



**Universidade Federal de Minas Gerais  
Faculdade de Ciências Econômicas  
Departamento de Ciências Administrativas  
Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração**

**Roberto de Barros Mesquita**

**Regulação de Custos de Distribuição de Energia Elétrica: uma análise  
comparativa das abordagens de *benchmarking* utilizadas em países  
europeus e latino-americanos**

**Belo Horizonte, março de 2017**

**Roberto de Barros Mesquita**

**Regulação de Custos de Distribuição de Energia Elétrica: uma análise comparativa das abordagens de *benchmarking* utilizadas em países europeus e latino-americanos**

Tese Doutoral apresentada ao Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Administração.

Área de concentração: Mercadologia, Administração Estratégica e Operações.

Orientadora: Dra. Ana Lúcia Miranda Lopes

**Belo Horizonte, março de 2017**

Ficha Catalográfica

B277r  
2017

Mesquita, Roberto de Barros.  
Regulação de custos de distribuição de energia elétrica  
[manuscrito]: uma análise comparativa das abordagens de  
benchmarking utilizadas em países europeus e latino-  
americanos / Roberto de Barros Mesquita. – 2017.  
216 f. : il., gráfs e tabs.

Orientadora : Ana Lúcia Miranda Lopes.  
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas  
Gerais, Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em  
Administração.  
Inclui bibliografia (f. 199-210) e anexos.

1. Benchmarking (Administração) – Teses. 2. Energia  
elétrica – Distribuição – Teses. 3. Planejamento estratégico –  
Teses. 2. Assunto – Teses. I. Lopes, Ana Lúcia Miranda.  
II. Universidade Federal de Minas Gerais. Centro de Pós-  
Graduação e Pesquisas em Administração. III. Título

CDD: 658.401

Elaborada pela Biblioteca da FACE/UFMG – NMM/039/2017



Universidade Federal de Minas Gerais  
Faculdade de Ciências Econômicas  
Departamento de Ciências Administrativas  
Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração

ATA DA DEFESA DE TESE DE DOUTORADO EM ADMINISTRAÇÃO do Senhor **ROBERTO DE BARROS MESQUITA**, REGISTRO Nº 175/2017. No dia 27 de março de 2017, às 9:00 horas, reuniu-se na Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, a Comissão Examinadora de Tese, indicada pelo Colegiado do Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração do CEPEAD, em 14 de março de 2017, para julgar o trabalho final intitulado "**Regulação de Custos de Distribuição de Energia Elétrica: uma análise comparativa das abordagens de benchmarking utilizadas em países europeus e latino-americanos**", requisito para a obtenção do **Grau de Doutor em Administração**, linha de pesquisa: **Mercadologia e Administração Estratégica**. Abrindo a sessão, a Senhora Presidente da Comissão, Profa. Dr. Ana Lúcia Miranda Lopes, após dar conhecimento aos presentes o teor das Normas Regulamentares do Trabalho Final, passou a palavra ao candidato para apresentação de seu trabalho. Seguiu-se a arguição pelos examinadores com a respectiva defesa do candidato. Logo após, a Comissão se reuniu sem a presença do candidato e do público, para julgamento e expedição do seguinte resultado final:

( X ) APROVAÇÃO;

( ) APROVAÇÃO CONDICIONADA A SATISFAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS CONSTANTES NO VERSO DESTA FOLHA, NO PRAZO FIXADO PELA BANCA EXAMINADORA (NÃO SUPERIOR A 90 NOVENTA DIAS);

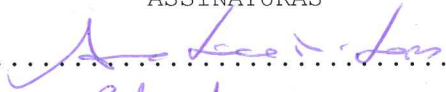
( ) REPROVAÇÃO.

O resultado final foi comunicado publicamente ao candidato pela Senhora Presidente da Comissão. Nada mais havendo a tratar, a Senhora Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada por todos os membros participantes da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 27 de março de 2017.

NOMES

ASSINATURAS

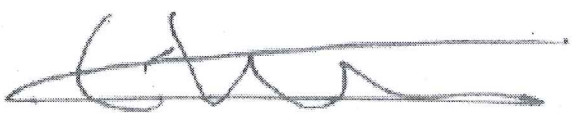
Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Ana Lúcia Miranda Lopes  
ORIENTADORA (CEPEAD/UFMG)

..... 

Prof. Dr. Edgar Augusto Lanzer  
(Universidade Federal de Santa Catarina/ SC)

..... 

Prof. Dr. Emmanuel Thanassoulis  
(Aston University/UK)

..... 

Prof. Dr. Heinz Ahn  
(Technische Universität Braunschweig)

..... 

Prof. Dr. Marcelo Azevedo Costa  
(Depto. de Engenharia de Produção/UFMG)

..... 

## **DEDICATÓRIA**

À Fátima, querida companheira de todos os momentos,  
e aos filhos e netos que entenderam o meu afastamento.

## AGRADECIMENTOS

Gratidão imensa a todos aqueles que direta ou indiretamente participaram desse aprendizado.

A Deus por ter me dado saúde e disposição para mais esta conquista acadêmica e pessoal;

À minha família, pela compreensão, estímulo e suporte ao longo de todo o processo;

À professora Ana Lúcia Miranda Lopes, pela atenção, apoio, dedicação e amizade no decorrer desses quatro anos;

Aos professores Marcelo Azevedo Costa, Aureliano Angel Bressan, Edgar Augusto Lanzer, Heinz Ahn e Emmanuel Thanassoulis, pelas valiosas contribuições a esta tese;

À Universidade do Estado de Mato Grosso (UNEMAT), pela disponibilização de condições temporais e materiais para realização dessa qualificação profissional;

Ao Corpo Docente do Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração (CEPEAD), pelos conhecimentos disponibilizados;

Aos funcionários da FACE-UFMG, pela atenção e presteza em todas ocasiões em que nos relacionamos;

Aos membros do Núcleo de Pesquisas em Eficiência, Sustentabilidade e Produtividade (NESP), pelo companheirismo e pelos diálogos construtivos;

Aos colegas de turma, pelo convívio inspirador e desafiante.

## RESUMO

A ação regulatória busca induzir ganhos de eficiência produtiva e melhoria da qualidade de serviços públicos, de modo a reduzir os custos das firmas reguladas e, conseqüentemente, as tarifas praticadas, considerando a existência de assimetria de informações e oportunismo. Procedimentos regulatórios eficazes envolvem mecanismos de incentivo às empresas reguladas, para que estas reportem com precisão informações de custos e demanda, de modo que possam ser determinados preços e resultados ótimos. Para isso, a Regulação por Incentivos tem feito uso crescente de *benchmarking* para estimar custos eficientes que possibilitem ajustar preços ou receitas de operadores de serviços públicos em todo o mundo sem comprometer a sustentabilidade econômica das empresas. Neste contexto, esta tese analisa comparativamente processos de regulação de tarifas de distribuição de energia elétrica adotados por agências reguladoras europeias e latino-americanas de modo a identificar convergências e divergências acerca das estratégias de regulação utilizadas, principais características do *benchmarking* para cálculo de custos eficientes, metodologias e modelos usados, trajetórias de redução de eventuais ineficiências e cálculo de ganhos de produtividade, entre outros aspectos. O estudo segue uma abordagem qualitativa com estudo de casos múltiplos. A coleta de informações ocorreu por meio de visitas técnicas com entrevistas e/ou pesquisa documental junto a dez reguladores europeus e oito latino-americanos. Os resultados apontam que as principais convergências encontradas nas regulações europeias e latino-americanas dizem respeito à estratégia de regulação, à duração do período regulatório, ao uso de valores médios ao invés de dados em painel, aos custos totais como principal insumo dos modelos, às variáveis explicativas, à não consideração de variáveis ambientais nos modelos de estimação dos custos eficientes e à não existência de padrão específico de definição do score de eficiência final das empresas. Já as principais divergências encontradas entre reguladores europeus e latino-americanos estão relacionadas às metodologias adotadas, ao estabelecimento de metas específicas para redução de ineficiências, à definição de metas gerais de ganho de produtividade e à consideração de bônus/ônus associados a qualidade do serviço no cálculo da receita permitida às distribuidoras de energia. Além disso, no Brasil, o agente regulador emprega alguns mecanismos específicos não praticados nos demais países pesquisados.

Palavras-chave: *Benchmarking* regulatório. Custos eficientes. Distribuição de Energia.

## ABSTRACT

Regulatory action seeks to induce productive efficiency gains and improvement of the quality of public utility services in order to reduce costs of regulated firms and, consequently, tariffs practiced, considering the existence of asymmetric information and opportunism. Effective regulatory procedures involve incentive mechanisms to regulated companies accurately report cost and demand information, so that optimal prices and results can be determined. Incentive Regulation is increasingly using some form of benchmarking to estimate efficient costs that enable price or revenue adjustments of utilities worldwide without compromising the economic sustainability of companies. In this context, this thesis analyses comparatively processes of regulating electric energy distribution tariffs adopted by European and Latin American regulatory agencies in order to identify convergences and divergences about the regulatory strategies used, the main characteristics of efficient costing benchmarking, methodologies and models used, trajectories of reduction of possible inefficiencies and calculation of productivity gains, among others. The study follows a qualitative approach with multiple case studies. The collection of information occurred through technical visits with interviews and/or documentary research with ten European regulators and eight Latin American ones. The results indicate the main convergences found in European and Latin American regulations are related to the regulatory strategy, the duration of the regulatory period, the use of mean values rather than panel data, total costs as the main input of the models, the explanatory variables, the failure to consider environmental variables in the efficient cost estimating models and the absence of a specific standard to define the final efficiency score of companies. The main divergences between European and Latin American regulators are related to the methodologies adopted, the establishment of specific targets to reduce inefficiencies, the definition of general goals of productivity gain and to the consideration of bonus/malus associated to the quality of service in the calculation of allowed revenue of energy distributors. In Brazil, the regulatory agent employs some specific mechanisms not practiced in other countries surveyed.

Keywords: Regulatory benchmarking. Efficient costs. Energy distribution.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Fronteiras de eficiência alternativas .....	47
Figura 2	Fronteiras CRS e VRS .....	51
Figura 3	Estimadores de fronteiras de eficiência OLS .....	57
Figura 4	Trajatória de redução de custos na regulação alemã .....	64
Figura 5	O <i>benchmarking</i> do processo regulatório alemão .....	65
Figura 6	Eficiência, ineficiência e supereficiência no modelo DEA .....	71
Figura 7	Escores de eficiência das distribuidoras austríacas .....	78
Figura 8	Relação entre custos de interrupção e rede de média voltagem .....	80
Figura 9	Modelo de Volume de Rede dinamarquês .....	81
Figura 10	Exemplo do cálculo do Volume de Rede de uma distribuidora .....	82
Figura 11	Relações entre índices de custo e densidade de consumidores .....	83
Figura 12	Cálculo da meta de redução de ineficiências no modelo dinamarquês .....	84
Figura 13	Modelo regulatório finlandês .....	88
Figura 14	Variáveis do modelo do segundo período regulatório finlandês .....	89
Figura 15	Variáveis do modelo do terceiro período regulatório finlandês .....	90
Figura 16	Efeito total do incentivo de eficiência no terceiro período regulatório .....	91
Figura 17	Cálculo do nível razoável de custo total no período de transição .....	92
Figura 18	Variáveis utilizadas no quarto período regulatório finlandês .....	93
Figura 19	Aspectos da supervisão da agência reguladora holandesa .....	99
Figura 20	Dos custos às receitas no processo regulatório holandês .....	101
Figura 21	Metodologia italiana para definição de tarifas .....	108
Figura 22	Modelo norueguês de três estágios para cálculo dos custos eficientes .....	113
Figura 23	Cálculo dos custos operacionais na regulação portuguesa .....	120
Figura 24	Resultados da aplicação do Modelo 1 português .....	122
Figura 25	Estatística descritiva das distribuidoras consideradas no Modelo 1 .....	123
Figura 26	Resultados da aplicação do Modelo 2 português .....	123
Figura 27	Regulação sueca da distribuição de energia elétrica .....	125
Figura 28	Eficiências estimadas pelo modelo brasileiro .....	137
Figura 29	Cronograma de revisão metodológica brasileira .....	137
Figura 30	Processo regulatório chileno .....	139
Figura 31	Áreas de atuação das distribuidoras colombianas .....	148
Figura 32	Processo de cálculo do Valor Atual de Reposição na regulação peruana .	171

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Estrutura funcional do setor elétrico .....	17
Tabela 2	Políticas Regulatórias .....	31
Tabela 3	Protocolo de Entrevista .....	59
Tabela 4	Relação de países pesquisados .....	60
Tabela 5	Características dos países europeus pesquisados .....	61
Tabela 6	Características dos países latino-americanos pesquisados .....	62
Tabela 7	Produtos usados nos modelos do <i>benchmarking</i> utilizado na Alemanha ..	66
Tabela 8	Principais parâmetros do terceiro período regulatório austríaco .....	73
Tabela 9	Insumos e produtos do modelo austríaco de <i>benchmarking</i> .....	74
Tabela 10	Escore de eficiência no terceiro período regulatório austríaco .....	77
Tabela 11	Exemplo de determinação do escore final no <i>benchmarking</i> austríaco .....	78
Tabela 12	Fator de Ajuste de Custos para diferentes escores de eficiência .....	79
Tabela 13	Porcentagem de redes subterrâneas em relação ao total de redes .....	81
Tabela 14	Limites fixos do <i>benchmarking</i> da qualidade dinamarquês .....	86
Tabela 15	Custos operacionais controláveis na regulação finlandesa .....	93
Tabela 16	Cálculo do lucro realizado ajustado no modelo finlandês .....	97
Tabela 17	Exemplo de definição tarifária para cinco distribuidoras .....	108
Tabela 18	Metas de ganho de produtividade na regulação italiana .....	109
Tabela 19	Classes de usuários no sistema elétrico italiano .....	111
Tabela 20	Produtos dos modelos de <i>benchmarking</i> noruegueses .....	114
Tabela 21	Variáveis ambientais analisadas pelo regulador norueguês .....	115
Tabela 22	Variáveis ambientais utilizadas na regulação norueguesa .....	116
Tabela 23	Variáveis utilizadas nos modelos portugueses .....	121
Tabela 24	Parâmetros do modelo sueco .....	126
Tabela 25	Variáveis utilizadas no terceiro ciclo tarifário brasileiro .....	131
Tabela 26	Variáveis ambientais utilizadas no terceiro ciclo tarifário brasileiro .....	132
Tabela 27	Variáveis consideradas no atual modelo brasileiro .....	133
Tabela 28	Restrições para <i>trade-offs</i> entre insumos e produtos .....	135
Tabela 29	Receita Requerida para a empresa em 2014 .....	156
Tabela 30	Receita Requerida (IR) para cada divisão de distribuição .....	157
Tabela 31	Variáveis utilizadas no modelo mexicano .....	158
Tabela 32	Variáveis utilizadas no modelo DEA panamenho .....	162

Tabela 33	Perdas eficientes na regulação panamenha .....	165
Tabela 34	Valores para determinação dos Setores de Distribuição Típicos peruanos	169
Tabela 35	Ajustes tarifários aprovados na regulação uruguaia .....	173
Tabela 36	Estratégias de regulação e períodos regulatórios em países europeus .....	175
Tabela 37	Metodologias, dados e insumos utilizados na regulação europeia .....	176
Tabela 38	Cálculo dos custos totais na regulação europeia .....	178
Tabela 39	Produtos utilizados nos modelos de regulação europeus .....	179
Tabela 40	Variáveis ambientais utilizadas nos modelos europeus .....	181
Tabela 41	Escore final de eficiência e prazos para redução de ineficiências .....	182
Tabela 42	Metas gerais de produtividade utilizadas na regulação europeia .....	183
Tabela 43	Uso do Fator Q na regulação europeia .....	184
Tabela 44	Estratégias de regulação e períodos regulatórios em países latino-americanos .....	185
Tabela 45	Metodologias, dados e insumos utilizados na regulação latino-americana	186
Tabela 46	Cálculo dos custos totais na regulação latino-americana .....	187
Tabela 47	Produtos utilizados nos modelos de regulação latino-americanos .....	187
Tabela 48	Escore final de eficiência e prazos de redução de ineficiências .....	189
Tabela 49	Características mais frequentes dos processos regulatórios europeus e latino-americanos .....	190

## LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica
ACM	Authority for Consumers & Markets
AEEGSI	Autoritá per l'energia elecctrica il gas e il sistema ídrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AregV	Incentive Regulation Ordinance
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BCC	Banker, Charnes e Cooper
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital Expenditure, Custo de Capital
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CEER	Council of European Energy Regulators
CEPA	Cambridge Economic Policy Associates
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNE	Comisión Nacional de Energía
COLS	Corrected Ordinary Least Squares
CPOLS	Corrected Pooled Ordinary Least Squares
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRS	Constant Returns to Scale
DEA	Data Envelopment Analysis
DERA	Danish Energy Regulatory Authority
DMU	Decision Making Unit
E-CONTROL	Energie Control
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ERSE	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
MOLS	Modified Ordinary Least Squares
NDRS	Non-Decreasing Returns to Scale
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Dictorate
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía

OLS	Ordinary Least Squares
OPEX	Operational Expenditures, Custos Operacionais
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
RAB	Regulatory Asset Base
RPI	Retail Price Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SDEA	Stochastic Data Envelopment Analysis
SDT	Setor de Distribuição Típico
SFA	Stochastic Frontier Analysis
StoNED	Stochastic Nonsmooth Envelopment of Data
STOTEX	Standardised Total Expenditure
TCU	Tribunal de Contas da União
TIR	Taxa Interna de Retorno
TOTEX	Total Expenditures, Custos Totais
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
VAD	Valor Agregado de Distribuição
VADE	Valor Agregado de Distribuição de Energia
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo
VRS	Variable Returns to Scale
WACC	Weighted Average Capital Cost

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	14
1.1	Motivação para a pesquisa .....	23
1.2	Objetivos da pesquisa .....	25
1.2.1	Objetivo geral .....	25
1.2.2	Objetivos específicos .....	25
2	REVISÃO DA LITERATURA .....	26
2.1	Regulação econômica de serviços públicos .....	26
2.2	Monopólios naturais .....	29
2.3	Estratégias de Regulação .....	33
2.3.1	Regulação por Taxa de Retorno .....	35
2.3.2	Regulação <i>Price Cap</i> .....	37
2.3.3	Regulação <i>Revenue Cap</i> .....	40
2.3.4	<i>Yardstick competition</i> .....	41
2.3.5	Outros mecanismos de regulação .....	43
2.4	Desenvolvimento de um modelo de <i>benchmarking</i> regulatório .....	44
2.4.1	Metodologias de <i>benchmarking</i> .....	46
2.4.1.1	<i>Data Envelopment Analysis</i> .....	48
2.4.1.2	<i>Stochastic Frontier Analysis</i> .....	52
2.4.1.3	<i>Stochastic Non-Smooth Envelopment of Data</i> .....	55
2.4.1.4	Metodologias baseadas em regressões por mínimos quadrados .....	56
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	58
4	AGÊNCIAS REGULATÓRIAS EUROPEIAS .....	63
4.1	Alemanha – <i>Bundesnetzagentur</i> .....	63
4.2	Áustria – <i>Energie Control</i> .....	72
4.3	Dinamarca – <i>Danish Energy Regulatory Authority</i> .....	80
4.4	Finlândia – <i>Energiavirasto</i> .....	87
4.5	Holanda – <i>Authority for Consumers &amp; Markets</i> .....	98
4.6	Inglaterra – <i>Office of Gas and Electricity Markets</i> .....	102
4.7	Itália – <i>Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico</i> .....	107
4.8	Noruega – <i>Norwegian Water Resources and Energy Directorate</i> .....	112

4.9	Portugal – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos .....	119
4.10	Suécia – <i>Energimyndigheten</i> .....	124
5	AGÊNCIAS REGULADORAS LATINO-AMERICANAS .....	128
5.1	Argentina – <i>Ente Nacional Regulador de la Electricidad</i> .....	128
5.2	Brasil – Agência Nacional de Energia Elétrica .....	130
5.3	Chile – <i>Comisión Nacional de Energía</i> .....	138
5.4	Colômbia – <i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i> .....	147
5.5	México – <i>Comisión Reguladora de Energía</i> .....	155
5.6	Panamá – <i>Autoridad Nacional de los Servicios Públicos</i> .....	160
5.7	Perú – <i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</i> ...	166
5.8	Uruguai – <i>Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua</i> .....	172
6	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	175
6.1	Reguladores Europeus .....	175
6.2	Reguladores Latino-Americanos .....	185
6.3	Reguladores Europeus e Latino-Americanos .....	189
7	CONCLUSÕES SOBRE A PESQUISA .....	194
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	199
	ANEXOS .....	211
	Anexo A – Escores de eficiência das distribuidoras brasileiras no Quarto Ciclo Tarifário .....	211
	Anexo B – Intervalos de confiança das estimativas de eficiência do Quarto Ciclo Tarifário .....	212
	Anexo C – Estruturação das Áreas Típicas Chilenas .....	214
	Anexo D – Escores de eficiência estimados com DEA e SFA no modelo mexicano .....	215
	Anexo E – Eficiências ajustadas e trajetórias de redução de ineficiências no modelo mexicano .....	216

## 1 INTRODUÇÃO

A regulação econômica representa o monitoramento e controle de parâmetros relacionados com as atividades de serviços de utilidade pública promovidas por agentes públicos ou privados, a exemplo de preços, receitas, lucros e qualidade dos serviços públicos.

As pesquisas sobre regulação econômica podem ser classificadas em três categorias, conforme Noll (1989). A primeira e mais antiga trata das falhas de mercado e das ações corretivas que os governos devem adotar para resolvê-las. A segunda examina os efeitos das políticas regulatórias, e investiga se a intervenção governamental é eficiente, ou mais eficiente do que se nada fosse feito. Segundo o autor, a disseminação da modelagem matemática, o desenvolvimento da econometria e os computadores facilitaram muito esse campo de pesquisa, que tem sido predominante a partir do final da década de 50 do século passado. A terceira categoria, que passou a ser uma importante parte da literatura nos anos 70, busca desenvolver melhores processos regulatórios, e tem como motivação a pesquisa sobre métodos que sejam as melhores alternativas para minimização de problemas derivados de falhas de mercado. Assim, a terceira categoria contempla pesquisas sobre mecanismos e metodologias capazes de melhorar procedimentos regulatórios, e é a categoria em que esta pesquisa se enquadra.

Normalmente, monopólios naturais não têm incentivo para redução de custos, tendem a produzir menos do que a demanda total do mercado, e a cobrar preços excessivamente altos, caso não estejam sujeitos a alguma força disciplinadora. Em função disso, os governos criam agências reguladoras para agirem como uma *proxy* de mercados competitivos, impondo restrições aos preços e estabelecendo modalidades de produção. Bogetoft e Otto (2011) salientam que no setor de distribuição de energia essas características monopolísticas são potencializadas pela inexistência de substitutos e pelo fato de que a demanda é relativamente inelástica.

Neste contexto, a ação regulatória busca induzir ganhos de eficiência produtiva e de qualidade dos serviços prestados, de modo a reduzir os custos das empresas e, conseqüentemente, as tarifas praticadas, considerando a existência de assimetria de informações (LAFFONT; TIROLE, 1993), e oportunismo (WILLIANSO, 1985). Os agentes reguladores têm informações imperfeitas sobre as firmas e as características do mercado, e, geralmente, as firmas têm mais informações sobre esses atributos do que o regulador. Com isso, os gestores das empresas reguladas podem utilizar estrategicamente essa assimetria de informação para obter lucros adicionais em prejuízo dos consumidores. Como conseqüência, poderia haver dano



moral, representado pela dedicação de pouco esforço gerencial, o que resultaria em custos excessivos, e seleção adversa, preços muito altos em relação aos custos de produção, que teriam que ser resolvidos por mecanismos regulatórios eficazes.

Com respeito à questão da propriedade de monopólios naturais, Newberry (1997) explica que o contraste entre Estado e mercado não é somente uma questão de propriedade pública ou privada, mas também entre dois modos de controle – o controle político exercido diretamente através da propriedade ou o controle indireto por meio de regulação. Neste sentido, o processo de privatização de serviços públicos ocorrido em diversos países a partir de 1990 gerou uma maior demanda pela criação de órgãos independentes dotados de poder para controlar a execução dos contratos de concessão, fiscalizar os serviços e as concessionárias, regulamentar o setor, reprimir condutas abusivas e arbitrar os conflitos entre os agentes envolvidos.

Desta forma, a questão regulatória diz respeito à busca por mecanismos capazes de corrigir falhas de mercado, e promover bem-estar para a sociedade, mas, muitas vezes, a interferência política no processo regulatório pode gerar distorções no setor econômico objeto de regulação ao reduzir a credibilidade acerca da estabilidade das regras, comprometendo os investimentos e os serviços prestados.

Jamison e Berg (2012) entendem que o aparato regulatório deve promover a estabilidade do sistema, resguardar os consumidores de abusos de poder de mercado, proteger consumidores e operadores contra oportunismo político, e prover incentivos para os operadores de serviço operarem eficientemente fazendo os investimentos necessários. Logo, a regulação deve aumentar o valor agregado do fornecimento de serviços públicos incluindo benefícios para consumidores, operadores e demais partes interessadas. Assim, o problema regulatório inclui questões de poder de mercado, oportunismo, e assimetria de informação, bem como de equilíbrio entre decisões que contemplem diferentes horizontes de tempo para não sacrificar a eficiência de longo-prazo por expedientes políticos de curto-prazo.

Esta pesquisa tem foco no estudo de modelos de *benchmarking* regulatório para o estabelecimento de custos eficientes e precificação da distribuição de energia elétrica, com a identificação de métodos de medição de desempenho utilizados na prática por reguladores europeus e latino-americanos.

Bogetoft e Otto (2011) mencionam que a NVE – *Norwegian Water Resources and Energy Directorate* tem se mostrado pioneira na implementação de modelos de regulação no setor de distribuição de energia elétrica. Em 1991, eles iniciaram a regulação pela taxa de retorno, e em

1997, passaram a adotar a regulação pelo limite de receita (*revenue cap*) utilizando *Data Envelopment Analysis* (DEA), até que em 2007 introduziram o regime de *yardstick competition*, conceitos que serão posteriormente apresentados.

Neste ambiente regulatório cada vez mais dinâmico, os agentes reguladores têm um papel relevante pois devem desempenhar com eficácia as funções regulatórias, promovendo a interface entre governo, setor privado, população, e outros grupos de interesse, e implementando as reformas necessárias para garantir a sustentabilidade dos marcos regulatórios. Conforme Bolt (2014), a regulação continua a ser uma experiência de aprendizado, na qual deverá ocorrer uma contínua evolução nos procedimentos de estabelecimento e revisão de preços, tanto para resguardar interesses dos consumidores, quanto para refinar e simplificar os mecanismos de incentivo às firmas reguladas.

O *benchmarking* no contexto regulatório tem tradicionalmente se concentrado na comparação de custos históricos incorridos pelas empresas reguladas para que sejam identificadas as melhores práticas do setor analisado. Posteriormente, essas melhores práticas podem ser usadas para determinação de futuras reduções de custos, considerando o que as empresas revelaram em suas ações passadas.

Entretanto, a efetividade desse processo está diretamente associada à utilização pelo agente regulador de metodologias e modelos capazes de representar adequadamente a realidade vivenciada pelas empresas reguladas, e da escolha acertada de direcionadores de custo das atividades operacionais. Particularmente na regulação do setor elétrico tem sido aplicado o “*state-of-the-art benchmarking*”, que já é responsável por um considerável impacto econômico tanto para as firmas, quanto para os consumidores de países europeus que utilizam metodologias de fronteiras de eficiência (BOGETOFT; OTTO, 2011).

Neste setor, processos de *benchmarking* têm feito uso de métodos de análise de fronteiras de eficiência, a exemplo de *Data Envelopment Analysis* (DEA) e *Stochastic Frontier Analysis* (SFA), metodologias desenvolvidas respectivamente por Charnes, Cooper e Rhodes (1978), e por Aigner, Lovell e Schmidt (1977) e Meeusen e Van den Broeck (1977).

As reformas estruturais do setor elétrico a partir da década de 90 levaram à segmentação das atividades considerando as funções realizadas pelas empresas. Assim, o setor elétrico pode ser representado considerando sua estrutura funcional, que por sua vez pode ser associada a características econômicas setoriais específicas, as quais demandam estruturas de mercado apropriadas. A Tabela 1 apresenta tais aspectos do setor elétrico.

**Tabela 1: Estrutura funcional do setor elétrico**

<b>Função</b>	<b>Características chave</b>	<b>Implicações</b>
Geração	Economias de escala limitadas Complementariedade com a transmissão	Potencialmente competitivo
Transmissão	Externalidades de rede Geralmente não é monopólio natural Grandes custos irrecuperáveis ( <i>sunked costs</i> )	Incentivos a investimentos necessitam atenção especial Conjunto de redes único, mas possivelmente diversos proprietários
Distribuição	Frequentemente é monopólio natural Grandes custos irrecuperáveis	Sem competição
Operação do sistema	Monopólio (devido a restrições técnicas)	Sem competição
Fornecimento ao usuário final	Economias de escala limitadas	Potencialmente competitivo
Serviços relacionados: Troca de energia Construção e manutenção de ativos	Sem características especiais	Potencialmente competitivo

Fonte: Adaptado de OECD (2001, p.18)

Percebe-se que a OECD (2001) entende que a distribuição de energia frequentemente é monopólio natural, principalmente em função dos altos custos incorridos na implantação das redes, enquanto as demais funções do sistema de energia elétrica têm características potencialmente competitivas, a exceção da operação do sistema que requer a unicidade de comando para efetividade da operação conjunta.

No Brasil, a subdivisão do sistema contempla quatro setores distintos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração de energia é bastante pulverizada, com aproximadamente 3.152 empreendimentos geradores, dos quais a maioria é de termelétricas de médio porte, embora aproximadamente 70% da capacidade instalada seja hídrica, havendo em torno de 200 hidrelétricas de grande porte em operação (ANEEL, 2014). Até 2012, era um segmento com livre negociação, diretamente ou via leilões regulados, mas depois da renovação antecipada das concessões (Lei 12.783/2013), passou a ter preços controlados.

O setor de transmissão é composto por concessionárias que operam mais de 100.000 quilômetros de linhas de transmissão em todo o país (ABRADEE, 2015), enquanto a distribuição de energia é realizada por 61 concessionárias que operam, principalmente, redes

de média e baixa tensão. As concessionárias atuam em áreas geográficas específicas, definidas por ocasião da outorga das concessões, fazendo com que a energia elétrica chegue aos consumidores finais, tanto urbanos quanto rurais.

O setor energético brasileiro tem seus preços regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o agente regulador criado pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, como uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica.

O modelo de regulação tarifária adotado para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, a partir de 1996, é o do *price cap*, um mecanismo de estabelecimento de limite de preço. Por ocasião da implementação desse mecanismo regulatório, as empresas concessionárias passaram a ter seus custos separados em dois blocos: custos não-gerenciáveis e custos gerenciáveis. Os primeiros, componentes da chamada parcela A da tarifa, dizem respeito àqueles custos que a empresa não tem capacidade de gestão, a exemplo de custo de compra da energia, custo da transmissão, e encargos setoriais, que são integralmente reconhecidos e transferidos no cálculo das tarifas. Já os custos gerenciáveis, componentes da parcela B, são os que estão sob controle dos gestores da empresa, como custos operacionais, remuneração do investimento, e depreciação, entre outros. Esses custos componentes da parcela B são revisados pelo agente regulador, e os custos operacionais são comparados com o custo eficiente calculado para o setor, por ocasião das revisões tarifárias. A partir de 2011, na terceira revisão tarifária do setor de distribuição de energia, se fez uso de metodologia de análise de fronteiras de eficiência para promover o *benchmarking* regulatório.

Deste modo, a utilização de metodologias de fronteiras na regulação de serviços públicos é relativamente recente no Brasil e, portanto, é um processo passível de melhorias se considerarmos a existência de uma curva de aprendizagem por parte do regulador e dos demais agentes econômicos envolvidos. No decorrer do 1º Fórum Internacional em *Benchmarking* utilizando *Data Envelopment Analysis* (DEA) na Regulação da Energia Elétrica, realizado em novembro de 2013, em Belo Horizonte, renomados autores estrangeiros, como Rajiv Banker (Temple University), Subbash Ray (University of Connecticut), Finn Forsund (University of Oslo), Joseph Paradi (University of Toronto), John Ruggiero (University of Dayton), e brasileiros, Ana Lopes e Marcelo Costa (ambos da Universidade Federal de Minas Gerais), foram bastante críticos em relação ao modelo brasileiro adotado no 3º Ciclo de Revisão Tarifária da Distribuição de Energia Elétrica. Na ocasião, os autores apresentaram uma série de propostas de melhoria ao modelo, sintetizadas em Lopes (2013). Dentre as sugestões propostas

estão a utilização do modelo DEA com retornos variáveis à escala (VRS), e não o de retornos não decrescentes à escala (NDRS); a eliminação das restrições aos pesos nas variáveis; e a substituição da abordagem de *bootstrap* proposta por Silmar e Wilson (1998), pela de *Ordinary Least Square* (OLS) apresentada em Banker e Natarajan (2008).

A evolução do desempenho dos setores elétricos do Chile, da Inglaterra, e dos estados da Califórnia e Pensilvânia, foi pesquisada por Brennan, Palmer e Martinez (2002), que verificaram que as empresas reguladas têm historicamente desenvolvido outros serviços de utilidade pública além do fornecimento de energia, como programas de conservação de energia (gestão da demanda), pesquisa e desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e sustentáveis, e subsídios a consumidores de baixa renda. Tais programas têm sido possíveis na medida em que os reguladores têm permitido a recuperação dos custos nas tarifas cobradas. Desta forma, segundo os autores, melhores políticas de regulação requerem dados adequados e o balanceamento de diferentes interesses políticos.

Com respeito à eficiência de distribuidores de energia, existem inúmeros trabalhos em diferentes países, a exemplo de Forsund e Kittelsen (1998) que identificaram que até aquela data a maioria dos estudos sobre esta temática se referiam a análises de um único país. Edvardsen e Forsund (2003) promoveram *benchmarking* entre grandes distribuidoras de energia da Dinamarca, Finlândia, Noruega, Suécia, e Holanda, utilizando dados de 1997, e identificaram a viabilidade de promoção de *benchmarking* internacional para o mesmo tipo de atividade produtiva em diferentes países com aplicação de uma fronteira tecnológica comum. Foi observado que a Finlândia era o país mais eficiente, e que os *benchmarks* para as distribuidoras poderiam estar em outros países, o que torna relevante o procedimento de comparação relativa entre empresas que atuam em diferentes países.

Jamasb e Pollitt (2003) também fizeram uma aplicação de diferentes modelos utilizados em seis países europeus (Itália, Noruega, Inglaterra, Portugal, Espanha e Holanda) para avaliar a eficiência de 63 distribuidoras de energia desses países, promovendo *benchmarking* internacional. Para isso foi necessário a harmonização e ajuste dos custos das empresas, e a conversão de moedas distintas, de modo a obter dados passíveis de comparação. As metodologias adotadas na análise foram DEA, SFA e COLS (*Corrected Ordinary Least Squares*), e foi possível verificar uma variação significativa nos resultados obtidos com a aplicação dos diferentes modelos, o que geraria impactos financeiros relevantes nas distribuidoras dependendo do modelo adotado.

Littlechild (2011) examinou evidências de falhas na regulação do setor elétrico da Austrália e da Argentina, concentrando-se na transmissão de energia, e concluiu que entraves burocráticos, captura por grupos de interesse, influências políticas e limitação de recursos regulatórios podem ser sérios problemas para o processo regulatório. O autor também constatou problemas de coordenação entre as partes interessadas envolvidas no sistema elétrico, dificultando a realização de novos investimentos, com consequências negativas para as empresas reguladas e os consumidores.

