence de l'événement ne devrait pas avoir d'influence significative sur le facteur d'inflation dans les formules réglementaires;*
4. *Tous les coûts allégués aux fins d'un ajustement exogène doivent avoir été engagés avec circonspection; et*
5. *L'incidence de l'événement était imprévue.*

La Commission a déterminé que ces cinq critères doivent être présents pour que le facteur Z s'applique à un élément du coût de revient. En outre, elle a défini le seuil d'importance relative en lui donnant la valeur en dollars d'une variation de 40 points de base du rendement sur l'avoir des actionnaires après impôts, calculée sur les capitaux propres de la société ayant servi à déterminer le revenu requis sur lequel a reposé les tarifs de départ (2012).

Mécanisme d'examen des investissements (facteur K)

Le mécanisme d'examen des investissements (« capital tracker ») permet d'obtenir des fonds d'immobilisation supplémentaires. Ce mécanisme s'applique à des situations où on ne peut s'attendre à recouvrer le capital finançant un projet de remplacement au moyen du mécanisme I-X.

La Commission a établi les critères suivants dans la décision concernant l'inclusion de mécanismes d'examen des investissements à des projets d'immobilisations déterminés :⁹⁷

1. *Le projet ne doit pas s'inscrire dans le cadre des activités normales de l'entreprise;*
2. *Généralement, le projet doit avoir pour objectif de remplacer les actifs immobilisés existants sinon la réalisation du projet doit être exigée par une partie externe;*
3. *Le projet doit avoir une incidence déterminante sur la situation financière de l'entreprise.*

⁹⁷ [AUC Decision 2012-237, p. 126.](#)

Facteur Y

La Commission a adopté un facteur Y qui permet de récupérer des coûts qu'il n'est pas possible de traiter au moyen du mécanisme d'examen des investissements ni du facteur Z.

Elle a défini les six critères suivants dans sa décision relative à la détermination de l'admissibilité d'un coût à l'application du facteur Y :⁹⁸

- 1. Les coûts doivent être attribuables à des événements survenant indépendamment de la volonté de la direction;*
- 2. Les coûts doivent être importants; Ils doivent avoir une influence significative sur l'exploitation de la société, sinon, ils devraient être passés en charge ou comptabilisés comme un revenu, dans le cours normal des activités;*
- 3. Les coûts ne devraient pas avoir d'influence significative sur le facteur d'inflation dans les formules réglementaires;*
- 4. Les coûts doivent avoir été engagés avec circonspection;*
- 5. Tous les coûts doivent être de nature récurrente, et il doit exister un potentiel de variabilité élevée des répercussions financières annuelles.*

La Commission a déterminé que ces cinq critères doivent être présents pour que le facteur Y s'applique à un élément de coût. Elle a autorisé l'utilisation pour les facteurs Y du seuil d'importance relative découlant d'une variation de 40 points de base du rendement sur l'avoir des actionnaires établi pour les facteurs Z.

Elle a approuvé l'existence des comptes suivants pour les transferts sans profit ni perte :

- Exclusions de l'Alberta Electric System Operator (AESO)
- Coûts de transport d'électricité à destination d'exploitations agricoles
- Comptes résultant de l'application des directives de la Commission
- Frais d'évaluation de l'AUC
- Effets des décisions en matière de réglementation

⁹⁸ [AUC Decision 2012-237, p. 135.](#)

- Partie des frais d'audience des consommateurs (excluant la portion de la société)
- Initiatives de l'AUC en matière de gestion de la charge et de la facturation
- Frais d'évaluation de l'Office of Utilities Consumer Advocate (UCA)
- Frais municipaux
- Équilibrage
- Compte de nivellement de la température
- Abandon de la production
- Répercussions de l'impôt sur le revenu résultant de changements autres que des changements de taux d'imposition

Clauses de révision et clauses de sortie

La Commission n'a pas adopté de clauses de révision automatique; toutefois, toutes les parties, y compris l'AUC, peuvent déposer une demande de révision s'il existe des preuves suffisantes justifiant la nécessité d'une révision ou d'une modification. Elle a conclu qu'un RCP supérieur ou inférieur de 500 points de base au RCP approuvé au cours d'une seule année, ou de 300 points de base pendant deux années consécutives, est suffisant pour envisager la possibilité de procéder à une révision et à un examen d'un régime. La contraction et l'expansion significatives du bassin de clients ou des territoires desservis sont également des événements pouvant justifier la révision et l'examen d'un régime de réglementation incitative. Par ailleurs, il est possible de présenter une demande de révision à la Commission pour des questions liées à une modification législative ou à une directive réglementaire, qui ne peuvent être résolues par un ajustement au moyen du facteur Z ou d'autres mécanismes. Une entreprise peut également présenter une demande de révision à la Commission pour examen lorsqu'un événement déterminant complètement imprévu échappe aux balises du régime.

Mécanisme de report des gains d'efficience

L'AUC a approuvé un mécanisme de report des gains d'efficience (MRGE). Ce mécanisme incitatif novateur permet aux services publics de continuer à investir en vue de réaliser des économies lorsque la période d'application visée par le régime tire à sa fin, car il les autorise à continuer de bénéficier de gains de productivité au-delà du terme de la période d'application. La Commission a jugé qu'un report maximal de 0,5 % des gains de productivité était raisonnable. Elle a approuvé un mécanisme de report des gains de productivité réalisés à l'égard du RCP qui s'appliquerait pendant deux ans au terme du mécanisme. Aux fins du calcul des gains de productivité, les services publics de l'Alberta sont tenus d'utiliser la même méthode de calcul du RCP réel à communiquer à la Commission que celle utilisée pour leur rapport financier annuel en vertu de la règle 005.

Période d'application

La période d'application du régime de l'Alberta est de cinq ans. La Commission a jugé que la période de cinq ans fixée pour tous les régimes était acceptable, étant donné que ces régimes renferment de nombreuses nouvelles composantes. Elle a indiqué qu'elle avait choisi cette période d'application, car elle reconnaissait que certains des éléments approuvés dans ces régimes étaient très nouveaux et qu'une telle durée correspondait à la période d'application courante des régimes en vigueur en Amérique du Nord. La Commission concluait qu'une période plus courte avait tendance à annuler l'effet des mesures incitant les sociétés à définir et à mettre en œuvre des initiatives d'amélioration de la productivité, en ajoutant que l'inclusion d'un mécanisme de report des gains de productivité neutralisait cet effet. Elle n'a pas approuvé l'examen à mi-parcours recommandé, estimant que cela faisait en fait passer la durée à deux ans, ce qui aurait eu pour effet de neutraliser les bénéfices découlant d'un allongement du décalage réglementaire.

Mécanisme de partage des gains (MPG)

La Commission n'a pas inclus le mécanisme de partage des gains dans les régimes. Elle a convenu avec les experts d'EPCOR et d'AltaGas Utilities Inc. que les régimes incluant un mécanisme de partage des gains ne procuraient pas de mesures incitatives suffisamment efficaces pour générer des gains de productivité, en partie parce que les coûts et les tarifs ne sont plus entièrement dissociés.⁹⁹ Elle a partagé les inquiétudes exprimées par l'expert d'EPCOR en ce qui concerne le mécanisme de partage des gains :

Le mécanisme de partage des gains semble poser des problèmes pour les deux parties. Comme je l'ai souligné dans mon témoignage en réfutation, je ne pense pas que ce mécanisme favorise un meilleur fonctionnement des organismes de réglementation ou des sociétés qu'ils réglementent. À mon avis, il existe un risque d'erreurs de déclaration des coûts ou de déplacements de coûts; les mesures incitatives freinent les efforts de gestion, et cela s'explique par le fait que l'entreprise prend entièrement à sa charge les frais de ses efforts pour réduire les coûts, mais n'en récolte qu'une partie de fruits.¹⁰⁰

La Commission a convenu avec EPCOR, AltaGas, ENMAX et l'Industrial Power Consumers Association of Alberta (IPCAA) qu'un mécanisme de partage des gains exigerait un examen annuel approfondi et que cela viendrait alourdir le fardeau réglementaire.¹⁰¹

Qualité du service

Les services publics de l'Alberta sont tenus de maintenir leurs niveaux actuels de qualité du service pendant toute la période d'application. La Commission surveille la qualité du service en application de la règle 002, laquelle définit les exigences en matière de production de rapports sur la qualité du service. En vertu de cette règle, les services publics d'électricité sont tenus de produire des rapports de performance trimestriels et annuels. En vertu de l'Electric Utilities Act et du Gas Utilities Act, la

⁹⁹ [AUC Decision 2012-237, p. 177.](#)

¹⁰⁰ *Ibid.*

¹⁰¹ *Ibid.*

Commission a le pouvoir d'établir et de faire appliquer les règles relatives aux normes de qualité du service et d'imposer des sanctions aux services publics réglementés.

La Commission établit des mesures, des objectifs et des sanctions en cas de non-conformité bien définis en matière de qualité du service. En vertu de la Loi, elle a le pouvoir d'imposer aux sociétés des amendes pouvant atteindre un million de dollars par jour, par infraction, de fixer les conditions des services publics, et de contraindre un service public qui a enfreint les règles à renoncer à tout bénéfice réalisé à la suite de violation.¹⁰² Dans la décision rendue sur la réglementation incitative, la Commission a conclu qu'elle s'appuierait sur la règle 002 ainsi que sur les sanctions administratives prévues par la Loi pour garantir le maintien de la qualité du service. Dans sa décision 2012-237, elle a formellement rejeté l'attribution d'une prime aux entreprises qui dépassent les normes de qualité en matière de service.

Comme elle le mentionnait dans la décision rendue, la Commission approuvait l'inclusion de clauses de révision et de sortie. Il convient de prendre note que la Commission n'a pas approuvé l'inclusion d'une clause de révision en cas de dégradation de la qualité du service¹⁰³.

Dans la décision sur la réglementation incitative, la Commission a énoncé des directives concernant un processus de consultation visant à examiner les aspects suivants de la règle 002 : réunions d'examen annuelles, autres mesures de la qualité du service, établissement d'objectifs et de sanctions, production de rapports sur la gestion de l'actif et sur les pertes électriques.

Conformément aux directives de la Commission, des consultations ont été menées au cours du dernier trimestre de 2012 et des modifications à la règle 002 ont été approuvées en décembre 2012. Dans le cadre de ce processus continu, d'autres modifications à cette règle ont été approuvées en décembre 2013.¹⁰⁴

¹⁰² [Page Web de l'AUC sur la réglementation fondée sur le rendement.](#)

¹⁰³ [AUC Decision 2013-237, p. 205.](#)

¹⁰⁴ [Pages Web de l'AUC sur les règles 002 et 003 portant sur la qualité et fiabilité du service](#)

MISE EN ŒUVRE DE LA RÉGLEMENTATION

Comme il a été indiqué précédemment, la Commission a rendu sa décision en septembre 2012, à la suite d'une audience générique qui concernait à la fois les sociétés de distribution d'électricité et les fournisseurs de gaz. L'examen des modèles réglementaires visant les transporteurs a été reporté à une date ultérieure.

Conformément à la décision rendue, les services publics d'électricité sont tenus de présenter individuellement leurs demandes de tarifs et de mécanismes de suivi des investissements à approuver. La première année s'est avérée difficile et il a fallu environ 30 mois pour mettre en œuvre le cadre réglementaire, ce qui était prévisible puisque l'on passait d'une réglementation fondée sur le coût de service à une réglementation fondée sur le taux de rendement. Les délais prévus pour les mises à jour annuelles durant la période d'application étaient les suivants¹⁰⁵ :

Mars : Soumission des demandes d'examen des investissements

1^{er} mai : Dépôt des rapports annuels en vertu de la règle 005 de l'AUC (résultats financiers et d'exploitation)

10 septembre : Dépôts des demandes d'ajustement des tarifs réglementaires annuels

1^{er} janvier : Date d'entrée en vigueur des tarifs approuvés

Dans sa décision, la Commission a autorisé les sociétés individuelles à soumettre leur demande d'examen des investissements. Considérant que les tarifs devaient entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013, la Commission a approuvé des montants de capital équivalant à 60 % des montants demandés pour les mécanismes d'acquisition de capitaux à titre intérimaire. Ces montants seront rajustés en fonction des décisions rendues par la Commission à la suite des examens des demandes d'investissements¹⁰⁶.

¹⁰⁵ [AUC Decision 2012-237, p. 213.](#)

¹⁰⁶ [AUC Decision 2013-435, 6 décembre 2013.](#)

Les distributeurs d'électricité ont présenté des analyses de rentabilité détaillées relativement à leurs besoins en matière d'investissements. Le 6 décembre 2013, la Commission a rendu la décision 2013-435 en regard des demandes d'acquisition de capitaux soumises en 2013.

La Commission et les parties prenantes ont reconnu les difficultés liées à la mise en œuvre du mécanisme d'examen des investissements. Les demandes d'acquisition de capitaux ont nécessité une analyse très détaillée des propositions de chaque service public. Comme il s'agissait d'une première expérience en matière d'acquisition de capitaux, la Commission a fait preuve de diligence en fournissant une liste exhaustive des aspects à prendre en compte pour faire approuver les mécanismes d'acquisition de capitaux. Les questions examinées comprenaient :¹⁰⁷

- *Double comptage*
- *Niveaux antécédents des dépenses*
- *Analyse des sous-investissements*
- *Importance du projet pour la prestation de services*
- *Études techniques*
- *Pratiques antérieures en matière d'entretien et de remplacement*
- *Remplacement des actifs*
- *Demande formulée par une partie externe*
- *Financement prévu dans la formule*
- *Seuil d'importance relative*
- *Regroupement*
- *Évaluation de la vraisemblance des prévisions en matière d'immobilisations*
- *Détermination du capital investi et calcul du facteur K*
- *Portion des coûts du projet à couvrir par le mécanisme d'acquisition de capitaux*
- *Considérations relatives à la convention de mi-année*

L'examen des éléments ci-dessus est comparable à l'examen des demandes d'ajustement du coût de service. On s'attend à ce que ce premier examen permette à l'organisme de réglementation, aux services publics et aux parties prenantes de se

¹⁰⁷ [AUC Decision 2013-435, 6 décembre 2013, p. 237.](#)

familiariser avec ces éléments et à ce que les examens subséquents des acquisitions de capitaux et autres ajustements soient plus efficaces.

PRINCIPALES RÉFÉRENCES

Décision 2012-237, *Rate Regulation Initiative : Distribution Performance-Based Regulation*. 12 septembre 2012.

[<http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2012/2012-237.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Décision 2013-435, *Distribution Performance-Based Regulation 2013 Capital Tracker Applications*, 6 décembre 2013.

[<http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2013/2013-435.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

AUTRES RÉFÉRENCES

GRIEVE, W. *Cours sur la réglementation énergétique 2014 de CAMPUT*, 1^{er} juillet 2014. [<http://www.camput.org/wp-content/uploads/2013/08/Performance-Based-Regulation-Willie-Grieve.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014)

Brochure Performance-Based Regulation for Alberta, [s. d.].

[http://www.auc.ab.ca/news-room/brochures/Documents/PBR_brochure.pdf] (Consulté le 6 novembre 2014).

Rate Regulation Initiative Round Table, [Lettre], 26 février 2010.

[<http://www.auc.ab.ca/items-of-interest/Rate-Regulation-Initiative/Documents/2010-03-16%20-%20Rate%20Regulation%20Initiative%20Roundtable.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Regulated Rate Initiative: PBR Principles, bulletin 2010-20, 15 juillet 2010.

[http://www.auc.ab.ca/news-room/bulletins/Bulletins/2010/Bulletin_2010-20.pdf] (Consulté le 6 novembre 2014).

Performance-Based Ratemaking Revenue Requirements 2014-2018, 18 juin 2013.

[http://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2013/DOC_34888_B-1-1_FEI-2014-18-PBR-Application-Vol-2.pdf] (Consulté le 6 novembre 2014).