Mais recentemente, diversos autores promoveram estudos sobre a experiência inglesa de regulação de serviços públicos de energia elétrica, a exemplo de Bolt (2014), Littlechild (2014), e Wren-Lewis (2014). Bolt, após analisar os últimos dez anos de experiência regulatória inglesa, entendeu que o principal desafio para os próximos dez anos diz respeito ao relacionamento entre reguladores e o governo. O autor considera três possíveis resultados com respeito a esta relação. O primeiro deles é os reguladores estabelecerem uma posição de autonomia no limite entre política e regulação, recuperando “terreno perdido” para o governo que interviu muito na condução da regulação. O segundo, no outro extremo, os reguladores se tornarem efetivamente pouco mais que agentes do governo, implementando políticas governamentais e provendo informação e assistência sobre eficiência e outros assuntos. O terceiro, a posição intermediária, manter a postura atual dando continuidade à “contínua confusão” e falta de transparência, não alcançando nem a escala de investimento em infraestrutura que o governo considera necessária, nem a eficiência e responsividade aos consumidores que o regulador procura estimular.

Jamasb, Nillesen e Pollitt (2004) estudaram o comportamento estratégico de firmas reguladas e constataram que as empresas, muitas vezes, adotam práticas legais que desafiam a finalidade do incentivo estabelecido pelo regulador, conseguindo aumentar lucros sem alcançar ganhos reais de eficiência. Consequentemente, eles propuseram algumas medidas a serem adotadas pelos reguladores para melhoria de processos regulatórios, como aumentar a confiabilidade dos dados das empresas reguladas por meio de auditorias, estudos técnicos e comparações entre padrões de custos, e conduzir análises de sensibilidade das abordagens de *benchmarking* escolhidas e dos conjuntos de dados para identificar as variáveis mais relevantes e para avaliar efeitos de erros de medição.

A exemplo desse estudo, Michael Pollitt promoveu, em parceria com diferentes pesquisadores, diversas pesquisas relevantes sobre esta temática. Jamasb e Pollitt (2001) promoveram uma ampla investigação sobre a utilização de regulação por incentivos e métodos de *benchmarking* para o setor de transmissão e distribuição de energia elétrica em diversos países. Eles

identificaram que em dez países, dentre os vinte pesquisados, estava sendo empregada alguma forma de *benchmarking*, e em cinco deles eram utilizados modelos orientados a fronteiras de eficiência, como DEA, SFA, e Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS). Os autores também previram um aumento significativo do uso de métodos de *benchmarking* a medida em que mais países implementassem reformas em seus setores energéticos.

Neste sentido, é possível notar um crescente interesse na literatura acadêmica acerca da aplicação das metodologias DEA e SFA na distribuição de energia elétrica, a exemplo dos trabalhos de Agreel et al. (2005), Ajadhia e Petrov (2004), Cullman (2012), Hjalmarsson e Veiderpass (1992), Iglesias et al. (2010), Korhonen e Syrjanen (2003), e Kuosmanen, Saastamoinen e Sipilainen (2013), que além das duas metodologias, também analisaram o modelo StoNED (*Stochastic Nonsmooth Envelopment of Data*), desenvolvido em Kuosmanen e Kortelainen (2012).

Em 2005, Pollitt investigou a utilização dos escores de eficiência calculados pelo regulador inglês nas revisões de preço da distribuição e transmissão de energia, fez críticas à abordagem adotada, COLS, e propôs algumas sugestões para o cálculo do Fator X no modelo de regulação *price cap*, como a adoção de um Fator X único igual à média do fator de produtividade total do setor considerando um período longo, por exemplo de dez anos. Apesar das críticas, o autor reconheceu que durante o período de 1990 a 2004 a regulação por incentivos da transmissão e distribuição de energia inglesa produziu redução significativa de preços e ganhos de produtividade com manutenção da lucratividade do setor. Isto, segundo ele, se deve ao sucesso da gestão das technicalidades do processo de *benchmarking*, e do relacionamento entre as diferentes partes interessadas.

Já Haney e Pollitt (2009) pesquisaram junto a agências regulatórias de energia em diversos países da Europa, Oceania e América Latina, o uso e a escolha de técnicas de *benchmarking*, para entender melhor como se dá o processo de opção por determinado modelo regulatório. A partir dos resultados obtidos junto a 40 agências reguladoras, os autores desenvolveram um Índice de Melhores Práticas (*Best Practice Index*) de regulação no qual eram valorizados o uso de DEA, COLS, SFA e/ou outro método de *benchmarking*, a utilização de mais de uma técnica de *benchmarking*, o uso dos custos totais (TOTEX) como insumo do modelo, a utilização de dados em painel, ajustes para incertezas nos dados, a presença de mais de trinta empresas ou o uso de *benchmarking* internacional no caso de amostras menores, a incorporação de variáveis ambientais, e a análise dos resultados tanto por especialistas internos quanto externos ao

regulador. Os autores relatam ainda uma tendência de países maiores implementarem modelos de *benchmarking* mais sofisticados.

Em 2011, Haney e Pollitt pesquisaram os determinantes dos métodos utilizados na regulação do setor elétrico considerando os dados obtidos na pesquisa anteriormente mencionada (2009), e concluíram que a existência e experiência de uma agência reguladora independente é de longe a mais importante influência institucional para o uso de métodos considerados melhores práticas de regulação. Segundo os autores, níveis mais altos de experiência tendem a aumentar a credibilidade do regulador e como resultado possibilitam a adoção de métodos mais complexos.

Posteriormente, em 2013, Haney e Pollitt discutiram os desafios teóricos e práticos associados à utilização de *benchmarking* na regulação das empresas que atuam na transmissão de energia elétrica. Eles verificaram que o foco da literatura acadêmica estava voltado à melhoria metodológica e à resolução de problemas com modelos sofisticados, e que, na aplicação prática dos métodos de *benchmarking*, os reguladores se mostravam cautelosos na interpretação dos resultados dos modelos reconhecidos como inerentemente imperfeitos.

Entretanto, apesar da extensa literatura disponível sobre a regulação do setor elétrico não se tem informação detalhada sobre os modelos regulatórios utilizados pelos diferentes países, no que tange ao cálculo dos custos eficientes. Sabe-se que os reguladores utilizam metodologias de *benchmarking*, mas não se sabe bem como. É importante para os agentes reguladores terem informações um sobre os outros para que a regulação como um todo avance junto, pois a análise de experiências regulatórias promovidas por diferentes países poderá contribuir para socialização de novas práticas regulatórias e para aperfeiçoamento de marcos regulatórios atualmente utilizados, na medida em que agentes reguladores passem a conhecer novas possibilidades de regulação econômica.

Assim, esta investigação está voltada ao esclarecimento da seguinte questão de pesquisa: Quais as características do *benchmarking* regulatório atualmente adotado em países europeus e latino-americanos para apuração dos custos eficientes na regulação econômica do setor de distribuição de energia elétrica? A pesquisa busca preencher a lacuna encontrada na literatura específica sobre regulação do setor elétrico e estimação de custos regulatórios eficientes de operadoras de serviços públicos, na qual existe um grande volume de publicações, mas não com esse propósito. A resposta para tal questionamento levou em conta práticas adotadas por agências reguladoras européias e latino-americanas, que serão detalhadamente descritas e analisadas de modo a atingir os objetivos de pesquisa.



## 1.1 Motivação para a pesquisa

A importância dos resultados do processo de *benchmarking* para o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de serviço público é uma das principais justificativas para a pesquisa, visto que os setores regulados disponibilizam a infraestrutura essencial para a sociedade moderna, bem como estão na fronteira do progresso tecnológico, e, portanto, têm um grande impacto no bem-estar das pessoas e das organizações (POSNER, 1999). A relevância do setor também é ressaltada por Ray (2013) que considera a distribuição de energia elétrica a espinha dorsal da sociedade.

Burns et al. (2006) entendem que o *benchmarking* tem um papel importante na extração de informações das firmas reguladas e no estabelecimento de incentivos. Muitas vezes, a ineficiência medida pode ser um reflexo da falha do analista na incorporação de todas as variáveis relevantes, na especificação dos objetivos econômicos corretos, e das restrições adequadas (STIGLER, 1976).

Outro aspecto motivador é o fato de que é na regulação econômica de operadores de rede que atualmente se pratica o estado-da-arte do *benchmarking* regulatório para estimação dos custos eficientes do setor (BOGETOFT; OTTO, 2011). Neste sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o agente regulador do setor no Brasil, passou a adotar a metodologia de análise de fronteira de eficiência *Data Envelopment Analysis* (DEA) no terceiro ciclo regulatório da distribuição de energia elétrica, e o processo de *benchmarking* tem evoluído bastante desde então.

Entretanto, a renovação antecipada das concessões de geração e transmissão de energia realizada em 2012 foi objeto de auditoria do Tribunal de Contas da União (TCU), em função de ter causado desequilíbrio nas contas do setor. O tribunal avaliou que há uma discrepância causada no setor pelo fato de que, se as distribuidoras estão em desequilíbrio financeiro, as geradoras que não aderiram à renovação antecipada das concessões tiveram ganhos superiores a 700% no mercado de curto prazo (TCU, 2014). De acordo com estimativa do TCU, os recursos para fazer frente às medidas implementadas atingirão o montante de R\$ 61 bilhões, somados os valores de 2013 e 2014. Entretanto, a redução na estrutura tarifária foi de apenas R\$ 16,8 bilhões ao ano, durante esse período. O presidente do TCU, Augusto Nardes, considerou que a MP 579 foi implementada sem planejamento e tornou o setor dependente do Tesouro (VALOR ECONÔMICO, 2014).

A Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) também demonstra preocupação com os possíveis impactos do repasse estimado em 54 bilhões de reais no decorrer de 2015 para as tarifas de energia elétrica. Segundo a associação, uma tarifa muito elevada aumenta a inadimplência e o furto de energia, prejudicando o desempenho das concessionárias (CANALENERGIA, 2015).

Newberry (2000), se referindo à evolução de processos regulatórios, entende que práticas regulatórias estão evoluindo rapidamente, ultrapassando a teoria. Complementarmente, Bolt (2014) entende que a regulação continua sendo uma experiência de aprendizado, enquanto Jamasb, Nillesen e Pollitt (2004) percebem que, a partir de um ponto de vista teórico e metodológico, existe uma margem considerável para melhoria do *benchmarking* regulatório adotado na regulação de monopólios naturais. Desta forma, segundo os autores supramencionados, a transparência no exercício do *benchmarking* e na tomada de decisões, juntamente com a disponibilidade pública de dados subjacentes aumentariam a aceitabilidade das determinações de agentes reguladores, e contribuiriam para a melhoria desses processos.

Logo, a eventual melhoria de processos regulatórios derivada de novos conhecimentos traz relevância social a esta investigação na medida em que melhores práticas de regulação devem promover ganhos para os consumidores de serviços públicos, considerando que ganhos de eficiência contribuem para equilíbrio do setor e para a modicidade tarifária.

*It would be worthwhile to pursue more work on the performance of incentive regulation mechanisms on electric and gas distribution and transmission companies in all relevant dimensions. The empirical research on the performance of incentive regulation in the telecommunications sector is much more extensive than is the research on electricity and gas networks. This kind of comparative institutional work is not easy, but it needs to be done, perhaps in conjunction with benchmarking studies that include firms subject to different types of regulation (JOSKOW, 2005, p.54).*

O presente estudo é inspirado no trabalho de Bogetoft e Otto (2011) que atuaram como consultores da agência regulatória alemã e descreveram resumidamente o processo de *benchmarking* implementado naquele país em 2009. Entretanto, nesta pesquisa buscou-se apresentar detalhadamente os processos regulatórios adotados por 18 agências regulatórias distintas, 10 europeias e 8 latino-americanas, de modo a contemplar diferentes possibilidades de regulação econômica do setor com estabelecimento de custos eficientes.

A adoção de metodologias sofisticadas para *benchmarking* regulatório no Brasil é relativamente recente, quando comparado a países europeus, onde já se fazia uso dessas metodologias em 1997 (BOGETOFT; OTTO, 2011). Também o Chile, pioneiro na reforma do setor elétrico, se

converteu em um paradigma para a região, tendo se tornado referência para a reforma de setores elétricos de outros países na América Latina (ELGUETA, 1999). Desta forma, entende-se que a análise de procedimentos regulatórios adotados nesses e em outros países poderá agregar valor ao modelo brasileiro, bem como ao de outros países.

Além disso, cabe lembrar que as ferramentas analíticas desenvolvidas a partir dos anos 70 permitiram um grande avanço na regulação econômica de serviços públicos. Entretanto, Joskow e Noll (1981) constataram que muito mais esforço havia sido dedicado por pesquisadores para responder sobre a necessidade ou não de regulação, do que sobre como melhorar o desempenho das políticas regulatórias, o que até o presente, é realidade em muitos países.

Neste contexto, a disponibilização de novos conhecimentos sobre processos de *benchmarking* regulatório para estimativa de custos eficientes derivados desta pesquisa inédita na literatura possibilitará a agentes reguladores, gestores de empresas prestadoras de serviços públicos reguladas, profissionais que oferecem serviços de consultoria em *benchmarking* em setores regulados e acadêmicos que pesquise análise de eficiência e produtividade, novas perspectivas de regulação econômica e de modelagem de sistemas industriais complexos.

## **1.2 Objetivos da pesquisa**

### **1.2.1 Objetivo geral**

Analisar comparativamente processos de regulação de tarifas de distribuição de energia elétrica adotados por agências reguladoras europeias e latino-americanas.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Investigar modelos de regulação adotados por diferentes agências regulatórias para estimar custos eficientes a serem considerados em revisões tarifárias do setor de distribuição de energia elétrica;
- Descrever detalhadamente os processos regulatórios adotados nos países pesquisados, identificando as estratégias de regulação, as principais características do *benchmarking* para cálculo de custos eficientes, as metodologias, os modelos e as trajetórias de redução de ineficiências, dentre outros aspectos relevantes;
- Promover uma análise cruzada dos principais aspectos dos modelos estudados identificando situações de consenso e de divergência encontradas.

## **2 REVISÃO DA LITERATURA**

### **2.1 Regulação econômica de serviços públicos**

A questão da regulação de serviços públicos faz parte de uma classe mais ampla de problemas discutidos genericamente na literatura como problemas da relação entre principal e agente (TRAIN, 1991). Essa relação é discutida detalhadamente por Jensen e Mekling (1976), que tratam das questões de agência que surgem a partir da separação entre a propriedade e o controle da empresa. Ao ocorrer esta cisão, as empresas passam a ser geridas por agentes com interesses próprios, o que faz surgir custos de agência para incentivar o agente a agir conforme os interesses do proprietário (principal).

O relacionamento de agência é definido a partir do momento em que uma ou mais pessoas – os diretores – contratam outra pessoa – o agente – para desempenhar algum serviço em seu benefício que envolva a delegação de autoridade para tomada de decisão ao agente, mediante remuneração (JENSEN; MECKLING, 1976). Os autores entendem que o agente escolherá um conjunto de atividades que fará com que o valor total da firma seja menor do que o escolhido pelo proprietário, mas que essa falha na maximização do valor da firma é perfeitamente consistente com eficiência, visto que a reputação do gestor depende de seu desempenho.

Williamson (1964) já argumentava que em um ambiente operacional caracterizado por poder de mercado e separação entre a propriedade e o controle das empresas surge a “discrição gerencial”. Dada essa liberdade de escolha, gestores iriam tentar maximizar uma função de utilidade na qual o lucro é um de muitos argumentos, ou até uma restrição na busca de objetivos alternativos.

Neste contexto, é possível que o aumento de custos associados à agência, que correspondem à somatória de custos de criação e estruturação de contratos entre o proprietário e o agente; despesas de monitoramento pelo proprietário; despesas associadas à bonificação do agente; e perdas residuais, possa impactar a eficiência relativa da firma, quando consideradas outras unidades administradas pelos proprietários. Desta forma, o principal passa a ter o desafio de produzir um contrato ótimo para o agente, considerando que este tem mais informação acerca do funcionamento da empresa, e que são necessários incentivos para que o agente aja no melhor interesse do principal.

Laffont e Martimort (2002) consideram que a delegação de tarefas a um agente com objetivos diferentes daqueles do principal que delega essas tarefas é problemática quando a informação

sobre o agente é imperfeita. Esse problema frequentemente encontrado na gestão de organizações se torna a essência da questão de incentivos. Assim, objetivos conflitantes e informação descentralizada são dois componentes básicos da Teoria de Incentivos. O paradigma relevante para a análise do comportamento de mercado em termos econômicos é que o agente tem interesses particulares, e a partir dessa premissa, torna-se necessário o estabelecimento de incentivos para que o agente aja buscando alcançar os objetivos do principal.

No ambiente regulatório, o principal é o regulador, que quer que a firma, o agente, defina preços e capacidade produtiva a níveis que irão otimizar objetivos regulatórios. O agente tem mais informação sobre a tecnologia de produção e estrutura da demanda, mas o principal não pode contar com a firma para divulgação desses dados (BERG; TSCHIRHART, 1988). Assim, o desenvolvimento de procedimentos regulatórios ótimos envolve mecanismos de incentivo ao regulado, para que este reporte com precisão informações de custos e demanda, de modo que o regulador possa determinar preços e resultados ótimos.

Goldberg (1976) também entende que a regulação pode ser vista como um contrato entre a agência regulatória (agindo como agente dos consumidores) e as firmas reguladas. Neste sentido, segundo ele, existiria uma dupla relação principal-agente. O regulador é agente dos consumidores, e principal em relação aos fornecedores de serviço público regulados. Panzar (1989) acrescenta a esta análise a perspectiva de que naqueles setores em que as firmas têm uma proximidade tecnológica haveria a possibilidade de redução dos custos de agência, em função de que seria possível ao principal controlar melhor a gestão das mesmas, na medida em que houvesse mais simetria de informação.

Em uma perspectiva normativa, a regulação de operadores de serviços de utilidade pública é desejável se: (i) os objetivos do governo forem diferentes dos objetivos do operador, e (ii) o operador tiver vantagem de informações sobre o governo. Com respeito ao primeiro aspecto, o governo está basicamente preocupado com novos investimentos, expansão do serviço e preços baixos para os consumidores, enquanto os operadores privados querem, prioritariamente, maximizar lucros, o que pode ser inconsistente com o amplo fornecimento de serviço e preços baixos. Por outro lado, operadores estatais podem priorizar a satisfação de apoiadores políticos, a manutenção de alto índice de emprego, ou a garantia de grandes orçamentos (JAMISON; BERG, 2012).

Quanto à questão da assimetria, Jamison e Berg (2012) apontam três abordagens para reduzir assimetrias de objetivos e informações: submeter o operador a pressões competitivas, levantar

informações sobre o operador e o mercado, e aplicar regulação por incentivo. Segundo eles, os reguladores, tipicamente, utilizam uma combinação das três abordagens, e o *mix* adequado depende das necessidades e interesses do país, das capacidades e arranjos institucionais, do custo de obtenção de informações, e do potencial de concorrência.

Ramalho (2009) considera objetivos da função regulatória: a promoção e garantia de competitividade no setor, a garantia dos direitos dos usuários dos serviços públicos, o estímulo a novos investimentos, qualidade e segurança dos serviços aos menores custos possíveis, a garantia de remuneração adequada dos investimentos realizados pelas empresas reguladas, a mediação de conflitos entre consumidores e fornecedores, e a prevenção do abuso de poder econômico pelos prestadores de serviço. Trata-se, portanto, de atividade bastante complexa.

Train (1991) considera que o grande desafio da atividade regulatória é induzir as firmas que atuam em mercados não-competitivos a agirem de modo compatível com objetivos sociais. Segundo ele, o agente regulador deve estabelecer métodos e incentivos para que, na busca por lucros, a firma também atinja resultados sociais. Logo, a questão central da economia da regulação passa a ser o desenvolvimento de mecanismos capazes de indução ao alcance de resultados ótimos. Para isso, o primeiro passo para a definição do marco regulatório é a caracterização do resultado desejado, enquanto o segundo diz respeito à construção de um mecanismo regulatório capaz de induzir a firma a agir de modo a produzir o resultado desejado. Desta forma, a efetiva regulação estabelece uma situação em que o resultado social desejado também é o que gera o maior lucro para a firma, de modo que a firma a escolhe naturalmente.

Segundo Bolt (2014), a regulação econômica, frequentemente, não é percebida como uma questão técnica na qual os reguladores podem balancear a eficácia da competição e a promoção e proteção de interesses dos consumidores, com autoridade para revisão da competição, caso seja necessário, e promoção de mudanças estruturais para alcançar objetivos sociais. Neste contexto, os agentes reguladores poderiam implementar competição no mercado de serviços públicos pela remoção de barreiras legais e técnicas à entrada de novas firmas, monitorando condutas anti-competitivas, reestruturando o setor, e provendo acesso a infraestrutura essencial (JAMISON, 2012), o que não é possível no setor de distribuição de energia elétrica que opera em uma estrutura de monopólios naturais em todo o mundo.

Dentre as eventuais barreiras à entrada de novas firmas, são mencionados: grandes requisitos de capital, economias de escala, vantagens absolutas de custo por meio de patentes, diferenciação de produto dificilmente alcançável, custos irrecuperáveis (*sunked costs*),

intensidade de pesquisa e desenvolvimento (P&D), alta durabilidade do capital específico da firma, integração vertical, custos de substituição que os clientes teriam que suportar para mudar de fornecedor, e restrições estabelecidas pelos governos (JAMISON; BERG, 2012). Além dessas barreiras, os autores ainda citam aquelas criadas pelo atual operador de serviço público no mercado, tais como: ações de preferência e de retaliação, excesso de capacidade, segmentação do mercado, e assimetrias de informação.

Com respeito ao estabelecimento de pressão competitiva nos mercados, Jamison e Berg (2012) identificam três abordagens utilizadas por agentes reguladores. A primeira delas é fazer com que haja múltiplos operadores atuando no mercado, mecanismo denominado competição no mercado, a exemplo do que ocorre no setor de telecomunicações. A segunda abordagem, concorrência para o mercado, estabelece uma competição entre os operadores por meio de licitação para ter o direito de ser o fornecedor monopolístico do serviço, a exemplo da licitação de franquias para fornecimento de água nas cidades brasileiras. A terceira técnica está associada à competição entre mercados, comparando operadores que atendem diferentes mercados e recompensando aqueles que apresentam um desempenho superior, modelo atualmente utilizado no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Os setores que são alvo principal de regulação econômica – eletricidade, gás e telefonia – devido à sua complexidade tecnológica e alta intensidade de capital (BRAEUTIGAM, 1989), são estruturados como monopólios naturais, demandando mecanismos regulatórios específicos a serem discutidos nas estratégias de regulação, após uma breve contextualização de monopólios naturais.

## **2.2 Monopólios naturais**

Schumpeter promoveu a defesa da existência de grandes empresas monopolísticas ao mencionar que uma firma atomística operando em um mercado competitivo seria um meio adequado para alocação de recursos, mas que a grande firma operando em um mercado concentrado era o meio mais adequado para promoção do progresso e expansão da produção no longo prazo. Segundo ele, “*perfect competition is inferior, and has no title to being set up as a model of ideal efficiency*” (SCHUMPETER, 1942, p.106). Na perspectiva do autor, a organização industrial composta por grandes firmas monopolísticas poderia trazer acréscimos decisivos de bem-estar.

Posner (1999) argumenta que o termo monopólio natural não se refere ao número efetivo de fornecedores em um mercado, mas à relação entre demanda e tecnologia de oferta. Deste modo, se toda a demanda de determinado mercado puder ser atendida ao menor custo por uma única firma ao invés de duas ou mais, este mercado é um monopólio natural, independentemente do número de firmas que lá atuem.

A associação da existência de monopólio natural à perspectiva de custos empresariais também é feita por Jamison (2012). Segundo ele, o monopólio natural ocorre quando uma única firma é capaz de atender a toda a demanda do mercado a um custo inferior ao de qualquer combinação de duas ou mais empresas especializadas menores. Adicionalmente, o autor associa a questão de custos ao número de empresas atuando em determinado setor, afirmando que: “uma firma pode ser considerada monopólio natural em um determinado mercado se não mais do que uma firma possa atender ao mercado recebendo lucros não negativos” (JAMISON, 2012, p.44).

Kahn (1971) pesquisou monopólios naturais e competição destrutiva, e percebeu que a necessidade de montar uma grande estrutura intensiva de capital pode gerar o monopólio natural ou a condição de concorrência destrutiva. Segundo ele, essas tendências estão relacionadas ao fato de que na maioria dos serviços públicos os custos fixos correspondem a um alto percentual dos custos totais, e que são esses custos que seriam duplicados e “desperdiçados”, caso duas empresas tentem atender aos mesmos mercados. Entretanto, altos custos fixos não são necessariamente a razão de monopólios naturais. Shaked e Sutton (1982) lembram que em alguns casos os custos fixos associados à prestação de serviços de utilidade pública são altos porque o mercado atendido é grande.

Berg e Tschirhart (1988), conforme apresentado na Tabela 2, classificam monopólios naturais em dois tipos: (i) monopólios naturais fortes, aqueles em que a precificação pelo custo marginal gera déficits, e (ii) monopólios naturais fracos, aqueles em que a precificação pelo custo marginal não gera déficits.



**Tabela 2: Políticas Regulatórias**

<b>Tipo de monopólio</b>	<b>Com barreiras à entrada</b>	<b>Sem barreiras à entrada</b>
Monopólio natural forte	Fazer valer preço = custo marginal; ou não precificar pelo custo marginal para evitar déficits do regulado	Fazer valer preço = custo marginal e subsidiar a firma; ou não regular para que a ameaça de entrada force a adoção de preço de equilíbrio
Monopólio natural fraco	Fazer valer preço = custo marginal e enfrentar possíveis problemas de lucro excessivo	Fazer valer preço = custo marginal, prevenir novas entradas, e enfrentar possíveis problemas de lucro excessivo

Fonte: Berg e Tschirhart (1988, p.34)

Os autores consideram que a regulação é necessária para o monopólio natural forte quando a entrada de novos competidores não for viável, e para o monopólio natural fraco quando a entrada for viável. Na primeira situação, a ausência de concorrência pode gerar distorções na precificação dos serviços, enquanto na segunda, o aumento da concorrência pode desestabilizar o setor, e, conseqüentemente, a oferta de serviços. Entretanto, em ambos os casos, a regulação deve ser adotada somente quando a má alocação de recursos sob não-intervenção exceder os custos de regulação.

No caso da distribuição de energia elétrica se aplica a situação em que há um monopólio natural forte com barreiras à entrada de novos provedores de serviço público, o que caracteriza, conforme Berg e Tschirhart (1988), um contexto em que a tarifa deve ser igual ao custo marginal, de modo a evitar déficits para a empresa regulada, mantendo-a capaz de realizar os investimentos necessários para expansão da oferta e melhoria da qualidade dos serviços prestados.

De acordo com Jamison (2012), se uma empresa atende a um único mercado, a economia de escala é suficiente para que a firma seja um monopólio natural, embora haja outras características de custos a serem consideradas neste tipo de estrutura de mercado. Economia de escala implica na redução do custo médio da firma à medida em que se aumenta a produção da mesma. Train (1991) também entende que os altos custos fixos associados ao fornecimento público são a principal razão de economias de escala.

Truett e Truett (1990) lembram que economias de escala e retornos crescentes à escala não são o mesmo, mas é necessário que a produção apresente retornos crescentes à escala, visto que somente assim surgirão economias de escala.

Por outro lado, Grossman (2005) entende que é um erro considerar que economias de escala derivem de altos custos fixos, e que uma maior produção reduziria o custo médio dos produtos em função do rateio do custo fixo por um número maior de unidades produzidas. O autor argumenta que no longo prazo não existem custos fixos, e, portanto, o entendimento de Train (1991) é falso por definição. Segundo Grossman, os custos de capital – instalações e equipamentos – não são fixos no longo prazo, visto que estes podem ser vendidos e empregados em outras alternativas. Além disso, no longo prazo, o montante de capital empregado pode ser ajustado em função da demanda pelos produtos, de modo que não deve haver impacto desses custos nos custos médios de longo prazo. Assim, independentemente de quais os custos fixos de curto prazo, o custo médio de longo prazo não deverá mudar.

Já com respeito à definição de monopólios quando a firma atua em diversos mercados, há que se considerar conceitos de custos mais complexos, como economia de escopo, além da subaditividade de custos. A economia de escopo está associada ao fato de que uma única firma é capaz de produzir dois ou mais produtos ou serviços conjuntamente a um custo menor do que múltiplas firmas produzindo os produtos separadamente. Já a subaditividade de custos existe quando uma única firma é capaz de satisfazer a toda a demanda do mercado a um custo menor do que duas ou mais empresas especializadas menores (JAMISON, 2012).

Assim, a existência de um monopólio natural depende da situação global de custos, considerando tanto economias quanto deseconomias de escopo e escala, sendo que o termo subaditividade é utilizado para esse propósito. Uma curva de custos apresenta subaditividade em um determinado nível de produção de um ou mais produtos se o custo de produzir esses produtos é menor com uma firma do que com mais de uma firma, independentemente de como a produção possa ser dividida entre as múltiplas empresas (TRAIN, 1991).

Complementarmente, Sharkey (1982) explica que quando a tecnologia for expressa em termos de uma função de custos que mostre o valor monetário dos insumos utilizados na produção de um conjunto de produtos, então uma única firma é mais eficiente que duas ou mais firmas se a sua função de custos for subaditiva. Desta forma, a economia de escopo vai existir se for possível produzir qualquer vetor de produtos mais eficientemente em uma única firma do que em duas ou mais firmas especializadas, mantido constante o nível de produção de cada produto.

Entretanto, assim como economias de escopo e escala existem em certos níveis de produção e em outros não, o mesmo ocorre com a subaditividade. Logo, um monopólio natural existe quando a curva de custos apresentar subaditividade no intervalo relevante da demanda do

mercado (TRAIN, 1991). O autor ainda esclarece que as economias de escopo podem existir com ou sem economias de escala, e vice-versa. Isto se deve ao fato de que é possível que instalações comuns possam ser utilizadas na produção de dois produtos, mas que a expansão da produção de ambos aumente os custos mais que proporcionalmente.

Conseqüentemente, cabe a consideração de Baumol, Panzar e Willig (1988) de que tanto nos casos de produto único, quanto de múltiplos produtos, a definição de monopólio deveria abandonar o conceito de economias de escala, e usar o conceito de subaditividade. Neste sentido, eles já haviam proposto a seguinte definição: “*An industry is said to be a natural monopoly if, over the entire relevant range of outputs, the firms’ cost function is subadditive*” (BAUMOL; PANZAR; WILLIG, 1982, p.17).

A partir da definição do que é um monopólio natural, cabe discutir a questão de como estabelecer controle sobre essas firmas de modo a alcançar objetivos econômicos e sociais simultaneamente. Schmalensee (1979) argumenta que a sociedade está primordialmente interessada em outros valores que os econômicos, mas que dificilmente estes são estabelecidos nos mecanismos de controle de monopólios naturais. Segundo ele, a adoção de metas sociais potencialmente conflitantes pode levar a ações arbitrárias ou inação, e, neste contexto, considera que o objetivo “mais produtivo” deve ser a eficiência econômica (SCHMALENSEE, 1979, p.18). Para isso, a literatura da Teoria da Regulação trata de diferentes mecanismos ou estratégias de regulação econômica.

### **2.3 Estratégias de Regulação**

Bogetoft e Otto (2011) classificam os mecanismos de regulação considerando quatro regimes distintos: (i) recuperação de custos: custo do serviço, *cost plus*, e taxa de retorno; (ii) preços fixos: *revenue cap* e *price cap*; (iii) *yardstick competition*; e (iv) leilão de franquias. Jamison e Berg (2012) também mencionam quatro mecanismos básicos de regulação: taxa de retorno, *price cap*, *revenue cap*, e *yardstick regulation*. Entretanto, reconhecem que na prática, a *yardstick regulation* ou *benchmarking* é um insumo usado nas regulações de *price* ou *revenue cap* e, algumas vezes, na regulação da taxa de retorno, o que restringe os mecanismos de regulação propostos a três modalidades distintas. Desta forma, a distinção entre as duas taxonomias diz respeito aos leilões pelo direito de monopólio.

A incerteza do regulador sobre os custos empresariais e esforços administrativos dos gestores da empresa regulada dão a esta uma vantagem estratégica. A firma regulada busca convencer o

regulador de que seus custos são altos, de modo a obter tarifas que mantenham sua viabilidade financeira de longo prazo, aumentando seus lucros à medida em que captura excedentes dos consumidores. Com isso, o regulador que busca maximizar o bem-estar social enfrenta um problema de potencial seleção adversa à medida em que tenta distinguir entre firmas com diferentes custos de oportunidade (JOSKOW, 2005).

Segundo o autor, na medida em que o regulador tenha ou possa obter boas informações sobre os custos reais da firma regulada, pelo menos em termos agregados, uma abordagem para lidar com o problema de seleção adversa anteriormente mencionado seria simplesmente redefinir, após um ano, os preços para um nível igual às despesas incorridas (*ex post*). Este problema também seria resolvido caso a desvantagem informacional fosse eliminada com a auditoria dos custos empresariais pelo regulador. Esta é a caracterização padrão da regulação pelo custo do serviço.

Entretanto, caso não haja oportunidade para obtenção de rendas adicionais, pode ocorrer uma redução do esforço para controle dos custos por parte da firma regulada, aumentando as despesas realizadas acima de seus níveis ótimos. A partir disso, o regulador passa a enfrentar um potencial problema de risco moral associado a variações no esforço gerencial em resposta a eventuais incentivos regulatórios (LAFFONT; TIROLE, 1993). Assim, um mecanismo de preços fixos poderia resolver a questão de risco moral ao gerar incentivos para redução de custos. Por outro lado, com a adoção desse tipo de mecanismo, potencialmente limitado para extração de benefícios aos consumidores e à sociedade, pode levar a se incorrer a todos os custos associados à seleção adversa.

Shleifer (1985) propôs, caso haja informações sobre múltiplas firmas não-concorrentes, um mecanismo regulatório eficiente que envolve o estabelecimento da tarifa de cada firma considerando os custos das outras firmas. Tal procedimento, denominado *yardstick competition*, seria interessante na medida em que as firmas individualmente não teriam controle sobre os custos incorridos pelas demais, e que estimularia a competição entre elas, visto que o preço estabelecido somente cobriria os custos eficientes.

Joskow (2005) considera que a distinção entre a regulação por incentivo e a regulação pelo custo de serviço é que as informações são utilizadas mais efetivamente, olhando para a frente e não para trás, e reconhecendo que os reguladores têm informações imperfeitas e assimétricas que fazem com que o uso de mecanismos regulatórios que reconheçam claramente as questões de seleção adversa e risco moral sejam projetados para mitigá-los.

Deste modo, a regulação econômica baseada em incentivos diz respeito ao uso de recompensas e penalidades para induzir a empresa monopolista concessionária de serviço público a alcançar metas desejadas pelo regulador mantendo alguma discricção na realização de objetivos empresariais. Assim, esta tipologia de regulação busca controlar o nível de preços do operador de serviço público em monopólio natural.

Conforme Sappington (1994), as principais características dos incentivos regulatórios são: (i) os incentivos devem ser estruturados para alcançar objetivos bem específicos; (ii) as firmas reguladas devem possuir algum poder discricionário sob a regulação por incentivos; (iii) à firma regulada não é garantida discricção completa sob regulação por incentivos. Pressupondo a existência de assimetria informacional e uma relação de principal-agente, o regulador impõe limites sobre as atividades relevantes e/ou resultados da firma regulada, objetivando alcançar a eficiência produtiva, e assegurar preços razoáveis para os consumidores.

Dado este contexto, a seguir serão detalhadas as principais estratégias de regulação com potencial de incentivo à redução de custos pelas firmas reguladas adotadas por reguladores de serviços públicos em diferentes países.

### **2.3.1 Regulação por Taxa de Retorno**

Neste tipo de mecanismo regulatório, o regulador estabelece um preço que permite ao operador obter lucros contábeis iguais ao seu custo de capital no momento em que o nível de preço é estabelecido. Deste modo, a regulação por taxa de retorno ajusta o nível de preço conforme o custo de capital do operador, e tem como fatores críticos as decisões de como avaliar a base de capital, se deve somar novos investimentos à base no momento em que eles ocorrem ou quando as instalações entrarem em funcionamento, o montante de depreciação, se as despesas estão sendo geradas prudentemente e se estão relacionadas aos itens que são úteis para a oferta do serviço público (JAMISON, 2007).