Performance-Based Ratemaking Revenue Requirements 2014-2018, annexe B2-26,

[s. d.]. [http://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2014/DOC_41047_B2-26_FBC-Witness-Aid-to-RBell-BCPSO.pdf] (Consulté le 18 décembre 2013).

FortisBC Energy Performance Based Ratemaking Revenue Requirements 2014-2018, annexe C5-6, 18 décembre 2013.

[http://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2013/DOC_39039_C5-6_BCPSO_Evidence_Bell-Testimony.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Annexe 6 : New York (Consolidated Edison)

La présente annexe renferme de l'information sur le territoire administratif de New York.

Tableau 6 : Aperçu des plans tarifaires de Consolidated Edison

	1992 à 1995	1995 à 1997	1997 à 2000	2000 à 2005	2005 à 2008	2010 à 2013	2014 à 2015
Formule	Formule progressive	Plafonnement du revenu par client	Gel des tarifs	Gel des tarifs	Formule progressive	Formule progressive	Gel des tarifs
Période d'application	3 ans	3 ans	3 ans	5 ans	3 ans	3 ans	2 ans
Facteur d'inflation							
Facteur X							
Autres facteurs d'ajustement							
Partage des gains	MPG	MPG	MPG	MPG	MPG	MPG	MPG
Performance sur le plan du service	Oui Système de sanctions	Oui Système de sanctions	Oui Système de sanctions	Oui Système de sanctions	Oui Système de sanctions	Oui Système de sanctions	Oui Système de sanctions
Autres caractéristiques	Mécanisme d'ajustement des recettes provenant des ventes d'électricité	Mécanisme d'ajustement des recettes provenant des ventes d'électricité	Non	Non	Non	Mécanisme de découplage	Mécanisme de découplage

MÉCANISME D'AJUSTEMENT DES RECETTES PROVENANT DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

(1992 à 1995) : D'après le rapport annuel de Con Edison de 1991, le règlement s'appuie sur un concept de tarification d'une grande nouveauté appelé mécanisme d'ajustement des recettes provenant des ventes d'électricité. Ce mécanisme vise à réduire le lien entre la consommation d'énergie des clients et les profits des entreprises.

Dans le cadre de ce mécanisme, les tarifs des entreprises sont fondés sur les prévisions annuelles des ventes d'électricité et des revenus tirés de ces ventes, et tous les écarts à la baisse ou à la hausse par rapport aux gains prévus pour l'année de tarification précédente sont transférés aux clients. Ce mécanisme permet d'éliminer l'incidence des variations climatiques d'une année à l'autre et des fluctuations des ventes par rapport aux prévisions en raison de la conjoncture économique. Il tient également compte des hausses de coûts des deuxième et troisième années de tarification aux chapitres suivants : charges d'investissement associées aux régimes de retraite individuels, amortissement des coûts des services d'Enlightened Energy, impôts fonciers et coûts de main-d'œuvre, ce qui comprend les avantages complémentaires de retraite autres que les régimes de pension. Le mécanisme d'ajustement des recettes provenant des ventes d'électricité tient également compte des hausses prévues de la base de tarification et des frais d'intérêts additionnels découlant de nouvelles émissions de dettes.

(1995 à 1997) : Le mécanisme d'ajustement des recettes provenant des ventes d'électricité a continué d'être appliqué, mais avec des modifications.

MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE

En vertu de l'ordonnance émise par la New York Public Service Commission (NYPSC)¹⁰⁸ le 20 avril 2007, les services publics sont tenus de déposer des demandes de rajustement par découplage. Des mises à jour sont effectuées chaque année et tiennent compte des pertes nettes attribuables à l'utilisation plus efficace de l'énergie.

MÉCANISME DE PARTAGE DES GAINS

(1992 à 1995) : Les gains découlant d'un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires supérieur à 11,75 %, et 11,85 % au cours des deuxième et troisième années doivent être partagés à parts égales avec les clients.

(1995 à 1997) : Les gains se situant de 50 à 150 points de base au-dessus du taux de rendement autorisé doivent être partagés à parts égales avec les clients. Si la société

¹⁰⁸ [Order Requiring Proposals for Revenue Decoupling Mechanisms, 20 avril 2007.](#)

réalise des gains se situant à plus de 150 points de base au-dessus du RCP admissible, 75 % de ces gains reviennent aux clients.

(1997 à 2000) : L'entente prévoit que les gains découlant d'un taux de rendement supérieur à 12,9 % seront partagés à parts égales entre les clients et les actionnaires.

(2000 à 2005) : L'entente prévoit que les gains découlant d'un taux de rendement supérieur à 11,75 % seront partagés entre les clients et les actionnaires dans un rapport de 65:35.

(2005 à 2005) : Le partage des gains à parts égales s'applique lorsque le taux de rendement se situe de 11,4 % à 13,0 %. Les gains découlant d'un taux de plus de 13 % sont partagés dans un rapport de trois pour un.

(2005 à 2013) : Le partage des gains à parts égales s'applique lorsque les gains découlent d'un taux de rendement se situant entre 11,15 % et 12,149 %. Les gains découlant d'un taux supérieur à 12,15 %, mais inférieur ou égal à 13,149 %, sont partagés dans un rapport de trois pour un, et 90 % de tous les gains découlant d'un taux de plus 13,15 % sont reportés au profit des clients alors que les 10 % restants sont conservés par Consolidated Edison.

(2014 à 2015) : Le partage à parts égales des gains s'applique si le taux de rendement est supérieur à 9,8 %, mais inférieur à 10,45 %; le partage des gains dans un rapport de trois pour un s'applique si le taux de rendement est supérieur ou égal à 10,45 %, mais inférieur ou égal à 10,95 %; le partage des gains dans un rapport de neuf pour un s'applique si le taux de rendement est supérieur à 10,95 %.

PERFORMANCE SUR LE PLAN DU SERVICE

Tableau 7 : Structure du système de sanctions et exclusions du mécanisme d'évaluation de la performance sur le plan de la fiabilité

Indicateur	Ajustement des recettes (en millions)
Indice de fréquence moyenne d'interruption du réseau (SAIFI)	5 \$
Indice de durée moyenne d'interruption – client (CAIDI)	5 \$
Nombre de pannes de réseau par tranche de 1000 clients	4 \$
Nombre d'ouvertures automatiques des artères	1 \$
Durée moyenne des interruptions	5 \$
Pannes majeures	30 \$ ¹⁰⁹
Rétablissement	Aucun ajustement du revenu
Système de surveillance à distance	50 \$ ¹¹⁰
Normes du programme	12 \$
Système de détection d'intrusion	2 \$

¹⁰⁹ Un ajustement du revenu de 5 millions, de 10 millions ou de 15 millions de dollars (selon la durée de l'interruption) pour chaque panne majeure de réseau et de 10 millions de dollars pour tout incident touchant un réseau radial; un plafond annuel de 30 millions de dollars pour un maximum de trois interruptions majeures.

¹¹⁰ 10 millions de dollars par réseau, avec un plafond annuel de 50 millions de dollars.

Tableau 8 : Mécanisme d'évaluation de la performance sur le plan du service à la clientèle (seuil et ajustement du revenu)

Indicateur	Ajustement du revenu maximal	Seuil	Ajustement du revenu
Plaintes déposées à la Commission	9 000 000 \$	$\leq 2,5$	S. o.
		$> 2,5 - \leq 2,7$	2 000,000 \$
		$> 2,7 - \leq 2,9$	5 000,000 \$
		$> 2,9$	9 000,000 \$
Sondages sur la satisfaction de la clientèle	18 000 000 \$		
Sondage sur les appels d'urgence mené auprès des clients (entreprises d'électricité seulement)		$\geq 79,0$	S. o.
		$< 79,0 - \geq 76,0$	1 500 000 \$
		$< 79,0 - \geq 73,0$	3 000 000 \$
		$< 73,0$	6 000 000 \$
Sondage sur la satisfaction de la clientèle mené auprès des utilisateurs du centre d'appels (appels non urgents)		$\geq 82,0$	S. o.
		$< 82,0 - \geq 80,0$	1 500 000 \$
		$< 80,0 - \geq 78,0$	3 000 000 \$
		$< 78,0$	6 000 000 \$
Sondage sur la satisfaction de la clientèle mené auprès des visiteurs du centre de service		$\geq 84,0$	S. o.
		$< 84,0 - \geq 82,0$	1 500 000 \$
		$< 82,0 - \geq 80,0$	3 000 000 \$
		$< 80,0$	6 000 000 \$
Avis d'interruption	8 000 000 \$	Rapidité des communications Contenu des communications	300 000 \$ par communication
Taux de réponse aux appels	5 000 000 \$	$\geq 56,0 \%$	S. o.
		$< 56 \% - \geq 55,5 \%$	1 000 000 \$
		$< 55,5 \% - \geq 55,0 \%$	2 000,000 \$
		$< 55,0 \% - \geq 54,5 \%$	4 000 000 \$
		$< 54,5 \%$	5 000,000 \$

Source : [Case 09-E-0428](#)

PRINCIPALES RÉFÉRENCES

CASE 14-M-0101, *Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision*, 25 avril 2014.

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={9CF883CB-E8F1-4887-B218-99DC329DB311}>] (Consulté le 6 novembre 2014).

NEWTON LOWRY, M., M. MAKOS et G. WASCHUSCH. *Alternative Regulation for Evolving Utility Challenges: An Updated Survey*, 1^{er} janvier 2013.

[http://www.eei.org/issuesandpolicy/stateregulation/Documents/innovative_regulation_survey.pdf] (Consulté le 6 novembre 2014).

Order, Electric, Gas and Steam Rate Plans in Accord with Joint Proposal, 21 février 2014.

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={1714A09D-088F-4343-BF91-8DEA3685A614}>] (Consulté le 6 novembre 2014).

AUTRES RÉFÉRENCES

BRILLING, J. CASE 09-E-0428, *Order Regarding Reliability Performance Mechanism*, [sans date].

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={F4797A12-4B20-4AF8-B3E6-AFC3D76E0DCB}>] (Consulté le 14 septembre 2012).

2012 Electric Reliability Performance Report, 13 juin 2013.

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={8D094296-7013-425D-9287-043D8860D0CF}>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Report on 2013 Performance under Electric Service Reliability Performance Mechanism, 1^{er} avril 2014.

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={A3DEC93F-E43A-48DA-B589-DD1922501ABE}>] (Consulté le 6 novembre 2014).

CAS 13-E-0140, *Order Approving the Scorecard for Use by the Commission as a Guidance Document to Assess Electric Utility Response to Significant Outages.*

(23 décembre 2013). Tiré de

<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={9FFD6E37-BF89-4124-94E0-EC23BE43E71B}> le 6 novembre 2014

CASE 90-E-1119, *Order Adopting Standards on Reliability and Quality of Electric Service*, 2 juillet 1991.

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={9A07ED41-CBB2-43B7-A8A4-D071FB0B4892}>] (Consulté le 6 novembre 2014).

CASE 13-E-0030, *Order Approving Electric, Gas and Steam Rate Plans in Accord with Joint Proposal*. [s. d.].

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={1714A09D-088F-4343-BF91-8DEA3685A614}>] (Consulté le 21 février 2014).

OLR RESEARCH REPORT. *Decoupling Utility Sales and Earnings*, 3 octobre 2005.

[<http://www.cga.ct.gov/2005/rpt/2005-R-0702.htm>] (Consulté le 6 novembre 2014)

Rapport du *New York State Assembly Queens Power Outage Task Force*.

(30 janvier 2007). Tiré de

http://www.dps.ny.gov/06E0894/06E0894_TaskForceReport.pdf le 6 novembre 2014

UTILITY WORKERS UNION OF AMERICA. *The Impact of Hurricane Sandy on Consolidated Edison of New York: Assessment of Restoration Efforts and Recommendations for the Future*, février 2013.

[https://www.google.ca/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CB8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.rebuildbydesign.org%2Fresearch%2Fresources%2F39-community-social%2Fdownload%2F86_93db85ed909c13838ff95ccfa94cebd9&ei=2kZqVNli0f7JBlvOgdgK&usq=AFQjCNE1oRh6Q4Kkony2Ik12J1345RnVg&bvm=bv.79142246,d.aWw]

(Consulté le 6 novembre 2014).

Synapse Energy Economics, Performance-Based Regulation in a Restructured Electric Industry, 8 novembre 1997. [http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/SynapseReport.1997-11.NARUC_PBR-in-a-Restructured-Electricity-Industry..97-U02.pdf] (Consulté le 6 novembre 2014)

CASE 03-S-0640, *Proceeding on Motion of the Commission to Investigate Potential Electric Delivery Rate Disincentives Against the Promotion of Energy Efficiency, Renewable Technologies and Distributed Generation*, 9 juillet 2004. [<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7BBA525241-36BF-46E0-924F-6D8ACF19BBC3%7D>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Order Requiring Proposals for Revenue Decoupling Mechanisms, 20 avril 2007. [<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7BC466483E-E5BA-441F-9CB8-9D722AD9350F%7D>] (Consulté le 6 novembre 2014)

Order Establishing Three-Year Electric rate Plan, 26 mars 2010. [<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7BB983F13C-AC32-40DA-A4BD-064B1EB5B6E6%7D>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Electric Utility Restructuring in New York: A Status Report. [http://www2.nycbar.org/Publications/reports/show_html_new.php?rid=15] (Consulté le 6 novembre 2014).

Security and Exchange Commission, Form 10-Q. [<http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/23632/0000023632-94-000015.txt>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Rapport annuel de 1997 de Consolidated Edison, Inc. Tiré de [<http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0936/ML093640833.pdf>] le 6 novembre 2014

Rapport annuel de 1991 de Con Edison. [<http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1003/ML100320944.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Case No. 96-E-0897, Public Service Commission (Psc), *Agreement and Settlement*, 2 juillet 1991. [http://www.dps.ny.gov/ConEd_Settlement_A_file.pdf] (Consulté le 6 novembre 2014)

Re: PSC Case 09-E-0428 – Con Edison Electric Rates Con Edison’s Customer Service Performance Mechanism Performance for Rate Year Ended March 31, 2013, 7 mai 2013.

[<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B5031F4A2-59DB-471F-B899-A4439BA93FD0%7D>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Annexe 7 : Royaume-Uni (OFGEM)

Cette annexe renferme des renseignements détaillés touchant au Royaume-Uni.

Tableau 9 : Royaume-Uni – Revue de la réglementation des tarifs de transport (TPCR)

	TPCR 1	TPCR 2	TPCR 3	TPCR 4	RiIO
Formule	(RPI-X) Approche modulaire exhaustive	(RPI-X) Approche modulaire exhaustive	(RPI-X) Approche modulaire exhaustive	(RPI+X) Approche modulaire exhaustive	Rev. = Mesures incitatives + Innovation + Résultats Approche modulaire exhaustive (Résultats)
Période d'application	5 ans	5 ans	5 ans	5 ans	8 ans
Facteur d'inflation					
Facteur X	basé sur des comparaisons avec les données d'autres services publics et un indice de productivité multifactorielle	basé sur des comparaisons avec les données d'autres services publics et un indice de productivité multifactorielle	basé sur des comparaisons avec les données d'autres services publics et un indice de productivité multifactorielle	basé sur des comparaisons avec les données d'autres services publics et un indice de productivité multifactorielle	
Autres facteurs d'ajustement					
Partage des gains					
Performance sur le plan du service				Oui	Oui
Autres caractéristiques			Source de revenus pour des dépenses en capital supplémentaires Clause de révision	Enregistrement des coûts incertains De RPI-X à RPI+X Provision pour le coût des prestations de retraite Mesures incitatives au développement durable	Axé sur les résultats Mesures incitatives à l'innovation Collaboration accrue avec la clientèle Contexte d'une économie à faibles émissions de carbone à plus long terme

Le Royaume-Uni a été l'un des premières juridictions à mettre en œuvre une réglementation incitative incluant un mécanisme d'ajustement au moyen de la formule de plafonnement des prix (RPI-X). La section « Réglementation incitative au Royaume-Uni » fournit un aperçu du passage du cadre réglementaire s'appuyant sur la formule RPI-X au modèle RIIO. L'analyse des éléments ci-dessous dans la présente annexe vise à favoriser une meilleure compréhension de l'application du modèle RIIO :

- Modifications apportées au secteur de l'énergie et aux réseaux du Royaume-Uni
- Composantes de la formule RIIO (Revenus = Mesures incitatives + Innovation + Résultats)
- Évolution et réglementation des prix sous le régime RPI-X
- Éléments du modèle RIIO
- Cadre pour l'établissement des résultats
- Aperçu du calendrier du processus RIIO
- Perspective de National Grid sur le modèle RIIO

MODIFICATIONS APPORTÉES AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE ET AUX RÉSEAUX DU ROYAUME-UNI

Les changements majeurs apportés au secteur de l'énergie du Royaume-Uni ont été essentiellement dictés par des objectifs de transition vers une économie à faible émission de carbone. L'objectif consiste à atteindre une réduction de 89 pour cent des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 et de favoriser une production d'électricité décarbonisée d'ici 2030 tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement.¹¹¹ Afin d'atteindre les objectifs visés par le plan de réduction des émissions de dioxyde de carbone d'ici 2020 proposé par les États-Unis, le Royaume-Uni devrait générer 30 pour cent de son électricité à partir de ressources renouvelables. Selon l'OFGEM, les défis auxquels fait face le secteur de l'énergie pour atteindre ces objectifs sont l'infrastructure vieillissante, la sécurité d'approvisionnement et le caractère abordable des prix¹¹².