De acordo com Viscusi, Hermon e Harrington (1995), este modelo de regulação teve início nos Estados Unidos para regulação dos monopólios privados de serviço público. Este deveria atender aos seguintes objetivos: (i) evitar o excesso de lucros, (ii) impedir a má alocação de recursos e a produção ineficiente, (iii) estabelecer preços não discriminatórios entre consumidores, (iv) evitar que os preços não cubram os custos e a taxa de retorno, e (v) viabilizar a agilidade administrativa no processo de definição e revisão de tarifas.

Com respeito ao custo de capital e à taxa de retorno, Dubash (2002) identificou que o custo de capital tende a ser mais alto em mercados não-regulados, refletindo maiores riscos, do que sob propriedade pública ou regulação baseada em taxas de retorno estáveis. Segundo ele, em um setor tão intensivo em capital quanto o de eletricidade, altos custos de capital resultariam em maiores custos médios e maior variabilidade de preços.

Outro aspecto importante dessa modalidade de regulação econômica diz respeito à partilha de lucros adicionais do regulado com os consumidores (*profit sharing*). Alguns operadores empregam este mecanismo para que o operador mantenha apenas parte dos ganhos obtidos acima do custo de capital, bem como suporte parte da diferença se os ganhos forem inferiores ao custo de capital. Com isso, ocorre uma transferência de risco dos consumidores para os acionistas da firma regulada.

Jamison e Berg (2012) mencionam dois mecanismos que permitem à firma regulada obter ganhos ou perdas adicionais. Uma abordagem está associada à permissão para que a firma mantenha ao menos parte dos ganhos acima do custo de capital. Caso o regulador permita que o operador mantenha todo o ganho adicional, e que suporte todas as perdas, trata-se de regime de incentivo de alta potência. Já o mecanismo no qual o operador mantém apenas uma pequena porcentagem da diferença entre o ganho real e o custo de capital é chamado de esquema de baixa potência de incentivo. Na segunda abordagem o agente regulador permite que o operador tenha ganhos ou perdas adicionais por algum tempo antes de reajustar o nível de preços, o que é denominado retardamento regulatório (*regulatory lag*).

Conforme Jamison (2007), existem diversas vantagens associadas ao uso deste mecanismo de regulação. A primeira delas é que é um regime sustentável mesmo que não haja concorrência, visto que os preços podem ser ajustados considerando mudanças nas condições da firma. Ela também restringe o discernimento do regulador no estabelecimento de preços, minimizando o risco do investidor, o que, por sua vez, reduz o custo de capital da empresa. Além disso, os lucros podem ser mantidos em níveis aceitáveis tanto pelos consumidores quanto pelos investidores.

Bonbright, Danielsen e Kamerschen (1988) consideram os preços sob regulação pela taxa de retorno justos e razoáveis, visto que eles possibilitam a recuperação dos custos realmente incorridos na prestação do serviço, e protegem os consumidores do pagamento de preços que promoveriam lucros de monopólio ao fornecedor do serviço de utilidade pública.

Complementarmente, Berg (1997) salienta que a principal propriedade da regulação pela taxa de retorno é que ela permite que o regulador limite o nível de lucro que pode ser alcançado pela firma regulada, fixando o máximo retorno sobre o investimento (em termos reais), e deixando à empresa um certo grau de autonomia para conduzir os negócios. Por outro lado, o autor identifica os principais problemas associados a este tipo de regulação:

- 1) Custos admissíveis. As firmas podem exagerar seus custos ou incorrer em custos que podem ser questionados pelos consumidores, a exemplo de gastos com propaganda;
- 2) Despesas de depreciação. A escolha de uma escala apropriada para depreciação pode ser subjetiva;
- 3) Incentivos. Há pouco incentivo para manter os custos operacionais baixos, caso seja possível repassá-los aos consumidores;
- 4) A taxa básica e o retorno permitido. Há dúvida sobre como medir o capital da empresa, se pelo custo original, pelo valor de mercado, pelo custo de reposição, ou por outra medida, assim como para definir qual seria o retorno apropriado;
- 5) Captura regulatória. Pode ser que o agente regulador tenha preferências que indevidamente reflitam em benefícios aos consumidores ou às firmas reguladas, e isso poderá afetar o equilíbrio entre o interesse público e o das firmas<sup>1</sup>.

Com isso, Jamison (2007) entende que a regulação pela taxa de retorno se torna um mecanismo que estimula o desenvolvimento de mercados não competitivos, a exemplo de Bonbright, Danielsen e Kamerschen (1988), que lembram que esse mecanismo de regulação é, muitas vezes, criticado por não oferecer incentivo para as firmas operarem eficientemente.

### **2.3.2 Regulação *Price Cap***

Em função das limitações mencionadas, o mecanismo de *price cap* (limite de preço) foi idealizado para estimular a melhoria de eficiência da firma regulada, bem como para reduzir o volume de informações necessárias para a regulação pelo método da taxa de retorno. Esta modalidade foi desenvolvida na Inglaterra no início dos anos 80 do século XX, por Stephen

---

<sup>1</sup> Jarrell (1978) discute as teorias de interesse público e da captura e entende que o comportamento de agentes reguladores, muitas vezes, vai contra o interesse público, mas também não é, uniformemente, pró regulado.

Littlechild, que posteriormente se tornou executivo da *British Telecom* (BT), conforme Acton e Vogelsang (1989).

As principais vantagens do *price cap* correspondem às desvantagens do modelo de custo do serviço. Conforme Littlechild (2014), a abordagem define incentivos para a produção eficiente, permite flexibilidade com respeito à estrutura de preços, e estabelece requisitos informacionais moderados.

A regulação *price cap* é também denominada *RPI-X*, onde RPI é o acrônimo em inglês para índice de preços no varejo, e *X* é um fator de produtividade. Nesta modalidade, o preço é estabelecido pelo regulador indexando o preço anterior de acordo com a inflação menos um ajuste de produtividade obtido ao longo do período decorrido desde o último ajuste tarifário. O fator-*x* deve refletir a diferença entre o operador analisado e a média das firmas na economia com respeito à sua habilidade de melhoria de eficiência e de mudança nos preços dos insumos (JAMISON; BERG, 2012).

No momento inicial, a regulação pelo limite de preço estabelece preços que permitam à firma recuperar os custos referentes à Parcela B. A partir daí os preços podem subir conforme a taxa de inflação, menos um desconto, a saber:

$$\% \Delta p \leq I - X \quad (1)$$

Onde  $\% \Delta p$  é a alteração percentual média nos preços permitida no período, *I* é o índice de inflação, e *X* é o desconto pela produtividade passada.

A lógica subjacente à restrição de um limite de preço é que ela emula um mercado competitivo, no qual os preços refletem os custos de produção, que ao subirem implicam em aumentos de preço, bem como cujos preços caem à medida em que a produtividade aumenta. Como resultado, em uma economia competitiva, a taxa de inflação reflete aumentos inevitáveis nos custos de produção e impacta os ganhos de produtividade (JAMISON, 2007).

As quatro principais características dessa modalidade de regulação, segundo Acton e Vogelsang (1989), são:

- 1) O regulador estabelece o preço limite (*price cap*), e a firma regulada pode fixar seu preço abaixo ou igual ao estabelecido pelo regulador, retendo os lucros obtidos nesse nível de preço;
- 2) No caso de múltiplos produtos, o regulador pode estabelecer um limite agregado para uma cesta de produtos. Esse limite agregado pode ser um índice de preços ou uma média ponderada



dos preços. Assim, a firma pode alterar o preço dos produtos, desde que o índice ou a média ponderada não aumente;

3) O regulador pode determinar que o preço limite seja corrigido ao longo do tempo de acordo com um fator predeterminado exógeno à firma;

4) Em intervalos mais longos, o preço limite pode ser revisto pelo regulador considerando novas condições de custo e demanda da firma regulada.

Deste modo, a regulação por limite de preço ajusta o preço do operador de acordo com um índice de preços que reflete a taxa de inflação na economia, a capacidade do operador para obter eficiências relativas à empresa média na economia, e a inflação de preços dos insumos do operador em relação à empresa média na economia (JAMISON; BERG, 2012).

Quando a taxa de inflação ( $I$ ) utilizada representar o índice geral de preços na economia, o Fator X destina-se a capturar a diferença entre o operador e a empresa média na economia com respeito a inflação nos preços dos insumos e as mudanças de produtividade. Quando o índice escolhido for de preços no varejo, o Fator X representa a diferença entre o operador e a empresa varejista média. Finalmente, quando a medição de eficiência e inflação no preço dos insumos ocorre diretamente no operador para estabelecimento do Fator X, se trata de regulação pura do preço limite (*price cap regulation*), e reflete a mudança de produtividade do operador analisado (BONBRIGHT; DANIELSEN; KAMERSCHEN, 1988).

Dois aspectos importantes da regulação pelo *price cap* são apresentados por Brunekreeft (2003): o compromisso *ex ante* e a restrição do nível de preço médio ponderado. O primeiro aspecto diz respeito ao fato de que a regra é estabelecida antecipadamente e vale para todo o período regulatório, geralmente períodos de 3 a 5 anos. Já o segundo, mencionado anteriormente, está associado à restrição do nível de preço ponderado, no caso de múltiplos produtos, e não aos preços individuais, o que permite à firma determinar sua estrutura de preços.

Assim, considerando a questão do compromisso *ex ante*, a definição do ganho de produtividade ocorre antecipadamente, e considera a expectativa de melhoria de eficiência, de modo que o Fator X contemple ao menos parte desse ganho aos consumidores, por meio de menores tarifas. Brunekreeft (2003) considera que é extremamente relevante que essa definição ocorra *ex ante*, mesmo que isso crie dificuldade para estimação do ganho de produtividade, visto que se a produtividade fosse observada *ex post*, não haveria incentivo para melhoria de eficiência e obtenção de ganhos de produtividade. Caso a determinação do Fator X ocorresse *ex post*, o *price cap* se transformaria em regulação pelo custo do serviço. Logo, a definição do Fator X

antecipadamente pode estimular a firma a superar a expectativa do regulador, de modo a obter lucros adicionais, e, é exatamente isso que, segundo o autor, incentiva a melhoria de produtividade.

### 2.3.3 Regulação *Revenue Cap*

Outra abordagem de regulação no nível de preço é denominada *revenue cap*, que se refere a um limite na receita do operador. É similar à regulação *price cap*, mas a taxa de inflação e o Fator X se aplicam à receita e não aos preços. Neste caso, o regulador determina o montante de receita que a firma precisa para cobrir seus custos operacionais, depreciação e custo de capital (JAMISON, 2007).

Geralmente, o custo de capital é estimado como o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), que é uma média ponderada do custo da dívida e do custo do capital próprio do operador de rede, enquanto a estrutura de capital se refere à proporção de dívida e patrimônio que a operadora usa para financiar suas operações, segundo o *Body of Knowledge on Infrastructure Regulation*. O custo médio ponderado de capital é calculado pela ponderação do custo de cada fonte de recurso por sua participação na estrutura de capital da empresa, sendo que as fontes básicas de recursos de longo prazo são as dívidas de longo prazo, a emissão de ações e a retenção de lucros (ASSAF NETO, 2010).

O *revenue cap* foi proposto para substituir o modelo *price cap*, visto por alguns autores como promotor de desincentivo à eficiência da firma (MOSKOVITZ; HARRINGTON; AUSTIN, 1992). Esse desincentivo se deve ao fato de que o *price cap* estimula a minimização do custo médio, bem como a maximização das vendas para diluir os custos fixos da firma, o que pode comprometer a sua eficiência (STOFT, 1995).

Tendo como premissa que um monopolista maximizador de lucros seja altamente motivado a minimizar seus custos, Posner (1999) denomina a minimização de custos pela firma como eficiência interna, e entende que ela se refere ao melhor uso possível dos recursos da firma dado o estado atual da tecnologia. Entretanto, o autor lembra que uma grande motivação para ser eficiente não garante a eficiência. Em função disso, as firmas diferem muito em sua habilidade de reduzir custos e ser eficiente, e esta situação é ainda mais complexa sob monopólios naturais. Além disso, as condições de custos e de demanda variam muito entre diferentes regiões ou países e isto torna mais difícil a comparação entre firmas.

Crew e Kleindorfer (2002) provaram que se o *revenue cap* for implementado sem quaisquer outras restrições regulamentares, irá induzir as empresas a estabelecer seu preço em um patamar mais elevado do que se a empresa fosse um monopólio puro. Em função disso, muitos reguladores passaram a associar a este modelo o mecanismo de *yardstick competition* (SHLEIFER, 1985).

### **2.3.4 *Yardstick Competition***

Ao refletir sobre a questão das diferenças de eficiência entre firmas, Shleifer (1985) desenvolveu a ideia de *yardstick competition*, o que em uma tradução livre para o português seria uma competição por medidas entre diferentes firmas. Medidas, no caso, seriam indicadores de desempenho que possibilitem a comparação entre empresas semelhantes, a exemplo da eficiência técnica.

A *yardstick regulation*, que faz uso de *benchmarking*, é raramente utilizada por si só, embora seja um mecanismo que promova a competição entre operadores pela comparação do desempenho de firmas que atuam em diferentes mercados. Normalmente, é um mecanismo empregado conjuntamente com a regulação por *price cap* ou *revenue cap* como insumo para determinação do Fator X (JAMISON; BERG, 2012).

Berg (1997) se refere à *performance based regulation* (PBR) para discutir o mecanismo de comparação de eficiências utilizado na motivação para melhoria de desempenho pelas firmas. Segundo ele, isto envolve a vinculação do lucro das empresas a medidas de desempenho, de modo que serão permitidos acréscimos nos lucros caso certo desempenho seja alcançado. Deste modo, as firmas passam a ter incentivo para redução de custos e aumento do nível de serviço, visto que isto possibilitará maiores retornos. Nesta perspectiva, o autor entende que a concorrência por desempenho revela a demanda atual da firma e induz o operador a disponibilizar serviço de qualidade a preços competitivos, sujeitos à necessidade de cobertura dos custos atuais.

A abordagem de competição por comparação, conforme OECD (2001), disponibiliza um padrão de referência que não é influenciado pela empresa regulada. Logo, o *benchmarking* incentiva ganhos de produtividade. No contexto da regulação, espera-se que as firmas já eficientes sejam capazes de ganhos modestos de produtividade, e, com isso, seu Fator X poderá ser relativamente baixo. Já as firmas ineficientes deverão alcançar as eficientes e, portanto, poderão ter Fatores X altos. Com isso, as firmas deverão se tornar igualmente eficientes com o

passar do tempo, alcançando a fronteira de produtividade. Caso isso aconteça, o regulador poderia aplicar um único Fator X para todo o setor, baseado na expectativa de mudança de fronteira (KING, 2013).

Burns, Jenkins e Riechmann (2005) entendem que o *benchmarking* é o primeiro passo para a implementação de *yardstick competition*, e que dada a flexibilidade desse mecanismo de comparação entre semelhantes, pode responder a um amplo leque de questões regulatórias, dependendo dos *cost drivers* escolhidos na análise. Bogetoft (2012) também considera que o maior desafio do *benchmarking* regulatório é a escolha dos *cost drivers* corretos.

Porter (1985, p.63) definiu *cost driver* como “determinante estrutural de custo de atividades organizacionais, que pode variar de firma para firma, e de setor para setor, especialmente se as cadeias de valor forem diferentes”. Posteriormente, Riley (1987) propôs uma tipologia distinguindo duas categorias de *cost drivers*: estruturais e de execução. Os direcionadores estruturais estão associados a cinco escolhas estratégicas a respeito da estrutura econômica da firma – escala, escopo, experiência, tecnologia e complexidade dos produtos – que são determinantes do seu nível de custo e estrutura. Já os direcionadores de execução representam o modo que a firma executa as atividades operacionais. Esses direcionadores estão correlacionados ao desempenho da firma, à maior ou menor eficiência da mesma. Nessa categoria estão indicadores de envolvimento e participação da força de trabalho, gestão da qualidade, utilização da capacidade, eficiência do *layout*, configuração do produto, e as relações com fornecedores e clientes (*supply chain* e cadeia de valor). De modo mais abrangente, um *cost driver* pode ser entendido como qualquer atividade que faz com que um custo seja incorrido (EPSTEIN; MANZONI; DA VILA, 2010). Assim, um *cost driver* vincula processos aos custos dos produtos (SMITH, 2005).

Shank (1989) listou os aspectos que considera mais relevantes na análise de direcionadores de custos. O primeiro é a análise estratégica, na qual o volume não é a melhor maneira de explicar o comportamento de custos; são as escolhas estruturais e a habilidade de execução das atividades que moldam a posição competitiva da empresa e, portanto, os custos associados a elas devem ser monitorados. Outro aspecto relevante é que nem todos *cost drivers* são igualmente importantes o tempo todo, mas alguns deles são muito importantes em todos os casos. Finalmente, o autor entende que para cada direcionador de custo deve haver um procedimento de análise específico que é crítico para entender o posicionamento de uma firma.

A escolha de métricas adequadas para avaliação de desempenho também deve considerar os Fatores Críticos de Sucesso (CSF), que descrevem as áreas em que a organização deve desempenhar extremamente bem para alcançar seus objetivos. Os fatores críticos são, portanto, as áreas-chave em que a organização deve ter sucesso. Para medir esse desempenho é desenvolvida uma métrica específica composta por indicadores chave de desempenho, os *key performance indicators* (KPIs), óbvios candidatos para *benchmarking* (STAPENHURST, 2009).

Bogetoft (2012) esclarece que o uso do termo eficácia é apropriado quando se trabalha com um objetivo, visto que diz respeito ao atingimento de metas. Entretanto, quando isto não for o caso, e se utilizar alguma *proxy* do objetivo, o correto é se falar em eficiência. Para ele, eficiência é uma questão de uso de poucos *inputs* para produzir muitos *outputs*. Complementarmente, Ray (2004) lembra que há uma distinção entre produtividade e eficiência, visto que produtividade é uma medida descritiva de desempenho, enquanto eficiência é uma medida normativa.

Sabe-se que algumas empresas são capazes de obter mais de seus insumos do que outras, ao eliminar desperdícios, empregar tecnologias inovadoras, motivar seus funcionários, ou pela maior capacidade de gestão de atividades. Tais diferenças na eficiência operacional se tornam fontes de rentabilidade na medida em que afetam os custos relativos da empresa, daí a validade do *benchmarking* como ferramenta de melhoria do desempenho organizacional.

A avaliação de desempenho, por si só, gera conhecimento sobre os processos empresariais da firma, e possibilita o estabelecimento de metas de melhoria considerando a análise longitudinal dos resultados organizacionais. Entretanto, a perspectiva de comparação entre o desempenho da empresa com o de empresas semelhantes agrega valor à análise e permite um aprofundamento do aprendizado sobre o funcionamento da empresa.

### **2.3.5 Outros mecanismos de regulação**

Muitas vezes os reguladores adotam modelos híbridos que combinam características dos modelos básicos descritos anteriormente. Segundo Sappington (2002), ao escolher o modelo regulatório, o regulador deve pesar os problemas e benefícios do *price cap* contra os custos e benefícios da regulação da taxa de retorno. Ao fazer isso, o autor sugere que nenhuma das formas de regulação é adequada por si só, e recomenda a adoção de um sistema híbrido que faça sentido em termos institucionais, políticos e econômicos. Jamison (2007) também entende que os incentivos e oportunidades para melhoria da eficiência são maiores sob regulação por

limite de preço do que por taxa de retorno. Embora isto não queira dizer que os *price caps* sejam sempre a melhor alternativa para regulação.

Mesmo assumindo que os monopolistas são altamente motivados a reduzir seus custos, a regulação por incentivo está sujeita a críticas. Uma delas é a de que empresas sujeitas ao *price cap* têm sido altamente lucrativas, indicando que os preços poderiam ter sido menores. Outra crítica diz respeito à regulação por incentivo depender muito de um alto grau de poder discricionário do agente regulador, e esta discricção pode ocorrer contra os interesses dos usuários do sistema (OECD, 2001).

Esse entendimento é coerente com Jamison e Berg (2012), que entendem que o agente regulador deve levar em consideração a força das instituições, o nível de competição, e a estabilidade econômica, entre outros fatores, na determinação do marco regulatório. Os autores também lembram que em alguns casos, o regulador pode oferecer ao regulado um menu de opções a partir do qual o próprio operador escolhe o mecanismo de estabelecimento de preços a ser adotado para sua firma.

Stern (2014) explica que a regulação por menu foi introduzida em 2004, na Inglaterra, pela *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), o agente regulador inglês responsável pelos serviços de fornecimento de gás e eletricidade. A partir de 2010, este regulador introduziu ainda o mecanismo de rastreamento lento ou rápido (*fast and slow tracking*), além de suplementar a regulação por menu com outros mecanismos de revelação de informações (IRDs). Sob este procedimento, as firmas com alto desempenho, com plano de negócios robustos, com bom histórico e efetiva comunicação com seus clientes, passam por um processo regulatório rápido, enquanto as firmas com desempenho fraco passam por um processo lento com um grande escrutínio de seus dados.

#### **2.4 Desenvolvimento de um modelo de *benchmarking* regulatório**

Diferentes instituições relacionadas à regulação econômica de serviços públicos apresentam as características que consideram essenciais ao desenvolvimento de processo de *benchmarking*. A *Cambridge Economic Policy Associates* (CEPA), em documento publicado em 2013, sugere oito critérios para avaliação de técnicas de *benchmarking*: praticidade de aplicação, robustez da metodologia, transparência e verificabilidade, captura de fatores específicos do setor, mínima restrição ao formato da fronteira, consistência com outras abordagens como percepção do

mercado financeiro sobre desempenho relativo, consistência com a Teoria Econômica e baixa carga regulatória.

Já Frontier Economics (2010) estabeleceu critérios para verificar pontos fortes e fracos de diferentes modelos de *benchmarking*: robustez, transparência, promoção de eficiência, consistência com o sistema de regulação, demanda moderada de dados, adaptabilidade e razoabilidade de custos.

Adicionalmente, o modelo escolhido deverá dar suporte e potencializar os incentivos e objetivos mais amplos do regime regulatório adotado pelo agente regulador, bem como deverá incluir numerosos fatores explicativos dos resultados e das diferenças regionais, para que haja uma descrição pormenorizada da situação de cada empresa, que será limitada pela disponibilidade de dados suficientes para esse detalhamento. Finalmente, o modelo ideal deve ser passível de adaptações na medida em que ocorram alterações relevantes na realidade operacional das firmas e do setor regulado, bem como seus custos de implantação e de implementação de mudanças devem ser razoáveis (FRONTIER ECONOMICS, 2010).

Complementarmente, Bogetoft e Otto (2011) salientam que o desenvolvimento de um modelo não é um processo linear, mas interativo, que deve seguir as seguintes etapas:

- 1) padronização dos dados. Essa etapa envolve a escolha de padrões contábeis, regras de alocação de custos, definição de ativos, métodos de depreciação, dentre outros.
- 2) escolha de formas de agregação de variáveis. Isso diz respeito à definição de parâmetros de agregação como taxas de juro e de inflação para o cálculo padronizado do custo de capital, assim como a escolha de direcionadores de custo, para reduzir a dimensionalidade dos dados relevantes.
- 3) limpeza inicial de dados. A coleta de dados muitas vezes precisa ser ajustada e refinada a partir da análise inicial dos dados obtidos, o que pode ser feito comparando KPIs de diferentes firmas ou com o emprego de métodos econométricos de detecção de *outliers*.
- 4) especificação do modelo. Modelos econométricos são utilizados para verificar quais e quantos *cost drivers* são necessários para bem explicar os custos das empresas reguladas.
- 5) escolha de metodologias de estimação da fronteira eficiente. A determinação da metodologia relevante, *Data Envelopment Analysis (DEA)* ou *Stochastic Frontier Analysis (SFA)*, por exemplo, deve ser testada com o conjunto dos dados. Eventualmente, direcionadores de custo alternativos e outros mecanismos de detecção de *outliers* podem ser adotados nesta etapa.

6) Validação do modelo. Este processo se dá com o emprego da análise de segundo estágio para verificar se alguma variável não incluída no modelo deve ser incluída. Isto pode ser feito usando inspeção gráfica, ou testes específicos para diferenças ordinais, e regressões Tobit para variáveis cardinais (BOGETOFT; OTTO, 2011).

#### **2.4.1 Metodologias de *benchmarking***

Fried, Lovell e Schmidt (2008) se referem a duas abordagens para avaliação de desempenho de negócios, uma desenvolvida na economia e a outra na ciência da gestão. A primeira utiliza técnicas econométricas paramétricas, e a última usa técnicas de programação matemática não-paramétrica. Em comum elas comungam do mesmo objetivo, promover o *benchmarking* para verificação do desempenho dos piores em relação aos melhores.

Na literatura específica sobre *benchmarking* também é feita distinção entre abordagens paramétricas e não-paramétricas para avaliação de eficiências. Nos modelos paramétricos é necessário que determinados parâmetros de produção sejam definidos *a priori*, enquanto naqueles não-paramétricos não é preciso definir a função de produção antecipadamente. Outra distinção diz respeito a modelos determinísticos e estocásticos. Nestes, é feita uma provisão antecipada de ruído aleatório nos dados observados, e se tenta identificar a estrutura subjacente eliminando os elementos aleatórios presentes. Nos modelos determinísticos o possível ruído é suprimido, e qualquer variação nos dados é considerada informação relevante sobre a eficiência das firmas e a tecnologia empregada (BOGETOFT; OTTO, 2011).

Nesta perspectiva, os métodos de fronteira de eficiência podem ser classificados considerando esses quatro elementos. O método dos mínimos quadrados corrigidos (*Corrected Ordinary Least Squares – COLS*) desenvolvido por Aigner e Chu (1968), Greene (1990), e Lovell (1993), é determinístico e paramétrico. A metodologia de *Data Envelopment Analysis (DEA)* criada por Charnes, Cooper e Rhodes (1978) é determinística e não-paramétrica. A *Stochastic Frontier Analysis (SFA)* desenvolvida por Aigner, Lovell e Schmidt (1977), e Meeusen e Van Den Broeck (1977), é estocástica e paramétrica. Já na perspectiva estocástica e não-paramétrica existe o modelo da *Stochastic Data Envelopment Analysis (SDEA)* desenvolvido por Land, Lovell e Thore (1993), e Olesen e Petersen (1995).

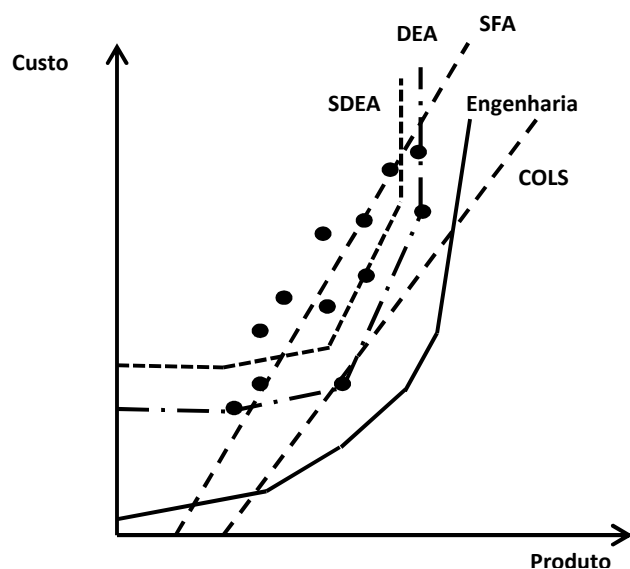
Mais recentemente, Kuosmanen e Kortelainen (2012) desenvolveram uma metodologia semiparamétrica de análise de fronteiras em dois estágios que combina uma fronteira não-



paramétrica tipo DEA com um erro composto do tipo utilizado em SFA denominada *Stochastic Non-Smooth Envelopment of Data* (StoNED).

Outra modalidade de estabelecimento de um padrão de referência para comparação entre unidades produtivas é a construção de uma empresa virtual eficiente, a empresa de referência, da qual se estimaria quais os custos eficientes para os operadores do setor. Este modelo é também denominado de abordagem da engenharia, e está sujeito a aspectos bastante subjetivos, a exemplo do comportamento estratégico dos gestores, visto que o modelo representa o que o analista que o criou entende que o empresário deveria fazer, o que pode não representar o que o executivo faria na realidade (JAMISON; BERG, 2012).

A Figura 1 apresenta a representação gráfica das diferentes fronteiras de eficiência.



**Figura 1: Fronteiras de eficiência alternativas**

Fonte: Bogetoft e Otto (2011)

Na Figura 1, as linhas correspondem às fronteiras de eficiência definidas pelos diferentes métodos, e os pontos representam as empresas avaliadas. A fronteira definida pela empresa de referência, modelo da engenharia, é a mais restritiva, visto que todas as empresas se encontram longe da fronteira e, portanto, são ineficientes. A fronteira definida por COLS corresponde à estimativa de um modelo de regressão ordinário, em que algumas empresas se encontram na linha do custo mínimo e todas as demais estão acima desta linha (BOGETOFT, OTTO, 2011).

Aigner, Lovell e Schmidt (1977) e Olson, Schmidt e Waldman (1980) propuseram uma maneira prática de estimação do erro composto de modelos de fronteira paramétrica pela “correção” do intercepto dos Mínimos Quadrados Ordinários (*Ordinary Least Squares*), cujo modelo passou

a ser chamado COLS (*Corrected Ordinary Least Squares*) e se tornou uma nova e distinta abordagem para estimação de fronteiras de produção.

Já a fronteira DEA é formada por um grupo de unidades eficientes, enquanto as fronteiras estocásticas, SFA e SDEA, que reconhecem parte da variação como ruído, apresentam algumas empresas além da fronteira eficiente.

Bogetoft e Otto (2011), ao analisarem a regulação de serviços públicos europeus, percebem a tendência de substituição de regimes de recuperação de custos por regimes de fixação de preços com a utilização de incentivos de alta potência baseados em *yardstick competition*. Os autores verificaram que a maioria dos países analisados contam com algum modelo de limite de receita, e que a produtividade e as ineficiências são calculadas usando, principalmente, ferramentas de *benchmarking* como *Data Envelopment Analysis (DEA)* e *Stochastic Frontier Analysis (SFA)*.

Jamasb e Pollitt (2001) também haviam identificado o uso predominante das metodologias DEA e SFA no *benchmarking* regulatório, visto que ambas permitem a utilização de múltiplos insumos e produtos, e possibilitam avaliações abrangentes. Segundo Bogetoft e Otto (2011), DEA é vantajosa por ter uma estrutura muito flexível, enquanto a SFA tem a vantagem de separar ruído e ineficiência.

#### **2.4.1.1 *Data Envelopment Analysis***

DEA é uma metodologia baseada em programação matemática que permite medir a eficiência relativa de unidades tomadoras de decisão (DMUs), considerando vários insumos (*inputs*) e produtos (*outputs*) simultaneamente. O termo DMU representa qualquer operação empresarial, processo ou entidade sob avaliação (COOK; ZHU, 2008). O método não necessita que seja estabelecida a importância relativa das variáveis utilizadas na análise, nem a função de produção das unidades observadas. Ray (2004) esclarece que DEA é uma metodologia não-paramétrica que pode ser entendida como uma “tecnologia de *benchmark*” voltada à identificação de eficiência produtiva.

O primeiro método de medição de eficiência técnica de empresas utilizando insumos e produtos de uma amostra de firmas foi desenvolvido por Farrell (1957), o qual era semelhante à função distância proposta por Shephard (1953). Entretanto, Cooper, Seiford e Zhu (2004) salientam que este trabalho empírico tinha a limitação de utilizar apenas um único produto. Posteriormente, Farrell e Fieldhouse (1962), pela primeira vez, aplicaram programação linear

na resolução de problemas de cálculo de eficiência considerando retornos constantes à escala e produto único. Dando continuidade ao trabalho de Farrell, um grupo de economistas agrícolas de Berkeley liderados por James Boles utilizaram programação linear em situações de múltiplos produtos (BOLES, 1966, 1971), assim como o fizeram posteriormente Fire e Lovell (1978), e Charnes, Cooper e Rhodes (1978), que introduziram o termo *Data Envelopment Analysis* (DEA).

Charnes, Cooper e Rhodes (1978) desenvolveram o modelo de programação não linear (não convexo) denominado DEA, que possibilitou uma nova definição de eficiência voltada à avaliação de organizações não lucrativas participantes de programas públicos norte-americanos. Eles criaram uma medida escalar da eficiência individual de cada participante, considerando a existência de múltiplos insumos e múltiplos produtos, o que era característico desses programas. Esta abordagem também assumiu uma situação em que havia retornos constantes à escala (CRS).

“A eficiência de cada DMU é obtida como o valor máximo de uma razão entre produtos ponderados e insumos ponderados sujeito à condição de que as razões semelhantes de cada unidade tomadora de decisão sejam inferiores ou iguais à unidade” (CHARNES; COOPER; RHODES, 1978, p.430).

Os modelos orientados a insumo, aqueles que buscam a máxima redução possível nas quantidades de insumos/recursos utilizados pelas DMUs, desenvolvidos pelos autores são os seguintes.

#### Modelo dos Multiplicadores

$$\begin{aligned} & \max \sum_{r=1}^s u_r y_{r0} \\ & \text{subject to} \\ & \sum_{r=1}^s u_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \leq 0, \quad j = 1, \dots, n \\ & \sum_{i=1}^m v_i x_{i0} = 1 \\ & u_r, v_i \geq 0 \end{aligned}$$

(2.1)

#### Modelo do Envelopamento

$$\begin{aligned} & \text{Min } \theta \\ & \text{subject to} \\ & \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \leq \theta x_{i0}, \quad i = 1, 2, \dots, m \\ & \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq y_{r0}, \quad r = 1, 2, \dots, s \end{aligned}$$

$$\lambda_j \geq 0, \quad \forall j$$

(2.2)

Nesses modelos, que são primal e dual,  $j$  está associado à DMU  $j$ , ( $j = 1, \dots, n$ );  $n$  o número de DMUs observadas;  $x_{ij}$  é a quantidade consumida do recurso/insumo  $i$  ( $i = 1, \dots, m$ ) pela DMU

$j$ , e  $y_{rj}$  representa a quantidade produzida do produto/serviço  $r$  ( $r = 1, \dots, s$ ) pela DMU  $j$ .  $\lambda_j$  é o peso da DMU  $j$  na composição da DMU virtual, o que corresponde à participação da DMU  $j$  como *benchmark* da DMU<sub>0</sub> (CHARNES; COOPER; RHODES, 1978; COOK; ZHU, 2008). No modelo dos multiplicadores  $u$  representa os produtos (*outputs*), enquanto  $v$  representa os insumos (*inputs*).

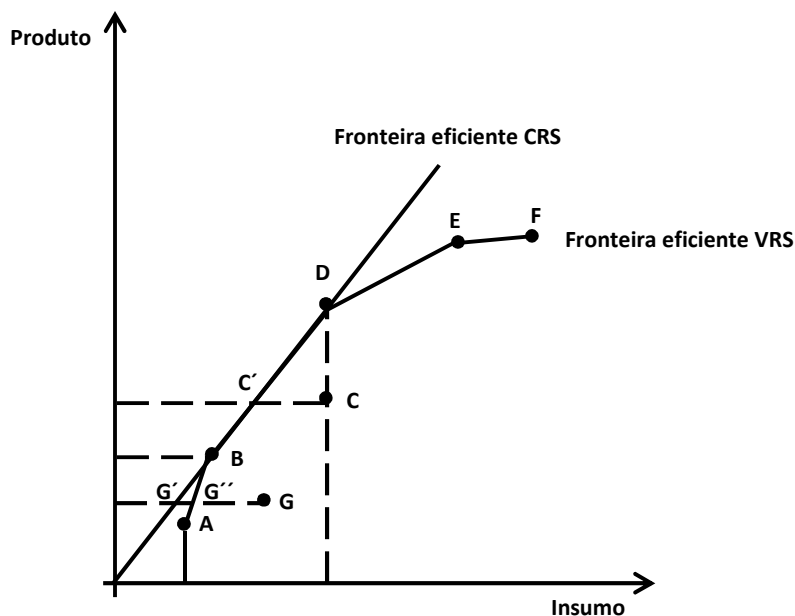
As DMUs que obtêm um escore de eficiência igual a 1,0, dado pelo valor da função objetivo, é considerada eficiente e compõe a fronteira enquanto as demais são consideradas ineficientes, e o nível de eficiência é medido pela distância da DMU até a fronteira definida empiricamente. Desta forma, os autores estabeleceram uma maneira inovadora de acessar o grau de eficiência de unidades tomadoras de decisão e identificar as ineficiências existentes nos processos produtivos com método de estimativa que considera dados empíricos que se tornou uma das principais metodologias existentes atualmente para avaliação relativa de desempenho organizacional.