Les défis susmentionnés que doit relever le secteur de l'énergie ont, à leur tour, créé des défis pour les services de réseaux d'énergie, ceux-ci servant de lien crucial pour l'approvisionnement en énergie. Compte tenu de l'ampleur des cibles visées, il n'est pas

¹¹¹ [RIIO: A new way to regulate energy networks, octobre 2010, p. 9.](#)

¹¹² *Ibid.*

possible de réaliser la décarbonisation uniquement en remplaçant une source de production d'électricité par une source à faibles émissions de carbone. Les installations à niveau élevé d'émissions de carbone comme les systèmes de chauffage des maisons et les besoins en transport doivent également être examinés.

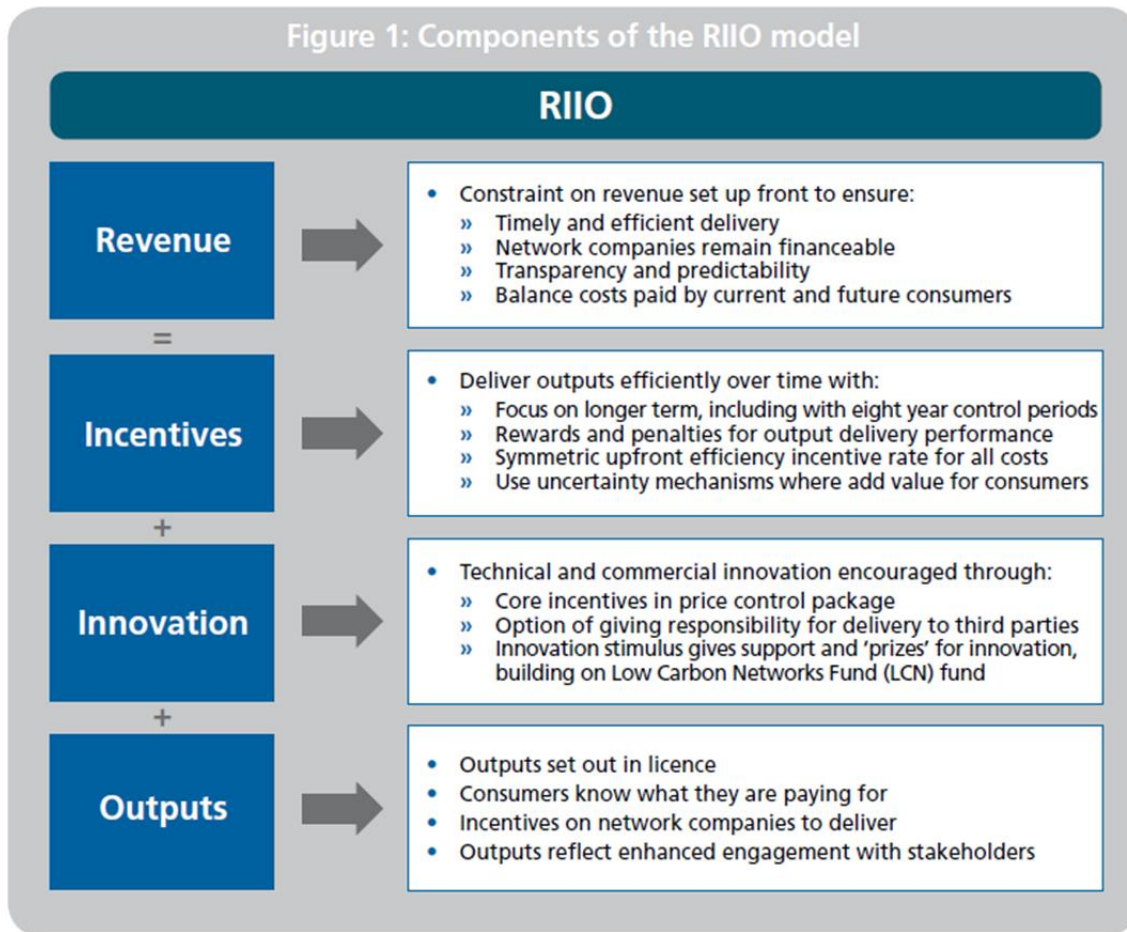
Selon l'OFGEM, les réseaux d'énergie du Royaume-Uni devront investir environ 32 milliards d'euros d'ici 2020¹¹³ pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre sans compromettre la sécurité et la fiabilité des approvisionnements. Une grande partie de ces investissements devraient servir à remplacer une infrastructure vieillissante, et l'autre partie, au raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement en énergie renouvelable. La valeur de l'actif réglementé actuel des réseaux de distribution d'énergie est d'environ 43 milliards d'euros. Par conséquent, il faudrait consentir des investissements correspondant à 75 % de cette valeur d'ici 2020.

COMPOSANTES DU MODÈLE RIIO

En 2010, on a examiné en détail le régime réglementaire, et en juillet 2010, l'OFGEM a publié ses recommandations relatives à une éventuelle consultation concernant l'élaboration d'un nouveau cadre réglementaire qui favorisait la mise en place de réseaux viables en utilisant le modèle RIIO. Les composantes du modèle RIIO sont énumérées ci-dessous¹¹⁴ :

¹¹³ *Ibid.*

¹¹⁴ [RIIO: A new way to regulate energy networks, octobre 2010, p. 3.](#)

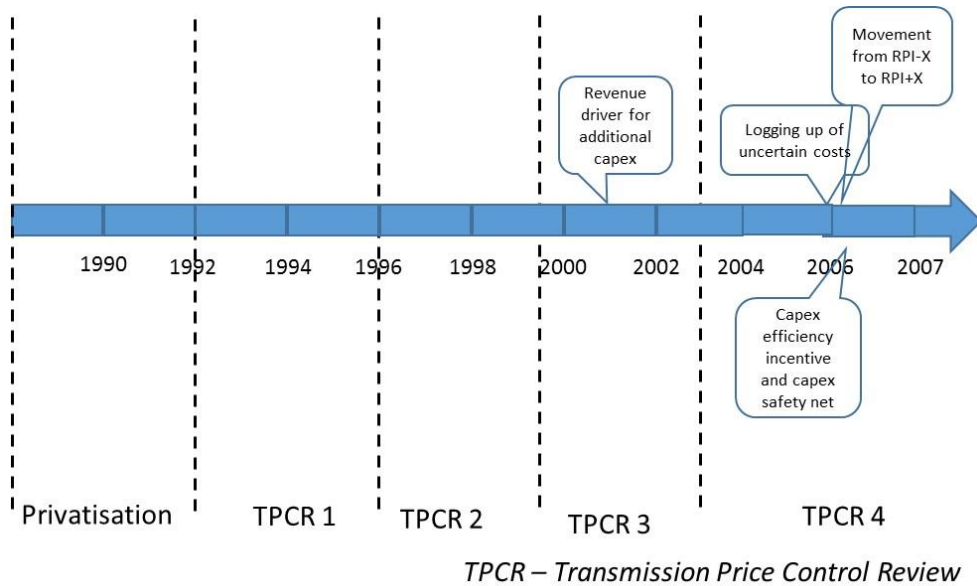


Le cadre réglementaire se veut transparent et proportionné afin d'assurer un certain niveau de certitude et de prévisibilité. Afin de favoriser une réflexion à long terme, on a établi une période d'application de huit ans.

ÉVOLUTION ET RÉGLEMENTATION DES PRIX SOUS LE RÉGIME RPI-X¹¹⁵

Le cadre réglementaire qui s'appuie sur la formule de plafonnement des prix RPI-X était essentiellement axé sur des mesures incitatives visant les gains de productivité et a évolué au cours des deux dernières décennies. L'illustration suivante met en lumière l'évolution de la réglementation du transport de l'électricité sous les différents régimes RPI-X.

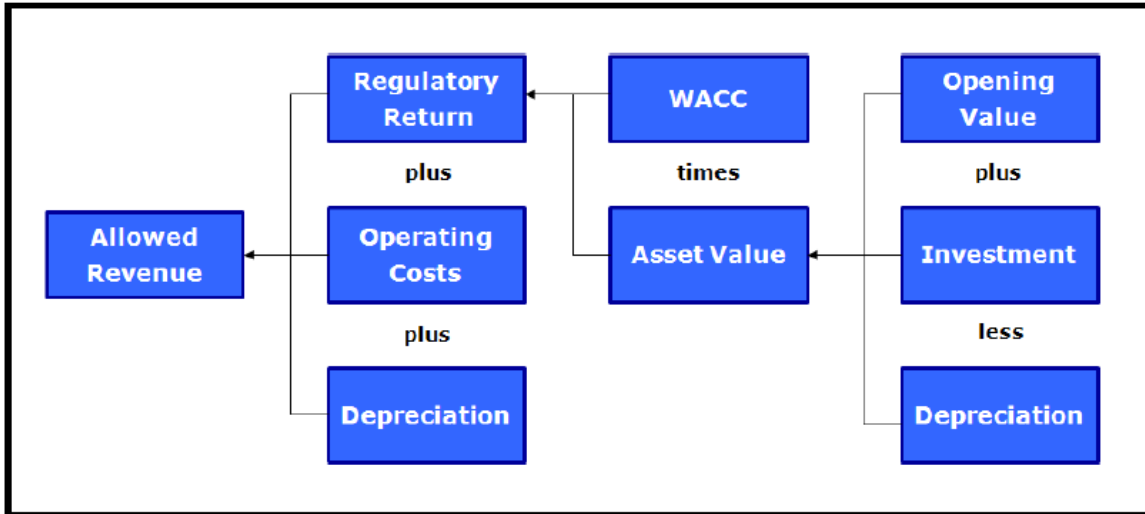
¹¹⁵ [History of Energy Network Regulation Ref:13b/09, 27 février 2009.](#)



Le régime RPI-X est un cadre de réglementation incitative dans lequel les revenus admissibles sont fixés à l'avance pour une période déterminée et ajustés au cours de la période pour tenir compte de l'inflation et de certaines variables (p. ex., variations de volume et du nombre de clients, etc.) Aux termes de ce régime, le fournisseur de réseau était avantagé si sa performance était supérieure aux prévisions. Les premières versions étaient axées sur les mesures incitatives visant l'efficacité; dans les versions subséquentes, on a ajouté des incitatifs visant la qualité du service.

La méthode de calcul des recettes liées à des mesures de réglementation des prix est fondée sur une approche modulaire¹¹⁶, illustrée ci-dessous. Les coûts transférés sans profit ni perte sont ajoutés à ces coûts estimés.

¹¹⁶ *Ibid*, p. 24.



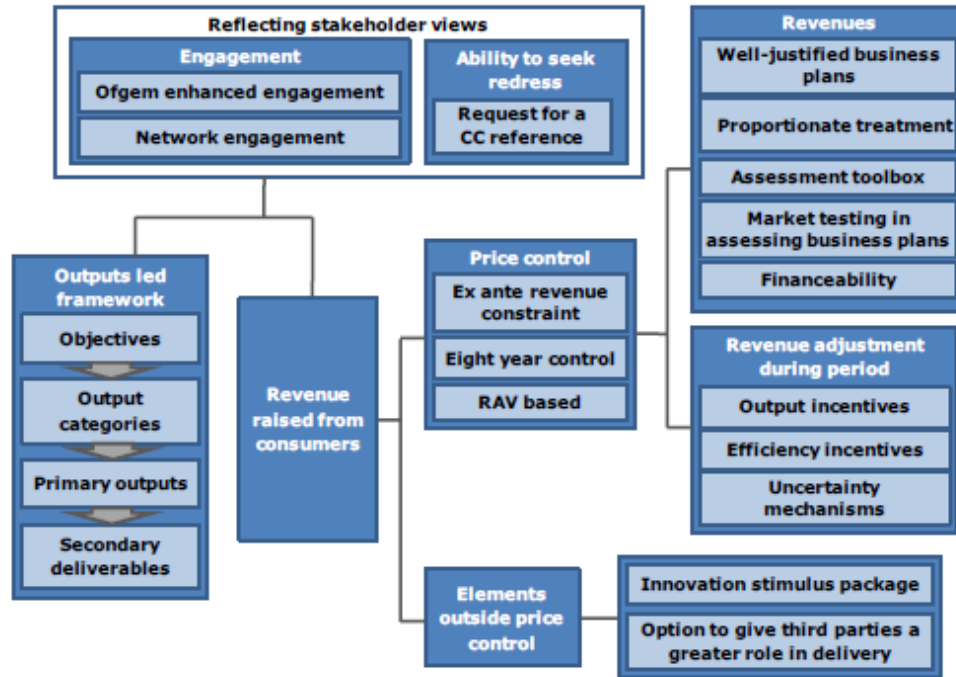
Depuis la privatisation, chaque fournisseur de réseau a fait l'objet de quatre examens réglementaires. La formule des examens a changé au fil du temps, s'adaptant aux changements externes et aux nouvelles difficultés. Les examens se sont également complexifiés.

ÉLÉMENTS DU MODÈLE RIIO¹¹⁷

Le modèle RIIO puise dans les principaux éléments (p. ex., l'approche modulaire) du cadre réglementaire fondé sur une formule de plafonnement des prix (RPI-X) et s'enrichit de nouveaux éléments, comme l'innovation, qui favorisent le développement durable du secteur de l'énergie et procurent une valeur à long terme dans une économie à faibles émissions de carbone en création. Les mesures incitatives sont conçues pour assurer l'atteinte des objectifs fixés et favoriser l'innovation. Les composantes du modèle RIIO sont présentées ci-dessous : Il s'agit essentiellement d'un modèle anticipé de réglementation des prix qui établit les objectifs de production des exploitants de réseau et les revenus qu'ils sont en mesure de percevoir auprès des clients afin de réaliser ces objectifs.

¹¹⁷ Les deux documents auxquels il est fait référence dans la présente section sont :
 1. [RIIO: A new way to regulate energy networks, octobre 2010, p. 3](#)
 2. [Handbook for implementing the RIIO model, 4 octobre 2010](#)

Figure 1: Elements of the RIIO model



L'illustration indique clairement que le développement requiert une vaste collaboration qui rend compte des points de vue exprimés par les parties prenantes.

CADRE D'ÉTABLISSEMENT DES RÉSULTATS

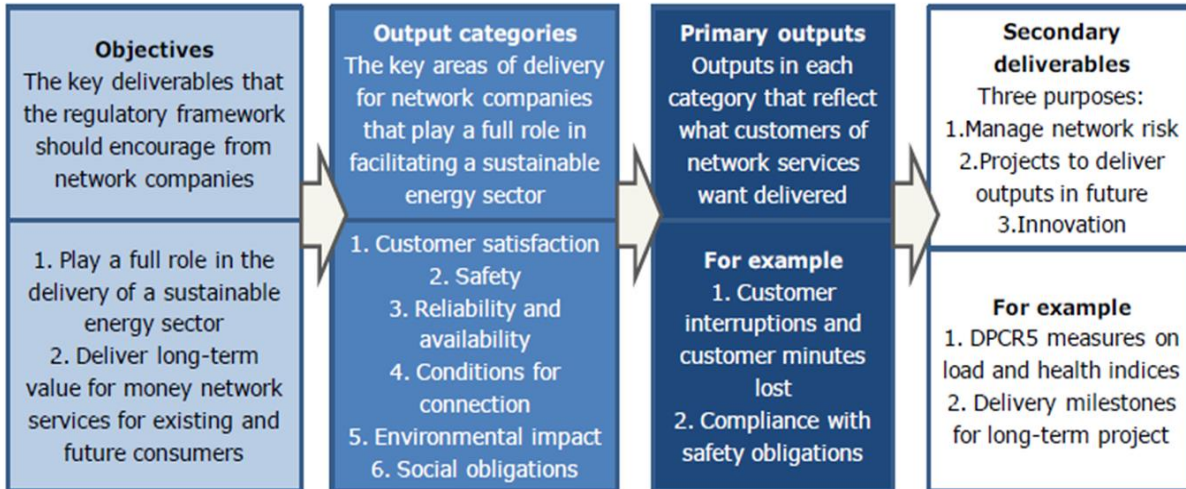
La principale innovation du modèle RIIO est le fait qu'il met l'accent sur les résultats. Il s'agit des résultats que les exploitants de réseau doivent obtenir par rapport aux objectifs d'un secteur de l'énergie viable.

En tenant compte des objectifs stratégiques du modèle RIIO, on a défini six catégories de résultats : Un aspect crucial du modèle RIIO est le niveau de performance attendu et la détermination des mesures appropriées et des objectifs respectifs visés par ces mesures. Dès le début, un niveau de performance est établi pour chacun des résultats principaux, après consultation et examen des résultats antérieurs.

Afin de fournir les résultats principaux au fil du temps, les exploitants doivent définir des résultats attendus secondaires. L'illustration ci-dessous montre la relation entre les

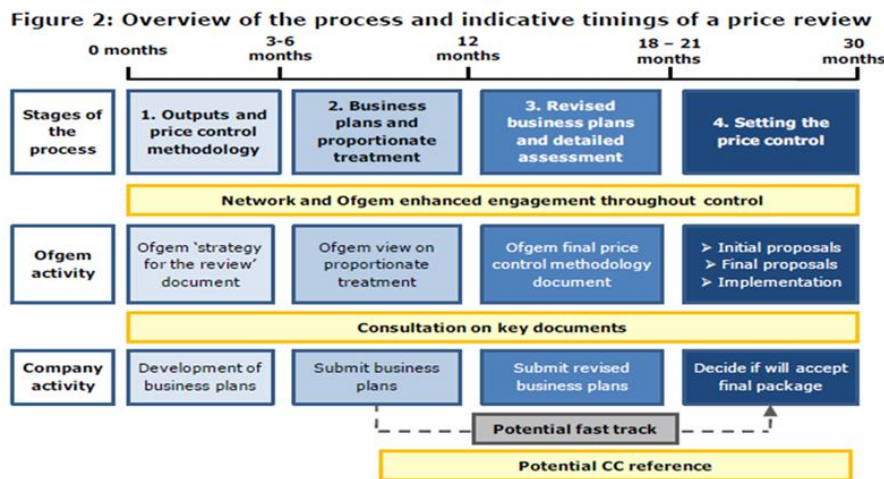
objectifs, les catégories de résultats, les résultats principaux et les résultats attendus secondaires.

Figure 13: The framework for setting outputs



APERÇU DU CALENDRIER DU PROCESSUS

Le calendrier provisoire pour la détermination de la réglementation des prix est présenté ci-dessous :



2.3. As Figure 2 illustrates, the price control process will have four main stages:

- **Stage 1** - Outputs and price control methodology;
- **Stage 2** - Business plans and proportionate treatment;
- **Stage 3** - Revised business plans and detailed assessment; and
- **Stage 4** - Setting the price control.

Problèmes liés au processus :

- La processus d'examen des prix dure 30 mois. Le mécanisme est de huit ans. Par conséquent, au début du processus, les entreprises sont tenues de prévoir les coûts pour dix ans et demi.
- Le processus d'examen des revenus de base exige, comme point de départ, que les entreprises élaborent et soumettent des plans d'affaires dûment justifiés. Cela pourrait nécessiter des efforts considérables sur le plan de la qualité, des données et de la modélisation.
- L'environnement externe et le secteur de l'énergie sont en constante évolution. Dans ce contexte, il pourrait être difficile de concevoir des mesures de la production et de déterminer ce que doit être la performance de référence.

[PERSPECTIVE SUR LA RÉGLEMENTATION DES PRIX DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DE NATIONAL GRID SOUS LE RÉGIME RIIO118](#)

La première réglementation des prix sous le régime RIIO concerne le transport d'électricité de National Grid (RIIO-t1) et la période d'application qui va du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2021. L'OFGEM a rendu la décision finale intitulée : *RIIO-T1: Final proposals for National Grid Electricity Transmission* le 17 décembre 2012.

Les propositions comprennent :

- Un ensemble exhaustif de résultats et de mesures incitatives permettant de produire ces résultats
- Un train de mesures visant à favoriser l'innovation
- Des détails relatifs au capital total à investir dans les réseaux de transport
- Un ensemble de mécanismes de gestion des risques et des incertitudes
- Une enveloppe financière procurant un niveau approprié d'avantages financiers

National Grid a accepté ces propositions. Elle a créé un site Web (talkingnetworksstx.com) consacré aux parties prenantes afin de favoriser leur participation et de leur fournir de l'information sur l'évolution du modèle RIIO-T1.

¹¹⁸ [RIIO-T1: Final proposals for National Grid Electricity Transmission, 17 décembre 2012.](#)

28 février 2013 : Message de Steve Holliday, chef de la direction de National Grid¹¹⁹

« Je suis heureux de confirmer l'entente sur la réglementation de prix sous le régime RIIO pour nos entreprises du Royaume-Uni. Il s'agit de l'aboutissement d'un nouveau processus qui a commencé il y a trois ans. Grâce à ces dispositions, les entreprises du Royaume-Uni connaîtront la plus longue période de clarté réglementaire qui ait jamais été enregistrée. Nous serons ainsi en mesure de concentrer nos efforts sur l'amélioration de la rentabilité de nos activités tout en construisant l'infrastructure dont le pays a besoin et en veillant à ce que les clients et les investisseurs profitent des avantages d'une excellente performance.

Nous sommes extrêmement reconnaissants du soutien et des précieux commentaires que nous avons reçus de la part des parties prenantes qui nous ont aidés à élaborer nos plans pour l'avenir. Nous sommes impatients de poursuivre cette collaboration avec vous tout au long des huit années de la période d'application de la réglementation des prix RIIO. »

¹¹⁹ [National Grid.](#)

PRINCIPALES RÉFÉRENCES

Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 History of Energy Network Regulation, 27 février 2009. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51984/supporting-paper-history-energy-network-regulation-final.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Conférence d'Alistair Buchanan, *Ofgem's RPI at 20 Project*, 6 mars 2006. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/64130/sbgi-6-march.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, 12 décembre 2012. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53599/1riiot1poverviewdec12.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014)

AUTRES RÉFÉRENCES

FOX-PENNER, P. et D. HARRIS, S. HESMONDHALGH. *A Trip to RIIO in Your Future?*, 1^{er} octobre 2013. [http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/958/original/A_Trip_to_RIIO_in_Your_Future.pdf?138670649] (Consulté le 6 novembre 2014).

RIIO: A New Way to Regulate Energy Networks, Final Decision, 1^{er} octobre 2010. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51870/decision-doc.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

RIIO-T1 Electricity Transmission Price Control – Regulatory Instructions and Guidance: Version 1.5, [s. d.]. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/87309/riio-t1electricitytransmissionrigsversion1.5.pdf>] (Consulté le 16 avril 2014).

RIIO-T1 and GD1: Draft Regulatory Instructions and Guidance, [s. d.]. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53626/riiot1andgd1drafrigs.pdf>] (Consulté le 30 octobre 2012).

Handbook for Implementing the RIIO Model, [s. d.]. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51871/riiohandbook.pdf>] (Consulté le 4 octobre 2010).

Price Controls Explained, 1^{er} mars 2013. [<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/64003/pricecontrolexplainedmarch13web.pdf>] (Consulté le 6 novembre 2014).

Annexe 8 : Australie

Cette annexe renferme des renseignements supplémentaires touchant à l'Australie.

Tableau 10 : Points saillants de l'évolution du régime de réglementation incitative

	1999-2000 à 2003-2004	2004-2005 à 2008-2009	2009-2010 à 2013-2014	2014-2015 à 2018-2019
Formule	Plafonnement du revenu au moyen de la formule IPC-X Le revenu maximal admissible est fondé sur les prévisions du coût de service pendant la période d'application.	Plafonnement du revenu au moyen de la formule IPC-X Le revenu maximal admissible est fondé sur les prévisions du coût de service pendant la période d'application.	Plafonnement du revenu au moyen de la formule IPC-X Le revenu maximal admissible est fondé sur les prévisions du coût de service pendant la période d'application.	Plafonnement du revenu au moyen de la formule IPC-X Le revenu maximal admissible est fondé sur les prévisions du coût de service pendant la période d'application.
Période d'application	5 ans	5 ans	5 ans	5 ans
Facteur d'inflation				
Facteur X				
Autres facteurs d'ajustement				
Partage des gains		Autorisation de report des dépenses en capital Mécanisme de report des dépenses d'exploitation	Mécanisme de report des dépenses d'exploitation avec partage dans un rapport de 30:70 entre les fournisseurs et les utilisateurs Mécanisme de report des dépenses d'exploitation	Autorisation de report des dépenses en capital avec rapport de partage de 30:70 Mécanisme de report des dépenses d'exploitation avec partage dans un rapport de 30:70 entre les fournisseurs et les utilisateurs
Performance sur le plan du service		Lignes directrices relatives aux normes en matière de service Incitatifs financiers liés à la performance	Plan incitatif axé sur le rendement en matière de service Incitatifs financiers liés à la performance	Plan incitatif axé sur le rendement en matière de service Incitatifs financiers liés à la performance
Autres caractéristiques		Révision du plafonnement du revenu	Révision de la détermination du revenu aux fins des dépenses en capital	Révision de la détermination du revenu aux fins des dépenses en capital

GÉNÉRALITÉS

Dans le cadre d'un processus coordonné par le Council of Australian Governments (COAG), les gouvernements de la Nouvelle-Galles du Sud, de Victoria, de Queensland, de l'Australie Méridionale et du Territoire de la capitale australienne ont créé le National Electricity Market (NEM) dans le Sud et l'Est de l'Australie.¹²⁰ Le NEM est le marché d'électricité de gros desservant les États et les Territoires interconnectés du Sud-Est de l'Australie (c.-à-d. Queensland, Nouvelle-Galles du Sud, Territoire de la capitale australienne, Victoria, Australie-Méridionale et Tasmanie). L'Australie-Occidentale et le Territoire du Nord ne sont pas liés au NEM.

En vertu du National Electricity Code (NEC), à compter du 1^{er} juillet 1999, l'Australian Competition and Consumer Commission (ACCC) est devenue l'organisme responsable de la réglementation des réseaux de distribution et de transport.

La Australian Energy Market Commission (AEMC) a été créée en 2005 en application de nouveaux accords de gouvernance dans le but de surveiller les principaux marchés de l'énergie de l'Australie. L'AEMC a été investie du pouvoir d'élaborer et de modifier les règles nationales du secteur de l'électricité (NER), les règles nationales du secteur du gaz et les règles nationales du marché de détail de l'énergie qui régissent le NEM, les éléments des marchés du gaz naturel et les marchés de détail de l'énergie.¹²¹

Le 1^{er} juillet 2005, l'Australian Energy Regulator (AER) a assumé les responsabilités de l'ACCC pour ce qui est de la réglementation des recettes générées par le transport d'électricité dans le NEM. Actuellement, l'AER réglemente les prix que les réseaux d'énergie électrique facturent aux consommateurs dans le Sud-Est de l'Australie.

Les tarifs liés au transport d'électricité facturés par les fournisseurs de services de transport en Australie sont établis en application d'un cadre réglementaire fondé sur des mesures incitatives depuis 1999. Le cadre réglementaire consiste en un plafonnement des revenus et en un mécanisme incitatif IPC-X.

¹²⁰ [THE AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Draft Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues*, 27 mai 1999.](#)

¹²¹ [Australian Energy Market Commission \(AEMC\).](#)

La conception fondamentale de ce cadre réglementaire n'a pas changé depuis l'adoption de la réglementation fondée sur des mesures incitatives liées au transport. Elle s'est toutefois transformée au fil des consultations menées auprès des clients, de l'amélioration du processus de réglementation et de la mise en place de mesures incitatives plus efficaces qui ont évolué au cours de trois périodes d'application.

Le 29 novembre 2012, l'AEMC a annoncé des changements concernant la réglementation des réseaux d'électricité. Ces changements visaient principalement à procurer davantage de pouvoir et de souplesse à l'AER. Les domaines touchés par la nouvelle réglementation étaient les suivants :¹²²

- Détermination du taux de rendement
- Mécanismes incitatifs visant les dépenses en capital
- Autorisations de dépenses en capital et de dépenses d'exploitation
- Processus réglementaire

En 2013, à la suite de l'annonce des nouvelles règles par l'AEMC, l'AER a mis sur pied le Programme de réglementation améliorée afin de mettre à jour et d'améliorer le processus réglementaire conformément aux nouvelles règles, l'accent étant mis sur les intérêts à long terme des consommateurs d'électricité. Ce programme consistait en un ensemble intégré de mesures inspirées de la démarche réglementaire de l'AER, et comprenait les éléments suivants :¹²³

- vaste consultation sur l'élaboration de nouvelles lignes directrices;
- établissement d'un groupe de référence de consommateurs aux fins de l'élaboration de lignes directrices;
- constitution d'un groupe de travail sur les défis courants des consommateurs;
- amélioration de l'expertise et des systèmes internes ainsi que des communications avec l'ensemble des parties prenantes.

¹²² [AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. *Rule Determination. National Electricity Amendment \(Economic Regulation of Network Service Providers\) Rule 2012 No. 9 et National Gas Amendment \(Price and Revenue Regulation of Gas Services\) Rule 2012 No. 3*, 29 novembre 2012.](#)

¹²³ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Better Regulation – Integrated Package*, mai 2013.](#)

TransGrid est l'un des exploitants des réseaux de transport de l'Australie. TransGrid est le propriétaire, l'exploitant et le gestionnaire du réseau haute tension de la Nouvelle-Galles du Sud reliant les producteurs, les distributeurs et les principaux utilisateurs finaux d'électricité en Nouvelle-Galles du Sud et dans le Territoire de la Capitale australienne. TransGrid en est à sa quatrième période d'examen de ses revenus de transport. En mai 2014, elle a transmis sa proposition de revenus de transport pour la période de 2014-2015.

L'AMEC a publié des règles transitoires de manière à donner le temps à l'AER de consulter les lignes directrices et de clarifier la façon dont le nouveau cadre réglementaire s'appliquerait à TransGrid. Dans le cadre de ces règles transitoires, la période d'application de 2014-2019 est divisée en deux : une période transitoire d'un an allant du 1^{er} juillet 2014 au 30 juin 2015, et une période de contrôle subséquente allant du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2015.¹²⁴

La prochaine section décrit la démarche réglementaire incitative adoptée par l'Australie en ce qui concerne le transport de l'électricité et donne une vue d'ensemble des principaux changements survenus depuis la mise en œuvre de cette réglementation incitative pour le transport de l'électricité en 1999.

ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION

Le modèle initial de réglementation incitative

Avant 1999, les tarifs de transport étaient établis par les fournisseurs de services de transport d'électricité au moyen du modèle classique de réglementation du coût de service.

Le passage d'une démarche fondée sur le coût de service à une démarche incitative a fait basculer l'intérêt vers les mesures incitatives. Au moment de la mise en œuvre de la réglementation incitative pour le transport de l'électricité, l'ACCC a constaté, d'une part, que sous le régime classique fondé sur le coût de service, tous les profits supérieurs au taux de rendement autorisé devaient être transférés aux consommateurs en réduisant

¹²⁴ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Framework and Approach Paper – TransGrid, janvier 2014.](#)

les tarifs et, d'autre part, que toute augmentation des coûts unitaires pouvait être répercutée sur les consommateurs en haussant les tarifs. Du point de vue de l'ACCC, un tel régime n'a guère contribué à améliorer la performance et a même incité à des inefficiences comme la sur-réglementation des actifs (« goldplating ») et la fragilisation de l'incitation à favoriser la croissance de l'entreprise.¹²⁵

En 1999, l'ACCC a publié une déclaration de principes provisoire sur la réglementation des revenus de transport, qui énonce les objectifs et les principes suivants concernant le régime de réglementation des revenus de transport :¹²⁶

1. *le cadre réglementaire de tarification du transport doit permettre d'obtenir des résultats qui :*
 - a. *sont efficaces et rentables;*
 - b. *sont fondés sur des mesures incitatives, notamment le partage des gains d'efficience entre les utilisateurs et les propriétaires de réseau, et un taux de rendement raisonnable (sans rentes de monopole) pour les propriétaires;*
 - c. *favorisent des investissements, une exploitation, un entretien et une utilisation efficaces des actifs du réseau;*
 - d. *reconnaissent les politiques gouvernementales préexistantes sur la valeur des biens, la génération des revenus et les prix;*
 - e. *favorisent la concurrence; et*
 - f. *sont raisonnablement fiables, transparents et cohérents au fil du temps;*
2. *la réglementation des revenus globaux des réseaux de transport doit :*

¹²⁵ [Australian Competition And Consumer Commission. Final Decision. Access Arrangement by Transmission Pipelines, Australia Pty Ltd and Transmission Pipelines Australia \(Assets\) Pty Ltd for the Principal Transmission System; Access Arrangement by Transmission Pipelines Australia Pty Ltd et Transmission Pipelines Australia \(Assets\) Pty Ltd for the Western Transmission System; Access Arrangement by Victorian Energy Networks Corporation for the Principal Transmission System, 6 octobre 1998.](#)

¹²⁶ [AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. Overview – Draft Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues. 27 mai 1999, p. 5.](#)

- a. être cohérente avec les objectifs visés par la réglementation (voir le point 1 ci-dessus);
 - b. répondre à la préoccupation que pourraient susciter des tarifs monopolistiques, dans la mesure du possible, en favorisant la concurrence dans l'offre de services de réseau, ou au moyen d'un mécanisme de plafonnement du revenu;
 - c. favoriser les gains de productivité et un équilibre raisonnable entre les différentes options du côté de l'offre et de la demande;
 - d. favoriser, pour les propriétaires de réseau, un taux de rendement raisonnable sur des immobilisations efficaces où :
 - i. la valeur des nouveaux actifs est cohérente avec les contrats d'achat ferme ou les décisions de The National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO) relativement aux augmentations;
 - ii. la valeur des actifs existants est déterminée par des organismes de réglementation de l'État ou du territoire de compétence et doit être inférieure à la valeur intrinsèque des actifs pour l'entreprise;
 - iii. toute réévaluation des actifs effectuée par la Commission est cohérente avec les décisions du Council of Australian Governments (COAG);
3. la réglementation économique doit :
- a. consister en un plafonnement des revenus et en un mécanisme incitatif IPC-X, ou en toute autre variante fondée sur une mesure incitative, pour chaque propriétaire de réseau;
 - b. couvrir une période d'application d'au moins cinq ans;
 - c. tenir compte de l'augmentation prévue de la demande, des normes de service, du coût moyen pondéré du capital, des gains de productivité potentiels, d'un rendement des capitaux efficaces investis ajusté en

fonction des risques qui soit juste et raisonnable, et de la viabilité commerciale continue du secteur du transport;

d. ne s'appliquer qu'aux actifs qui, selon la Commission, ne seront pas offerts sur une base contestable.

4. *les fournisseurs de services de réseau de transport doivent soumettre à la Commission des rapports financiers annuels ainsi que d'autres renseignements, s'il y a lieu, afin de permettre à celle-ci de s'assurer de la conformité des services aux exigences en matière de plafonnement du revenu et d'évaluer la répartition des coûts.*

Le cadre réglementaire qui régit les transporteurs repose sur une approche modulaire fondée sur les prévisions du coût de service au cours d'une période d'application. Cette approche modulaire permet de calculer le revenu maximal admissible qu'un fournisseur de services de transport peut réaliser au cours de la période d'application, calculé comme étant la somme du rendement sur le capital, du remboursement du capital (c.-à-d. amortissement), et des dépenses d'exploitation et d'entretien (y compris les frais d'administration).¹²⁷

MAR = rendement + amortissement + dépenses d'exploitation et d'entretien

Ce cadre réglementaire permet de veiller à ce que les transporteurs aient la possibilité de réaliser un rendement raisonnable sur le capital investi (ajusté en fonction des risques) et d'obtenir le remboursement du capital à condition que le marché continue de valoriser les services produits au moyen de ce capital.

Ce cadre réglementaire reconnaît également que la méthode d'évaluation des actifs immobilisés est essentielle au calcul du taux de rendement et de l'amortissement du capital. L'ACCC a adopté la méthode fondée sur le coût de remplacement optimisé (DORC) après amortissement pour l'évaluation initiale des actifs immobilisés. Le coût de remplacement optimisé après amortissement est la somme des coûts des actifs

¹²⁷ [AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Overview Draft Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues*, 27 mai 1999, p. 4.](#)

immobilisés qui seraient utilisés si le système était théoriquement reconfiguré de manière à réduire au minimum les coûts prospectifs de la prestation de services.¹²⁸

L'ACCC a adopté une démarche fondée sur le coût moyen pondéré du capital après impôt nominal pour déterminer la juste valeur des actifs. Pour déterminer le rendement du capital, l'ACCC a utilisé un profil d'amortissement concurrentiel.

Suivant la démarche adoptée par d'autres organismes de réglementation australiens et dans le respect de la réglementation du National Electricity Code (NEC), le modèle initial de réglementation incitative incluait un mécanisme d'ajustement IPC-X. Du point de vue de l'ACCC, le recours à ce mécanisme permettait aux transporteurs de continuer à profiter de réductions de coût et, par conséquent, d'une mesure incitative encore plus efficace. En vertu de cette disposition, le plafond de revenu de chaque transporteur réglementé augmente chaque année au même rythme que les hausses de prix générales (c.-à-d. en fonction de l'indice des prix à la consommation ou IPC)

Le modèle réglementaire initial comportait également une période de transition au-delà de la période d'application au cours de laquelle les gains de productivité étaient accumulés. Cette période de transition permettait le partage progressif des gains entre les transporteurs et les utilisateurs du réseau de transport sous la forme de réduction de prix. Dans le cadre du modèle initial de réglementation, ce partage des gains ne s'appliquait qu'aux dépenses d'exploitation et d'entretien. Pour ce qui est autres composantes de l'approche modulaire, soit le taux de rendement et les dépenses en capital, aucun bénéfice supplémentaire n'a été pris en compte, et les coûts correspondants ont été entièrement rajustés à compter de la première année de la période d'application subséquente. À ce moment-là, l'ACCC a décidé de ne pas accorder de période de transition pour les dépenses en capital. L'ACCC a observé que cette mesure avait un effet pervers, car elle incitait les transporteurs à surestimer les dépenses en capital.

Les normes de service constituent une composante clé de la démarche réglementaire fondée sur des mesures incitatives applicables au secteur du transport en Australie.

¹²⁸ [AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Overview Draft Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues*, 27 mai 1999, p. 5.](#)

L'ACCC a indiqué qu'une réglementation incitative nécessitait un niveau de service défini et que, par conséquent, l'organisme de réglementation devait demander des revenus suffisants pour maintenir le niveau d'actifs nécessaire au maintien de ce niveau de service. Par conséquent, l'organisme de réglementation a dès le départ exigé des transporteurs qu'ils déposent un ensemble de normes de service et proposent des seuils à l'égard de chaque norme dans le cadre de leur proposition aux fins du plafonnement du revenu. Au moment où l'ACCC a pris sa décision relativement à la première proposition relative au plafonnement des revenus de transport, les normes de service étaient toujours en voie d'élaboration.

En se fondant sur le modèle initial de réglementation incitative, les fournisseurs de réseau de transport ont déposé leurs propositions relatives au plafonnement des revenus de transport pour la période d'application 1999-2000 à 2003-2004.

Plafonnement des revenus de transport pour la période d'application 2004-2005 à 2008-2009

En 2004, à la suite d'un processus de consultation, l'ACCC a publié une déclaration de principes provisoire sur la réglementation des revenus de transport (*Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues*). Dans cette déclaration, l'ACCC a présenté un certain nombre de modifications à apporter au modèle initial de réglementation incitative. Ces modifications visaient principalement à : ¹²⁹

- établir un climat de certitude;
- améliorer les mesures incitatives à l'efficience.

ÉTABLISSEMENT D'UN CLIMAT DE CERTITUDE

L'ACCC avait pour but d'établir un climat de certitude :

- En modifiant la façon dont les actifs irrécupérables étaient évalués : grâce à cette initiative, il n'était plus nécessaire de réévaluer périodiquement les actifs irrécupérables. Les transporteurs étaient plutôt tenus de prendre en compte la

¹²⁹ [AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Statement of principles for the regulation of electricity transmission revenues – document d'information, 8 décembre 2004*](#)

valeur des actifs irrécupérables à leur coût historique amorti, en tenant compte de l'inflation.

- En incorporant une mesure incitative *ex ante* visant les dépenses en capital : L'ACCC a adopté un mécanisme incitatif visant les dépenses en capital fondé sur la détermination des objectifs en matière d'investissement, avant que les dépenses ne soient engagées.
- En permettant une plus grande cohérence des calculs du coût moyen pondéré du capital en fonction de paramètres de référence tels que la prime de risque du marché, le coefficient bêta des actions et le taux de rendement sans risque.

AMÉLIORATIONS DE L'EFFICIENCE

L'ACCC avait pour objectif d'améliorer les mesures incitatives à l'efficacité en :

- Adoptant un mécanisme incitatif *ex ante* afin de s'assurer que les transporteurs entreprennent des projets d'investissement efficaces au coût viable le plus bas possible pour un niveau et une qualité de service donnés. Ce mécanisme *ex ante* a été défini comme une dépense en capital cible pour chaque année de la période d'application et était établi au début de chaque période d'application. Il a permis aux transporteurs de garantir l'amortissement et le rendement sur l'écart entre les dépenses réelles et les dépenses admissibles pour la période d'application, et avait pour objectif de créer une mesure incitative à l'efficacité qui permettrait aux transporteurs de réaliser un meilleur rendement sur leurs actifs durant la période d'application si leurs dépenses en capital, quoiqu'inférieures au niveau prévu, leur permettaient d'obtenir les mêmes résultats.
- Mettant en œuvre un mécanisme de report de l'efficacité pour les dépenses d'exploitation et d'entretien (opex) : grâce à ce mécanisme, un transporteur est en mesure de conserver les bénéfices ou les pertes découlant de variations marginales de l'efficacité pendant cinq ans suivant l'année pendant laquelle ces variations sont survenues. Le mécanisme de report des gains de productivité est conçu pour renforcer l'incitation à l'efficacité au chapitre des dépenses

d'exploitation et d'entretien engagées au cours des dernières années de la période d'application et, par conséquent, procure une mesure incitative pratiquement constante pour la réalisation de gains de productivité pendant toute la durée de la période.

- Autorisant la révision du plafond de revenu en cas d'événements inattendus ayant une incidence importante sur les coûts des transporteurs.
- Améliorant la transparence des coûts des transporteurs et leur prestation de services : l'ACCC souhaitait publier divers indicateurs de performance pour les transporteurs y compris une évaluation quantitative de l'incidence des contraintes de transport sur les résultats du marché.

En 2003, l'ACCC a publié ses lignes directrices sur les normes de service (Service Standards Guidelines) qui définissaient sa méthode d'élaboration des mesures incitatives visant la performance dans le cadre du processus de plafonnement du revenu. Ces lignes directrices définissaient les exigences de l'ACCC relativement à l'information requise pour la mise en œuvre d'un plan incitatif axé sur performance des normes de service. Selon ces lignes directrices, les transporteurs ont l'obligation de rendre compte annuellement de leur performance sur le plan des normes de service. Des récompenses et des sanctions s'appliquant ensuite aux frais des transporteurs pour l'année suivante.¹³⁰

En s'appuyant sur la déclaration de principes provisoire sur la réglementation des revenus de transport, les transporteurs ont déposé leur demande relative au plafonnement du revenu pour la période d'application de 2004-2005 à 2008-2009.

Plafonnement des revenus de transport pour la période 2009-2010 à 2013-2014

Les demandes relatives au plafonnement des revenus de transport pour la période d'application de 2009-2010 à 2013-2014 comportaient une formule de partage des gains de productivité et une formule incitative axée sur la performance en matière de service (STPIS).

¹³⁰ [AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Final Decision. NSW and ACT Transmission Network Revenue CapTransGrid 2004–05 to 2008–09*, 27 avril 2005.](#)

FORMULE DE PARTAGE DES GAINS DE PRODUCTIVITÉ (EBSS)

En 2007, l'organisme de réglementation, à cette époque l'AER, a mis en œuvre la formule de partage des gains de productivité, laquelle est devenue l'actuel mécanisme de report des gains de productivité. L'AER avait pour objectif de mettre en place un mécanisme de partage équitable des gains de productivité et a défini un rapport de partage approximatif de 30:70 des gains ou des pertes de productivité entre les transporteurs et les utilisateurs du réseau de transport. En fait, l'AER a fixé une période théorique de cinq ans pour le processus de report et un rapport de partage de 30:70. L'AER a déterminé qu'en l'absence de preuve démontrant qu'un transporteur se rapprochait de la limite de productivité, la période de report de cinq ans devait être maintenue. La formule de partage est actuellement en place et l'AER a le pouvoir de réévaluer la pertinence de la période de report et du rapport de partage si le transporteur présente des preuves qu'il se rapproche de la limite d'efficacité.¹³¹

FORMULE INCITATIVE AXÉE SUR LA PERFORMANCE EN MATIÈRE DE SERVICE

En août 2007, l'AER a publié sa décision finale et défini une formule incitative axée sur la performance en matière de service (STPIS). La formule décrivait la démarche adoptée par l'AER pour définir la formule STPIS appliquée au cadre réglementant les services de transport. Les principaux objectifs de cette formule étaient les suivants :¹³²

- contribuer à l'objectif du National Electricity Market (NEM);
- assurer la cohérence avec les principes établis dans les règles nationales du secteur de l'électricité (National Electricity Rules – NER);
- favoriser la transparence de l'information communiquée par un fournisseur de services de transport et dans les décisions de l'AER;

¹³¹ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Electricity transmission network service providers, efficiency benefit sharing scheme, septembre 2007.*](#)

¹³² [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Final decision, Electricity transmission network service providers service target performance incentive scheme, août 2007.*](#)

- aider à définir des dépenses en capital et d'exploitation autorisées et efficaces en trouvant l'équilibre entre la mesure incitative à la réduction des dépenses réelles et la nécessité de maintenir et d'améliorer la fiabilité pour les clients.

La formule STPIS avait pour but de récompenser les améliorations au chapitre de la performance et de sanctionner les baisses par rapport aux objectifs fixés.