Dando continuidade ao trabalho desenvolvido por Charnes, Cooper e Rhodes (1978), Banker, Charnes e Cooper (1984) promoveram uma “sintonia fina” no modelo ao detalhar as ineficiências identificadas, separando-as em dois componentes distintos: ineficiência técnica e ineficiência de escala. Os autores definiram ineficiência técnica como falhas para alcançar os melhores níveis de produção e/ou o uso excessivo de insumos para isso. Já a ineficiência de escala está associada à não operação na escala ótima de produção, aquela denominada por Banker (1984) “*most productive scale size*”. Isto se tornou possível com o acréscimo de uma nova restrição de convexidade ao modelo (2.2).

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1 \tag{3}$$

Com isso, o modelo BCC possibilita a análise de eficiência sob retornos variáveis à escala (VRS), com o desmembramento das eficiências utilizando conhecimentos desenvolvidos na Teoria Econômica da Produção, particularmente os conceitos derivados dos trabalhos de Shephard em 1953 e 1970.

A Figura 2 contempla a representação gráfica das fronteiras derivadas dos diferentes modelos.



**Figura 2: Fronteiras CRS e VRS**

Fonte: Sozen et al. (2012)

Na Figura 2 é possível observar que as DMUs B e D são eficientes tanto no modelo CRS quanto no VRS, visto que fazem parte de ambas fronteiras eficientes. Na perspectiva do modelo CRS, as DMUs A, C, E, F e G são ineficientes, enquanto no modelo VRS, as DMUs A, E e F são eficientes e, somente C e G são ineficientes. A DMU C se tornaria eficiente ao se deslocar para o ponto D, aumentando sua produção com os mesmos insumos (orientação a produto), ou para o ponto C', produzindo a mesma quantidade atualmente produzida com consumo de menos insumos (orientação a insumos). Já a projeção da DMU G na fronteira VRS (G'') para a fronteira CRS (G') corresponde à ineficiência de escala da mesma.

Cook e Zhu (2008) denominam essas fronteiras como “as fronteiras das melhores práticas”, visto que nelas se encontram as unidades de tomada de decisão eficientes, aquelas não-dominadas. Entretanto, além de atribuir um escore de eficiência para cada unidade produtiva considerada na análise, a metodologia DEA também fornece outras informações bastante úteis. Schaffnit, Rosen e Paradi (1997) explicam que a utilização de DEA permite identificar, além da fronteira eficiente composta pelas unidades com as melhores práticas, as medidas de eficiência para cada unidade analisada; um conjunto de referência eficiente, ou grupo de pares (um pequeno grupo de unidades eficientes próximas à unidade sob avaliação) para cada unidade eficiente; e, alvos de eficiência para cada unidade de análise ineficiente. Adicionalmente, os autores apontam outros resultados que podem ser obtidos com análises avançadas de DEA: retornos à escala e ganhos de produtividade ao longo do tempo, entre outros.

#### 2.4.1.2 Stochastic Frontier Analysis (SFA)

Para análise da eficiência relativa de unidades de produção na perspectiva paramétrica, Aigner e Chu (1968) consideraram a seguinte função de produção Cobb-Douglas:

$$\ln q_i = x_i' \beta - u_i \quad i = 1, \dots, I, \quad (4)$$

Onde:

$q_i$  = representa a produção da firma

$x_i$  = é um vetor  $K$  que contém os logaritmos dos insumos

$\beta$  = é um vetor de parâmetros desconhecidos

$u_i$  = é uma variável aleatória associada à ineficiência técnica

Posteriormente, Aigner, Lovell e Schmidt (1977) e Meeusen e Van Den Broeck (1977) independentemente propuseram a função de produção da fronteira estocástica da seguinte forma.

$$\ln q_i = x_i' \beta + v_i - u_i \quad (5)$$

A qual é idêntica a (4) com a inclusão de um erro aleatório simétrico  $v_i$  para representar o ruído estatístico no modelo. Este modelo é uma função de produção de fronteira estocástica porque os valores de produção são limitados pela variável estocástica  $\exp(x_i' \beta + v_i)$ . O erro aleatório  $v_i$  pode ser positivo ou negativo, de modo que a produção da fronteira estocástica varia de acordo com a parte determinística do modelo,  $\exp(x_i' \beta + v_i)$  (COELLI et al, 2005).

Os  $v_i$ 's são distúrbios aleatórios independentes e identicamente distribuídos (*i.i.d.*) seguindo distribuição normal com média zero e variância  $\sigma_v^2$ . Os  $u_i$ 's são distúrbios aleatórios *i.i.d.* e independentes dos  $v_i$ 's, normalmente distribuídos com média igual a zero e variância  $\sigma_u^2$ , truncada a esquerda de zero tal que  $u_i \geq 0$ . Os  $u_i$ 's capturam o desvio da produção atual ( $q_i$ ) do nível de produção máximo possível ( $q = A x_{1i}^{\beta_1} x_{2i}^{\beta_2} \dots x_{ki}^{\beta_k} e^{v_i}$ ); e, assim, fornecem a base para uma medida de eficiência técnica para a firma  $i$ , considerando que todas as firmas na amostra compartilham uma tecnologia de produção comum. Entretanto, o modelo pode ser flexibilizado permitindo-se que a tecnologia varie entre as firmas, deixando-se que alguns elementos do vetor de parâmetros  $\beta$  variem entre as firmas, ou entre subconjuntos da amostra (ARCOVERDE; TANNURI-PIANTO; SOUSA, 2005).

A especificação original envolve uma função de produção específica para dados de corte seccional (*cross-section*) com um termo de erro com dois componentes, um para contabilizar

os efeitos aleatórios e outro para contabilizar a ineficiência tecnológica. A possibilidade de utilização de dados em painel foi verificada por Kumbhakar (1990), Battese e Coelli (1992), entre outros. O modelo assume que o ruído estatístico é distribuído normalmente, enquanto a ineficiência técnica pode ser distribuída de acordo com uma distribuição unilateral específica, como uma exponencial ou normal truncada (LEE; SCHMIDT, 1993). Além disso, se assume que o ruído estatístico e a ineficiência técnica são independentes entre si, e das variáveis explanatórias.

Aigner, Lovell e Schmidt (1977) constataram que os modelos de estimação de funções de produção paramétricas anteriores, a exemplo de Aigner e Chu (1968) e Afriat (1972), eram extremamente sensíveis a *outliers*, e a partir disso, se propuseram a definir o termo de desvio (*disturbance term*) como o somatório de variáveis aleatórias normais simétricas e normais truncadas (negativas). Além disso, os autores discutiram vários aspectos da estimação de coeficientes de funções de produção pela máxima verossimilhança.

Assim, como principais características do método têm-se: (i) o conhecimento prévio da estrutura do conjunto de possibilidades de produção, e do processo de geração de dados; (ii) a premissa de que existe uma relação estocástica entre os insumos utilizados e os produtos produzidos, e (iii) a premissa de que os desvios da fronteira podem refletir não só as ineficiências, mas também ruído dos dados utilizados.

Farsi, Fetz e Filippini (2007) consideram que uma das principais vantagens dos métodos paramétricos é que estes permitem inferências sobre o efeito das variáveis incluídas no modelo, usando testes estatísticos padrão, enquanto nos modelos não-paramétricos, a inferência estatística requer a utilização de métodos de reamostragem (*resampling*) elaborados como as técnicas de *bootstrap*.

Efrom (1979) desenvolveu o conceito de *bootstrapping*, cuja ideia básica é que a inferência sobre a população a partir de dados da amostra que pode ser modelada pela reamostragem dos dados da amostra, assumindo que o conjunto de observações é uma população idêntica e independente, a partir da qual se constrói uma nova amostra com a substituição do conjunto de dados observados, por um conjunto de igual tamanho. Desta forma, são geradas subamostras aleatórias a partir de uma amostra de observações reais e com isso se amplia a base de observações.

Por outro lado, Lovell e Schimdt (1988) consideram como desvantagens da metodologia de fronteira estocástica:

- A necessidade de amostras com dimensão elevada para a aplicação de testes de inferência estatística;
- Os escores de eficiência podem variar em uma mesma análise empírica, em função da distribuição adotada para o erro composto, e da forma funcional utilizada;
- Com a utilização de formas funcionais flexíveis, o número de parâmetros a estimar torna-se elevado, impondo, por um lado, uma determinada estrutura da tecnologia, com o conseqüente consumo de graus de liberdade, e, por outro, uma estrutura adicional sobre a distribuição da ineficiência técnica e, por vezes, da ineficiência alocativa;
- Dificuldades ao analisar empresas multiproduto;
- Problema de separação dos dois componentes do erro composto.

Sobre as principais abordagens de cálculo de eficiências relativas por meio da análise de fronteiras, DEA e SFA, tem-se a seguinte análise.

*Although neither of the two approaches has emerged as a dominant method in the scientific community, the DEA method is the most commonly used approach in benchmarking practice in electricity industry. This can be explained by the relative simplicity of DEA models and the possibility of their implementation in a small data set. Stochastic frontier methods on the other hand require several choices, mainly on the functional form and distribution assumptions, which many practitioners might find difficult to explain (FARSI; FETZ; FILIPPINI, 2007, p.12).*

Uma comparação entre medidas de eficiência provenientes de fronteiras determinísticas paramétricas e não paramétricas foi efetuada por Bjurek, Hjalmarsson e Forsund (1990), que concluíram ser surpreendentemente pequenas as diferenças nos resultados.

Por outro lado, diversos estudos encontraram discrepâncias nas estimativas de eficiência entre diferentes abordagens e especificações de modelo. Neste sentido, Jamasb e Pollitt (2003), ao analisar empresas de distribuição europeias, identificaram variações substanciais nos escores de eficiência e no ordenamento de empresas nas diferentes abordagens (paramétricas e não-paramétricas) e entre diferentes modelos econométricos.

No Brasil, Costa, Lopes e Matos (2015) avaliaram a aplicação de dois modelos de *benchmarking* (COLS e DEA) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na terceira revisão tarifária das distribuidoras de energia, em 2011, e constataram uma diferença estatisticamente relevante entre os escores de eficiência obtidos com a aplicação dessas metodologias. A partir disso, os autores discutem as inconsistências do modelo COLS empregado, e sugerem o emprego do modelo DEA como mais adequado neste tipo de aplicação.



### 2.4.1.3 *Stochastic Non-Smooth Envelopment of Data (StoNED)*

Este modelo de fronteira semiparamétrico combina características de DEA, que satisfazem os critérios de monotonicidade e concavidade, com o termo de erro composto estocástico utilizado em SFA. Conforme Kuosmanen e Kortelainen (2012), na primeira etapa do método StoNED aplica-se mínimos quadrados convexos não-paramétricos (CNLS) para estimar a forma da fronteira sem qualquer suposição sobre sua forma funcional, enquanto na segunda etapa, as expectativas condicionais de ineficiência são estimadas com base nos resíduos do CNLS, utilizando o método de momentos ou técnicas de verossimilhança.

Segundo os autores, a regressão CNLS identifica a função da família de funções contínuas, monotônicas e côncavas que melhor se adapta aos dados, sendo que na segunda etapa o ruído é assumido como simétrico, de modo que a inclinação dos resíduos da regressão é atribuída ao termo de ineficiência.

Desta forma, a metodologia combina vantagens derivadas das metodologias DEA e SFA em uma única metodologia, StoNED não requer quaisquer pressupostos *a priori* sobre a forma funcional da fronteira de custo, e elementos aleatórios incontroláveis são levados em conta com a utilização de termo de ruído aleatório. Além disso, a possibilidade de inclusão de variável ambiental no próprio modelo permite a modelagem explícita de diferentes condições operacionais (ESKELINEN; KUOSMANEN, 2013).

*[...] our method can provide insight into the relationship between estimating efficiency and modeling the context of production. Modeling these two components will assist managers who develop business strategies or determine operational practices, and policy-makers charged with writing regulations (JOHNSON; KUOSMANEN, 2010, p. 25).*

Entretanto, Andor e Hesse (2014) realizaram pesquisa com objetivo de comparar sistematicamente as metodologias DEA, SFA e StoNED utilizando duas técnicas de estimação (método de momentos e verossimilhança), dados transversais em modelo com múltiplos insumos e único produto. Neste caso, segundo eles, foi possível constatar um desempenho decrescente de StoNED à medida em que são acrescentados insumos ao modelo, assim como o fato de que a precisão de classificação das unidades avaliadas parece ser uma fraqueza da metodologia.

Aplicações específicas da metodologia StoNED no setor elétrico podem ser encontradas em Kuosmanen (2012); Kuosmanen, Saastamoinen e Sipilainen (2013); Dai e Kuosmanen (2014); e Saastamoinen e Kuosmanen (2016).

#### 2.4.1.4 Metodologias baseadas em regressões por mínimos quadrados

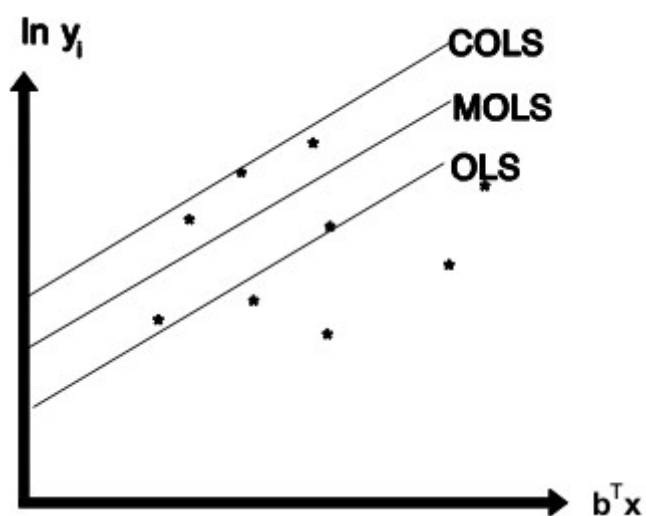
A estimativa empírica de funções de produção teve início com os estudos de Cobb e Douglas (1928), sendo que propostas específicas de modelos econométricos foram feitas por Aigner e Chu (1968) e Timmer (1971). Dentre as possibilidades de utilização de técnicas de regressão para ajuste de dados, se encontra o Método dos Mínimos Quadrados Ordinários, *Ordinary Least Squares* (OLS) em inglês, que é uma técnica de otimização matemática utilizada para identificação do melhor ajuste para um conjunto de dados pela minimização da soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados.

O método OLS, conforme Costa, Lopes e Matos (2015), também representa o estimador de máxima verossimilhança de uma variável aleatória gaussiana, que em uma equação Cobb e Douglas OLS é representada pela variável  $\varepsilon$ , independente e identicamente distribuída com média zero e variância  $\sigma^2$ ,  $\varepsilon \sim Normal(0, \sigma^2)$ .

Já o Método dos Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (*Corrected Ordinary Least Squares* - COLS), originalmente proposto por Winsten (1957), estima a fronteira eficiente movendo a regressão por mínimos quadrados ordinários (OLS) em direção à unidade analisada mais eficiente. O estimador COLS é obtido com a transformação do estimador dos mínimos quadrados em um modelo determinístico de fronteira. Isto é feito deslocando o intercepto do estimador OLS para cima (para uma fronteira de produção) ou para baixo (para uma fronteira de custo) para que todos os pontos se situem abaixo ou acima da função estimada (GREENE, 2008). Com isso, a ineficiência das demais unidades é medida pela distância das mesmas até a fronteira eficiente.

Uma abordagem alternativa que também requer um modelo paramétrico é o Método dos Mínimos Quadrados Ordinários Modificados (*Modified Ordinary Least Squares* - MOLS), desenvolvido em Lovell (1993). Neste caso, o intercepto OLS também é deslocado para cima considerando-se a média estimada que é extraída dos momentos dos resíduos OLS. Com isso, MOLS E COLS atribuem o mesmo *ranking* de eficiência que OLS, sendo que a única diferença entre as metodologias é a magnitude dos escores de eficiência (PORCELLI, 2009, p. 18).

A Figura 3 ilustra as fronteiras de eficiência produzidas com mínimos quadrados.



**Figura 3: Estimadores de fronteiras de eficiência OLS**

Fonte: Greene (2012, p. 18)

Percebe-se que na fronteira COLS todos os pontos analisados se encontram na fronteira eficiente ou abaixo dela, enquanto a fronteira MOLS se situa em uma posição correspondente à média da distância entre as fronteiras COLS e OLS. Neste sentido, Greene (2008) se refere a MOLS como uma “fronteira média” em oposição à “fronteira das melhores práticas”.

Kunbhakar e Lovell (2000), Daraio e Simar (2007) e Kalb (2010) são algumas referências sobre a aplicação comparada das metodologias de fronteira baseadas em Mínimos Quadrados Ordinários.

### 3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A pesquisa tem caráter qualitativo, visto que busca uma análise aprofundada de processos regulatórios adotados por diferentes agências reguladoras europeias e latino-americanas. Trata-se, portanto, de pesquisa desenvolvida sobre conhecimentos práticos, o que é coerente com Campomar (1991) que entende que esta é a perspectiva mais frequentemente adotada na Administração. Complementarmente, Sampaio (2001) reconhece a necessidade de o gestor deter um repertório de construções compreensivas e capacidade analítica acerca do funcionamento de processos organizacionais com a finalidade de suporte à tomada de decisões.

A investigação seguiu uma abordagem de estudo de múltiplos casos, também denominada por Stake (2010) estudo de caso coletivo, aquele que é instrumental, realizado para gerar conhecimento sobre algum tema, e se estende a vários casos para permitir, por comparação, maior entendimento sobre um fenômeno, população ou condição.

A coleta de dados se deu por meio de visitas técnicas, no caso das agências reguladoras europeias, ocasião em que ocorreram apresentações de *slides* por parte dos reguladores europeus e esclarecimentos sobre seus processos de regulação do setor de distribuição de energia elétrica. Estas visitas fizeram parte da pesquisa Dimensionamento Eficiente e Ótimo de uma Empresa de Distribuição de Energia, financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e pelas Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), e foram realizadas pela orientadora desta tese de doutorado e por técnicos da CEMIG. Essas visitas ocorreram entre novembro de 2014 e outubro de 2015.

As apresentações e entrevistas foram gravadas com a utilização de gravadores sonoros, mediante autorização dos representantes das agências regulatórias visitadas, de modo a permitir o posterior entendimento detalhado das informações apresentadas no decorrer das visitas. Além disso, os reguladores visitados também disponibilizaram as apresentações de slide utilizadas aos pesquisadores. Complementarmente, eventuais dúvidas e atualizações foram sanadas pela troca de mensagens eletrônicas e por meio de pesquisa documental nos *sites* das agências.

Nos processos regulatórios promovidos por agências reguladoras latino-americanas a coleta de dados se deu por meio de pesquisa documental, ocorrida no decorrer de 2016, e posterior troca de mensagens eletrônicas com representantes das agências reguladoras para esclarecimento de eventuais dúvidas.

Para o direcionamento das entrevistas qualitativas com os reguladores europeus foi adotado um protocolo de entrevista (YIN, 2011), derivado de uma estrutura mental que contempla os tópicos necessários para esclarecimento do objeto de pesquisa, e que teve como ponto de partida o trabalho de Jamasb e Pollitt (2001). A Tabela 3 contempla os principais quesitos de investigação.

**Tabela 3: Protocolo de Entrevista**

<b>1</b>	<b>Quanto ao processo:</b>
1.1	Objetivo da regulação
1.2	Estratégia de regulação adotada
1.3	Início de aplicação
1.4	Número de empresas envolvidas
1.5	Frequência da revisão tarifária
1.6	Técnicas de <i>benchmarking</i> empregadas
1.7	Modelos e métodos
1.8	Outras técnicas consideradas
1.9	Porcentagem de custo controlado
<b>2</b>	<b>Quanto aos dados:</b>
2.1	Escopo de custo utilizado
2.2	<i>Cost drivers</i>
2.3	Variáveis ambientais
2.4	Indicadores de qualidade
2.5	Dados em painel ou valores médios
2.6	Variáveis agregadas
2.7	Restrição aos pesos
2.8	Tratamento dos dados ( <i>outliers</i> )
<b>3</b>	<b>Quanto à análise dos resultados:</b>
3.1	Ajustes a incertezas
3.2	Seleção de escores de eficiência
3.3	<i>Catching up</i> ou trajetória de redução de ineficiência
3.4	Mecanismo utilizado para o cálculo de mudanças de produtividade ou evolução tecnológica
3.5	Incentivos adotados
<b>4</b>	<b>Mudanças planejadas</b>

A escolha da amostra de pesquisa levou em consideração a investigação de países que utilizam diferentes processos regulatórios com utilização de metodologias de *benchmarking* para estimação dos custos eficientes de distribuição de energia elétrica de modo a agregar experiências que pudessem contribuir para regulação de serviços públicos específicos.

*A qualitative researcher tries to report a few, usually not a vast number of, situational experiences—not necessarily the most influential ones. He or she selects activities and contexts that provide opportunity to understand an interesting part of how the thing works. The range and completeness of experience studied is not as important as picking experiences that can be said to be insightful revelations, a good contribution to personal understanding (STAKE, 2010, p.57).*

A Tabela 4 apresenta a relação dos países pesquisados.

**Tabela 4: Relação de países pesquisados**

<b>Países Europeus</b>	<b>Países Latino-Americanos</b>
Alemanha	Argentina
Áustria	Brasil
Dinamarca	Chile
Finlândia	Colômbia
Holanda	México
Inglaterra	Panamá
Itália	Peru
Noruega	Uruguai
Portugal	
Suécia	

Conforme a Tabela 4, foram pesquisados dez países europeus e oito países latino-americanos. O menor número de países latino-americanos se deve à existência de processos regulatórios bastante semelhantes em diversos países da região.

Os agentes reguladores europeus participantes da amostra de pesquisa são responsáveis por processos de *benchmarking* regulatório que envolvem entre 1 e 222 distribuidoras de energia elétrica, como ilustrado na Tabela 5.

**Tabela 5: Características dos países europeus pesquisados**

País	Área geográfica (km <sup>2</sup> )	População (milhões)	Distribuidoras reguladas
Alemanha	357.168	80,62 (2013)	195
Áustria	83.879	8,47 (2013)	38
Dinamarca	42.925	5,61 (2013)	61
Finlândia	338.424	5,44 (2013)	82
Holanda	41.543	16,80 (2013)	8
Inglaterra	130.395	53,10 (2011)	14
Itália	301.338	59,83 (2013)	15
Noruega	385.178	5,08 (2013)	86 locais e 136 regionais
Portugal	92.212	10,46 (2013)	1
Suécia	420.295	9,59 (2013)	170

Fonte da área geográfica e população: Banco Mundial

Em Portugal uma única distribuidora atende toda a extensão continental do país, enquanto na Noruega a distribuição de energia elétrica é promovida por 86 distribuidoras locais e 136 regionais. Na Alemanha, que possui área geográfica um pouco menor que da Noruega, opera o maior número de distribuidoras, em torno de 800, mas apenas 195 empresas participam do processo de *benchmarking*.

Essa amostra contemplou países com área e população bastante distintas, sendo a Suécia o maior país pesquisado em termos de extensão e a Alemanha o país com maior população. É possível perceber que não há relação direta entre o número de distribuidoras reguladas e as outras duas variáveis (área e população) que caracterizam os países analisados. Existem países pequenos em termos geográficos e populacionais com muitas distribuidoras, como a Dinamarca; assim como países com áreas geográficas e população maiores com relativamente poucas distribuidoras, a exemplo da Inglaterra; bem como o inverso disso, na Holanda e Alemanha, respectivamente.

Já os agentes reguladores latino-americanos participantes da amostra de pesquisa são responsáveis por processos regulatórios que envolvem entre 1 e 61 distribuidoras de energia elétrica, como ilustrado na Tabela 6.

**Tabela 6: Características dos países latino-americanos pesquisados**

<b>País</b>	<b>Área geográfica (km2)</b>	<b>População (milhões)</b>	<b>Distribuidoras reguladas</b>
<b>Argentina</b>	2.780.000	41,45 (2013)	2
<b>Brasil</b>	8.516.000	200,40 (2013)	61
<b>Chile</b>	756.102	17,62 (2013)	30
<b>Colômbia</b>	1.142.000	47,12 (2013)	8
<b>México</b>	1.973.000	122,30 (2013)	1
<b>Panamá</b>	74.177	3,86 (2013)	3
<b>Peru</b>	1.285.000	30,38 (2013)	20
<b>Uruguai</b>	176.215	3,41 (2013)	1

Fonte da área geográfica e população: Banco Mundial

Conforme a Tabela 6, no México e no Uruguai só existe uma empresa pública que promove a distribuição de energia elétrica em todo o país, entretanto, estas são reguladas economicamente com processos regulatórios completamente distintos. Já no Brasil, país com a mais extensa área geográfica, existe o maior número de distribuidoras.



## 4 AGÊNCIAS REGULADORAS EUROPEIAS

Neste capítulo estão descritos os modelos regulatórios adotados pelos dez países europeus investigados, cuja apresentação se dá em ordem alfabética considerando o nome dos países pesquisados.

### 4.1 Alemanha – Bundesnetzagentur (BNetzA)

A Bundesnetzagentur (BNetzA) é uma autoridade federal independente subordinada ao Ministério de Assuntos Econômicos e Energia. Criada em 1998 como Autoridade Regulatória para os setores de Telecomunicações e Correios (RegTP), tornou-se também responsável pelas áreas de Eletricidade, Gás e Ferrovias, em 2006.

Em 2014, a BNetzA informou que haviam aproximadamente 800 empresas que atuavam na distribuição de energia elétrica no país, embora nem todas fossem reguladas pela agência. O *benchmarking* regulatório para estimar a eficiência das distribuidoras foi utilizado pelo regulador pela primeira vez em 2008, tendo sido aplicado a 198 empresas no primeiro período regulatório alemão (2009-2013), e a 195 empresas no segundo (2014-2018). As distribuidoras de energia que não participam do processo são aquelas com menos de 100.000 clientes, que não cruzam fronteiras estaduais, e estão sujeitas a regulação estadual específica.

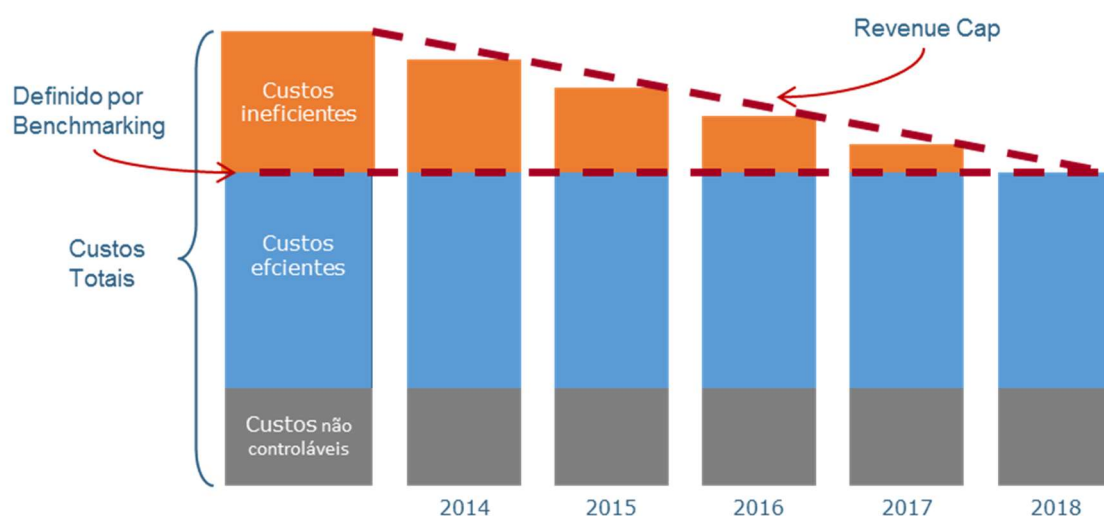
Em 2003, as diretrizes EC2003/53 e EC2003/54 estabeleceram que a regulação na Alemanha deveria ser baseada em custos de “um operador eficiente e estruturalmente comparável”, que promovesse incentivos para metas de eficiência que fossem “factíveis e superáveis”. O primeiro passo neste sentido ocorreu em 2009, quando foi implementada regulação por incentivos voltada à superação de assimetrias informacionais, redução de custos e, conseqüentemente, tarifas do setor. O regulador também implementou mecanismo de regulação da qualidade com o propósito de garantir a qualidade do fornecimento de energia.

A estratégia regulatória adotada foi a de limite de receita (*revenue cap*), na qual as receitas são fixadas por um período de cinco anos usando *benchmarking* para estimar os custos eficientes de cada empresa. A *Incentive Regulation Ordinance* (ARegV), portaria que estabeleceu a regulação por incentivos, mencionou explicitamente as metodologias que a BNetzA deveria utilizar no processo regulatório da distribuição de energia: *Data Envelopment Analysis* (DEA) e *Stochastic Frontier Analysis* (SFA); os métodos para identificação de *outliers*: supereficiência e análise de dominância (BUDESCU, 1993); e os métodos para escolha dos parâmetros do *benchmarking*: análise qualitativa e métodos estatísticos (*Ordinary Least Squares* (OLS) para

análise de *cost drivers*), sendo que número de conexões, comprimento de rede, área de distribuição em baixa voltagem, e carga de pico, foram parâmetros mínimos pré-estabelecidos na portaria. Também foi estabelecido no mesmo documento que a base de custos deveria incluir os custos não-controláveis e os custos padronizados.

A AregV ainda estabeleceu outros critérios a serem respeitados na construção do modelo de *benchmarking*: embasamento teórico e aplicabilidade; *cost drivers* intuitivos e racionais; premissas plausíveis para formas funcionais e economias de escala; resultados comparáveis de DEA e SFA e com outros países; considerar leis, estabilidade e aceitação; e validação estatística de modo a evitar o excesso de especificação (*over-specification*), multicolinearidade e heterocedasticidade.

Em função disso, o *revenue cap* foi composto por custos eficientes, custos ineficientes e custos não-controláveis, e se estabeleceu uma trajetória de redução de ineficiências conforme ilustrado na Figura 4.



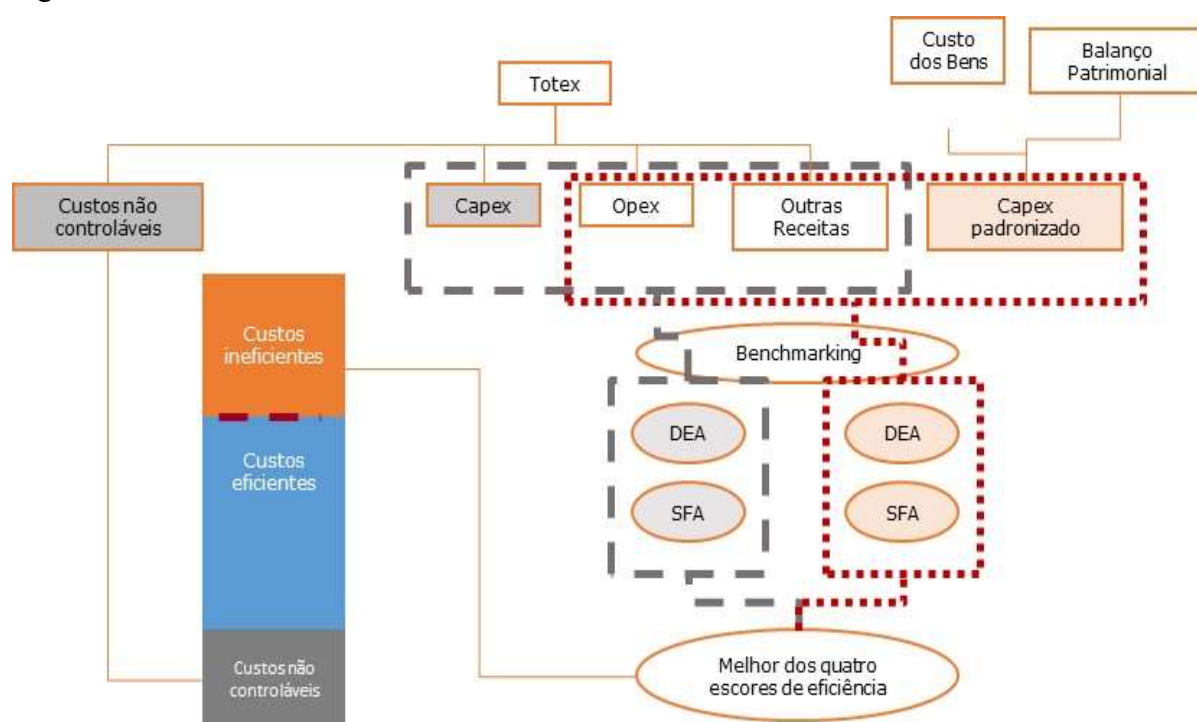
**Figura 4: Trajetória de redução de custos na regulação alemã**

Fonte: Bundesnetzagentur (2014)

Nota-se na Figura 4 que existe uma meta de eficiência definida pelos custos individuais por meio de *benchmarking* e uma obrigação de corte dos custos ineficientes no decorrer do período regulatório. Uma vez identificados os custos ineficientes é estabelecida a trajetória de redução destes custos durante os cinco anos do período regulatório. Entretanto, além da meta individual de redução de custos, existe uma meta geral (Fator X), que para o período atual foi de 1,5% ao ano. As empresas que conseguirem reduzir custos além dessas metas obterão lucros adicionais, visto que o *revenue cap* é estabelecido *ex ante*. Segundo o regulador, em 2006 foi realizada

uma análise dos ganhos de produtividade do setor utilizando o Índice de Tornqvist, mas o resultado não foi usado. Ao invés disso, houve uma decisão política de considerar um Fator X geral de 1,25% ao ano no primeiro período regulatório e de 1,5% nos períodos subsequentes.

O processo de *benchmarking* utilizou duas metodologias (DEA e SFA) e calculou escores de eficiência por meio de quatro modelos, dois para cada metodologia, sendo o resultado final definido pela escolha do melhor dos quatro resultados (*best-of-four*), conforme apresentado na Figura 5.



**Figura 5: O benchmarking do processo regulatório alemão**

Fonte: Bundesnetzagentur (2014)

A Figura 5 apresenta como se dá a determinação da base de custos e detalha os modelos usados. DEA 1 e SFA1 foram calculados considerando o custo total (Totex) como insumo, o qual foi composto pela soma dos custos de capital (Capex) baseado no valor contábil dos bens, custos operacionais e outras receitas. Por outro lado, DEA2 e SFA2 foram calculados usando uma base de custos de capital diferente, custos padronizados. Nesses modelos o Capex foi estabelecido considerando os valores atuais de reposição e anuidades específicas para cada grupo de ativos (BOGETOFT; OTTO, 2011).