Programme de réglementation améliorée

En 2013, dans le cadre de son programme de réglementation améliorée, l'AER a entamé un processus visant à bonifier la démarche devant être adoptée pour la réglementation des réseaux d'électricité. Les principes sous-jacents devant guider le rôle de l'AER en ce qui concerne la réglementation des réseaux d'électricité étaient les suivants :

- Dans la mesure du possible, la réglementation économique doit être basée sur des mesures incitatives;
- Il faudrait encourager les exploitants à réaliser des investissements pertinents et rentables;
- Il faudrait prévoir un cadre solide de collaboration avec la clientèle.

Le Programme de réglementation améliorée regroupait un ensemble de réformes visant à améliorer le modèle réglementaire de l'AER, notamment un nouveau rapport annuel sur la performance, de nouveaux outils d'évaluation des prévisions de dépenses des entreprises, des mesures incitatives plus énergiques, une meilleure façon de déterminer le rendement autorisé sur les investissements ainsi qu'un cadre bonifié de collaboration avec la clientèle. La démarche adoptée par l'AER a été définie au moyen d'un ensemble de lignes directrices. Le champ de travail et l'objectif du Programme de réglementation améliorée étaient les suivants :¹³³

¹³³ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Overview of the Better Regulation reform package*, avril 2014.](#)

Tableau 11 : Réglementation améliorée – Champ de travail et Objectif

Champ de travail	Objectif
Ligne directrice sur l'évaluation des prévisions des dépenses	Évaluation des propositions en matière de dépenses présentées par les entreprises.
Lignes directrices sur le taux de rendement	Détermination du taux de rendement du capital investi que les entreprises sont autorisées à obtenir.
Ligne directrice sur les mesures incitatives visant les dépenses	Élaboration de mesures pertinentes incitant les entreprises à engager des dépenses de manière efficiente.
Ligne directrice sur la collaboration avec la clientèle à l'intention des fournisseurs de service de réseau	Mise en œuvre de stratégies de collaboration avec la clientèle qui sont efficaces pour tous les intéressés.
Lignes directrices sur le taux de rendement	Détermination du taux de rendement du capital investi que les entreprises sont autorisées à obtenir.
Ligne directrice sur les mesures incitatives visant les dépenses	Élaboration de mesures pertinentes incitant les entreprises à engager des dépenses de manière efficiente.
Ligne directrice sur la collaboration avec les consommateurs à l'intention des fournisseurs de service de réseau	Mise en œuvre de stratégies de collaboration avec la clientèle qui sont efficaces pour toutes les parties prenantes.
Lignes directrices sur le taux de rendement	Détermination du taux de rendement du capital investi que les entreprises sont autorisées à obtenir.
Ligne directrice sur les mesures incitatives visant les dépenses	Élaboration de mesures pertinentes incitant les entreprises à engager des dépenses de manière efficiente.

Vous pouvez accéder aux documents sur les lignes directrices, aux déclarations explicatives et aux fiches d'information de l'ensemble du champ de travail sur le site Web de l'AER en cliquant sur le lien ci-dessous.¹³⁴

Le Programme de réglementation améliorée a favorisé la collaboration avec les consommateurs. L'AER s'attend à ce que le nouveau cadre réglementaire permette aux consommateurs d'exprimer leurs opinions et leurs préférences et à ce que celles-ci soient entendues et influencent les décisions des transporteurs. L'AER a élaboré une ligne directrice qui définit un cadre général visant à favoriser la participation des consommateurs aux activités courantes des fournisseurs de service de réseau. L'AER s'attend à ce que tous les fournisseurs de réseau adoptent la ligne directrice sur la collaboration avec les consommateurs afin d'améliorer leurs activités en cours. L'AER a établi qu'au moment d'évaluer les propositions en matière de dépenses, elle examinera la façon dont une entreprise a collaboré avec ses clients et a tenu compte des intérêts à long terme de ces derniers. Dans leurs propositions, les fournisseurs de réseau doivent

¹³⁴ [Elles se trouvent sur la page Web de l'AER consacrée à la réglementation améliorée \(en anglais\).](#)

décrire la façon dont ils ont collaboré avec la clientèle et dont ils ont traité toute préoccupation pertinente relevée dans le cadre du processus de collaboration. Les fournisseurs de réseau sont tenus de démontrer leur engagement à fournir des services qui correspondent aux intérêts à long terme des consommateurs.¹³⁵

La présente annexe porte sur les modifications apportées par l'AER (voir ci-dessous) aux mesures incitatives visant les dépenses, au processus d'évaluation des prévisions des dépenses et à la collaboration avec les consommateurs dans le cadre du Programme de réglementation améliorée. Bien que la réforme amenée par le Programme de réglementation améliorée n'ait pas contribué à modifier la formule incitative axée sur la performance en matière de service (STPIS), elle offre un aperçu des révisions que l'AER a apportées à cette formule en 2012.

MESURES INCITATIVES VISANT LES DÉPENSES

L'AER constate que les mesures incitatives visant les dépenses sont conçues pour inciter les fournisseurs de réseau à prendre des décisions dans le sens de l'efficacité au moment de choisir entre des dépenses d'exploitation ou des dépenses en capital. À cet effet :

Nos mesures d'encouragement visant les dépenses offrent des incitatifs équilibrés et constants qui permettent aux entreprises de prendre des décisions efficaces au moment de choisir entre des dépenses d'exploitation ou des dépenses en capital. De cette manière, les compromis entre dépenses d'exploitation et dépenses en capital ont un effet incitatif neutre. Supposons, par exemple, qu'une entreprise décide d'investir des fonds en dépenses d'exploitation, qu'elle aurait autrement investis en dépenses en capital. En vertu de nos mesures incitatives visant les dépenses, l'entreprise encourt une pénalité de 30 pour cent pour son taux décroissant d'efficacité au chapitre des dépenses d'exploitation, mais cette perte est compensée par une récompense

¹³⁵ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Better Regulation Reform package update*, août 2013, p. 5.](#)

*de 30 pour cent pour son taux croissant d'efficience au chapitre des dépenses en capital.*¹³⁶

En regard des modifications concernant l'amortissement, l'AER entendait offrir des mesures incitatives plus énergiques visant l'efficience des dépenses en capital en tenant compte de l'amortissement réel plutôt que de l'amortissement prévu dans l'actif réglementaire. En vertu du régime réglementaire actuel, la démarche fondée sur l'amortissement ne constitue qu'un volet du cadre incitatif visant les dépenses en capital globales et vient compléter la mesure incitative mise de l'avant par la formule de partage des dépenses en capital. Si le niveau de dépenses en capital est trop faible, l'amortissement réel sera inférieur à l'amortissement prévu. Par conséquent, l'actif réglementaire sera plus important au cours de la période réglementaire subséquente qu'il le serait si l'amortissement prévu avait été utilisé. Cela signifie que le transporteur pourra réaliser des bénéfices plus importants que si l'amortissement prévu était pris en compte dans l'actif réglementaire.

L'AER a également élaboré une démarche pour s'assurer que les mesures ex post favorisent des dépenses en capital efficaces et judicieuses pendant la période d'application. Plus précisément, l'AER a mis au point un processus visant à prendre en compte les décisions judicieuses et efficaces en matière de dépenses en capital à inclure dans la base de tarification. Ce processus s'effectue en deux étapes. L'AER évalue d'abord le rendement des dépenses en capital réelles du transporteur. L'AER procède ensuite à une évaluation détaillée des facteurs qui influent sur les dépenses en capital ainsi que des outils de planification et des pratiques en matière de gestion du transporteur. Cette entreprise nécessite le soutien d'experts techniques et d'autres conseillers externes.

ÉVALUATION DES PRÉVISIONS DES DÉPENSES

L'AER constate que ses outils et ses techniques d'évaluation sont étayés par un cadre réglementaire national cohérent.

¹³⁶ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Overview of the Better Regulation Reform Package, avril 2014, p. 7 et 8.](#)

Aux fins de la détermination des dépenses en capital ou de la prise de décision en regard d'une proposition de dépenses en capital, l'AER examine les dépenses en capital engagées dans le passé et les besoins en capital futurs. Plus précisément, l'AER accomplit les tâches suivantes :¹³⁷

- Il évalue les prévisions des dépenses en capital pour la période témoin.
- Il met à jour l'actif réglementaire du fournisseur de services de réseau en tenant compte des dépenses d'exploitation engagées dans le passé au cours de cette période. À l'avenir, les dépenses en capital excessives et inefficaces ne seront pas prises en compte.
- Il calcule les récompenses et les sanctions obtenues par le fournisseur de réseau selon la formule de partage des dépenses en capital pour les dépenses excessives ou insuffisantes engagées au cours de la période d'application.

L'AER examine également les dépenses d'exploitation passées et totales. Plus précisément :

- Il évalue les dépenses d'exploitation proposées pour la période d'application subséquente.
- Il calcule les récompenses et les sanctions (montants reportés) obtenues par le fournisseur de réseau selon la formule de partage des gains de productivité (EBSS) pendant la période d'application.

COLLABORATION AVEC LA CLIENTÈLE

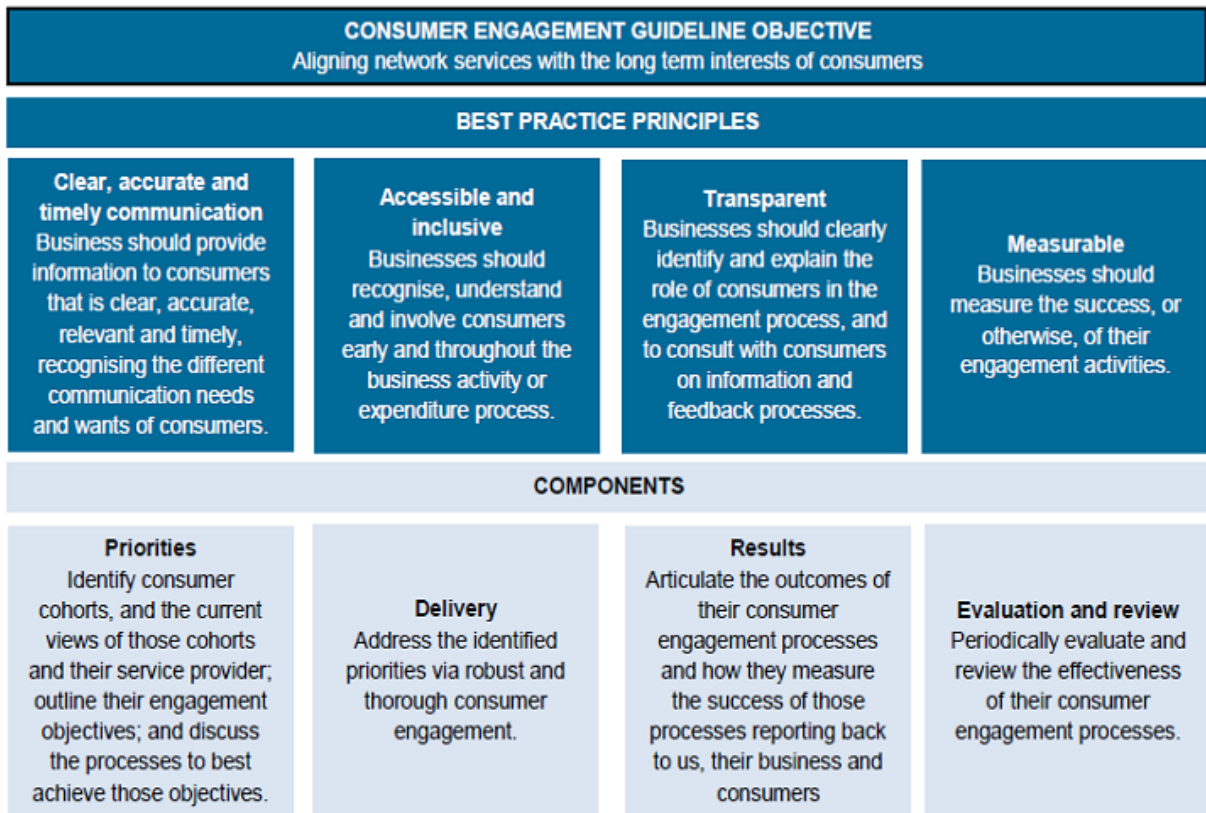
L'AER a publié une ligne directrice sur la collaboration avec la clientèle qui énonce la façon dont les fournisseurs de réseau collaboreront avec leurs clients. Les fournisseurs de réseau sont tenus de démontrer leur engagement à fournir des services qui correspondent aux intérêts à long terme des consommateurs, de même que d'élaborer et de mettre en œuvre des stratégies de collaboration avec la clientèle. Dans le cadre de cette démarche, les fournisseurs de réseau sont tenus de respecter les principes de

¹³⁷ [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Overview of the Better Regulation Reform Package, avril 2014, p. 11.](#)

meilleures pratiques qui sous-tendent la ligne directrice sur la collaboration avec la clientèle. Comme on peut le constater dans l'illustration 2 de la page suivante, la ligne directrice comporte quatre composantes d'un processus que doivent suivre les fournisseurs de réseau afin de développer et de mettre en œuvre des activités de collaboration avec la clientèle conformes aux principes des meilleures pratiques.

Dans le cadre du Programme de réglementation améliorée, l'AER a constitué un groupe de travail composé de treize membres chargé d'examiner les défis des consommateurs. Ce groupe de travail prévoit donner son avis concernant les perspectives des consommateurs afin de mieux équilibrer la grande diversité des points de vue examinés dans le cadre des processus décisionnels de l'AER.

Figure 2 Better Regulation consumer engagement guideline



Sources : [AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Overview of the Better Regulation Reform Package, avril 2014, p. 18.](#)

Dans leurs propositions de revenus, les fournisseurs de réseau doivent décrire la façon dont ils ont collaboré avec la clientèle et dont ils ont traité toute préoccupation pertinente relevée dans le cadre du processus de collaboration. Au moment d'évaluer les propositions de dépenses, l'AER examinera la façon dont une entreprise a collaboré avec ses clients et a tenu compte des intérêts à long terme de ces derniers.

RÉVISIONS CONCERNANT LA FORMULE STPIS

Comme il a été mentionné précédemment, l'AER n'a pas révisé la formule incitative axée sur la performance en matière de service (STPIS) dans le cadre du Programme de réglementation améliorée, mais il a toutefois apporté diverses révisions à cette formule depuis la mise en œuvre du programme en 2007.

PRINCIPALES RÉFÉRENCES

THE AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Draft Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues*, 27 mai 1999.

[<http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Draft%20statement%20of%20regulatory%20%20principles%20overview%20%2827%20May%201999%29.pdf>]

National Electricity Rules Version 66, 1^{er} décembre 2014.

[<http://www.aemc.gov.au/Energy-Rules/National-electricity-rules/Current-Rules>]

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Overview of the Better Regulation Reform Package*, avril 2014.

[<http://www.aer.gov.au/sites/default/files/AER%20Overview%20of%20the%20Better%20Regulation%20reform%20package.pdf>].

AUTRES RÉFÉRENCES

AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Statement of principles for the regulation of electricity transmission revenues – background paper*, 8 décembre 2004.

[http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Statement%20of%20regulatory%20principles%20-%20background%20paper%20-%208%20December%202004_1.pdf]

Programme de réglementation améliorée

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. *Rule Determination. National Electricity Amendment (Economic Regulation of Network Service Providers) et Rule 2012 and National Gas Amendment (Price and Revenue Regulation of Gas Services) Rule 2012*, 29 novembre 2012. [<http://www.aemc.gov.au/Media/docs/Final-Rule-Determination-4c10cf40-03a0-4359-8fe9-3e95a446579d-0.pdf>]

Better Regulation reform program <http://www.aer.gov.au/Better-regulation-reform-program>

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Explanatory Statement Expenditure Forecast Assessment Guideline*, novembre 2013.

[<http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Expenditure%20Forecast%20Assessment%20Guideline%20-%20Explanatory%20Statement%20-%20FINAL.pdf>]

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Expenditure incentives guideline*.

[<http://www.aer.gov.au/node/18869>]

Formule incitative axée sur la performance en matière de service

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Service target performance incentive scheme version 4.1 - September 2014 amendment. Final Decision. Electricity transmission network service providers, service target performance incentive Scheme*, septembre 2014.

[https://www.aer.gov.au/sites/default/files/Final%20Decision%20-%20-%20service%20target%20performance%20incentive%20scheme%20version%204.1%20-%20explanatory%20statement_0.pdf]

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Service target performance incentive scheme version 4 - December 2012 amendment. Final. Electricity transmission network service providers, service target performance Incentive scheme*, décembre 2012

[<https://www.aer.gov.au/sites/default/files/AER%20Final%20decision%20-%20Electricity%20TNSP%20Service%20target%20performance%20incentive%20scheme%20-%20December%202012.pdf>]

Service target performance incentive scheme version 1 - August 2007 amendment. Final decision. Electricity transmission network service providers, service target performance incentive scheme, août 2007.

[<https://www.aer.gov.au/sites/default/files/Final%20decision%20service%20target%20performance%20incentive%20scheme%20-%201%20August%202007.pdf>]

AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Decision. Statement of principles for the regulation of transmission revenues, service standards guidelines*, 12 novembre 2003.

[<https://www.aer.gov.au/sites/default/files/Service%20standard%20guidelines%20-%2012%20November%202003.pdf>]

Décisions concernant le plafonnement des revenus de transport de TransGrid

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *TransGrid - Determination 2014-2019*.

[<https://www.aer.gov.au/node/23137>]

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *Framework and Approach Paper- TransGrid*, janvier 2014.

[<http://www.aer.gov.au/sites/default/files/AER%20Framework%20and%20approach%20-%20TransGrid%20-%20January%202014.pdf>]

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. *TransGrid transmission determination 2009–10 to 2013–14*, 28 avril 2009.

[<https://www.aer.gov.au/sites/default/files/TransGrid%20final%20decision.pdf>]

AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Final Decision. NSW and ACT Transmission Network Revenue Cap. TransGrid 2004–05 to 2008–09*, 27 avril 2005. [[http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Decision%20-%20TransGrid%20\(27%20April%202005\)%20.pdf](http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Decision%20-%20TransGrid%20(27%20April%202005)%20.pdf)]

AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Decision. NSW and ACT Transmission Network Revenue Caps 1999/00-2003/04*, 25 janvier 2000.

[[http://www.aer.gov.au/sites/default/files/NSW%20and%20ACT%20revenue%20cap%200decision%20\(25%20January%202000\).pdf](http://www.aer.gov.au/sites/default/files/NSW%20and%20ACT%20revenue%20cap%200decision%20(25%20January%202000).pdf)]

Annexe 9 : Norvège

Cette annexe renferme des renseignements détaillés touchant à la Norvège.

Tableau 12 : Survol des régimes norvégiens

	1997 à 2001	2002 à 2006	2007 à 2012	2013 à 2018
Formule	Plafonnement du revenu (IPC-X)	Plafonnement du revenu (IPC-X)	Plafonnement du revenu (critère de comparaison)	Plafonnement du revenu (critère de comparaison)
Période d'application	5 ans	5 ans	5 ans	5 ans
Facteur d'inflation				
Facteur X	Évaluation du facteur X au moyen de la méthode d'enveloppement des données	Évaluation du facteur X au moyen de la méthode d'enveloppement des données		
Autres facteurs d'ajustement				
Partage des gains				
Performance sur le plan du service	CENS (à compter de 2001)	CENS	CENS	CENS
Autres caractéristiques				

COÛT DE L'ÉNERGIE NON DISTRIBUÉE (CENS)

Le coût de l'énergie non distribuée, lequel est inclus dans la formule de plafonnement du revenu, constitue la base de la réglementation de la qualité de service en Norvège. Cette disposition réglementaire vise à inciter les entreprises à exploiter et à entretenir leur réseau de manière optimale pour la société et à offrir un niveau satisfaisant de continuité de service. Comme le coût de l'énergie non distribuée fait partie du revenu requis, il a des répercussions sur les normes de coût et le plafonnement du revenu; par conséquent, les exploitants de réseau n'ont pas d'intérêt à réduire les coûts au détriment de la qualité. Le coût des interruptions est calculé pour tous les utilisateurs finaux pour chaque interruption, et le coût des interruptions annuel total est intégré à la formule de calcul du plafonnement des revenus.

Le coût de l'énergie non distribuée comprend à la fois les interruptions planifiées et non planifiées. L'interruption est considérée comme planifiée ou signifiée si l'information au sujet de l'interruption est fournie de manière appropriée sous réserve d'un préavis raisonnable. L'interruption qui n'est pas signifiée de manière appropriée est considérée comme une interruption non planifiée ou non signifiée.

Jusqu'en 2009, le coût de l'énergie non distribuée ne tenait compte que des interruptions de plus de 3 minutes dans les réseaux de plus d'un (1) kilovolt. À compter de 2009, les interruptions de moins de 3 minutes ont également été prises en compte dans le coût de l'énergie non distribuée. Afin d'inclure les interruptions de moins de 3 minutes, on a déterminé les coefficients d'imputation d'un coût en fonction de la durée de l'interruption.

Les inconvénients subis par les clients en raison d'interruptions sont déterminés au moyen de sondages nationaux. Les données sont recueillies pour tous les types de clients, répartis en six groupes : agriculture, résidentiel, industrie, commercial, public et grandes entreprises.

Les sondages fournissent également des données sur la différence de coût selon la saison, les jours de la semaine et l'heure de la journée. Le coût en fonction de l'heure est utilisé pour déterminer les facteurs de correction. Le facteur de correction pour le calcul du coût selon l'heure de la journée est attribué pour six périodes de la journée;

0 h à 6 h, 6 h à 8 h, 8 h à 12 h, 12 h à 16 h, 16 h à 20 h et 20 h à 24 h. Le facteur de correction aux fins du calcul du coût selon les journées de la semaine est attribué aux périodes des lundis aux vendredis, aux samedis et aux dimanches (y compris les jours fériés), alors que la variation mensuelle est déterminée par un facteur par mois. Si la durée d'une interruption comporte plusieurs périodes, une moyenne pondérée des facteurs de correction doit s'appliquer. Les facteurs de correction sont également utilisés pour ajuster les coûts d'une interruption signifiée. Aux fins du calcul des coûts, les interruptions planifiées et non planifiées sont considérées comme des interruptions non signalées, mais les coûts des interruptions signalées sont multipliés par les facteurs de correction.

En Norvège, la production de rapports sur les interruptions de longue durée (de plus de 3 minutes) est devenue obligatoire en 1995, et les exploitants de réseau ont été tenus de produire des rapports sur les interruptions de courte durée (de moins de 3 minutes) à compter de 2006. Voici les principaux indicateurs de continuité courants : SAIFI¹³⁸, CAIFI¹³⁹, SAIDI¹⁴⁰, CAIDI¹⁴¹ et CTAIDI¹⁴². La collecte des données, la production de rapports et le calcul des indices sont normalisés.¹⁴³

En 2007, la NVE a mis en place un système de paiement direct à l'intention des clients en cas d'interruptions de très longue durée (de plus de 12 heures) afin d'inciter les entreprises à effectuer les réparations nécessaires le plus rapidement possible. Dans le cas d'interruptions de plus de 12 heures, l'entreprise est tenue d'indemniser directement les utilisateurs finaux qui sont touchés par l'interruption. Le calendrier des paiements s'établit comme suit :

- Interruption de 12 à 14 heures : 600 couronnes

¹³⁸ SAIFI – Indice de fréquence moyenne d'interruption du réseau.

¹³⁹ CAIFI – Indice de fréquence moyenne d'interruption – client.

¹⁴⁰ SAIDI – Indice de durée d'interruption moyenne du réseau.

¹⁴¹ CAIDI – Indice de durée moyenne d'interruption – client.

¹⁴² CTAIDI – Indice de durée d'interruption moyenne totale – client.

¹⁴³ FASIT – Le système normalisé d'établissement de rapports sur les défaillances et les interruptions.

- Interruption de 24 à 48 heures : 1 400 couronnes
- Interruption de 48 à 72 heures : 2 700 couronnes
- Interruption de plus de 72 heures : 1 300 couronnes pour chaque période de 24 heures (après 72 heures).

Chaque année, la NVE publie un rapport statistique sur les interruptions qui fournissent de l'information sur la continuité de l'approvisionnement au niveau du pays, du comté, de l'entreprise et des utilisateurs finaux. Trois incidents qui ont entraîné la non-distribution d'une grande quantité d'énergie sont survenus en 2003, en 2006 et en 2011. Ces incidents ont été causés par des ouragans, privant d'électricité un grand nombre de clients.

MÉTHODE D'ENVELOPEMENT DES DONNÉES (DEA)

La méthode d'enveloppement des données (DEA) est fondée sur une comparaison entre les différents exploitants de réseau en fonction des intrants et des extrants. Le coût total représente les intrants. Il inclut les coûts suivants :

- coûts d'exploitation et d'entretien,
- coût des pertes
- coût de l'énergie non distribuée, et
- coûts en capital

Les extrants sont les inducteurs de coût les plus représentatifs, tel que déterminé par des analyses statistiques poussées. Les coûts et les extrants liés aux parties du réseau central qui ne sont pas détenues par Statnett sont inclus dans les analyses du réseau régional. Les cinq extrants pour les réseaux régionaux et le réseau central sont les suivants :

- Moyenne pondérée des lignes aériennes
- Moyenne pondérée des câbles souterrains
- Moyenne pondérée des câbles sous-marins
- Moyenne pondérée des composants des postes électriques (commutateurs, transformateurs, compensateurs)
- Forêt

La méthode d'enveloppement des données actuelle pour un réseau de distribution, adoptée en 2013, inclut un intrant (coûts totaux) et les trois extrants suivants :

- le nombre de clients desservis;
- la longueur du réseau haute tension en kilomètres; et
- le nombre de postes électriques.

La première étape de l'analyse consiste à calculer les résultats obtenus à l'aide de la méthode d'enveloppement des données. Au cours de la deuxième étape, les résultats obtenus par la méthode d'enveloppement des données sont corrigés au moyen d'une analyse de régression. Pour chaque modèle, les résultats de cette analyse sont étalonnés de manière à ce que les entreprises obtiennent un taux de rendement raisonnable sur le capital investi. Si les notes d'efficacité ne sont pas étalonnées, dans la plupart des cas, les entreprises ne seront pas en mesure de couvrir leurs frais et d'obtenir un taux de rendement raisonnable, étant donné que très peu d'entreprises seront efficaces en raison de la configuration du modèle. Les résultats sont étalonnés de manière à assurer la pleine efficacité de l'entreprise moyenne. L'entreprise considérée par cette analyse comme moyennement efficace obtient un taux de rendement du capital investi correspondant au coût moyen pondéré du capital. Afin d'obtenir une note d'efficacité globale, on regroupe les notes d'efficacité des entreprises qui détiennent à la fois un réseau de distribution et un réseau régional. Les résultats sont pondérés en fonction de la part des coûts assumés par l'entreprise pour chaque réseau.

Pour obtenir la norme de coût, on multiplie les résultats d'efficacité par le coût de base de l'entreprise. Une norme de coût d'une entreprise non efficace sera inférieure à sa norme de coût fixée, et l'entreprise disposera d'une mesure incitative visant à réduire les coûts afin d'améliorer son efficacité. On étalonne également la norme de coût afin de s'assurer que le plafonnement des revenus fixé pour l'industrie est égal au coût de base total.

ÉTUDE E3GRID

L'analyse comparative du réseau de transport de Statnett est fondée sur les résultats de l'étude E3grid. La méthode d'enveloppement des données est utilisée comme méthode d'analyse comparative. Le modèle comporte un intrant et trois paramètres de sortie. L'intrant correspond au total des dépenses (Totex), soit la somme des dépenses d'exploitation (Opex) et des dépenses en capital (Capex). Les trois extrants sont les suivants :

- Réseau normalisé (mesure des actifs utilisés pondérée en fonction du coût)
- Région densément peuplée
- Valeur pondérée des pylônes d'angle

Étant donné que les entreprises sont autorisées à demander n'importe quel coût qui leur est spécifique, à condition qu'il soit bien établi, il est possible d'ajuster le coût de base. Les demandes d'ajustement approuvées à ce jour concernaient les éléments suivants :

- Demandes structurelles
 - augmentation des coûts attribuables aux lignes installées dans des régions montagneuses;
 - augmentation des coûts attribuables aux lignes installées dans des régions côtières; et
 - augmentation des coûts attribuables aux câbles installés dans des tunnels.
- Demandes individuelles

La procédure de calcul des notes d'efficacité est la suivante :

- Calcul des notes d'efficacité pour l'ensemble de l'échantillon.
- Analyse des valeurs aberrantes afin de déterminer les exploitants de réseau de transport qui présentent des valeurs extrêmes;
- Suppression des valeurs aberrantes de l'ensemble de l'échantillon et nouveau calcul des notes d'efficacité; et
- Application de la méthode de répartition des dépenses en capital, au besoin.

Les entreprises pour lesquelles on a observé des valeurs aberrantes obtiennent une note d'efficacité de 100 %. Une fois les notes d'efficacité connues, on procède à une analyse de sensibilité des résultats au moyen de la méthode d'enveloppement des données. L'analyse de sensibilité peut être classée selon trois groupes :

- Variations par rapport à la spécification du modèle
- Variations par rapport aux données du modèle
- Analyse de deuxième étape visant à vérifier s'il existe des preuves indiquant que certains paramètres peuvent être inclus dans l'analyse.

Les tableaux suivants illustrent le modèle de base utilisé dans l'étude « E3grid » de 2012 et les résultats en matière d'efficacité :

Tableau 13 : Paramètres de la méthode d'enveloppement des données

Échantillon	21 exploitants de réseau de transport
Intrant	Total des dépenses
Extrants	Réseau normalisé, région densément peuplée et valeur moyenne pondérée des pylônes d'angle
Rendement d'échelle	Rendement d'échelle non décroissant
Limite de pondération	+/- 50 % de l'élasticité du coût estimé dans un modèle de régression au moyen des variables ci-dessus
Ventilation des dépenses en capital	Deux (2) exploitants de réseau de transport

Source : [E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study](#)

Tableau 14 : Résultats en matière d'efficacité

Efficacité moyenne (avec valeurs aberrantes)	86 %
Efficacité minimale (avec valeurs aberrantes)	59 %
Valeurs aberrantes	4
Notes de 100 %	8

Source : [E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study](#)

PRINCIPALES RÉFÉRENCES

Economic Regulation of Electricity Grids in Nordic Countries, 1^{er} décembre 2011.

[http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Economic_regulation_of_electricity_grids_in_Nordic_countries.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

Economic Regulation of TSOs in the Nordic Countries, 1^{er} décembre 2012.

[http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/05/TSO_report1.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

NVE. (2013). *National Report 2014*.

[http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202014/NR_En/C14_NR_Norway-EN.pdf]

(Consulté le 17 novembre 2014).

AUTRES RÉFÉRENCES

Report on Regulation and the Electricity Market, 31 juillet 2011.

[http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National_Reporting_2011/NR_En/C11_NR_Norway-EN.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

Reg. No. 1557 of 30 November 2004: Regulations Relating to the Quality of Supply in the Norwegian Power System, 30 novembre 2004.

[http://www.regjeringen.no/Upload/OED/Vedlegg/Lover%20og%20reglement/Reg_No_1557_of_30_November_2004.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

Annual Report 2011, The Norwegian Energy Regulator, 1^{er} juin 2012.

[http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2012/rapport2012_19.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, 1^{er} avril 2012.