Além disso, existe um nível mínimo de eficiência de 60% que é estabelecido para distribuidoras. Eficiência abaixo deste valor são desconsideradas, conforme (6) que apresenta o processo de decisão pelo escore final de cada distribuidora de energia alemã.

$$\max\{E_{DEA}^k(B), E_{DEA}^k(S), E_{SFA}^k(B), E_{SFA}^k(S), 0.6\} \quad (6)$$

Onde:

$E_{DEA}^k(B)$  = Eficiência DEA da distribuidora  $k$  com base nos custos de capital calculados pelo valor contábil

$E_{DEA}^k(S)$  = Eficiência DEA da distribuidora  $k$  com base nos custos de capital calculados pelo custo padronizado

$E_{SFA}^k(B)$  = Eficiência SFA da distribuidora  $k$  com base nos custos de capital calculados pelo valor contábil

$E_{SFA}^k(S)$  = Eficiência SFA da distribuidora  $k$  com base nos custos de capital calculados pelo custo padronizado

Os produtos (*outputs*) usados nos modelos, as variáveis explanatórias, foram definidos considerando as determinações governamentais (AregV) e regressões de Mínimos Quadrados Ordinários (OLS), e estão na Tabela 7, que apresenta os produtos utilizados nos dois períodos regulatórios alemães.

**Tabela 7: Produtos usados nos modelos do *benchmarking* utilizado na Alemanha**

Primeiro período (2009-2013)	Segundo período (2014-2018)
Número de Conexões	Número de Conexões
Comprimento de Rede (baixa voltagem, metros)	Comprimento de Rede (baixa voltagem, metros)
Cabos (média voltagem, metros)	Cabos (média voltagem, metros)
Linhas (média voltagem, metros)	Linhas (média voltagem, metros)
Cabos (alta voltagem, metros)	Cabos (alta voltagem, metros)
Linhas (alta voltagem, metros)	Linhas (alta voltagem, metros)
Área (baixa voltagem, km <sup>2</sup> )	Área (baixa voltagem, km <sup>2</sup> )
Carga de Pico (alta voltagem/média voltagem)	Carga de Pico (alta voltagem/média voltagem)
Carga de Pico (média voltagem/baixa voltagem)	Carga de Pico (média voltagem/baixa voltagem)
Número de Transformadores	Número de Medidores
Energia Decentralizada Instalada	Energia Decentralizada Instalada

Fonte: Bundesnetzagentur (2014)

Nota-se na Tabela 7 que a única mudança de parâmetro ocorrida entre os dois períodos foi a substituição do número de transformadores pelo número de medidores instalados.

Os modelos DEA consideraram a eficiência de Farrell e assumiram retornos não-decrescentes de escala (NDRS), como estabelecido na portaria AregV, de modo a proteger as companhias

pequenas, segundo o regulador. A principal técnica de identificação de *outliers* usada no modelo DEA foi a de supereficiência baseada em Banker e Chang (2006). De acordo com Bogetoft e Otto (2011), haviam dois critérios para estabelecer um *outlier*. O primeiro deles era que uma única empresa não poderia causar um grande impacto na eficiência média, considerando a seguinte fórmula.

$$\frac{\sum_{h \in K^*} \frac{1}{k^{(E(h, K^* \setminus k) - 1)^2}}}{\sum_{h \in K^*} \frac{1}{k^{(E(h, K^*) - 1)^2}}} \quad (7)$$

Onde:

$k$  = Distribuidora  $k$

$K^*$  = Distribuidoras na amostra

$h$  = Um potencial *outlier*

$E(h, K^*)$  = Eficiência de  $h$  quando todas as distribuidoras são consideradas para estimar a tecnologia

$E(h, K^* \setminus k)$  = Eficiência de  $h$  quando a distribuidora  $k$  não entra na estimação

O teste compara a eficiência média das outras empresas quando  $h$  não afeta a tecnologia em relação à eficiência média das outras empresas quando  $h$  impacta as avaliações. Desde que  $E(h, K^* \setminus k) \geq E(h, K^*)$ , o resultado da equação será sempre menor ou igual a 1, e quanto menor a razão, maior o impacto de  $h$ , de modo que valores pequenos são indicativos de um *outlier*.

O segundo critério diz respeito a supereficiências, calculadas por DEA, as quais são analisadas conforme (8).

$$E(i, K^* \setminus k) > q(0.75) + 1.5(q(0.75) - q(0.25)) \quad (8)$$

Na qual  $q(a)$  é o quartil da distribuição de supereficiências.

O método da distância de Cook foi utilizado na detecção de *outliers* no modelo SFA e, conforme o regulador, identificou cinco empresas *outliers* no segundo período, as quais foram excluídas do *benchmarking*.

Os modelos SFA tiveram uma especificação linear e usaram as mesmas variáveis apresentadas na Tabela 7, com a variável conexões como constante de normalização (BOGETOFT; OTTO, 2011). Os autores mencionaram que a razão para normalizar os dados foi para lidar com a heterocedasticidade; o excesso de custos absolutos, ou seja o termo  $u$  iria aumentar com o tamanho da empresa mesmo que a porcentagem de custos extras fosse fixa.

O regulador mencionou um aumento na eficiência média do primeiro para o segundo período, de 92,2% para 94,7%, e um decréscimo na dispersão das eficiências de 7,8% para 5,3%. Adicionalmente, ele comentou que o cálculo do Índice de Malmquist mostrou uma melhoria na produtividade do setor de 7%, sendo composta por uma mudança de fronteira de 5% e um *catch-up* de 2% de um período para o outro.

A fórmula de cálculo do *revenue cap* das empresas utilizada pelo regulador foi a seguinte.

$$R^k(t) = C_{nc}^k(t) + (C_{tnc}^k(0) + (1 - V(t))C_c^k(0) \left( \frac{RPI(t)}{RPI(0)} - x(t) \right)) ExFa(t) + Q(t) \quad (10)$$

Onde:

$R^k(t)$  = Receita da distribuidora  $k$  no ano  $t$

$C_{nc}^k(t)$  = Custos permanentemente não-controláveis da distribuidora  $k$  no ano  $t$

$C_{tnc}^k(0)$  = Custos não-controláveis em bases temporárias da distribuidora  $k$  no ano 0

$C_c^k(0)$  = Custos controláveis da distribuidora  $k$  no ano 0

$V(t)$  = Fator de redução de ineficiências no ano  $t$

$RPI(t)$  = Índice de Preços no Varejo do ano  $t$

$RPI(0)$  = Índice de Preços no Varejo no ano 0

$x(t)$  = Meta geral de produtividade no ano  $t$  (Fator X)

$ExFa(t)$  = Fator de expansão do ano  $t$ , calculado conforme (11)

$Q(t)$  = Fator de qualidade

O fator de expansão reflete o aumento na provisão de serviços no ano  $t$  em comparação com o ano 0, e é determinado da seguinte maneira.

$$ExFa_j^k(t) = 1 + \max\left(\frac{L_j^k(t) - L_j^k(0)}{L_j^k(0)}\right), 0 \quad (11)$$

Onde:

$ExFa_j^k(t)$  = Fator de expansão do ano  $t$

$L_j(t)$  = Volume de carga no nível  $j$  no ano  $t$

$L_j^k(0)$  = Volume de carga no nível  $j$  no ano 0

O fator de qualidade (*Q-factor*) foi incluído no cálculo do *revenue cap* em 2012, e é válido para distribuidoras de energia em baixa voltagem ( $\leq 1$  kV) e média voltagem (entre 1 kV e 72,5 kV).

O desempenho das empresas é medido pelo Índice SAIDI (*System Average Interruption Frequency Index*), que representa a frequência média de interrupções de fornecimento de energia elétrica para a baixa voltagem, e pelo Índice ASIDI (*Average System Interruption*

*Duration Index*), que representa a duração média das interrupções do sistema de distribuição para a média voltagem.

Dependendo do seu desempenho, a empresa recebe recompensa ou penalidade em seu *revenue cap*, dependendo da diferença entre o nível de continuidade de fornecimento da distribuidora (CoS) e o nível de referência para a distribuidora (CEER, 2014), conforme (12), na qual SAIDI é calculado como média dos valores dos últimos três anos.

$$\text{Recompensa ou penalidade} = (\text{SAIDI } i^* - \text{SAIDI } i) * \text{Preço} * \text{Consumidores} \quad (12)$$

Onde:

*SAIDI*  $i^*$  = Valor do Índice SAIDI de referência

*SAIDI*  $i$  = Valor do Índice SAIDI corrente da distribuidora

*Preço* = Preço da qualidade, valor fixo definido pelo regulador

*Consumidores* = Número de consumidores da distribuidora

A diferença entre o SAIDI de referência e o SAIDI atual da distribuidora é transformada em valor monetário considerando o preço da qualidade estimado por uma abordagem macroeconômica, a qual é multiplicada pelo número de consumidores da distribuidora. Conforme CEER (2014), os níveis de referência calculados não definem níveis mínimos de continuidade de fornecimento, visto que cabe às distribuidoras decidir se querem ou não melhorar seus níveis. Diferenças estruturais são consideradas no cálculo das referências individuais, sendo a densidade de carga o parâmetro usado na análise de regressão para valores de referências individuais, a qual corresponde à razão entre carga de pico e área geográfica de atuação da distribuidora. Desta forma, o Índice SAIDI é representativo do tempo médio da interrupção na rede de baixa voltagem, mas não é ponderado de acordo com o consumo dos consumidores conectados (CEER, 2015).

É importante salientar o cuidadoso estudo (2011-2013) promovido pelo regulador alemão para construção do processo de *benchmarking* regulatório, desde a coleta de dados, detecção de *outliers*, e identificação dos *cost drivers*, até a obtenção dos escores de eficiência. Em 2011, o regulador preparou os modelos de documentos para coleta dos dados e definiu as regras de auditoria dos mesmos. Durante 2012, ocorreu a coleta e auditoria dos dados, e a contratação de um consultor independente para participar do processo. Em 2013, teve início o processo de uso dos dados para análise de parâmetros e modelagem, ocorrendo, neste mesmo ano, o término do processo de auditoria dos dados. Em 2013, ainda, os modelos foram finalizados, os escores de eficiência foram calculados e os *revenue caps* determinados.

Durante sua apresentação, o regulador apontou alguns aspectos que devem ser considerados em um *benchmark* eficiente. O primeiro diz respeito a como agir em resposta a reclamações de que uma distribuidora melhorou seu desempenho em relação a um *benchmarking* anterior, mas teve um escore de eficiência pior. Neste caso, o regulador explica ao distribuidor que promove comparações de eficiência relativa e que a fronteira de eficiência deve se mover com o passar do tempo, de modo que as empresas têm que melhorar seu desempenho em relação às demais e não comparando seu próprio desempenho em dois períodos distintos.

O regulador também entende que a comparação de circunstâncias ambientais, como diferenças geográficas, riscos econômicos distintos e desenvolvimento histórico, podem ser levadas em conta através da definição dos parâmetros e das metodologias utilizadas. Entretanto, ele reconhece que é impossível criar um modelo de *benchmarking* capaz de controlar todas as heterogeneidades que existem entre as distribuidoras e seus ambientes operacionais. Assim, embora características especiais de distribuidoras específicas não possam ser consideradas no processo, poderá ocorrer um ajuste no escore de eficiência da empresa quando o distribuidor provar que seus custos subiram devido a algum aspecto específico e distinto.

O regulador acrescentou que o *benchmarking* é um caminho para determinar metas regulatórias, mas não é um objetivo em si mesmo. Dependendo do propósito, diferentes desenhos são possíveis e podem ser aplicados para benefício do regulador e das empresas reguladas, os quais podem promover comparações entre competidores reais ou virtuais para identificação de ineficiências. Neste sentido, aos parâmetros escolhidos devem representar as principais tarefas das distribuidoras, e a coleta e validação dos dados é a base de todos os modelos de *benchmarking*, visto que é isso que possibilita confiabilidade e comparabilidade dos resultados, independentemente do método que será usado.

No decorrer de 2015, a agência regulatória alemã discutiu ações capazes de melhorar o *benchmarking* regulatório do setor, a exemplo da especificação de diferentes parâmetros (produtos) para as metodologias utilizadas (DEA e SFA), a utilização da premissa de retornos constantes à escala (CRS) no modelo DEA, e o exame da praticidade do método StoNED para substituir ou complementar as metodologias atuais (BUNDESNETZAGENTUR, 2015).

De acordo com o regulador, a ideia que permeia as diferentes especificações de produtos é a permissão de “um melhor uso das características de cada método para melhorar o mapeamento das heterogeneidades das distribuidoras”. Já a mudança de pressuposto de economia de escala irá permitir a mensuração da eficiência de todas as distribuidoras desconsiderando seu tamanho,



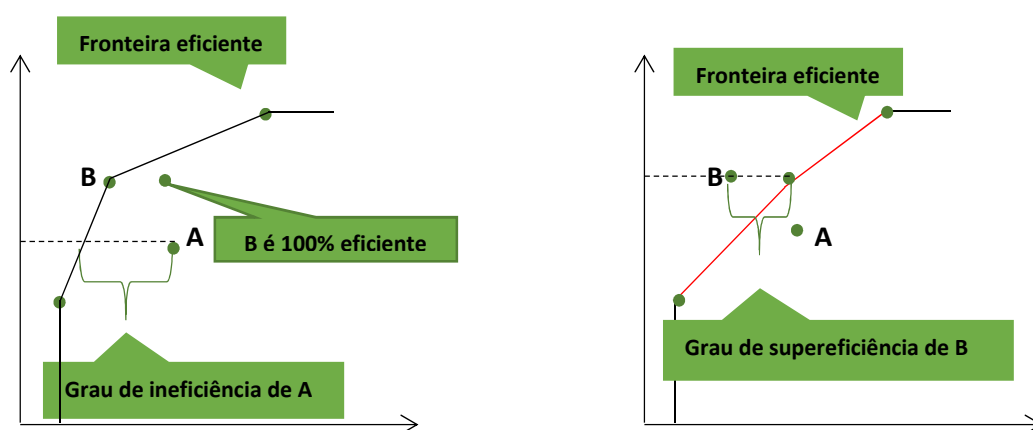
visto que decisões de tamanho são assunto gerencial. Ao discutir essas ações, o regulador espera encontrar maneiras de incentivar as distribuidoras a potencializar reduções de custos e aumentos de produção.

Adicionalmente, a agência reguladora defendeu a manutenção de sua autoridade para definir o fator geral de produtividade, afirmando que:

*Regulatory authorities should have an open mandate to establish the general X-factor, and thus offer sufficient possibility to record differences in productivity development, both positive and negative, compared to general economic productivity and to map the different development of total costs compared to the general rise in costs.*

Mais recentemente, em outubro de 2016, o regulador informa novas mudanças que estão sendo analisadas. A primeira delas diz respeito à definição do Fator X. O regulador abrirá mão da prerrogativa de definição administrativa do fator de produtividade geral para o setor, e esta deverá ocorrer considerando o estado-da-arte e dados de todas as distribuidoras alemãs de no mínimo quatro anos. Estão sendo estudadas duas possibilidades de definição dos ganhos de produtividade do setor: o uso de dados do *benchmarking* de custos para cálculo do Índice de Malmquist, ou o uso de dados do setor elétrico alemão e cálculo do Índice de Tornqvist, o que já ocorreu de modo não satisfatório em 2006.

Além disso, está sendo analisado um novo bônus de eficiência para as distribuidoras que forem supereficientes, aquelas que apresentarem eficiência acima dos valores normais em DEA (vide Figura 6).



**Figura 6: Eficiência, ineficiência e supereficiência no modelo DEA**

Fonte: Oxera (2016)

Nota-se no gráfico da esquerda da Figura 6, a fronteira de eficiência definida pelas distribuidoras eficientes, como B. Já no gráfico da direita, no qual se considera a possibilidade de supereficiências, é possível notar que ao se calcular a fronteira de eficiência sem contar com

a empresa B na amostra, a fronteira se desloca para a direita deixando a empresa B além da fronteira eficiente, ou seja, ela apresenta supereficiência (eficiência > 100%).

Nestes casos, o bônus corresponderá à média dos resultados obtidos em ambas definições de custos (diferentes insumos do modelo), e terá um valor máximo de 5%, diluídos nos cinco anos do período regulatório.

As demais características do *benchmarking*, a exemplo da regra do *best-of-four*, a redução de ineficiências no decorrer dos cinco anos do período regulatório, o escore mínimo de 60%, a liberdade de escolha dos *cost drivers*, e as metodologias escolhidas, serão mantidas no próximo período regulatório (2019-2023).

Finalmente, a BNetzA pretende aumentar a transparência do processo regulatório com a publicação dos dados utilizados na regulação, assim como planeja produzir um relatório sobre métodos de *benchmarking* até 2023.

#### **4.2 Áustria – Energie Control (E-Control)**

A liberalização plena do mercado austríaco de energia ocorreu em 2001, com a regulação das tarifas de transmissão e distribuição. A estratégia adotada inicialmente pela E-Control na regulação do setor de distribuição foi a de *cost-plus*, mas já a partir de 2006 o regulador passou a promover a regulação por incentivos com fixação de limite de preço (*price cap*).

O período regulatório austríaco dura cinco anos, e atualmente está em vigor seu terceiro período regulatório (2014-2018). Embora existam 120 empresas que operam a distribuição de energia elétrica no país, apenas 38 participaram do último processo de *benchmarking* regulatório, em função de que elas respondem por 98% das receitas do setor.

A Tabela 8 apresenta algumas características do atual processo regulatório.

**Tabela 8: Principais parâmetros do terceiro período regulatório austríaco**

<b>Parâmetros Regulatórios</b>	<b>Terceiro período (2014-2018)</b>
Corte de ineficiências	Dentro de 10 anos
Meta anual de redução de ineficiências (específica de cada empresa)	Máximo de 3,165%, devido à existência de um piso de eficiência de 72,5%
Produtividade do setor (Fator X)	1,25% ao ano
<i>Benchmarking</i>	<i>Ex post</i> , baseado em Totex, ponderando resultados de DEA e MOLS
Taxa de Retorno	6,42% ao ano (fixo para o período regulatório), baseado na abordagem WACC (valor nominal, bruto)
Base de Ativos Regulatória (RAB)	Ativos tangíveis e intangíveis (capital de giro não incluído)
Compensação da inflação	Índice de Preços do Operador de Redes (calculado com base no Índice de Preços ao Consumidor e Índice Salarial)
Volume de mudança na energia distribuída	Ajuste anual
Atraso na remuneração dos custos	Tratado via mecanismo de recálculo

Fonte: E-Control (2014)

Conforme informações da Tabela 8, eventuais ineficiências das distribuidoras identificadas no processo de *benchmarking* deverão ser cortadas em no máximo 10 anos. Entretanto, graças ao estabelecimento de um escore mínimo de eficiência de 72,5% para as empresas com eficiência inferior a isso, a redução máxima anual de custos será de 3,165%. Além disso, também existe um Fator X geral de 1,25% ao ano, que foi determinado por meio de um acordo entre a agência regulatória e as distribuidoras com base em cálculos com dados contábeis nacionais (STRONZIC, 2015).

Por outro lado, conforme o documento *Explanatory Notes to the System Charges Order*, produzido pela E-Control, também é preciso levar em conta eventuais aumentos de custos que possam ocorrer devido a fatores exógenos que as distribuidoras não conseguem controlar no decorrer do período de dois anos que existe entre a coleta de dados ( $t-2$ ) e o *benchmarking* ( $t$ ). Neste sentido, foi estabelecido um mecanismo de recálculo considerando um índice específico para operadores de redes, o Índice de Preços do Operador de Redes (NPI), que foi criado para contabilizar a inflação do período que afeta o setor, o qual é composto pelos seguintes índices:

- Índice de Salários e Vencimentos (WSI) (índice composto), o qual serve como indicador da evolução dos custos de pessoal (peso 40%);
- Índice de Preços da Construção Civil (ConPI) (índice composto), uma *proxi* da evolução dos custos de capital e de materiais (peso 30%);
- Índice de Preços do Consumidor (CPI), um indicador da evolução de outros custos (peso 30%).

O modelo de *benchmarking* estima o escore de eficiência das distribuidoras ponderando os escores obtidos com as metodologias *Data Envelopment Analysis* (DEA) e *Modified Ordinary Least Squares* (MOLS), calculados considerando a premissa de retornos constantes à escala (CRS), visto que, segundo o regulador, a definição do tamanho da empresa faz parte das decisões gerenciais.

O regulador utiliza no *benchmarking* dois modelos DEA, denominados DEA3 e DEA5, e um modelo MOLS. Entretanto, são calculados quatro modelos DEA e dois modelos MOLS, visto que três deles têm os custos totais (Totex) como insumo, e os outros três têm o Totex padronizado como insumo. O Totex é baseado nos valores contábeis dos ativos, o que conforme o regulador, pode gerar resultados desfavoráveis para distribuidoras com custo de capital (Capex) alto em situações em que existam diferentes ciclos de investimento e depreciação entre as distribuidoras. Já o custo total padronizado (sTotex) leva em conta anuidades para estabelecer o valor do Capex, e inclui o custo de perdas na rede. A Tabela 9 apresenta as variáveis utilizadas nos diferentes modelos.

**Tabela 9: Insumos e produtos do modelo austríaco de *benchmarking***

	MOLS		DEA 3		DEA 5	
<b>Insumos</b>	Totex	sTotex	Totex	sTotex	Totex	sTotex
<b>Produtos</b>	PL <sub>MV</sub>	PL <sub>MV</sub>	PL <sub>MV</sub>	PL <sub>MV</sub>	PL <sub>MV</sub>	PL <sub>MV</sub>
	PL <sub>LV</sub>	PL <sub>LV</sub>	PL <sub>LV</sub>	PL <sub>LV</sub>	PL <sub>LV</sub>	PL <sub>LV</sub>
	taNCD_w	taNCD_w	taNCD_w	taNCD_w	taNCD <sub>HV</sub>	taNCD <sub>HV</sub>
					taNCD <sub>MV</sub>	taNCD <sub>MV</sub>
					taNCD <sub>LV</sub>	taNCD <sub>LV</sub>

\* PL<sub>MV</sub> = Carga de pico na rede de média voltagem; PL<sub>LV</sub> = Carga de pico na rede de baixa voltagem; taNCD\_w = Área transformada ponderada pela densidade de conexões nas redes; taNCD<sub>HV</sub>, taNCD<sub>MV</sub>, taNCD<sub>LV</sub> são as áreas transformadas pela densidade de conexões na rede de alta, média e baixa voltagem, respectivamente.

Fonte: E-Control (2014)

As cargas de pico de baixa e média tensão (PL<sub>LV</sub> and PL<sub>MV</sub>) usadas nos modelos da Tabela 6 foram utilizadas como *proxi* para o dimensionamento dos níveis de transformação e levaram em conta dados obtidos em intervalos de 15 minutos durante vários anos.

Conforme a E-Control, a especificação dos produtos foi decidida por meio de análise econômica e de engenharia cujos principais objetivos eram encontrar relações causais plausíveis, identificar *cost drivers* relevantes e a relação funcional entre eles, assim como especificar necessidades adicionais de dados. O regulador procurou ainda levar em conta as condições estruturais do país como: algumas distribuidoras muito grandes e outras muito pequenas; ruralização bem diferenciada nas regiões; densidade populacional bem distinta; algumas distribuidoras operando em regiões montanhosas e em áreas de serviço heterogêneas. O modelo deveria refletir essas diferenças estruturais, mas o número de produtos deveria ser limitado devido ao “problema da dimensionalidade”.

O resultado da análise concluiu, segundo o regulador, que nenhuma variável é capaz de descrever todos os ativos (linhas, cabos, estações de transformação) e que a dimensão da rede de diferentes níveis em relação à transformação é influenciada linearmente pela soma das cargas da rede de baixa tensão (carga de pico por área) e que a densidade da rede é influenciada pela densidade de conexões em uma relação quadrática. Essas variáveis supostamente representam os comprimentos de rede do modelo. Assim, o regulador informou que os comprimentos de rede do modelo em diferentes níveis de tensão foram usados em vez do comprimento de rede total. Esse modelo baseou-se na distribuição das conexões de consumidores em conexões de clientes entre diferentes níveis de tensão (alta, média e baixa) por setor censitário e pelo tamanho das áreas dentro desses setores censitários que são atendidos pelas distribuidoras. As variáveis denominadas área transformada pela densidade de conexões na rede foram calculadas da seguinte maneira.

$$\text{Alta tensão} = \text{taNCD}_{\text{HV},k} = \sqrt{N_{\text{NC,HV},k} * \sum_j (A_{\text{CT,iSPACE},k,j})} \quad (13)$$

Onde:

$\text{taNCD}_{\text{HV},k}$  = Área transformada pela densidade de conexões na rede de alta tensão da distribuidora  $k$

$N_{\text{NC,hv},k}$  = Número de conexões na rede de alta tensão da distribuidora  $k$

$A_{\text{CT,iSPACE},k,j}$  = Área de atuação da distribuidora  $k$  no setor censitário  $j$

$$\text{Média voltagem} = \text{taNCD}_{mv,k} = \sum_{\forall k} \sqrt{N_{NC,MV,LAA,l,k} * \sum_{\forall jkn} LAAk(A_{CT,iSPACE,k,j})} \quad (14)$$

Onde:

$\text{taNCD}_{MV}$  = Área transformada pela densidade de conexões na rede de média voltagem da distribuidora  $k$

$N_{NC,mv,LAA,l,k}$  = Número de conexões na rede de média voltagem da distribuidora  $k$  na área da autoridade local  $l$

$A_{CT,iSPACE,k,j}$  = Área de atuação da distribuidora  $k$  no setor censitário  $j$

Procedimento similar foi adotado para baixa voltagem. O regulador salientou que a definição de áreas relevantes,  $A_i$ , em setores censitários é crítica.

Os modelos MOLS e DEA3 usaram área transformada ponderada pela densidade de conexões na rede (taNCD) para alta, média e baixa voltagem em um único parâmetro (taNCD\_w). A ideia foi reduzir o número de produtos, aumentar o poder discriminatório e reduzir os efeitos de condições especiais. Os pesos utilizados na ponderação foram 100% para baixa voltagem, 114% para média voltagem, e 373% para alta tensão, o que, segundo o regulador, reflete diferentes custos para operar diferentes níveis de rede.

Frontier Economics (2012) explica que a análise das redes de distribuição identificou carga e densidade de conexão por tipo de rede como *cost drivers*, e que em ambos os casos a densidade é relativa à área de referência, mas que essas razões precisam ser convertidas a uma métrica absoluta para poder utilizá-las como produtos. De acordo com o autor, “*Where a linear relationship exists, this is performed by multiplication by the area, thus obtaining an absolute magnitude – network peak load – from the relative metric*”.

No modelo DEA5, o comprimento das redes foi considerado separadamente, e as variáveis levaram em conta a distribuição das conexões de consumidores entre os diferentes níveis de voltagem e o tamanho das áreas por nível de tensão atendidas por cada operador.

Já o modelo MOLS utilizado foi log-linear, uma função Cobb-Douglas, assumindo retornos constantes à escala (CRS), testado via Teste de Wald, com distribuição normal truncada das ineficiências.

Assim como na regulação alemã, a E-Control identificou *outliers* utilizando a Distância de Cook no modelo paramétrico (MOLS) e supereficiências no modelo não-paramétrico (DEA), com valores de corte definidos conforme (15) e (16).

$$\text{Valor de corte em MOLS} = 4 / (n - 3 - 1) \quad (15)$$

$$\text{Valor de corte em DEA} = Q(75\%) + 1.5 * (Q(75\%) - Q(25\%)) \quad (16)$$

Onde  $n$  é o número de observações e  $Q$  representa o quartil dos dados.

O regulador austríaco informou que dentre as 38 distribuidoras avaliadas cinco delas apresentavam algumas características específicas. Três distribuidoras fizeram instalação precoce de medidores inteligentes, três usavam a rede de alta voltagem parcialmente para transmissão, quatro estavam fornecendo energia em voltagem muito alta ( $> 220\text{kV}$ ), e duas eram fortemente afetadas pelo uso de energia eólica. Nestes casos, o regulador optou pelo ajuste dos custos das distribuidoras.

Para tomar essa decisão foram consideradas as seguintes premissas: as exceções conduziram a distorções significativas nos resultados do *benchmarking*; uma posição excepcional deve influenciar os *cost drivers*; o efeito é exógeno e significativo; o efeito é sustentável; o efeito deve ser quantificável e distinto dos outros *cost drivers*, e calculado de modo transparente; e nenhum produto poderia controlar o efeito das exceções no *benchmarking*.

A Tabela 10 apresenta os escores de eficiência obtidos pelos diferentes modelos adotados no *benchmarking*.

**Tabela 10: Escores de eficiência do terceiro período regulatório austríaco**

Insumo	MOLS		DEA 3		DEA 5	
	Totex	sTotex	Totex	sTotex	Totex	sTotex
<b>Escore médio</b>	89.44%	88.85%	85.80%	90.28%	89.26%	82.48%
<b>Escore mínimo</b>	69.03%	74.23%	62.83%	70.14%	63.07%	54.05%
<b>Empresas eficientes</b>	6	9	6	9	13	10

Fonte: E-Control (2014)

Nota-se na Tabela 10 que os escores de eficiência médios ficaram entre 82,48% e 90,28%, com o maior número de distribuidoras eficientes nos modelos DEA5, o que é obvio, visto que são aqueles com mais produtos no modelo. Além disso, em cinco dos seis modelos o escore mínimo ficou abaixo do piso de eficiência fixado pela E-Control.

Uma vez calculados os escores de eficiência é feito o cálculo do escore final de cada distribuidor ponderando os resultados obtidos com a aplicação de cada um dos modelos. O regulador estabeleceu os seguintes pesos para cada modelo: 45% para MOLS, 40% para DEA5 e 15% para DEA3. Feita a ponderação dos escores o resultado final da distribuidora é determinado

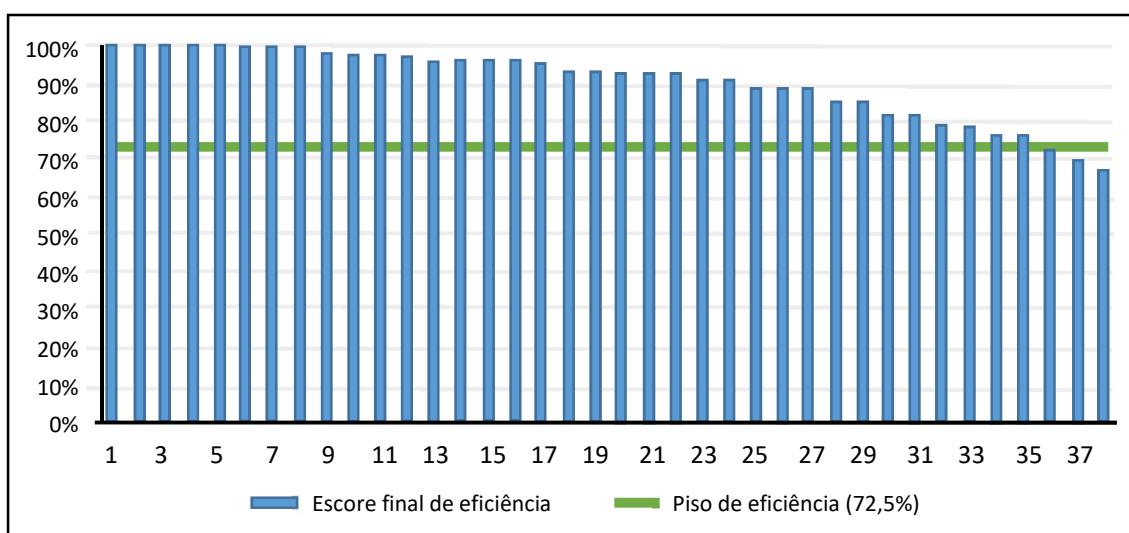
escolhendo o melhor (*best-of*) escore ponderado, conforme exemplificado na Tabela 11, ou o piso estabelecido.

**Tabela 11: Exemplo de determinação do escore final no *benchmarking* austríaco**

	MOLS	DEA 5	DEA 3	Escore de eficiência ponderado
<b>Peso</b>	45%	40%	15%	(0,45 * escore MOLS + 0,40 * escore DEA5 + 0,15 * escore DEA3)
<b>Totex</b>	95%	94%	92%	= 0,45*0,95 + 0,40*0,94 + 0,15*0,92 = 0,94
<b>sTotex</b>	97%	90%	91%	= 0,45*0,97 + 0,40*0,90 + 0,15*0,91 = 0,93
<b>Best-of</b>	= max(0,45*0,95 + 0,40*0,94 + 0,15*0,92; 0,45*0,97 + 0,40*0,90 + 0,15*0,91; 0,725) = 0,94			

Fonte: E-Control (2014)

A Figura 7 ilustra os escores finais obtidos pelas distribuidoras austríacas no atual período regulatório.



**Figura 7: Escores de eficiência das distribuidoras austríacas**

Fonte: E-Control (2014)

Após a definição do escore de eficiência de cada distribuidora, o regulador calculou as metas anuais de redução de custos que devem ocorrer em até 10 anos, considerando a seguinte equação.

$$K_{2023} = K_{2013} \cdot (1 - KA)^{10} \quad (17)$$

Onde:

$K_{2023}$  = Custo estimado para 2023

$K_{2013}$  = Custo incorrido em 2013

$KA$  = Fator de atualização de custos, calculado conforme (18)



$$KA = 1 - \frac{10\sqrt[10]{\frac{K_{2023}}{K_{2013}}}}{10\sqrt[10]{\frac{K_{2013} \cdot (1-X_{gen})^{10} \cdot ES_{2013}}{K_{2013}}}} = 1 - (1 - X_{gen}) \cdot \sqrt[10]{ES_{2013}} \quad (18)$$

Onde:

$K_{2023}$  = Custo estimado para 2023

$K_{2013}$  = Custo incorrido em 2013

$X_{gen}$  = Fator X setorial

$ES$  = Escore de eficiência

Como resultado, o Fator de Ajuste de Custos individual (KA) para as distribuidoras oscila entre 1,25% ao ano e 4,375%, incluindo o Fator X, como apresentado na Tabela 12.

**Tabela 12: Fator de ajuste de custos para diferentes escores de eficiência**

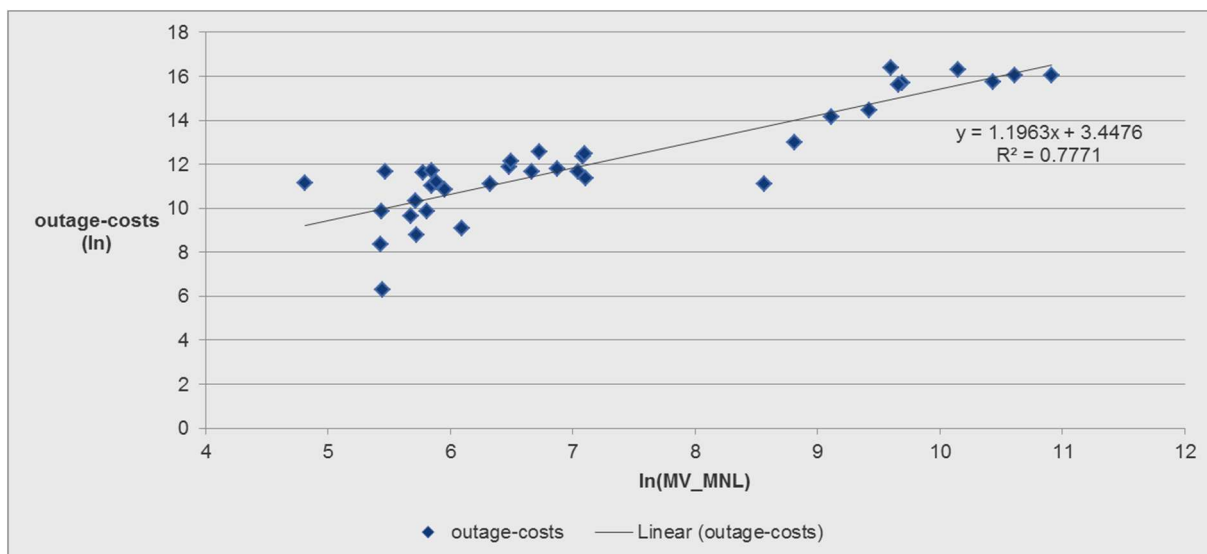
Escore de eficiência	Fator de Ajuste de Custos anual
72,5%	4,375%
75%	4,050%
80%	3,429%
85%	2,842%
90%	2,285%
95%	1,755%
100%	1,250%

Fonte: E-Control (2014)

Sobre potenciais melhorias no atual modelo de *benchmarking*, o regulador mencionou a inclusão de um componente de qualidade no processo, considerando que a regulação baseada em incentivos pode ter um efeito negativo nos níveis de investimento e qualidade. Ele explicou que o componente de qualidade poderá ser associado à qualidade do serviço, da voltagem e da continuidade de fornecimento, e que isto poderá ser feito na própria fórmula regulatória ou implicitamente, com sua inclusão no *benchmarking*.

A E-Control identificou que o custo de interrupção calculado em (19) tem uma relação linear significativa com a rede de média voltagem, conforme resultados mostrados na Figura 8.

$$\text{Custo de interrupção} = \text{duração da interrupção} * \text{carga afetada} * \text{preço} \quad (19)$$



**Figura 8: Relação entre custos de interrupção e rede de média tensão**

Fonte: E-Control (2014)

Em função da existência desta relação, o regulador está estudando incluir os custos de interrupção no modelo. Segundo ele, as opções de tratamento dos custos de interrupção no próprio *benchmarking* são como um produto negativo, como um insumo separado, ou adicionando-os à base de custos. Neste caso, adicionando custos externos às bases de custos (Totex e sTotex), faria com que distribuidoras com baixa qualidade de serviço e baixos custos não se saíssem tão bem como agora, visto que seu custo de interrupções seria relativamente alto; nem as distribuidoras com alto nível de qualidade e altos custos se sairiam tão mal quanto agora, em função de que seu custo de interrupções seria relativamente baixo.

### 4.3 Dinamarca – Danish Energy Regulatory Authority (DERA)

A *Danish Energy Regulatory Authority* está subordinada ao Ministério do Clima, Energia e Construções, e é responsável pela regulação dos setores de transmissão e distribuição de energia da Dinamarca.

Em 2014, a distribuição de energia elétrica era realizada por 61 firmas, sendo que em 2005 operavam 112, o que caracteriza uma intensa concentração de mercado na última década naquele país. As principais razões apontadas pelo regulador para explicar esse processo são o acréscimo de tarefas a serem realizadas pelas distribuidoras, o uso de *benchmarking* a partir de 2006, e o fato de que, algumas vezes, as empresas municipais vendem suas companhias de infraestrutura para gerar receita.

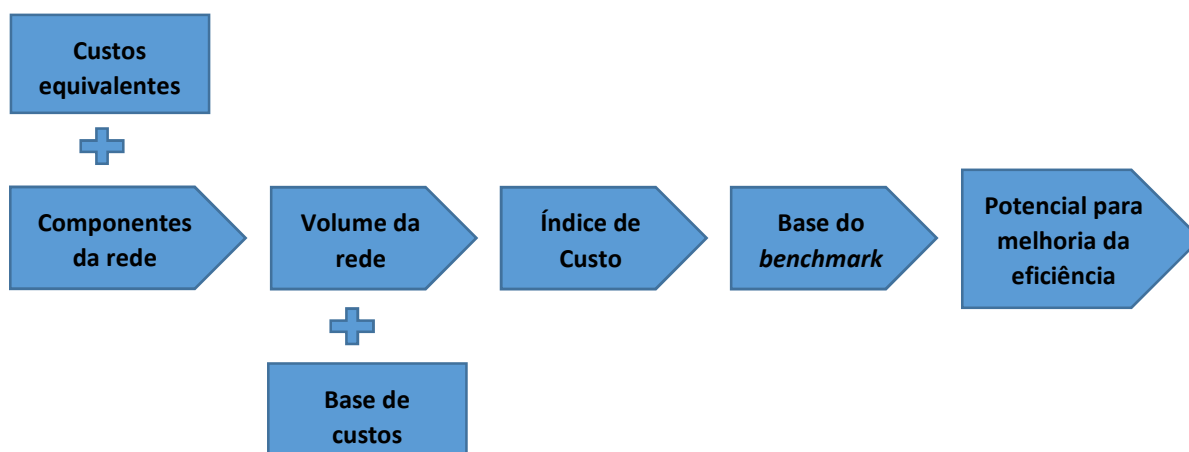
Quanto à propriedade das distribuidoras, o sistema dinamarquês era composto por 41 cooperativas, 12 empresas municipais, e 8 empresas privadas, sendo que a maior distribuidora do país atendia 30% dos consumidores. A Tabela 13 mostra que a implantação de redes subterrâneas é um processo com resultados significativos na Dinamarca.

**Tabela 13: Porcentagem de redes subterrâneas em relação ao total de redes**

Nível de voltagem	2000	2006	2013
0,4 kV	79%	90%	98%
6 – 20 kV	74%	86%	98%
30 – 60 kV	27%	32%	37%

Fonte: DERA (2014)

O regulador dinamarquês adota uma estratégia de regulação com a definição de *revenue caps* para as distribuidoras por meio da aplicação anual de um modelo de custo unitário (Figura 9), denominado Modelo de Volume de Rede (*Grid Volume Model*).



**Figura 9: Modelo de Volume de Rede dinamarquês**

Fonte: DERA (2014)

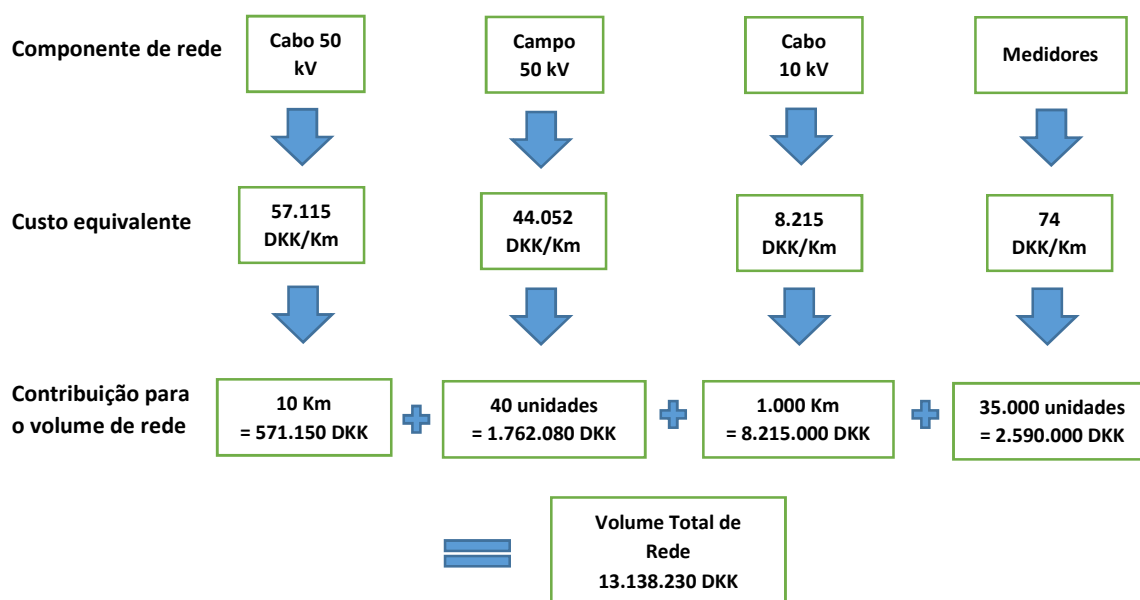
Conforme o regulador, o Volume de Rede é um valor calculado para cada distribuidora que expressa custos operacionais e de capital, em valores médios do setor, associados à operação da rede específica daquela distribuidora. O volume de rede leva em conta diferenças na composição das redes e permite comparações entre distribuidoras com diferentes tipos de rede.

O processo de cálculo se inicia com a definição dos componentes da rede, *cost drivers* que representam os principais componentes de redes de distribuição, que corresponde a 22 componentes físicos de uma rede como cabos, transformadores e medidores, definidos por meio

de análise de engenharia. Anualmente, as distribuidoras informam ao regulador a quantidade de cada componente em suas redes no dia primeiro de julho.

Os custos equivalentes são os custos médios das distribuidoras associados a cada componente de rede, e correspondem à soma dos custos operacionais e de capital, representado pela depreciação, de cada componente.

A multiplicação da quantidade de cada componente de rede pelo seu custo equivalente resulta na contribuição daquele componente para o volume de rede específico de uma distribuidora, e a soma dos valores de contribuição dos 22 componentes é o volume de rede da distribuidora naquele ano. A Figura 10 mostra um exemplo deste cálculo.



**Figura 10: Exemplo de cálculo do Volume de Rede de uma distribuidora**

Fonte: DERA (2014)

Feito o cálculo, o regulador estima o Índice de Custo de cada distribuidora, conforme (20), o qual corresponde à eficiência relativa da distribuidora.

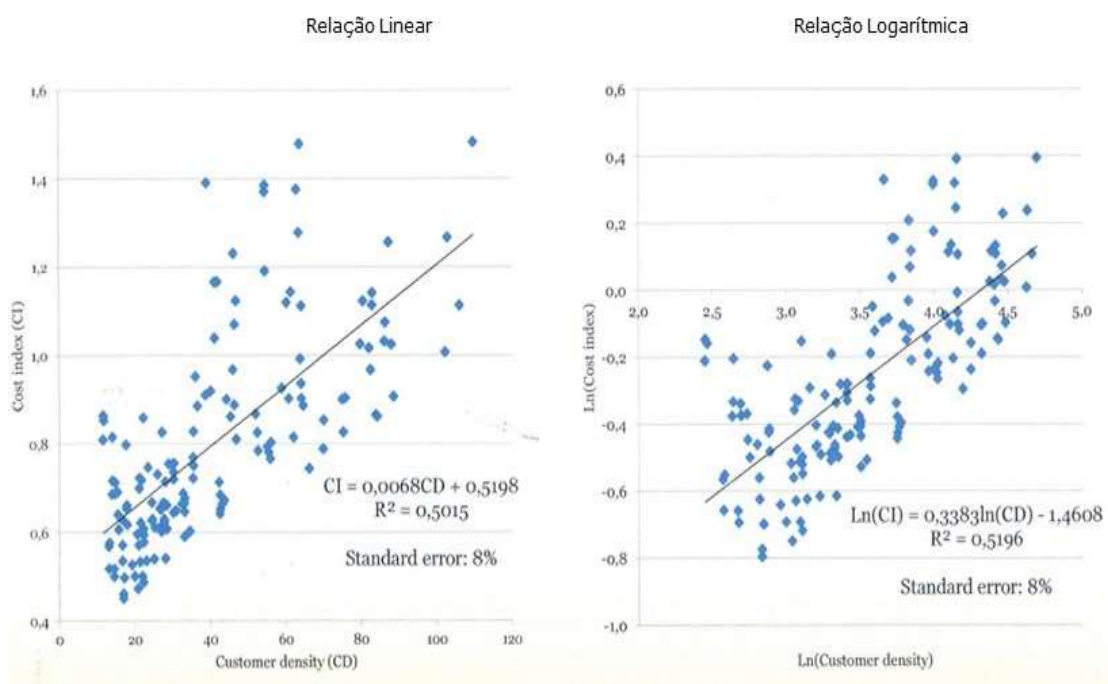
$$\text{Índice de custo} = \text{Base de custos} / \text{Volume de rede} \quad (20)$$

Onde a base de custos corresponde ao custo atual da empresa, composto pela soma do custo operacional e da depreciação, deduzidas as perdas na rede e eventuais despesas extraordinárias. O regulador explicou que o custo das perdas, correspondente às perdas técnicas, não é considerado no *benchmarking*, e que as despesas extraordinárias podem ser exemplificadas

como custos de força maior, incidentes singulares de caráter imprevisível, e investimentos em redes inteligentes (*smart grids*).

Após o cálculo dos índices de custo para todas as distribuidoras, o regulador aplica uma “correção para condições operacionais mais custosas” antes de promover o *benchmarking*. A razão para isso está associada ao fato de que os dados das distribuidoras demonstraram que a densidade de consumidores influencia o índice de custos. Foi constatada uma correlação positiva, quando a densidade de consumidores aumenta, o índice de custo também aumenta.

A densidade de consumidores é calculada como o número de medidores por quilômetro de rede de baixa voltagem (0,4 kV). A Figura 11 apresenta as relações lineares e logarítmicas, ambas com significância estatística, e a análise de regressão.



**Figura 11: Relações entre índices de custo e densidade de consumidores**

Fonte: DERA (2014)

Os dados mostrados na Figura 11 correspondem aos índices de custo de todas as distribuidoras em três anos (2011-2013). A DERA utilizou a correção linear nos anos 2007-2009 e 2012-2013; a correção logarítmica em 2010-2011; e a média dos dois métodos em 2014. Os índices ajustados foram calculados considerando as fórmulas (21) e (22), e uma densidade média de 39 medidores por quilômetro de rede de baixa voltagem.

$$\text{Correção linear} = IC - 0.0068 * (DC - DC \text{ média}) \quad (21)$$

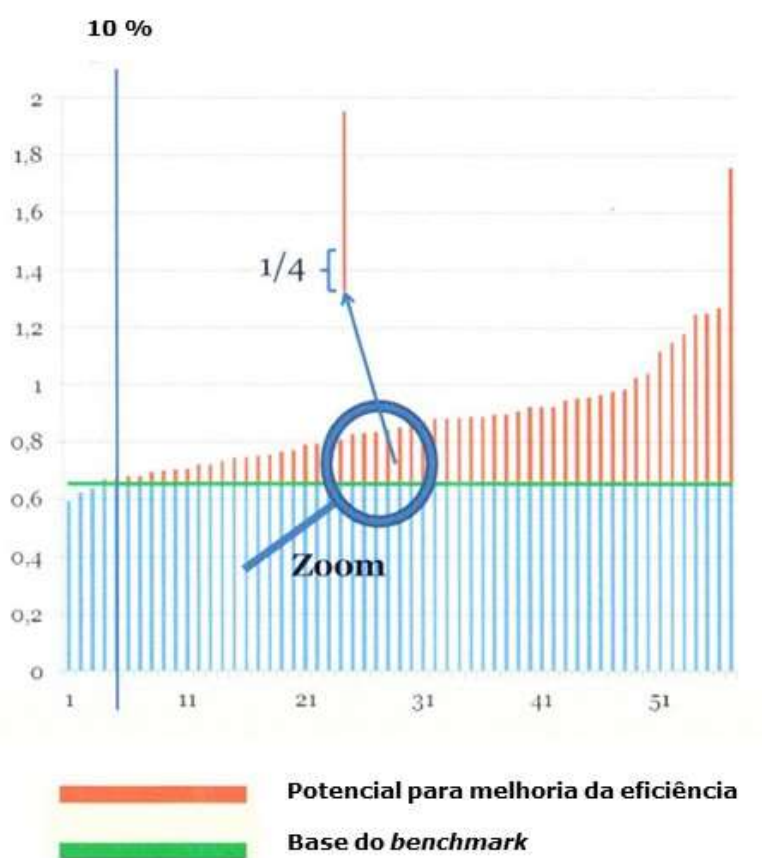
$$\text{Correção logarítmica} = \ln(IC) - 0.3383 * [\ln(DC) - \ln(DC \text{ média})] \quad (22)$$

Onde:

$IC$  = Índice de Custo

$DC$  = Densidade de Consumidores

Após o ajuste dos índices de custo para diferentes densidades de rede, a base do *benchmark* é definida pela média das distribuidoras com os melhores desempenhos. A média dos índices de custo ajustados das distribuidoras que compõem o grupo das 10% com melhores desempenhos é a base do *benchmark*, e o índice de custo de cada distribuidora é comparado a essa base (0,6271 em 2014) para identificar o potencial de melhoria de desempenho (Figura 12).



**Figura 12: Cálculo da meta de redução de ineficiências na regulação dinamarquesa**

Fonte: DERA (2014)

O regulador estabeleceu que a meta anual de redução de eventuais ineficiências identificadas é de 25%, a qual é considerada na definição do *revenue cap* das distribuidoras. A justificativa para escolha desse percentual é que em uma situação de competição real as distribuidoras deveriam ser capazes de se tornarem uma das melhores em quatro anos, visto que em quatro períodos regulatórios seria possível eliminar 100% das ineficiências.

O percentual de redução de ineficiências é multiplicado pelos custos controláveis, que corresponde aos custos operacionais menos o valor das perdas de energia e das despesas extraordinárias, e se torna uma redução permanente no *revenue cap* das distribuidoras. O regulador utiliza nesse cálculo os custos controláveis e não a base de custos, em função de que se assim o fizesse estaria incentivando eficiência sobre a depreciação também, pois esta faz parte da base de custos.

Adicionalmente, a DERA também leva em conta uma taxa máxima de retorno no processo regulatório, que não é definida considerando WACC, mas pelo próprio regulador. Essa taxa tem caído desde 2008, quando era de 7,5%, para 4,15% em 2014. Ao final do processo regulatório, o regulador compara a taxa de retorno obtida individualmente pelas distribuidoras, calculada conforme (23), e a compara com a taxa máxima de retorno pré-definida.

$$\begin{aligned} & \textit{Taxa real de retorno} \\ & = \frac{\textit{Receita} - \textit{Custo Operacional} - \textit{Depreciação} \pm \textit{Correção de diferenças}}{\textit{Total de ativos de rede} * 1,02} \end{aligned} \quad (23)$$

De acordo com o regulador, o multiplicador de 1,02 é aplicado ao total de ativos da rede de distribuição para se levar em conta os custos de manutenção dos ativos. A taxa real de retorno da distribuidora é calculada anualmente, e haverá uma penalidade para a empresa cuja taxa real de retorno supere a taxa máxima de retorno definida pelo regulador.

A autoridade regulatória, desde 2008, também realiza anualmente um *benchmarking* da qualidade devido à preocupação de que reduções de custos possam comprometer a qualidade do fornecimento de energia. Os indicadores de fornecimento considerados são o Índice de Frequência de Interrupções do Sistema (SAIFI) e o Índice da Duração Média das Interrupções do Sistema (SAIDI). Para o cálculo desses índices, o regulador considera peso 100% para interrupções não anunciadas, 50% para interrupções anunciadas, 10% para interrupções causadas por terceiros, e aquelas causadas por eventos excepcionais, como força maior e erros externos à rede, não são consideradas.

O *benchmarking* é promovido em dois níveis distintos: agregado (todos os consumidores da distribuidora) e individual, considerando limites fixos, como ilustrado na Tabela 14.

**Tabela 14: Limites fixos do *benchmarking* da qualidade dinamarquês**

Voltagem	Nível Agregado		Nível Individual	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
0,4 kV	0,039	5,661	2	240-300
1-24 kV	0,312	15,846	4	240-300
25-99 kV	0,104	1,727	-	-

\* SAIFI = Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema; SAIDI = Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema

Fonte: DERA (2014)

Na Tabela 14 o Índice SAIDI está expresso em número de interrupções por cliente por ano, enquanto o Índice SAIFI corresponde ao número de minutos interrompidos por cliente por ano. Os limites individuais dependem da composição da rede da distribuidora e as penalidades são impostas como reduções no *revenue cap* da empresa. Por exemplo, se 1% dos consumidores de determinada distribuidora na rede de 0,4 kV tiverem mais do que duas interrupções no nível individual, a empresa terá um requisito a ser cumprido. O limite máximo de penalidades que uma distribuidora sofrerá em determinado ano é de 1% dos custos controláveis (CEER, 2011).

O desafio futuro do processo de *benchmarking* mencionado pelo regulador está associado à necessidade de estabelecimento de incentivos para a implantação de redes inteligentes (*smart grids*), visto que o modelo atual somente estimula investimentos na expansão de redes tradicionais que geram aumento no volume de rede. Além disso, ele comentou sobre a necessidade de incentivos para redução de perdas na rede, visto que em 2014 essas perdas corresponderam a aproximadamente 28% dos custos operacionais das distribuidoras dinamarquesas.

Conforme o DERA *National Report* (2015), o Comitê de Regulação da Eletricidade publicou recomendações para a futura regulação das distribuidoras de energia, tais como um novo *revenue cap* que contemple um teto de custo baseado em custos históricos ajustados por uma meta de eficiência definida no *benchmarking* das distribuidoras. Também houve recomendação para um novo limite para retorno dos investimentos considerando os retornos históricos e o retorno dos investimentos futuros definido pelo mercado com base na metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), e a adoção de períodos regulatórios com duração de cinco anos.

Atendendo as recomendações, a agência regulatória criou dois Comitês de Especialistas, um para desenvolver um novo modelo de *benchmarking* que deverá ser definido até fevereiro de



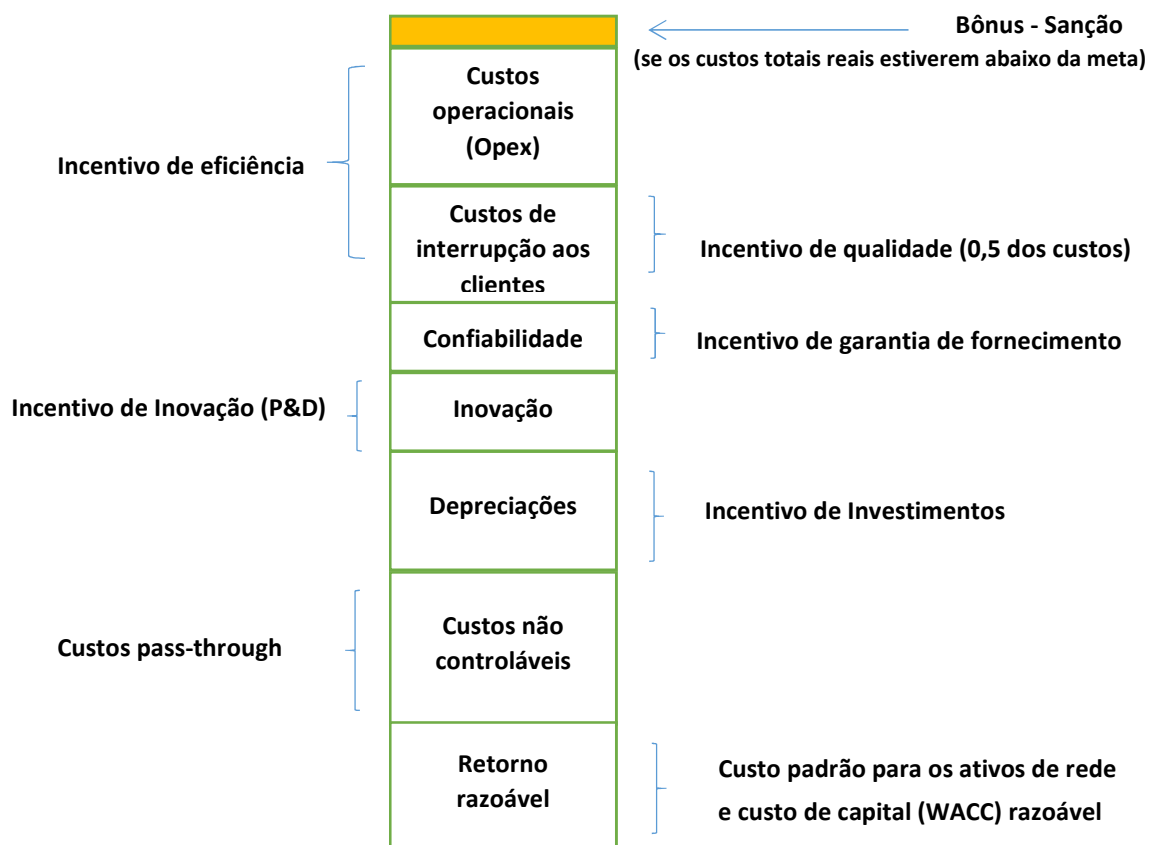
2017 para implementação a partir de janeiro de 2018, e outro para desenvolver metodologia baseada em WACC para cálculo de taxa de retorno razoável para uma distribuidora padrão (DERA *National Report*, 2016).

#### **4.4 Finlândia – Energiavirasto**

A Energiavirasto utiliza *Data Envelopment Analysis* (DEA) para cálculo de mudanças de produtividade no setor de energia elétrica desde 1998. A autoridade de energia finlandesa introduziu metas específicas de eficiência para distribuidoras de energia elétrica em seu segundo período regulatório (2008-2011), sendo que no primeiro (2005-2007) havia apenas uma meta de eficiência geral (Fator X). Segundo o regulador, metas de eficiência geral são um elemento natural na regulação de monopólios, pois elas dão às empresas um incentivo para melhorar sua eficiência em relação às mudanças tecnológicas do setor.

Em 2014, existiam 82 distribuidoras de energia operando no país, as quais estavam sujeitas à regulação do tipo *revenue cap*, com períodos regulatórios que duram quatro anos, e metodologia definida *ex ante* e válida por no mínimo oito anos. O regulador define *ex ante* um retorno razoável para cada distribuidora e, ao final do período regulatório, compara esse retorno razoável com o lucro realizado ajustado para identificar se ocorreu déficit ou superávit. Segundo o regulador, qualquer déficit ou superávit é transferido para o próximo período regulatório, e precisa ser equalizado. Adicionalmente, quando o lucro realizado ajustado excede o valor do retorno razoável em mais do que 5%, a distribuidora paga juros sobre o excedente, cuja taxa é calculada pela média do custo de capital próprio razoável para os anos do período regulatório em questão, utilizando o método de *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

A Figura 13 ilustra o modelo regulatório finlandês para a distribuição de energia elétrica.



**Figura 13: Modelo regulatório finlandês**

Fonte: Energiavirasto (2015)

Como ilustrado na Figura 13, a receita das distribuidoras é composta pela soma de retornos razoáveis com custos operacionais não-controláveis, depreciações, incentivo à inovação, incentivo pela segurança de fornecimento, metade dos custos de interrupções (denominado incentivo de qualidade) e custos operacionais controláveis, além da eventual diferença entre lucro realizado ajustado e valor do retorno razoável do período anterior.

A meta de eficiência geral (Fator X) aplicada no primeiro período regulatório foi de 1,3% ao ano, calculada via Índice de Malmquist dos escores de eficiência obtidos com DEA usando dados de 1999 a 2002. Tal meta foi aplicada aos custos operacionais controláveis das distribuidoras.

Para o segundo período regulatório (2008-2011) foi realizada atualização do cálculo com dados de 2003 a 2005, e um Fator X de 2,06% foi estabelecido aos operadores de rede. No mesmo período também foram definidas metas específicas individuais para cada distribuidora, em função de que já haviam dados confiáveis disponíveis, as quais foram adicionadas à meta geral.

O escore de eficiência das distribuidoras foi calculado pela média dos escores de dois modelos, um modelo DEA com retornos não-decrescentes à escala (NDRS), e um modelo SFA linear, ambos tendo como insumo o custo total (Totex), calculado como em (24), mas com a meta de eficiência sendo aplicada somente aos custos operacionais controláveis (Opex).

$$TOTEX = OPEX + CAPEX + DCO \quad (24)$$

Onde:

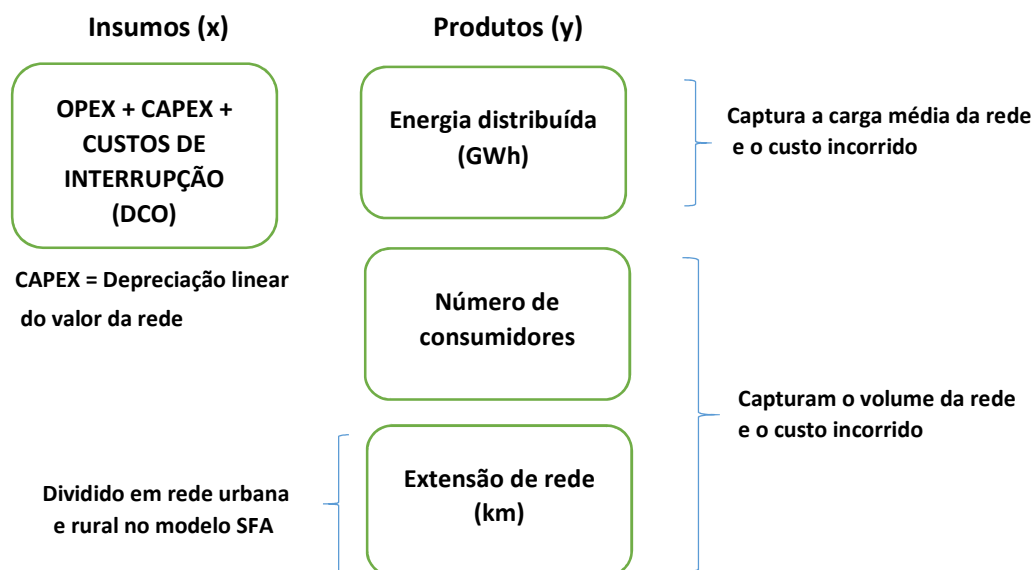
*OPEX* = Custos operacionais controláveis

*CAPEX* = Custo de capital

*DCO* = Desvantagem monetária causada pela interrupção de energia aos consumidores

O custo de capital corresponde à depreciação linear do valor de reposição da rede, e a desvantagem causada por interrupções de fornecimento (DCO), ou custos de interrupção regulatórios, é calculada com base no número e na duração das interrupções, a qual leva em conta as interrupções planejadas, as interrupções inesperadas, e outros eventos ocorridos na rede de distribuição de média tensão. O preço unitário das interrupções é baseado em estudo comissionado pelo regulador que se refere a valores de 2005, os quais são ajustados anualmente pelo Índice de Preços ao Consumidor.

Os produtos usados nos modelos do segundo período regulatório foram a energia distribuída, a extensão da rede de distribuição e o número de clientes (Figura 14).



**Figura 14: Variáveis do modelo do segundo período regulatório finlandês**

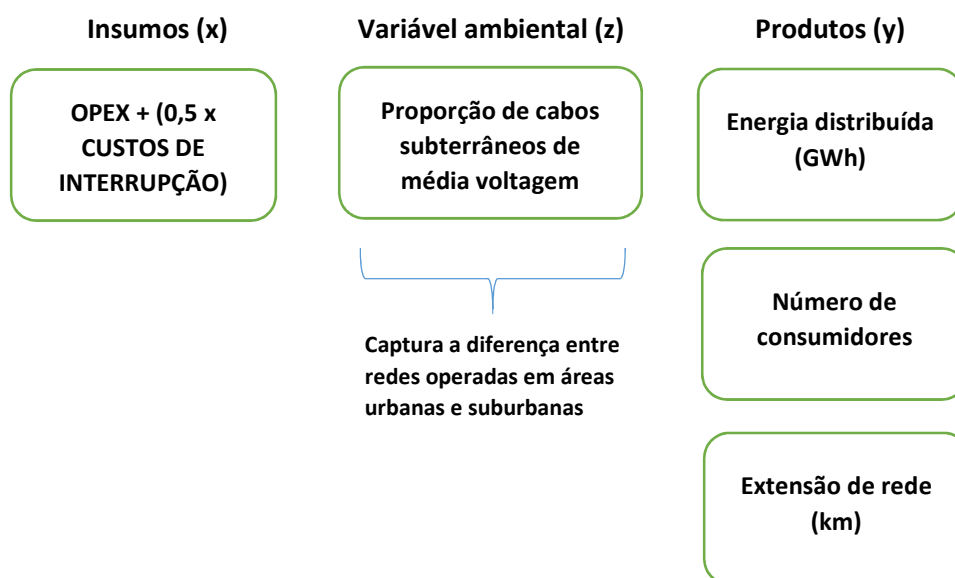
Fonte: Energiavirasto (2015)

Nota-se na Figura 14 que o comprimento da rede de distribuição foi subdividido em urbana e rural na especificação do modelo SFA, e que a variável energia distribuída capturava a carga média da rede e o custo incorrido, enquanto as variáveis clientes e comprimento de rede capturavam o volume da rede e o custo incorrido.

Os dados utilizados no *benchmarking* corresponderam à média dos dados históricos de 2003 a 2006, sendo aplicado um fator de correção de 0,84 nos escores de eficiência devido ao fato de que só havia dados de dois anos (2005 e 2006) da variável DCO. O regulador informou que o uso de DEA e SFA foi contestado judicialmente, mas o Supremo Tribunal Administrativo aprovou o método.

Em 2010, a Energiavirasto começou a desenvolver o modelo que seria usado no terceiro período regulatório (2012-2015) e, ao invés das metodologias DEA e SFA, o regulador decidiu empregar o modelo *Stochastic Nonsmooth Envelopment of Data* (StoNED) (JOHNSON; KUOSMANEN, 2011). A escolha da metodologia StoNED foi justificada de duas maneiras, por ter uma forma mais flexível, e por permitir a inclusão de variáveis ambientais.

Os dados usados no modelo foram as médias históricas de 2005 a 2010. O insumo utilizado foi o Totex, calculado como a soma dos custos operacionais com metade dos custos das interrupções, enquanto os produtos do modelo foram energia distribuída, número de clientes, comprimento de rede, os mesmos do período anterior, mas houve a inclusão de uma variável ambiental, a porcentagem de cabos de média voltagem (1-70kV) subterrâneos. A Figura 15 mostra a seleção de variáveis deste período regulatório.



**Figura 15: Variáveis do modelo do terceiro período regulatório finlandês**

Fonte: Energiavirasto (2015)

O custo de capital (Capex) foi excluído do custo total (Totex), segundo o regulador, para estimular investimentos das distribuidoras, visto que quanto maiores forem os investimentos em Capex, menores serão os custos de interrupções (DCO).

A especificação do modelo StoNED utilizado no terceiro período foi a seguinte.

$$x = C(y_1, y_2, y_3) \times \exp(\delta z + u + v) \quad (25)$$

Onde:

$x$  = Custo total observado

$C$  = Função de custo convexa monotônica crescente com retornos constantes de escala

$y_1$  = Energia distribuída (GWh de equivalentes de 0,4kV)

$y_2$  = Comprimento total da rede (km)

$y_3$  = Número total de clientes conectados à rede

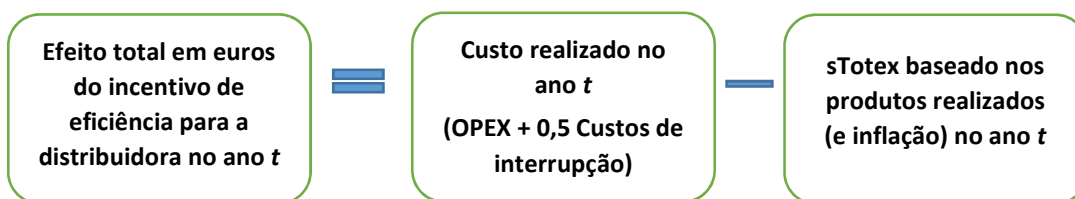
$z$  = Proporção de cabos subterrâneos (%)

$u$  = Termo de ineficiência com distribuição normal truncada

$v$  = Termo de ruído com distribuição normal

O regulador informou que foram testadas diversas variáveis ambientais (Fator Z), mas a proporção de cabos subterrâneos foi a variável que melhor capturou as diferenças operacionais em áreas urbanas e suburbanas, com impacto de custos estatisticamente significativo.

O escore de eficiência das distribuidoras no terceiro período foram calculadas como a razão entre Totex e sTotex, que é o nível razoável de custo total de acordo com uma fronteira eficiente de custos em dado nível de produção da distribuidora calculado anualmente. O efeito total do incentivo de eficiência do *benchmarking* também foi calculado anualmente baseado nos custos incorridos e conforme a Figura 16.