[<http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF>] (Consulté le 7 novembre 2014)

AGRELL, P. et P. BOGETOFT. *Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs Due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances -post Regulation, Preproject 2: Final Report*, 20 décembre 2012. [http://www.sumicsid.com/reg/papers/fp2_final.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

HEGGSET, J. et G. KJOLLE, O. MOGSTAD. *FASIT: The Norwegian Standard For Collection, Calculation and Reporting of Reliability Data*. [s. d.]. [https://www.sintef.no/project/KILE/Publikasjoner/CIRED2009_0716_paper.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

Economic Regulation of Electricity Grids in Nordic Countries, 1^{er} décembre 2011. [http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Economic_regulation_of_electricity_grids_in_Nordic_countries.pdf] (Consulté le 7 novembre 2014).

Acts Relating to the Energy and Water Resources Sector in Norway (traduction non officielle), 25 juin 2004. [<http://www.ub.uio.no/ujur/ulovdata/lov-19171214-017-eng.pdf>] (Consulté le 7 novembre 2014).

Tore Langset., & Silje Cathrine. *A new WACC model in the regulation of the Norwegian electricity network operators*, Oslo, Norvège.

Frontier Economics, Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe, août 2012. [<http://www.nve.no/PageFiles/13979/Distribution%20network%20regulation%20in%20Norway%20-%20final%20-%20stc.pdf?epslanguage=no>] (Consulté le 7 novembre 2014).

Finn R. Førsumd., & Sverre A.C. Kittelsen, *Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities*, Oslo, Norvège. (1995).

AGRELL, P. et P. BOGETOFT. *International Benchmarking of Electricity Transmission System Operators, e3grid Project-Final Report*, 9 mars. [<https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=8813>] (Consulté le 17 novembre 2014).

E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study, juillet 2013.

[http://www.nve.no/Global/Kraftmarked/Frontier-Sumicsid-Consentec_e3grid2012-European%20TSO%20Benchmarking%20Study-%20final%20report_25%2007%202013-dynamic%20update-stc.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Development of Best Practice Recommendations on Regulatory Incentives Promoting Infrastructure Investment. (23 novembre 2011) Tiré de <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2514183.PDF> le 17 novembre 2014

NVE. *Is there a need for rethinking the regulation of Statnett?* (2013).

[<http://www.nve.no/Global/Seminar%20og%20foredrag/Energidagene2013/Sesjon8/Sesjon%20Statnett%20-%201%20Flataker.pdf>] (Consulté le 17 novembre 2014).

BRUNEKREEFT, G. *On the role of international benchmarking of electricity Transmission System Operators facing significant investment requirements*, octobre 2012. [<http://www.bremer-energie-institut.de/download/bewp/bewp12.pdf>] (Consulté le 17 novembre 2014).

[s. d.].

[http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202014/NR_En/C14_NR_Norway-EN.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

[s. d.]. [http://www.sumicsid.se/web-files/docs/projects/SUMICSID_Report_ECOM+_2003.pdf] (Consulté le 17 novembre 2014).

Climate Change Law and Regulations: Planning for a Carbon-Constrained Regulatory Environment. [s. d.]. [<http://www.nera.com/publications/archive/2014/e3grid-was-machen-wir-mit-den-ergebnissen-des-effizienzbenchma.html>] (Consulté le 17 novembre 2014).

Annexe 10 : Suggestions de lecture pour les sections 2 et 3

SPURR, Henry C. *Guiding Principles of Public Service Regulation*, 2 volumes, Public Utilities Reports Inc., Washington D.C., 1924-1925.

TROXEL, Emery. *Economics of Public Utilities*, Rinehart & Co., Inc. N.Y., 1947.

BONBRIGHT, James C. *Principles of Public Utility Rates*, Columbia University Press, New York, 1961.

PRIEST, A.J.G. *Principles of Public Utility Regulation*, 2 volumes, The Michie Co., Charlottesville, Va., 1969.

KAHN, Alfred E., *The Economics of Regulation*, Principles and Institutions, 2 volumes, John Wiley & Sons, N.Y., 1970-1971.

BONBRIGHT, James C., Danielson, Albert L. et Kamerschen, David R., *Principles of Public Utility Rates* (2^e édition), Public Utilities Reports Inc., Washington, D.C., 1998.

PHILLIPS, Charles F., Jr. *The Regulation of Public Utilities*, (3^e édition), Public Utilities Reports Inc., Washington, D.C., 1993.

Incentive Regulation for Public Utilities, édité par Crew, Michael A., Kluwer Academic Publishers, Norwell, Mass., 1994.

GOODMAN, Leonard Saul. *The Process of Ratemaking*, 2 volumes, Public Utilities Reports Inc., Washington, D.C., 1998.

LESSER, Jonathan A., et Giacchino, Leonardo R. *Fundamentals of Energy Regulation*, Public Utilities Reports Inc., Washington, D.C., 2013.

BAUMOL, William J., *Productivity Incentive Clauses and Rate Adjustment for Inflation*, Public Utilities Fortnightly, 22 juillet 1982.

JOSKOW, Paul L. *Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks*, MIT, 2006. JOSKOW, Paul L., « Incentive Regulation for Electricity Networks », *Journal for Institutional Comparisons* (CESifo DICE REPORT), 2006.

KAUFMANN, Lawrence, Lullit GETACHEW, Matthew MAKOS et John RICH. *System Reliability Regulation: A Jurisdictional Survey*, mai 2010.

KAUFMANN, Lawrence et Mark N. LOWRY. « Alternative Regulation for North American Electric Utilities », *The Electricity Journal*, 19 (5) : 15-26.

KAUFMANN, Lawrence et Mark N. LOWRY. *Performance-Based Regulation of U.S. Electric Utilities: The State of the Art and Directions for Further Research*, Electric Power Research Institute, Palo Alto, décembre 1995.

KAUFMANN, Lawrence et Mark N. LOWRY. *A Price Cap Designers Handbook*, Edison Electric Intitute, Washington, 1995.

LAFFONT, Jean-Jacques et Jean TIROLE. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, The MIT Press, 1993.

LITTLECHILD, Stephen C. *Regulation of British Telecommunications' Profitability: Report to the Secretary of State*, Dept of Industry, Londres, 1983.

LOWRY, Mark N., Matthew MAKO et Gretchen WASCHBUSCH. *Alternative Regulation for Evolving Utility Challenges: An Updated Survey*, Edison Electric Institute, 2013.

Lowry, Mark N. et Getachew, Lullit. « Price Control Regulation in North America: Role of Indexing and Benchmarking ». *The Electricity Journal*, 22 : 63-76.

LOWRY, Mark N., et Lawrence KAUFMANN. « Performance-Based Regulation of Utilities », *Energy Law Journal*, volume 23, no 2, 2002.

OFGEM. *Strategy Decision for the RIIO-ED1 Electricity Distribution Price Control*, [En ligne]. [<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/strategy-decision-riio-ed1-overview>] (Consulté le 4 mars 2013).

SUDIT, E. Fred. « Automatic Rate Adjustments Based on Total Factor Productivity Performance in Public Utility Regulation », *Problems in Public Utility Economics and Regulation*, Crew, Michael A. ed., Lexington Books, 1979.

THE REGULATORY ASSISTANCE PROJECT, « Performance-Based Regulation for Distribution Utilities », 2 décembre.

Annexe 11 : Définitions et acronymes

LISTE DES DÉFINITIONS :

Analyse comparative

Un processus d'évaluation en vertu duquel les résultats de l'analyse de la performance d'un service public sont comparés à des normes précises.

Analyse comparative (balisage) externe

Un moyen d'évaluer la performance d'un service public par rapport à des normes externes.

Analyse comparative interne

Un moyen d'évaluer la performance d'un service public par rapport à des normes internes.

Clause de sortie

Un mécanisme qui permet, à certaines conditions, de mettre fin à un régime ou de le modifier avant la fin de sa période d'application.

Concurrence par comparaison

Un instrument réglementaire utilisé pour stimuler la concurrence, qui permet d'évaluer la performance d'une entreprise en le comparant à celui d'autres entreprises.

Dépenses d'exploitation

Les charges courantes nécessaires à l'exploitation d'un produit, d'une entreprise ou d'un système.

Dépenses en capital (capex)

Fonds utilisés pour acquérir ou moderniser des immobilisations corporelles.

Distribution

Le processus qui consiste à acheminer l'énergie électrique du réseau de transport aux utilisateurs finaux.

Dividende client (« stretch factor »)

Un pourcentage additionnel appliqué au facteur X qui exige que les gains de productivité soient supérieurs à la performance antérieure.

Facteur I

Un ajustement apporté aux revenus ou aux tarifs d'un service public afin de tenir compte de l'inflation.

Facteur X

Un ajustement apporté au revenu ou aux tarifs, utilisé pour tenir compte de changements anticipés sur le plan de la productivité.

Facteur Z

Un ajustement apporté au revenu ou aux tarifs, utilisé aux fins du recouvrement des frais exceptionnels que les services publics ne sont pas en mesure de contrôler ni de prévoir.

Formule de partage des dépenses en capital

Une formule selon laquelle les services publics sont récompensés ou pénalisés en fonction de l'efficacité de leurs dépenses en capital.

Formule de partage des gains d'efficacité (gains de productivité)

Une formule selon laquelle les gains ou les pertes de productivité (généralement des écarts par rapport aux prévisions) sont partagés entre les services publics et les clients.

Marché concurrentiel

Un marché dans lequel aucun participant ne détient une part de marché suffisamment importante pour être en mesure de dicter le prix d'un bien ou d'un service.

Mécanisme d'ajustement des recettes provenant des ventes d'électricité

Un mécanisme d'ajustement des recettes qui élimine l'incidence des fluctuations des ventes sur le revenu.

Mécanisme de suivi des dépenses en immobilisations (« capital trackers »)

Méthode utilisée pour répondre aux besoins en capital qui ne sont pas financés au moyen du mécanisme I-X.

Mécanisme de découplage

Un mécanisme qui élimine les charges volumétriques et qui est souvent utilisé pour éviter de nuire aux efforts de promotion de l'efficacité énergétique d'un service public sans créer une incidence négative sur son revenu.

Mécanisme de partage des gains

Un mécanisme d'ajustement basé sur le taux de rendement du service public.

Mécanisme de report des gains d'efficience

Un mécanisme qui permet à un service public de reporter des gains d'efficience d'une période d'application à une autre.

Mécanismes hybrides

Combinaison d'un mécanisme incitatif et d'un mécanisme de réglementation classique.

Module de capital marginal

Un ajustement visant à répondre aux nouveaux besoins en capital.

Plafonnement des prix

Un prix maximal qu'un service public peut facturer.

Plafonnement des revenus

Un revenu total maximal pour une période donnée.

Plan incitatif axé sur la performance en matière de service

Un plan incitatif conçu pour établir un équilibre entre l'incitatif à réduire les dépenses et le souci d'assurer le maintien et l'amélioration de la qualité du service à la clientèle.

Plan tarifaire pluriannuel

Un plan utilisé pour déterminer les tarifs que le service public peut imposer pour chaque année d'une période d'application, ou cycle réglementaire, d'une période de deux ans ou plus.

Productivité multifactorielle

Une mesure de l'efficacité de l'utilisation de tous les intrants.

Réglementation classique fondée sur le coût de service

La méthode de réglementation classique des services publics à laquelle ont recours les organismes de réglementation pour fixer les revenus que doit dégager un service public pour couvrir ses coûts et obtenir un taux de rendement raisonnable.

Réglementation incitative

Une démarche réglementaire axée sur la performance, les résultats et les extrants.

Une méthode de réglementation à laquelle a recours un organisme de réglementation et qui consiste à utiliser des mesures incitatives afin d'inciter les services publics à améliorer leur efficacité ou à atteindre d'autres objectifs de performance.

Régulation par échelle mobile

Une modification de la réglementation fondée sur le taux de rendement au moyen de laquelle les organismes de réglementation déterminent un éventail de niveaux possibles de bénéfices.

RIIO

Le nouveau cadre réglementaire de l'OFGEM (Revenu = Mesures incitatives + Innovation + Résultats)

Tarifs optionnels

Une offre d'un choix de structures tarifaires.

Transport

Le processus qui consiste à acheminer l'énergie électrique des producteurs aux réseaux de distribution.

LISTE DES ACRONYMES

ACCC	Australian Competition and Consumer Commission
ACT	Australian Capital Territory (Territoire de la capitale australienne)
AEMC	Australian Energy Market Commission
AER	Alberta Energy Regulator
AESO	Alberta Electric System Operator
AEUB	Alberta Energy and Utilities Board
AUC	Alberta Utilities Commission
AWE (GHM)	Average Weekly Earnings (Gains hebdomadaires moyens)
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index (indice de durée moyenne d'interruption – client)
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index (indice de fréquence moyenne d'interruption – client)
CAPEX	Capital Expenditure (dépenses en capital)
CCA	Consumers' Coalition of Alberta
CCG	Consumer Challenge Group (groupe de défense des consommateurs)
CENS	Cost of Energy Not Supplied (coût de l'énergie non distribuée)
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CESS	Capital Expenditure Sharing Scheme (formule de partage des dépenses en capital)
COS	Cost of Service (coût de service)
CSPM	Customer Service Performance Mechanism (mécanisme d'évaluation de la performance sur le plan du service)
CTAIDI	Customer Total Average Interruption Duration Index (indice de

	durée d'interruption moyenne totale – client)
DEA	Data Envelopment Analysis (méthode d'enveloppement des données)
DER	Distributed Energy Resources (ressources énergétiques distribuées)
DORC	Depreciated Optimized Replacement Cost (coût de remplacement optimisé après amortissement)
DSM	Demand Side Management (gestion axée sur la demande)
E3GRID2012	European TSO Benchmarking Study (Étude comparative des exploitants des réseaux de transport européens)
ECM	Efficiency Carry-Over Mechanism (mécanisme de report des gains d'efficience)
ENMAX	ENMAX Power Corporation
ERAM	Electric Revenue Adjustment Mechanism (mécanisme d'ajustement des recettes provenant des ventes d'électricité)
ESM	Earnings Sharing Mechanism (mécanisme de partage des gains – MPG)
Facteur X	Facteur de productivité
Facteur Z	Facteur exogène
FASIT	Standard Reporting System for Faults and Interruptions (système normalisé d'établissement de rapports sur les défaillances et les interruptions)
FBR	Formula-Based Ratemaking (tarification fondée sur une formule)
FPGE	Formule de partage des gains d'efficience
HV	High Voltage (haute tension)
IPC	Indice des prix à la consommation
IPC	Indice des prix à la consommation

IPCSE	Indice des prix à la construction dans les services d'électricité
IPI	Indice des prix des intrants
IQI	Information Quality Incentive (mesure incitative visant la qualité de l'information)
LDC	Local Distribution Company (compagnie de distribution locale)
MAR	Maximum Allowable Revenue (revenu maximal admissible)
MC	Module de capital marginal
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NEC	National Electricity Code
NEM	National Energy Market
NER	National Electricity Rules
NERA	NERA Economic Consulting
NSW	New South Wales (Nouvelle-Galles du Sud)
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
NYPSC	New York Public Service Commission
O&M	Operating and Maintenance Cost (coûts d'exploitation et d'entretien)
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Operating Expenditures (dépenses d'exploitation)
PBR	Performance Based Regulation (réglementation incitative)
PEG	Pacific Economics Group
PMF	Productivité multifactorielle
RAB	Regulated Asset Base (actifs réglementés)
RB-ROR Rate-	Taux de rendement sur la base de tarification

Base Rate-of-Return	
RCP	Rendement des capitaux propres
RI	Réglementation incitative
RIIO	Revenue Set to Deliver Strong Incentives, Innovation and Outputs
RPI	Indice des prix de détail
RRFE	Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors (nouveau cadre réglementaire de l'électricité)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (indice de durée d'interruption moyenne du réseau)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Indice de fréquence moyenne d'interruption du réseau)
STPIS	Service Target Performance Incentive Scheme (plan incitatif axé sur le rendement en matière de service)
TOTEX	Total Expenditure (total des dépenses)
TSO	Transmission System Operator (exploitant de réseau de transport)
UCA	Utilities Consumer Advocate
WACC	Weighted Average Cost of Capital (coût moyen pondéré du capital)