**Figura 16: Efeito total do incentivo de eficiência no terceiro período regulatório finlandês**

Fonte: Energiavirasto (2014)

O regulador esclareceu que nesse período de introdução do método StoNED ocorreram grandes diferenças nos escores de eficiência, variando de 39,7% a 119%, parcialmente devido à grande volatilidade nos dados em função das severas tempestades de 2010. Portanto, foi considerado

necessário um período de transição de oito anos, no qual o sTotex foi calculado conforme abaixo.

$$STOTEX_{i,t} = \underbrace{C^{2011}}_{\text{Nível de custo total razoável da distribuidora}} \underbrace{(y_{i,t})}_{\text{Vetor de produto da distribuidora}} * \underbrace{\exp(\delta z_{i,t})}_{\text{Proporção de cabos subterrâneos}} * \underbrace{\left[ \frac{CPI_{t-1}}{CPI_{2009}} \right]}_{\text{Índice de inflação}} * \underbrace{(1 - 2,06\%)^8}_{\text{Mudança tecnológica durante os 8 anos do período de transição}} * \underbrace{(1 - X_i)^{t-200}}_{\text{Meta de eficiência específica da distribuidora}}$$

**Figura 17: Cálculo do nível razoável de custo total no período de transição**

Fonte: Energiavirasto (2014)

Já a meta específica de eficiência para cada distribuidora ( $X_k$ ) foi calculada conforme (26).

$$X_k = 1 - \sqrt[8]{TL_k * (1 - 2.06\%)} \quad (26)$$

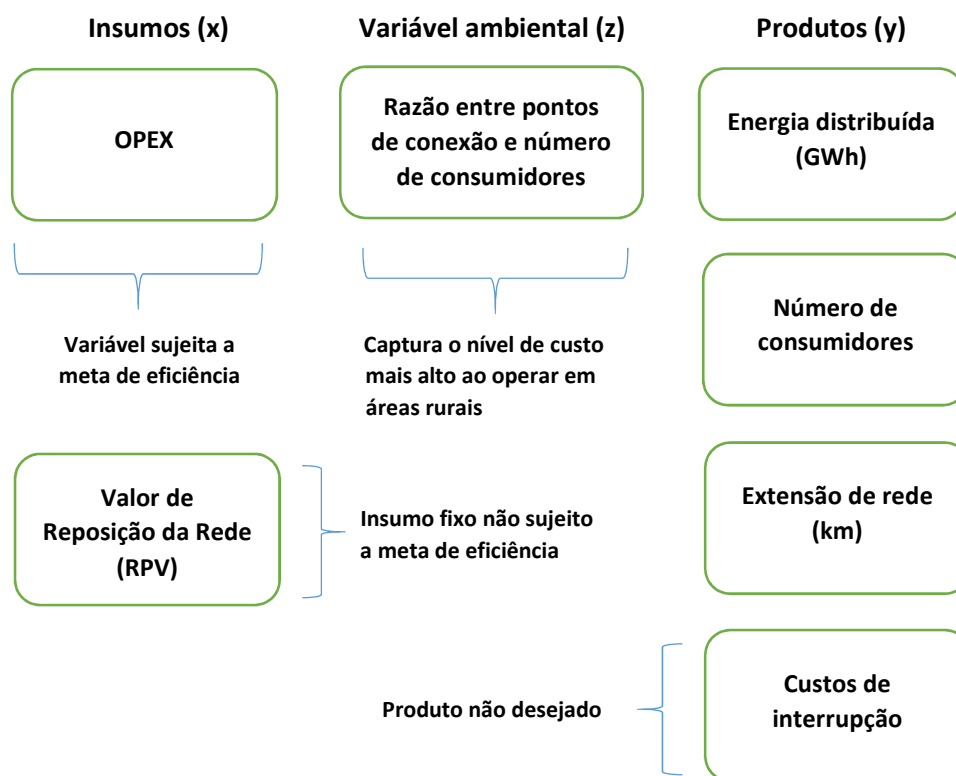
Onde:

$X_k$  = Meta específica de eficiência da distribuidora  $k$

$TL_k$  = Escore de eficiência da distribuidora  $k$ , calculado por STOTEX/TOTEX

No quarto (2016-2019) e quinto (2020-2013) períodos regulatórios a fronteira de eficiência continuará a ser estimada pelo método StoNED.

As variáveis utilizadas no quarto período regulatório são as mostradas na Figura 18.



**Figura 18: Variáveis utilizadas no quarto período regulatório finlandês**

Fonte: Energiavirasto (2015)

Nota-se na Figura 18 que foram usados dois insumos no atual período regulatório: custos operacionais controláveis (Opex), calculado conforme Tabela 15; e o valor de reposição da rede de distribuição (RPV). Essas variáveis foram consideradas isoladamente, não somadas.

**Tabela 15: Custos operacionais controláveis na regulação finlandesa**

OPEX	=	Materiais, suprimentos e bens
	+	Acréscimo ou decréscimo de estoques
	+	Despesas com pessoal
	+	Despesas operacionais e de manutenção incluindo aluguéis de rede e taxas de <i>leasing</i>
	+	Custo de <i>leasing</i>
	+	Outros serviços externos
	+	Despesas internas
	+	Outras despesas operacionais
	+	Compensações pagas (se não incluídas em outros itens)
	-	Custo de compra da energia perdida
	-	Produção para uso próprio
	-	Custo de construção da própria rede em rede arrendada
	-	Custos relacionados ao uso de direitos da Fingrid

O valor de reposição ajustado dos componentes da rede de distribuição é calculado pela multiplicação de um preço unitário definido pelo regulador pelo número de componentes

reportado pela distribuidora, considerando dados de 31 de dezembro. O valor de reposição de toda a rede corresponde a soma de todos os valores ajustados dos componentes específicos.

Os produtos usados no modelo StoNED foram a energia distribuída, o comprimento total da rede, o número de medidores, e os custos regulatórios de interrupções (DCO), que de acordo com o regulador não é uma variável ordinária de produto, pois os produtos não podem ser aumentados com o aumento das interrupções. Portanto, esses custos foram modelados como produto indesejado. A média dos custos regulatórios de interrupção de 2008 a 2015 foi usada como nível referencial do custo de interrupções do quarto período regulatório (2016-2019). O regulador explicou que utilizou o total de custos de interrupção, e não a metade como aconteceu no período anterior, para aumentar o impacto do incentivo de qualidade no modelo.

A variável ambiental considerada no período regulatório atual foi a razão entre o número de pontos de conexão e o número de clientes, o que leva em conta custos mais altos em ambientes operacionais menos populosos. Segundo o regulador, a razão descreve a proporção de pontos de medição conectados à rede através da mesma conexão, a qual varia entre zero e um, sendo menor nas distribuidoras operando em condições urbanas e próximo a um para distribuidoras operando em áreas rurais.

A especificação do modelo utilizado para estimação da fronteira de eficiência foi a seguinte.

$$\ln x = \ln IR(x, y) + \delta'z + u + v \quad (27)$$

Onde:

$x$  = Custos operacionais controláveis

$IR$  = Função orientada a insumo que atenda as condições de monotonicidade e concavidade

$y$  = Vetor dos produtos

$\delta'$  = Vetor que descreve os impactos marginais da heterogeneidade

$z$  = Vetor para fatores que descrevem a heterogeneidade

$u$  = Valor esperado da ineficiência, estimado sem premissas de distribuição pelo método de Deconvolução de Kernel<sup>2</sup>

$v$  = Erro aleatório

A fronteira de eficiência e as metas específicas das distribuidoras foram calculadas após a inspeção dos dados fornecidos pelas empresas. A validade dos dados regulatórios é baseada

---

<sup>2</sup> O método de Kernel é um método não-paramétrico para estimação de curva de densidades no qual cada observação é ponderada pela distância em relação a um valor central, o núcleo.



primordialmente na confiança que a Energiavirasto tem nos distribuidores, em função de que a autoridade não tem recursos para sistematicamente verificar os dados. Por essa razão, há responsabilidade legal e moral das distribuidoras pela correção dos dados.

Os dados para esse período foram de 2008-2014, ajustados pelo Índice de Preços ao Consumidor até 2014. O material utilizado na estimação da fronteira de eficiência foi tratado como dados em painel, totalizando 690 observações.

O escore de eficiência de cada distribuidora foi calculado conforme (28).

$$TL_{2016-2019} = \frac{SKOPEX_{2008-2014}}{KOPEX_{2008-2014}} \quad (28)$$

Onde:

$TL_{2016-2019}$  = Eficiência imputada à distribuidora no período 2016-2019

$SKOPEX_{2011-2014}$  = Custos operacionais controláveis razoáveis calculados com base na média dos dados regulatórios de 2008-2014

$KOPEX_{2011-2014}$  = Média dos custos operacionais controláveis incorridos em 2008-2014

Deste modo, o potencial de melhoria é baseado nos custos incorridos (KOPEX) comparado com os custos operacionais razoáveis (SKOPEX), de acordo com a fronteira de eficiência. O cálculo dos custos operacionais controláveis razoáveis ocorre da seguinte maneira.

$$SKOPEX = \widehat{IR}^{StoNED}(x, y) \times \exp(\delta'z) \quad (29)$$

Onde:

$\widehat{IR}^{StoNED}(x, y)$  = O produto de produtos que maximizam os custos operacionais razoáveis

$\exp(\delta'z)$  = Impacto da variável ambiental e o valor esperado da ineficiência

As ineficiências identificadas no *benchmarking* deverão ser reduzidas no decorrer do período regulatório considerando a meta de eficiência definida conforme (30).

$$X_{2016-2019} = 1 - (TL_{2016-2019})^{1/4} \times (1 - YL) \quad (30)$$

Onde:

$X_{2016-2019}$  = Meta de eficiência no período 2016-2019

$TL_{2016-2019}$  = Escore de eficiência da distribuidora no *benchmarking*

$YL$  = Meta geral de eficiência (Fator X)

Entretanto, em função de mudanças na legislação que atribuíram novas tarefas a serem desenvolvidas pelas distribuidoras, as quais gerarão custos extras, a exemplo de leitura remota

de medidores, o regulador revisou a meta geral de eficiência. Como resultado, decidiu que essa meta será de 0% no quarto e quinto períodos regulatórios, em vez dos 2% calculados com base na produtividade de longo-prazo do setor. Deste modo, a meta de eficiência nesses períodos consistirá apenas da meta específica definida no *benchmarking*.

O retorno razoável da distribuidora foi calculado de acordo com (31) objetivando estabelecer um retorno razoável sobre o capital investido pela distribuidora na rede de distribuição de energia elétrica.

$$R_{k,pre-tax} = WACC_{pre-tax} \times (E + D) \quad (31)$$

Onde:

$R_{k,pr}$  = Retorno razoável antes de impostos corporativos, em euros

$WACC_{pre-tax}$  = Taxa de retorno razoável, percentual

$E$  = Patrimônio líquido investido na operação da rede ajustado, em euros

$D$  = Dívidas sujeitas a juros investidas na operação da rede ajustadas, em euros

$E + D$  = Capital investido na operação da rede ajustado, em euros

Para calcular a taxa de retorno razoável, conforme (32), é considerada uma estrutura fixa de capital composta por dívidas (40%) e patrimônio líquido (60%).

$$WACC_{pre-tax} = \frac{C_E \times 0.60}{(1-yvk)} + C_D \times 0.40 \quad (32)$$

Onde:

$WACC_{pre-tax}$  = Taxa de retorno razoável bruta

$C_E$  = Custo razoável de capital próprio

$C_D$  = Custo razoável de dívidas em que incidem juros

$yvk$  = Taxa corrente de impostos corporativos

Em seguida, calcula-se o lucro realizado ajustado (Tabela 16) para compará-lo ao retorno razoável estabelecido pela Energiavirasto para identificação de eventuais déficits ou superávits regulatórios.

**Tabela 16: Cálculo do lucro realizado ajustado no modelo finlandês**

<b>LUCRO (PERDA) OPERACIONAL DA DISTRIBUIDORA</b>
+ Itens reembolsáveis da conta de lucros e perdas desagregada
+ Variação líquida das taxas de conexão reembolsáveis
+ Aluguéis de rede pagos
+ Amortização planejada do ágio
+ Prejuízos com a cessão de redes registrada em outras despesas
- Lucros com a cessão de redes registrada em outras receitas
+ Depreciação planejada e reduções de valor dos ativos de rede
- Itens de ajuste do lucro
+ Custo razoável dos ativos financeiros
- Incentivo de investimento
+ Depreciação linear ajustada dos ativos da rede elétrica
- Incentivo de qualidade
+ Valor referencial de custos de interrupção
- Valor efetivo de custos de interrupção
- Incentivo de eficiência
+ Valor referencial de custos eficientes
- Valor efetivo de custos eficientes
- Incentivo de inovação
+ Custos razoáveis de atividades de pesquisa e desenvolvimento
- Incentivo de segurança de fornecimento
+ Redução dos valores residuais de investimentos de reposição antecipada de ativos
+ Custos razoáveis de manutenção e medidas de contingência
<b>= LUCRO REALIZADO AJUSTADO</b>

Como detalhado na Tabela 16, existem cinco tipos diferentes de incentivos sendo considerados no cálculo do lucro realizado ajustado – investimento, qualidade, eficiência, inovação e segurança de fornecimento – com alguns deles tendo limites. Segundo o regulador, o impacto do incentivo de qualidade no cálculo do lucro realizado ajustado não pode exceder 15% do retorno razoável fixado para o ano. Esse limite se aplica tanto para melhoria quanto para redução da qualidade.

O impacto do incentivo de eficiência é limitado a 20% do retorno razoável do ano em questão, e se aplica ao bônus de eficiência recebido no cálculo dos custos e à sanção de eficiência em função de aumento de custos.

O incentivo de inovação está relacionado ao desenvolvimento e uso de soluções técnicas e operacionais inovadoras na operação da rede, e seu impacto está limitado a 1% do giro das operações de rede no ano. Não existem limites para os incentivos de investimento e segurança de fornecimento.

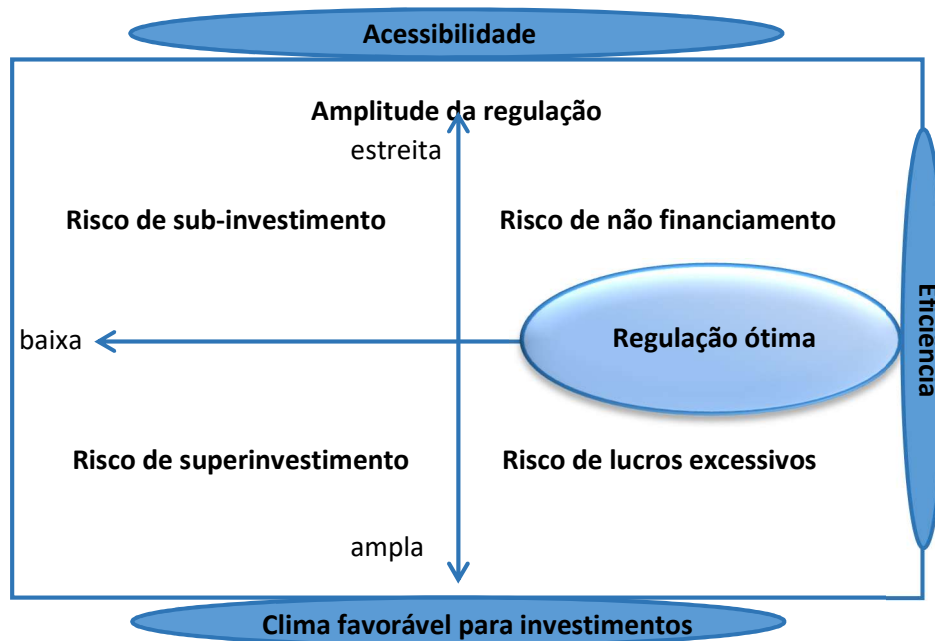
Finalmente, o regulador mencionou que os principais desafios no desenvolvimento do modelo regulatório, inclusive *benchmarking*, são o estabelecimento de lucros razoáveis e incentivos corretos, e o tratamento igualitário aos diferentes distribuidores de energia elétrica no país. Segundo ele, novas informações científicas e experiências de outros países contribuem para o processo de aperfeiçoamento dos processos regulatórios.

#### **4.5 Holanda – Authority for Consumers & Markets (ACM)**

A ACM foi criada em 2013 pela consolidação da *Netherlands Consumer Authority CA*), da *Netherlands Independent Post and Telecommunication Authority (OPTA)* e da *Netherlands Competition Authority (Nma)*, e é a agência regulatória holandesa responsável pelo setor de energia elétrica, a qual busca “criar oportunidades e opções tanto para as empresas quanto para as pessoas, oportunidades advindas da inovação, de novos produtos e serviços e de opções ao consumidor, visto que nisso se encontra a chave para o bom funcionamento dos mercados” (ACM, 2013). O regulador também almeja “participar do mercado interno europeu de energia, criar um clima para investimentos estável, promover fornecimento de energia confiável, e proteger e empoderar consumidores para fazerem escolhas bem informadas”.

Em 2015 havia oito distribuidoras de energia que operavam tanto com gás quanto com energia elétrica, sendo que duas delas ainda não estão completamente desagregadas. O processo

regulatório tarifário tem foco em incentivos de eficiência e retornos razoáveis em investimentos, de modo a equilibrar interesses de usuários e investidores. A Figura 19 apresenta os *trade-offs* considerados neste processo.



**Figura 19: Aspectos da supervisão da agência reguladora holandesa**

Fonte: Authority for Consumers & Markets (2015)

Conforme a Figura 18, o regulador entende que a regulação ótima está associada a altos incentivos à eficiência e equilíbrio entre os riscos de não-financeabilidade da atividade, que inibem a manutenção da atividade econômica, e de lucros excessivos, que comprometem tarifas razoáveis.

Assim, a ACM determina as tarifas legais utilizando a abordagem de regulação por incentivos baseada em custos eficientes e taxas de retorno de mercado (WACC). Para isso, o regulador holandês aplica a estratégia de *price cap* considerando custos médios das distribuidoras com incentivos a ganhos de produtividade e uma meta geral de eficiência para os custos totais (Totex). De acordo com o regulador, a regulação dos custos totais (Totex) deixa que os distribuidores tomem decisões sobre a composição ótima de custos operacionais e de capital.

O período regulatório dura três anos, objetivando estabilidade, por um lado, e flexibilidade por outro, para atualização necessária às condições do mercado, com decisões tarifárias anuais. À receita inicial, correspondente à receita do ano anterior ao período regulatório, é aplicado um

Fator X para calcular as receitas finais, aquela do último ano do período. O cálculo do Fator X para o atual período regulatório (2014-2016) se deu considerando a seguinte fórmula.

$$x - facto = \left( 1 + cpi_{2014-201} - \left( \frac{End\ revenues_{2016}}{Starting\ revenues_{2013}} \right)^{\frac{1}{3}} \right) * 100 \quad (33)$$

Onde:

$x-factor$  = Fator X

$cpi$  = Índice de Preços ao Consumidor

$End\ revenues_{2016}$  = Receita do final do período, do ano de 2016

$Starting\ revenues_{2013}$  = Receita inicial do período regulatório, do ano de 2013

A receita final no último ano do período regulatório ( $End\ revenues_{2016}$ ) foi calculada conforme (34).

$$End\ revenues_{k,2016} = \sum_k End\ reveeneues_{k,2016} * \frac{Standardized\ output_{i,2013}}{\sum_i Standardized\ output_{i,2013}} = \quad (34)$$

A qual corresponde a (35).

$$= efficient\ cost\ per\ unit\ output * Standardized\ output_{i,2013} \quad (35)$$

Que pode ser reescrita como (36).

$$\sum_k End\ reveeneues_{k,2016} = efficient\ costs_{2013} * (1 - Productivity\ change)^3 * (1 + cpi_{2014-201})^3 \quad (36)$$

Onde a mudança de produtividade ( $Productivity\ change$ ) é calculada conforme (37).

$$Productivity\ change = \prod_{t=2005}^{2012} (1 + Productivity\ change_{t-1,t}) \quad (37)$$

Na qual a mudança de produtividade do ano anterior ( $t-1$ ) é obtida considerando (38).

$$Productivity\ change_{t-1,t} = 1 - \frac{\frac{Total\ costs_t}{\sum_i Standardized\ output_{i,t}}}{\frac{Total\ costs_{t-1}}{\sum_i Standardized\ output_{i,t-1}}} \quad (38)$$

Sendo o produto padronizado da distribuidora  $k$  em 2013, definido conforme (39)

$Standardized\ output_{i,2013}$

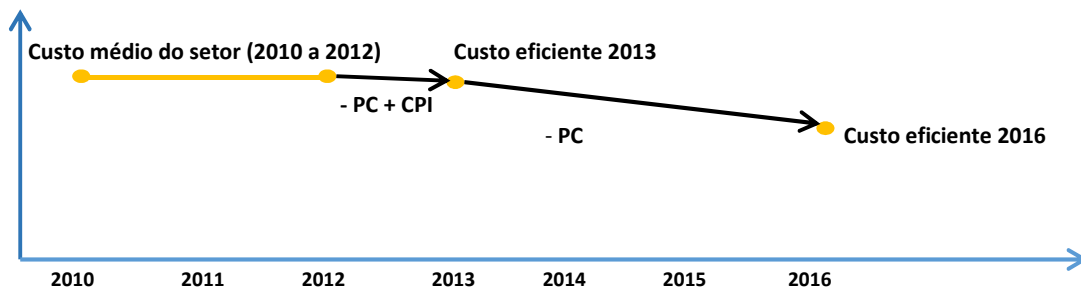
$$= \sum_j (weight_j * volume_{j,k,2010-2012}) + \sum_n (weight_n^{feed-in} * volume_{j,k,2010-2012}) \quad (39)$$

Tendo, por sua vez, o peso ( $weight_j$ ) atribuído ao componente tarifário  $j$  estabelecido conforme a equação (40).

$$weight_j = \frac{\sum_k (volume_{j,k,2010-201} * tariff_{j,k,2013})}{\sum_k v_{j,k,2010-201}} \quad (40)$$

O regulador entende que a abordagem de *yardstick* incentiva o aumento da produtividade, de modo que uma distribuidora poderá obter maiores lucros se sua produtividade exceder a produtividade média do setor. Como apresentado em (38), a produtividade é medida dividindo os custos da distribuidora pelo seu produto padronizado, de modo que o nível de eficiência é igual ao custo médio por unidade de produto do setor mais um aumento de produtividade. Neste sentido, o Fator X reflete a redução de custos ou o acréscimo de produtividade que uma distribuidora específica tem de alcançar para se tornar totalmente eficiente no final do período regulatório. O Fator X médio para o atual período regulatório foi de 4,7% ao ano.

Os dados utilizados pela ACM no processo regulatório são coletados e auditados anualmente e se referem aos custos operacionais, investimentos e depreciação das distribuidoras, baseados em regras contábeis regulatórias, além dos volumes de energia cobrados dos consumidores. A Figura 20 ilustra a definição dos custos eficientes.



**Figura 20: Dos custos às receitas no processo regulatório holandês**

Fonte: AC&M (2015)

Na Figura 20, as siglas PC e CPI são respectivamente a mudança de produtividade do setor e o índice de inflação.

O regulador estabelece a tarifa máxima por classe de consumidor (*price cap*) baseando-se nos custos eficientes do setor e em um fator de qualidade (Fator Q), de modo a equilibrar eficiência e qualidade da infraestrutura energética, evitando investimentos insuficientes dos operadores do sistema. O Fator Q reflete o desempenho da distribuidora e leva a um bônus/ônus, dependendo do desempenho de seus pares. Assim, as tarifas são calculadas conforme (41).

$$TI_{k,t}^{before\ corr} = \left(1 + \frac{cpi - x_k + q_k}{100}\right) * TI_{k,t-1}^{before\ corr} \quad (41)$$

Onde:

$TI_{k,t}^{before\ corr}$  = Receita total (*Total Income*) da distribuidora  $k$  no ano  $t$  antes das correções

$cpi$  = Índice de Preços ao Consumidor

$x_k$  = Fator X da distribuidora  $k$

$q_k$  = Fator Q da distribuidora  $k$

Deste modo, há um incentivo financeiro pela qualidade, com padrões e planos de capacidade definidos pelo regulador.

Eventuais acréscimos de custos referentes a diferenças regionais, especialmente impostos locais, são adicionados aos custos eficientes no final do período, com outras possíveis correções, de modo que os custos totais se igualem às receitas no final do período. A receita total depois das correções é expressa conforme (42).

$$TI_{k,t}^{after\ corr} = TI_{k,t}^{before\ corr} + \sum_s corr_{s,k,t} \quad (42)$$

Onde:

$TI_{k,t}^{after\ corr}$  = Receita total da distribuidora  $k$  no ano  $t$  depois das correções

$TI_{k,t}^{before\ corr}$  = Receita total da distribuidora  $k$  no ano  $t$  antes das correções, conforme (41)

$s$  = Correções

Concluindo, o regulador reforçou as principais características da abordagem holandesa para regulação de companhias distribuidoras de energia: as tarifas dependem dos volumes esperados, as tarifas devem refletir os custos, e devem ser não-discriminatórias por distribuidora e por tipo de cliente.

#### 4.6 Inglaterra – Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)

Existem 14 distribuidoras de energia elétrica atuando na Grã-Bretanha, as quais são reguladas pela *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), um departamento governamental não-ministerial e autoridade regulatória nacional, que determina as estratégias, define políticas e toma decisões sobre diversos assuntos regulatórios, incluindo os controles de preço e aplicação da legislação no setor. Conforme o regulador, “nossas decisões dão às distribuidoras o financiamento que elas precisam para operar e desenvolver as redes, para atender as necessidades dos clientes com uma boa relação custo-benefício” (OFGEM, 2014, p.4).



No prévio período regulatório (2010-2015), o regulador utilizou uma abordagem *RPI-X* na regulação da distribuição, mas atualmente eles estão adotando uma estratégia de *revenue cap* de oito anos denominada RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*) para controlar preços. O RIIO-ED1, que é o primeiro RIIO para distribuição de energia (ED1), vigorará de abril de 2015 até abril de 2023, definindo os produtos que a distribuidora deverá entregar e as receitas que ela poderá arrecadar. O regulador explica que a RIIO tem como objetivo incentivar as distribuidoras a colocar as partes interessadas no centro do processo de tomada de decisões, investir de forma eficiente para garantir serviços contínuos seguros e confiáveis, inovar para reduzir os custos de rede para serviços atuais e confiáveis, e contribuir para uma economia de baixo carbono e com objetivos ambientais mais amplos.

Uma parte fundamental do modelo é um plano de negócio realista e bem justificado desenvolvido pelas distribuidoras, o qual envolva suas partes interessadas e forneça valor aos consumidores, e que é submetido para a Ofgem na primeira etapa do processo regulatório. Distribuidoras com planos de alta qualidade e bom valor global obtêm uma revisão de preço rápida (*fast-tracking*), com escrutínio regulatório leve. Isto aconteceu para quatro das quatorze distribuidoras que operam no país, enquanto as demais tiveram que revisar e melhorar seus planos de negócio em um processo lento (*slow-tracking*).

Os critérios avaliados pelo regulador no controle da revisão de preços são produtos, custos eficientes, financiamento eficiente, incerteza e risco. A análise de custos eficientes é baseada em um processo de avaliação comparativa de custos que inclui métodos quantitativos e qualitativos para determinar custos eficientes usando ferramentas de *benchmarking*.

A Ofgem utilizou três modelos para estimação da eficiência das distribuidoras: um modelo *Totex top-down* com *cost drivers* de alto nível, um modelo *bottom-up Totex*, usando *drivers* agregados baseados nos da análise desagregada, e um modelo desagregado ao nível de atividades. De acordo com o regulador, as principais vantagens dos modelos Totex são que eles internalizam *trade-offs* entre custos operacionais (Opex) e custos de capital (Capex), e são relativamente imunes a questões de categorização de custos, dando uma visão agregada da eficiência. Por outro lado, o modelo desagregado utiliza indicadores de atividade (*cost drivers*) que se aproximam mais dos custos que estão sendo considerados. Também foram levadas em conta narrativas das distribuidoras e evidências de apoio, incluindo dados históricos de custos e previsões de desempenho.

A metodologia de fronteira usada na estimação de eficiência foi *Corrected Pooled Ordinary Least Squares* (CPOLS) com erros padrão robustos a *cluster* usando uma função de custo log-log Cobb-Douglas, conforme (43), na sua forma mais simples. O termo *Pooled* significa que todos os anos relevantes dos dados das 14 distribuidoras foram combinados em um único conjunto de dados para as regressões, e um único parâmetro de inclinação (*slope*) é derivado para todos os anos. Esta técnica foi utilizada tanto para as regressões Totex quanto para as regressões desagregadas.

$$\text{Log}(Y) = C + \beta * \text{Log}(X) + \varepsilon \quad (43)$$

Onde:

$Y$  = valor do Totex

$X$  = *cost drivers*, a exemplo do número de clientes

$\beta$  = parâmetro de inclinação

$\varepsilon$  = erro

$C$  = intercepto

O regulador entende que esta função leva em conta economias de escala, e transforma a distribuição dos dados próxima da distribuição normal. Nos dois modelos Totex, o custo total corresponde à soma dos custos operacionais (Opex) com o custo de capital suavizado (*smoothed* Capex) de sete anos.

Nos modelos Totex *top-down*, a análise de regressão foi usada para determinar os custos eficientes tendo como *driver* um estimador de escala composto (CSV), uma combinação do valor equivalente atual dos ativos (MEAV) e do número de clientes, com pesos de 88% e 12% aplicados a cada elemento derivado utilizando técnicas estatísticas e séries temporais de custos.

No modelo Totex *bottom-up* os *drivers* foram um estimador composto (CSV) com MEAV, energia distribuída, comprimento de rede, número de clientes e falhas na distribuição, considerando o número e a duração dos cortes de energia. As falhas na distribuição também foram consideradas na atividade de corte de árvores e nos gastos com atendimento de chamadas referentes a esses problemas, no modelo desagregado.

A Ofgem mencionou que ao usar *cost drivers* compostos que estão fora do controle das distribuidoras, faz com que seja removida do modelo a habilidade de as empresas influenciarem os resultados de eficiência por meio de mudanças nos indicadores. Adicionalmente, o valor equivalente atual dos ativos (MEAV) é considerado um *cost driver* chave visto que reflete a escala e a composição da rede da distribuidora, tornando-se *proxi* para o custo de reposição dos

ativos correntes. Seu valor é resultado da multiplicação de todos os ativos operacionais por um custo unitário definido pelo regulador.

O regulador informou, também, que realizou análise de sensibilidade usando Efeitos Aleatórios (RE) como uma alternativa à CPOLS, e os resultados mostraram pouca diferença nas estimativas dos parâmetros, nos custos modelados e nos escores de eficiência entre os dois estimadores. Complementarmente, foram utilizados DEA e SFA para checar os resultados. A adequação dos modelos foi também avaliada considerando se o *driver* pode ser justificado em termos econômicas e/ou de engenharia, se os coeficientes das variáveis têm sinais e magnitudes plausíveis, e se a regressão passou nos testes estatísticos. Os principais testes estatísticos foram o teste RESET, o teste de erro de especificação e o teste de *pooling*. A abordagem de regressão da Ofgem utiliza erros padrão robustos a *cluster*, o que explica o agrupamento natural de séries temporais para cada empresa e é robusto para heterocedasticidade.

Além da análise de regressão, o processo de *benchmarking* no nível de atividades desagregadas incorporou diversas técnicas como análise de indicadores, séries temporais e avaliação técnica por consultores. As regressões contemplaram gastos com corte de árvores, chamadas de problemas nas redes de baixa e alta tensão, e custos associados indiretos (CAI), que é composto pelos custos de gestão de projetos, veículos e transporte, centro de controle, mapeamento, entre outros. Outras subcategorias como custos de suporte do negócio, o qual inclui finanças, tecnologia da informação e gestão, bem como custos de capital não operacionais, como pequenas ferramentas e equipamentos, foram comparados (*benchmarked*) via índices considerando MEAV.

Os dados utilizados no *benchmarking* foram de cinco anos do último período regulatório (2010-2015), e de dados estimados para os próximos oito anos (2015 a 2023) do RIIO-ED1. Os dados dos três primeiros anos do período anterior são dados efetivos, os do quarto ano são próximos dos dados efetivos, e do quinto são estimativas. Segundo o regulador, utilizando um longo período (13 anos) é possível diminuir o impacto de diferentes planos de gastos e reconhecer *trade-offs* entre diferentes respostas a determinados assuntos, como investimento e inovação.

A Ofgem analisou os dados das distribuidoras antes da realização do *benchmarking* para identificar necessidades de ajuste, e quando isso ocorreu, os custos foram ajustados considerando quatro amplas categorias: custos regionais de mão-de-obra, fatores específicos da distribuidora, exclusões de valores componentes dos modelos Totex e outros ajustes.

Os ajustes salariais levaram em conta o fato de que em certas partes do país existiam custos de mão-de-obra mais altos. Os fatores específicos estavam relacionados a custos adicionais associados à operação de determinada distribuidora, a exemplo do “efeito Londres” que causa custos adicionais devido a restrições de escavação, necessidade de se trabalhar a noite, e existência de edifícios muito altos, entre outros. Custos diferenciados para operar em áreas rurais, como no norte da Escócia, foi mencionado pelo regulador como um exemplo de fator de dispersão que poderia ser ajustado. As exclusões de valores dos modelos Totex se referem à custos que seriam inapropriados para *benchmarking* devido a não serem adequadamente explicados pelos *cost drivers* usados nos modelos ou devido a alterações substanciais na natureza da atividade entre o período regulatório anterior e o atual. Os outros ajustes estavam relacionados a custos fora do controle de preços, a remoção de custos não-controláveis e para alocação de custos indiretos.

O nível eficiente de Totex para cada distribuidora é o quartil superior (UQ) dos escores de eficiência combinado dos três modelos, aplicando o peso de 25% para cada modelo Totex e de 50% para o modelo desagregado. O uso do quartil superior (UQ) em vez da fronteira de eficiência foi decidido pelo regulador reconhecendo a possível existência de outros fatores não considerados que podem influenciar os custos das distribuidoras. O nível UQ de eficiência (nível de custo do quartil inferior) é o vigésimo-quinto percentil na distribuição de escores de eficiência.

Antes de definir a receita permitida para as distribuidoras, o regulador emprega um mecanismo de incentivo denominado Incentivo de Qualidade de Informação (IQI) para incentivar distribuidoras que estão no *slow-track* a fornecerem planos que contenham as melhores informações disponíveis sobre requisitos de gastos eficientes, minimizando assimetrias de informação. O elemento chave do IQI é uma recompensa ou penalidade financeira e uma interpolação do *benchmark* da Ofgem com a perspectiva da distribuidora. Dependendo das previsões (*forecasts*) da distribuidora em relação à avaliação dos gastos eficientes da Ofgem, a empresa recebe uma recompensa ou penalidade antecipada, na qual as distribuidoras que fornecem melhores previsões, valores próximos aos custos eficientes, recebem uma taxa de incentivo de eficiência maior. Já o mecanismo de interpolação considera gastos permitidos baseados no resultado do *benchmarking* (75%) e na previsão da distribuidora (25%). Com isso, a penalidade máxima pode ser de 5,9% e a recompensa máxima de 1,7%.

De acordo com o regulador, usando as abordagens UQ e IQI, a Ofgem reconhece que uma parte da diferença de custos entre distribuidoras está relacionado a outros fatores que não as eficiências relativas das empresas, a exemplo de erros estatísticos.

Adicionalmente, poderão ocorrer ajustes futuros no valor da receita permitida no decorrer do RIIO-ED1 por meio de mecanismos tais como recompensas/penalidades para alto/baixo desempenho de produção; indexação pelo Índice de Preços no Varejo (RPI); e no custo das dívidas permitidas recalculadas anualmente conforme um índice, de modo que o valor atual do índice de custos seja incluído anualmente nas receitas.

A determinação final para as distribuidoras é implementada via estabelecimento de condições em suas licenças, as quais definem a receita base que a distribuidora poderá arrecadar dos seus clientes, os resultados que deverá entregar, as punições/recompensas para sub/super entrega, e os mecanismos para lidar com incertezas.

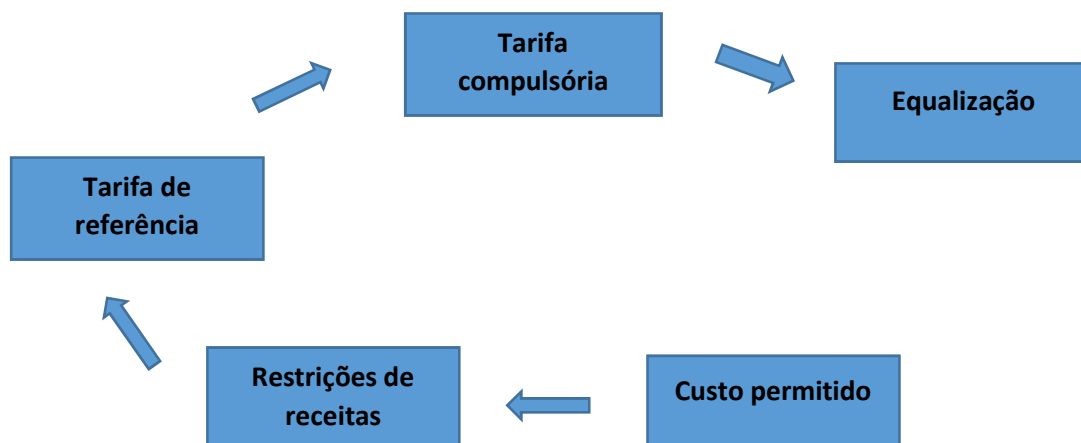
#### **4.7 Itália – Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI)**

A Autoridade Regulatória Italiana para Eletricidade, Gás e Água é um órgão independente que regula, controla e monitora esses mercados no país. Sua missão inclui a definição e manutenção de um sistema tarifário transparente e confiável, conciliando objetivos econômicos dos operadores de rede com objetivos sociais gerais, e promovendo proteção ambiental e uso eficiente da energia. A AEEGSI foi instituída em 1995 para promover concorrência e eficiência nos setores regulados, e para garantir padrões de qualidade adequados dos serviços públicos, estabelecendo um sistema tarifário baseado em critérios *ex ante* promovendo o interesse dos usuários e consumidores.

Os principais princípios regulatórios são incentivo à eficiência, por meio de regulação por limite de preço (*price cap*) e partilha de lucros; transparência, com tarifas fixadas antecipadamente a fim de evitar subvenções cruzadas entre atividades regulamentadas e não-regulamentadas; simplicidade, tarifas claras e simples; e estabilidade regulatória, para redução do risco da regulação e, conseqüentemente, do custo de capital das operadoras.

Segundo informação do regulador em 2014, havia aproximadamente 135 distribuidoras de energia com tamanhos muito desiguais operando no país. A principal distribuidora atende em torno de 86% do mercado italiano, sendo que a segunda maior atende somente 4% do mercado.

A Figura 21 ilustra os cinco elementos da metodologia tarifária adotada no país para a distribuição de energia elétrica, que são exemplificados na Tabela 17 e serão explicados no decorrer do texto.



**Figura 21: Metodologia italiana para definição de tarifas**

Fonte: AEEGSI (2015)

A Tabela 17 apresenta um exemplo numérico do processo de definição de tarifas pelo mecanismo de *price cap* para o setor.

**Tabela 17: Exemplo de definição tarifária para cinco distribuidoras**

Distribuidora	Custo permitido (M€)	Energia distribuída (TWh)	Tarifa de referência (€/MWh)	Tarifa compulsória (€/MWh)	Equalização (M€)
A	120	60	2,00	2,07	3,97
B	150	70	2,14	2,07	-5,36
C	210	110	1,91	2,07	17,29
D	90	42	2,14	2,07	-3,22
E	85	35	2,43	2,07	-12,68
<b>Total</b>	<b>655</b>	<b>317</b>	$\bar{x} = 2,07$		<b>0.00</b>

Fonte: AEEGSI (2015)

Conforme a Tabela 17, a tarifa de referência das distribuidoras é a razão entre seu custo permitido e a energia distribuída. A média das tarifas de referência de todas as distribuidoras se torna a tarifa compulsória a ser considerada no processo de equalização do custo permitido para cada distribuidora. Em função dessa equalização, algumas empresas terão um aumento do seu custo permitido, enquanto outras terão um decréscimo, de modo a equilibrar o impacto do custo permitido total no setor.

O custo permitido corresponde à soma dos custos operacionais, depreciação e remuneração do capital. Segundo o regulador, os custos operacionais são custos de recursos externos, tal como pessoal e compra de materiais e serviços. Custos financeiros, de *marketing* e propaganda, e de sanções e litígios não são permitidos no cálculo dos custos operacionais. Assim, o cálculo do custo operacional permitido se dá conforme (44).

$$AOC_t = \min[EOC_b, AOC_b] \prod_{j=b+1}^t (1 + RPI_j - X_j) + 50\% \max[AOC_b - EOC_b; 0] \quad (44)$$

Onde:

$AOC_t$  = Custo operacional permitido para o ano  $t$

$EOC_b$  = Custo operacional efetivo no ano base  $b$ , que corresponde ao ano  $t-2$

$AOC_b$  = Custo operacional permitido no ano base  $b$

$RPI_j$  = Índice de Preços ao Consumidor do ano  $j$ , que corresponde ao ano  $t-1$

$X_j$  = Meta de produtividade para o ano  $j$

A última parte da equação trata dos ganhos de produtividade. O regulador explicou que ganhos extras de produtividade deverão ser simetricamente partilhados entre distribuidoras e usuários no próximo período regulatório, de modo que as reduções de custo operacional obtidas além da meta de produtividade serão partilhadas. A Tabela 18 apresenta as metas de produtividade definidas pelo regulador para os períodos regulatórios prévios.

**Tabela 18: Metas de ganho de produtividade na regulação italiana**

Período regulatório	Período I 2000-2003	Período II 2004-2007	Período III 2008-2011	Período IV 2012-2015
Meta	4%	3,5%	1,9%	2,8%

Fonte: AEEGSI (2015)

A depreciação anual permitida é calculada diferentemente para instalações existentes ou novas. Para os bens já existentes a depreciação anual é a razão entre os custos históricos reavaliados líquidos da rede (NHRV) e a vida útil regulatória do bem menos a idade do equipamento (RRAL), enquanto para as novas instalações o cálculo corresponde à razão entre os custos históricos reavaliados (HRV) e a vida útil regulatória do bem (RAL). O método do custo histórico reavaliado é baseado no valor contábil líquido, reavaliado considerando coeficientes de deflação. O regulador entende que poderia superestimar o valor do ativo se alguma ineficiência na construção ou na compra tiver ocorrido. Ele também explicou que no segundo período regulatório (2004-2007), o *price cap* também se aplicava à depreciação, mas que no

terceiro (2008-2011) e quarto (2012-2015) períodos este foi aplicado somente aos custos operacionais.

Novos investimentos são incluídos no cálculo da base de ativos regulatória (RAB) com defasagem de dois anos, mas para compensar o efeito do dinheiro perdido devido a essa defasagem está previsto um aumento de 1% na taxa de remuneração do capital. O custo do capital das distribuidoras é calculado pelo método do custo médio de capital ponderado (WACC), sendo a taxa de retorno sobre o capital próprio ( $Ke$ ) calculada conforme o método do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), como apresentado em (45).

$$Ke = r_f + \beta(r_m + r_f) \quad (45)$$

Onde:

$Ke$  = Custo do capital próprio

$r_f$  = Taxa livre de risco

$\beta$  = Risco sistemático da atividade

$r_m$  = Retorno de mercado esperado

O regulador comentou que a regulação do tipo *price cap* precisa de regulação da qualidade para evitar o risco de falta de investimentos e mau desempenho técnico. No entanto, a regulação da qualidade pode não ser suficiente para estimular novos investimentos. Assim, visando incentivar novos investimentos, o regulador estabeleceu uma remuneração extra para alguns investimentos estratégicos considerados cruciais para aumentar a competitividade do setor, desde o terceiro período regulatório.

O regulador também explicou que as distribuidoras têm uma restrição na receita total, diferenciada por atividade realizada e por classe de consumidor servido, calculado como (46).

$$Revenue(a, k, u) \leq p1(a, k, u) * N + p2(a, k, u) * P + p3(a, k, u) * E \quad (46)$$

Onde:

$Revenue(a, k, u)$  = Receita referente à atividade  $a$  da distribuidora  $k$  na classe de usuário  $u$

$p1(a, k, u)$  = Componente  $p1$  da tarifa de referência para a atividade  $a$  da distribuidora  $k$  na classe de usuário  $u$ , em centavos de euro/cliente/ano

$p2(a, k, u)$  = Componente  $p2$  da tarifa de referência para a atividade  $a$  da distribuidora  $k$  na classe de usuário  $u$ , em centavos de euro/cliente/ano

$p3(a, k, u)$  = Componente  $p3$  da tarifa de referência para a atividade  $a$  da distribuidora  $k$  na classe de usuário  $u$ , em centavos de euro/cliente/ano

$N$  = Número de clientes



$P$  = Capacidade instalada (*power*)

$E$  = Energia distribuída

Para todas as distribuidoras se aplica uma única taxa compulsória por classe de consumidor a nível nacional, e um mecanismo de equalização é utilizado para garantir a recuperação de todos os custos. Deste modo, o gasto de qualquer cliente pertencente a determinada classe (Tabela 19) depende de duas variáveis: capacidade e energia distribuída.

**Tabela 19: Classes de usuário do sistema elétrico italiano**

Classe	Usuário	Voltagem
A	Residências	Baixa voltagem (BV)
B	Iluminação pública	BV
C	Recarga de veículos públicos	BV
D	Outros	BV
E	Iluminação pública	Média voltagem (MV)
F	Recarga de veículos públicos	MV
G	Outros	MV
H	Alta voltagem	Alta voltagem (AV)
I	< 380kV	Muito alta voltagem (MAV)
J	> 380kV	MAV

Fonte: AEEGSI (2015)

Buscando equilibrar dois objetivos potencialmente conflitantes – estabilidade tarifária e refletividade de custos – a AEEGSI decidiu ajustar o vetor de restrição tarifária no início de cada período regulatório em função da variação do custo total permitido, mantendo constantes os pesos de alocação de custos.

O Decreto Legislativo 102/2014 estabeleceu uma consulta pública para novas propostas tarifárias e, ao final, ficou definido que a tarifa de distribuição será composta por serviços de rede e custos do sistema. O componente de custos de rede será custo reflexivo com medição e comercialização cobertas pelo componente fixo, custos de distribuição cobertos pelo componente de capacidade, e os custos de transmissão serão cobertos pelo componente de energia distribuída. Além disso, os custos do sistema serão distintos para clientes residenciais e não-residenciais.

Finalmente, o regulador explicou que o mecanismo de equalização garante aos operadores a recuperação dos custos permitidos, e que uma instituição *ad hoc* tem o direito de gerir esse mecanismo.

Com relação ao quinto período regulatório (2016-2019), foram mantidas as mesmas características do período anterior, a aplicação de múltiplos métodos: um mecanismo de *price cap* para estabelecer tarifas compulsórias considerando os custos operacionais (Opex) e ganhos de produtividade (Fator X), um mecanismo de taxa de retorno sobre o custo de capital (Capex), e um mecanismo de *revenue cap* por meio do processo de equalização.

#### **4.8 Noruega – Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)**

A NVE está vinculada ao Ministério do Petróleo e Energia, e tem a responsabilidade de assegurar uma gestão integrada e ambientalmente correta dos recursos hídricos do país, promover mercados de energia eficientes e sistemas energéticos rentáveis, e contribuir para o uso eficiente da energia. Dentre outros departamentos da NVE, está o Departamento de Regulação do Mercado Elétrico, a Autoridade Regulatória Nacional (NRA) que promove a concorrência nos setores de geração e fornecimento, regula os operadores de redes de transmissão e de distribuição como monopólios naturais, e garante uma segurança de provisionamento aceitável.

O regulador informou que os valores fundamentais considerados no processo regulatório são disponibilidade, transparência, confiabilidade, responsabilidade e eficiência. Com respeito ao último aspecto mencionado, o processo de *benchmarking* regulatório distingue as distribuidoras como locais e regionais. Distribuidores regionais são aqueles que operam redes entre 33 kV e 132 kV, um total de 86 empresas, enquanto os distribuidores locais operam redes de 0,230 kV até 22 kV, 136 empresas.

A estratégia de regulação adotada pela NVE entre 1993 e 1996 era do tipo *cost-plus*, mas a partir de 1997 o regulador mudou para regulação do tipo *revenue cap*. Até 2006, o limite de receita era fixo para todo o período regulatório, cinco anos, embora houvessem ajustes para reposição da inflação pelo Índice de Preços ao Consumidor, por um fator de crescimento que levava em conta a expansão da rede e por um Fator X para cuidar da eficiência. O Fator X consistia de um fator geral aplicado a todas as empresas e um fator individual baseado nos resultados do *benchmarking*.

Desde 2007, a receita permitida (AR) para cada distribuidora passou a ser composta pelos próprios custos da empresa (40%) e por custos eficientes definidos em um processo de *benchmarking* (60%), usando um modelo de *Data Envelopment Analysis* (DEA) e levando em conta diferenças operacionais em termos ambientais. O período regulatório continua sendo de cinco anos, o atual é de 2013 a 2017, mas os *revenue caps* são calculados anualmente.

Os custos incorridos pela empresa, correspondente a 40% da receita permitida, são calculados conforme (46).

$$C_t = (OM_{t-2} + VOLL_{t-2} * \frac{CPI_t}{CPI_{t-2}} + (L_{t-2} * P_t) + DEP_{t-2} + RAB_{t-2} * WACC_t \quad (46)$$

Onde:

$C_t$  = Custos incorridos pela distribuidora no ano  $t$

$OM_{t-2}$  = Custos operacionais e de manutenção do ano  $t-2$

$VOLL_{t-2}$  = Valor da carga interrompida (custos de interrupção) no ano  $t-2$

$CPI_t$  = Índice de Preços ao Consumidor do ano  $t$

$CPI_{t-2}$  = Índice de Preços ao Consumidor do ano  $t-2$

$L_{t-2}$  = Perdas na rede em MWh no ano  $t-2$

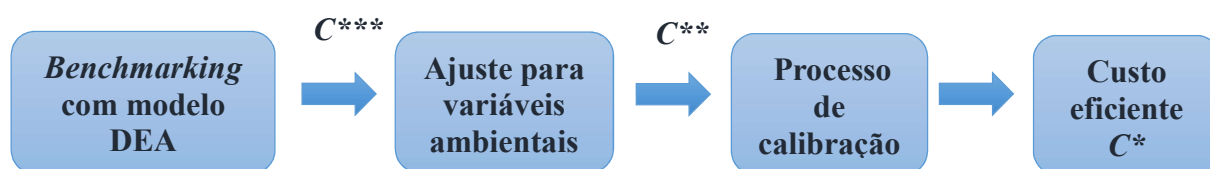
$P_t$  = Preço da energia por área do *Nord Pool Spot* do ano  $t$

$DEP_{t-2}$  = Depreciação no ano  $t-2$

$RAB_{t-2}$  = Base Regulatória de Ativos, considerando valores contábeis no ano  $t-2$

$WACC_t$  = Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital*) no ano  $t$

Já a Figura 22 ilustra o modelo de estimação da norma de custo (custo eficiente) correspondente aos 60% da receita permitida para as distribuidoras regionais e locais;



**Figura 22: Modelo norueguês de três estágios para cálculo do custo eficiente**

Fonte: NVE (2014)

No primeiro estágio, a eficiência de custos é estimada utilizando um modelo DEA com retornos constantes à escala (CRS), orientação a minimização de custos e dados médios de cinco anos para definir a fronteira eficiente do setor. O regulador explicou que o pressuposto de economias constantes de escala não se deve ao fato de que a NVE entenda que o setor atue com retornos

constantes de escala, mas para que os gestores das distribuidoras escolham a escala ótima, visto que a escolha errada implicará em menores retornos e maiores custos ao consumidor.

O insumo do modelo é o custo total (Totex), que corresponde à soma dos custos operacionais e de manutenção, custo da energia perdida, depreciações e taxa de retorno regulatória sobre a base de ativos regulatórios (RAB). A Tabela 20 apresenta os produtos utilizados nos modelos para as diferentes distribuidoras.

**Tabela 20: Produtos dos modelos de *benchmarking* noruegueses**

<b>Distribuidoras Locais</b>	<b>Distribuidoras Regionais</b>
Extensão da rede de alta voltagem (Km)	Valor ponderado de redes aéreas
Número de subestações de rede	Valor ponderado de redes subterrâneas
Número de consumidores	Valor ponderado de redes submarinas
	Valor ponderado de subestações

Fonte: NVE (2014)

Segundo o regulador, o número de consumidores é uma medida da demanda por energia, a extensão de rede é uma medida da distância de transporte e as subestações refletem a distribuição da demanda, já que a relação com os outros produtos será diferente se houver áreas rurais ou cidades. Ele explicou que o produto energia distribuída em MWh é uma variável muito utilizada nos modelos do setor, e até 2013 era usada no modelo norueguês. Entretanto, a variável foi excluída do modelo, pois descobriu-se que ela desestimulava economia de energia e o uso de aquecimento distrital, bem como introduzia viés no modelo se houvessem grandes consumidores industriais e/ou muitas casas de férias.

Os valores ponderados das redes levam em conta diferentes custos para cada tipo de componente de rede, enquanto os custos de transformadores, interruptores e dispositivos de compensação compõem o valor das subestações.

Após calcular os escores de eficiência, em um segundo estágio, a NVE corrige esses escores para fatores ambientais (Fatores Z) que impactam o custo operacional das distribuidoras. Segundo o regulador, os operadores de rede enfrentam uma grande variedade de ambientes operacionais, a exemplo de ambientes urbanos com grande densidade populacional; ambientes costeiros com assentamentos dispersos, ventos fortes e poeira salgada; áreas montanhosas com risco de avalanches e deslizamentos de terra, e pouca acessibilidade às redes; regiões centrais com florestas e nevascas.

Estes fatores geográficos topográficos claramente impactam o custo de prestação dos serviços elétricos e a NVE é obrigada a leva-los em consideração na determinação de padrões para as distribuidoras. Neste sentido, a autoridade regulatória utiliza regressões de mínimos quadrados ordinários (*Ordinary Least Squares – OLS*) com os escores de eficiência obtidos no primeiro estágio, depois de uma correção de vieses com o método *Bootstrap*, tendo como variável dependente o escore obtido com DEA e como variáveis independentes a diferença entre o Fator Z da própria distribuidora e um Fator Z meta, como mostrado em (47).

$$DEA\ score = \alpha + \beta_1 * DIFF_{Z1} + \beta_2 * DIFF_{Z2} + \beta_3 * DIFF_{Z3} \quad (47)$$

Onde Z1, Z2 e Z3 correspondem a diferentes variáveis ambientais selecionadas dentre as variáveis analisadas (Tabela 21) para identificar aquelas com sinal esperado estatisticamente significativos.

**Tabela 21: Variáveis ambientais analisadas pelo regulador norueguês**

Ventos extremos	Carga de gelo
Velocidade de referência média dos ventos	Relâmpagos, número e força (mA)
Distância da costa	Densidade populacional
Ilhas, mais distantes do que um quilômetro da costa	Densidade de construções
Porcentagem de cabos submarinos	Porcentagem de vilarejos
Florestas, de diferentes tipos e qualidades	Porcentagem de centros urbanos
Inclinação do terreno, máxima e média	Porcentagem de rede subterrânea
Distância da rodovia	Clientes de cabanas de caça
Elevação	Grandes consumidores industriais
Latitude	Consumidores de 400V
Queda de neve	Geração distribuída
Temperatura	Porcentagem de fluxo de energia (MW) para a própria rede de distribuição ou para rede central, no caso das distribuidoras regionais

Fonte: NVE (2014)

O regulador identificou que diversas variáveis eram estatisticamente significativas, mas que a correlação entre elas era muito alta. Deste modo, decidiu pelo uso de Análise Fatorial para explorar as informações das correlações possibilitando com isso a criação de fatores geográficos compostos por algumas variáveis, permitindo com isso agregar um maior número de variáveis

nos modelos. A Tabela 22 apresenta os Fatores Z que foram utilizados nos modelos do atual período regulatório.

**Tabela 22: Variáveis ambientais utilizadas na regulação norueguesa**

<b>Distribuidoras Locais</b>	<b>Distribuidoras Regionais</b>
Porcentagem de redes de alta tensão subterrâneas	Fator geográfico R3
Porcentagem de redes aéreas em florestas coníferas	
Distância média até a estrada	
Fator geográfico 1 – Montanha	
Fator geográfico 2 – Costa	
Fator geográfico 3 – Congelamento	

Fonte: NVE (2014)

A variável distância até a estrada foi utilizada de 2013 a 2015, sendo substituída por um novo fator geográfico Estradas a partir de 2016.

O Fator Geográfico 1 é composto pela média de declive do terreno, pequenas usinas e florestas decíduas. Ventos, distância média do litoral calculada para cada município, ilhas (com distribuição de energia) a mais de um quilômetro do continente e porcentagem de cabos submarinos de alta tensão compõem o Fator Geográfico 2. Temperatura média, queda de neve média em milímetros por ano, número médio de dias com condições de congelamento, noites polares (latitude acima do Ártico) compõem o Fator Geográfico 3. Para a distribuição regional, a inclinação média do terreno e a participação de linhas aéreas em floresta de coníferas de média e alta qualidade são os aspectos incluídos no Fator Geográfico R3.

O regulador explicou que a variável “pequenas usinas” foi calculada dividindo a capacidade instalada em MW pelo escore de eficiência do primeiro estágio ( $C^{***}$  da Figura 21) para obter uma variável relativa independente de tamanho. A variável “ilhas” também passou pelo mesmo procedimento de divisão do número de ilhas pelo escore de eficiência.

Deste modo, o ajuste de segundo estágio pode ajustar o escore de eficiência para cima, se a condição operacional da distribuidora for mais difícil do que a unidade meta, ou para baixo caso o ambiente operacional for mais fácil.

No terceiro estágio, o regulador realiza a calibração do escore do segundo estágio, conforme (48), para garantir que as distribuidoras possam obter um retorno razoável nos investimentos ao longo do tempo.

$$C_k^* = C_{ik}^{**} + (\sum_k C_k - \sum_k C_{ik}^{**}) \frac{RAB_k}{\sum_k RAB_k} \quad (48)$$

Onde:

$C_k^*$  = Norma de custo do distribuidor  $k$ , considerando o custo de capital definido pela NVE

$C_{ik}^{**}$  = Norma de custo ajustada para condições ambientais

$C_k$  = Custo incorrido pelo distribuidor  $k$

$RAB_k$  = Base Regulatória de Ativos do distribuidor  $k$

Conforme o regulador, graças ao processo de calibração a norma de custo se torna menos volátil a flutuações e a erros nas bases de dados dos pares. A calibração aumenta o retorno das distribuidoras de modo que uma distribuidora medianamente eficiente terá um retorno equivalente ao custo médio ponderado de capital (WACC) estimado pela NVE conforme (49).

$$WACC = (1 - G) * \left[ \frac{R_f + Infl + \beta_e * MP}{1 - t} \right] + G * (Swap + P_d) \quad (49)$$

Onde:

$G$  = Relação dívida/capital de terceiros (*Gearing*) = 0,6

$\beta_e$  = Beta do capital próprio = 0,875

$t$  = Taxa de impostos = 27 %

$R_f$  = Taxa livre de risco = 2,5 %

$Infl$  = Inflação: Média da inflação de quatro anos (t-1, t, t+1, t+2), atualizada anualmente

$MP$  = Prêmio de Mercado = 5 %

$Swap$  = Taxa média nominal das taxas de *swap* nos últimos cinco anos

$P_d$  = Prêmio da Dívida: taxa média anual do *spread* de crédito para títulos de cinco anos para o setor elétrico, com *rating* mínimo BBB+

Concluído o processo de calibração, o regulador calcula o *revenue cap*, considerando as proporções previamente mencionadas, de acordo com (50).

$$RC_{k,t} = 0,4 * C_{k,t} + 0,6 * C_{k,t}^* \quad (50)$$

Onde:

$RC_{k,t}$  = *Revenue cap* para a distribuidora  $k$  fixado anualmente pela NVE

$C_{k,t}$  = Base de custo da própria distribuidora  $k$  considerando depreciações e retorno sobre o ativo tangível

$C_{k,t}^*$  = Norma de custo para a distribuidora  $k$ , estimada pela NVE

O retorno sobre os investimentos corresponde à multiplicação do WACC pela Base Regulatória de Ativos (RAB) considerando os valores contábeis dos bens.

Finalmente, é calculada a receita permitida de cada distribuidora, conforme (51).

$$AR_{k,t} = RC_{k,t} + TC_k + PT_k + RD + [(DEP_t + WACC_t * RAB_t) - DEP_{t-2} + WACC_t * RAB_{t-2}] - VOLL_t \quad (51)$$

Onde:

$AR_{k,t}$  = Receita permitida para a distribuidora  $k$  no ano  $t$

$RC_{k,t}$  = *Revenue cap* da distribuidora  $k$  no ano  $t$ , conforme (50)

$TC_k$  = Custo das tarifas pagas pela distribuidora  $k$  a outros operadores de rede regulados

$PT_k$  = Impostos sobre a propriedade (*Property Taxes*)

$RD$  = Custos de pesquisas e desenvolvimento (R&D) aprovados

$DEP_t$  e  $DEP_{t-2}$  = Depreciação dos anos  $t$  e  $t-2$

$WACC_t$  = Custo médio ponderado de capital no ano  $t$

$RAB_t$  e  $RAB_{t-2}$  = Base Regulatória de Ativos, valores contábeis no anos  $t$  e  $t-2$

$VOLL_t$  = Valor de carga perdida (custo de interrupção ao consumidor)

O termo entre colchetes na equação (51) tem a intenção de remover o atraso referente à consideração de dados de investimento de dois anos atrás ( $t-2$ ). Já o valor da carga perdida ( $VOLL$ ) corresponde aos custos socioeconômicos das interrupções de energia e é calculado pela soma das funções de custo de todas as interrupções, cujo valor depende do tipo de cliente afetado, da duração e do horário em que ocorreu.

De acordo com Amundsveen e Kvile (2015), os custos da interrupção são distintos para cada grupo de clientes. A NVE considera custos diferentes para seis grupos: agricultura, residências, indústria, indústria intensiva em energia, serviços comerciais e serviços públicos. Esses custos refletem custos diretos e indiretos dos clientes e se baseiam em estudos da vontade de pagar ou aceitar (*willingness to pay/accept studies*) e em estudos de valor direto de muitos anos.

Quaisquer excessos ou déficits ocorridos na receita permitida precisam ser compensados ao longo do tempo. Excessos de receita deverão ser reembolsados aos consumidores, e déficits de receita poderão ser recuperados.

O regulador ainda esclareceu que não existem metas específicas de eficiência para as distribuidoras, visto que se a empresa melhorar sua posição relativa em relação à média, ela terá uma taxa de retorno melhor. Deste modo, esta competição no *benchmarking* é a principal característica do modelo norueguês que visa incentivar a eficiência na operação, uso e desenvolvimento da rede de distribuição. O custo do setor é a soma dos custos de todas as



distribuidoras, e a economia no setor está acontecendo por meio dos incentivos para redução de custos que são bastante fortes no modelo. Mesmo que o setor como tal sofra uma regulação do tipo *cost plus*, cada distribuidor individual não, pois 60% do *revenue cap* das distribuidoras é decidido pelo desempenho de outras distribuidoras. O distribuidor que busca maximização de lucro tentará reduzir os custos, tanto quanto possível, para aumentar os lucros. Quando cada distribuidor tem incentivos para reduzir custos, os custos totais dos setores serão reduzidos ao longo do tempo.

#### **4.9 Portugal – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)**

A distribuição de energia elétrica na porção continental de Portugal é realizada por uma única empresa, a qual está sujeita a regulação por incentivos pela ERSE, uma entidade administrativa e financeiramente independente, também responsável pela regulação do setor de gás natural.

Segundo o regulador, a missão da ERSE está voltada a proteger os interesses dos consumidores, particularmente os mais vulneráveis, com relação aos preços, qualidade do serviço e acesso à informação; garantir a existência de condições de equilíbrio econômico e financeiro pela execução das atividades dos setores regulados conforme o interesse público, quando geridas de forma adequada e eficaz; promover a competição nos mercados energéticos; incentivar o uso eficiente da energia e a proteção do ambiente; e arbitrar e resolver litígios, incentivando sua resolução fora dos tribunais.

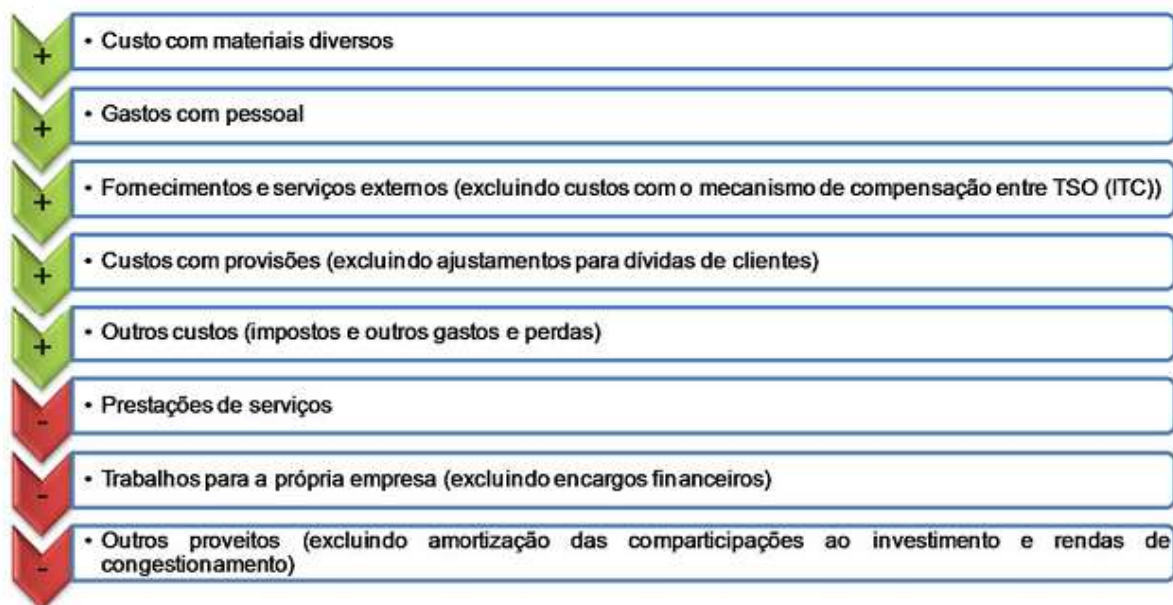
Até 2011, a estratégia regulatória adotada era de *price cap* aplicado aos custos operacionais, com estabelecimento de metas de eficiência, e aos custos de capital, sem aplicação de metas. O processo também contemplava incentivos para redução de perdas, melhoria da qualidade e desempenho ambiental.

No período regulatório de 2012 a 2014, os custos de capital (Capex) passaram a ser revisados anualmente e os custos operacionais (Opex) continuaram sujeitos ao limite de preço (*price cap*). Os *cost drivers* utilizados como produtos no processo de *benchmarking* eram um componente fixo, número de clientes, energia injetada e energia distribuída. O regulador considerava diferentes pesos para os produtos na determinação da receita permitida da distribuidora, 20% da base de custos para o componente fixo, 30% da base de custos para o número de clientes, 10% para a energia injetada e 40% para a energia distribuída.

Para o período regulatório 2015-2017 foram definidos novos parâmetros com o estabelecimento de incentivos para o investimento em redes inteligentes e uma avaliação *ex-post* do retorno sobre os ativos da empresa de distribuição para promover a partilha de lucros ou perdas entre a empresa e os seus consumidores.

Conforme o regulador, a distribuição de energia elétrica é uma atividade na qual os custos operacionais representam mais de 30% dos custos totais do negócio. Entretanto, os custos efetivos da distribuidora portuguesa têm registrado significativos decréscimos em relação ao ano de 2007, o ano com o maior custo histórico, considerando preços constantes de 2013.

A base de custos é estabelecida conforme a Figura 23.



**Figura 23: Cálculo dos custos operacionais na regulação portuguesa**

Fonte: ERSE (2014)

O regulador mencionou que a definição da base de custos busca incentivar a redução de custos e a transferência de lucros efetivamente alcançados em períodos anteriores para os consumidores. A base de custos para o processo regulatório de 2015-2017 foi estabelecida considerando os seguintes critérios: custos operacionais líquidos reais de 2013, alocação baseada nos níveis de tensão da estrutura de custos reais de 2013 e transposição dos dados de 2013 para 2015 com base em índices de preços.

Os produtos do modelo de *benchmarking* são componente fixo (20% da base de custos), número de consumidores (40% da base de custos de rede de baixa voltagem), quilômetros de rede (40% da base de custos das redes de média e alta voltagem) e energia distribuída (40% da base de

custos). Conforme o regulador, a escolha dos pesos atribuídos a cada indicador de custo (*cost driver*) é de grande importância na implementação da regulação do preço máximo, na medida em que pode ter uma grande influência na determinação do nível aceitável de custos e na partilha do risco de mercado entre consumidores e empresas reguladas.

Como a distribuição de energia elétrica na área continental do país é realizada por uma única empresa, o processo de *benchmarking* português envolve a identificação de distribuidoras potencialmente comparáveis no exterior. Para isso, a ERSE definiu critérios para a construção da amostra para o *benchmarking* regulatório que utiliza *Data Envelopment Analysis* (DEA): comparabilidade entre empresas, buscando selecionar pares com atividades e *drivers* de custos semelhantes; disponibilidade de informações financeiras atualizadas; e comparabilidade com os resultados do estudo de eficiência realizado no período regulatório anterior.

Tendo em conta estes critérios, a amostra escolhida para o período atual (2015-2017) compreendeu 16 empresas que operam na Inglaterra, Espanha, Itália, Irlanda, Finlândia, Croácia, Grécia, Bélgica, País de Gales, Eslováquia e de Portugal, cooperativas locais que atuam nas ilhas, e que foram componentes do processo anterior de análise de eficiência, além da empresa portuguesa.

Para tornar possível a comparação de dados de custos operacionais de distribuidoras operando em diferentes países, o regulador português considerou os custos operacionais da atividade menos a depreciação e as provisões diretamente atribuídas à distribuição de eletricidade, e normalizou os valores por paridade de poder de compra, medido em dólares americanos.

Uma vez determinada a amostra e padronizados os dados, o regulador definiu três modelos distintos (Tabela 23) para analisar a eficiência da distribuidora portuguesa e para atribuir uma meta de eficiência a ser alcançada durante o atual período regulatório.

**Tabela 23: Variáveis utilizadas nos modelos portugueses**

	<b>Insumo 1</b>	<b>Insumo 2</b>	<b>Produto 1</b>	<b>Produto 2</b>	<b>Número de Distribuidoras</b>
<b>Modelo 1</b>	OPEX	-	Extensão de Rede (km)	Número de Clientes	17
<b>Modelo 2</b>	OPEX	-	Extensão de Rede (km)	Número de Clientes	13
<b>Modelo 3</b>	OPEX	Extensão de Rede (km)	Energia distribuída (GWh)	Número de Clientes	13

Fonte: ERSE (2014)

Nota-se na Tabela 23 que os modelos 1 e 2 contemplam as mesmas variáveis, custos operacionais como insumo e rede de distribuição em quilômetros e número de clientes como produtos. Segundo o regulador, a variável energia distribuída não foi incluída nos dois modelos pois está fortemente correlacionada com a variável clientes, e seria redundante incluir ambas no mesmo modelo.

Os escores de eficiência foram calculados usando DEA com orientação a insumos, considerando retornos constantes à escala (CRS) e retornos variáveis à escala (VRS). A Figura 24 apresenta os resultados obtidos pela ERSE com a aplicação do Modelo 1.

DEA Methodology - Modelo 1	CRS	VRS
HEP-ODS (Croacia 2012)	1,000	1,000
NEDL (Northern Powergrid) (UK 2013)	0,068	0,100
SP Distribution (UK 2013)	0,121	0,142
WPD (South Wales 2013)	0,095	0,204
LPN (UK 2013)	0,082	0,083
Endesa (Spain 2013)	0,061	0,876
Fortum (Finland 2013)	0,033	0,206
EDA ( PT 2013)	0,034	0,664
EEM (PT 2013)	0,029	0,497
EDPD (PT 2013)	0,101	0,996
HEDNO (Greece 2013)	0,113	1,000
ESB (Ireland 2012)	0,035	0,239
Sibelga (Belgium 2013)	0,034	0,128
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,017	0,065
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,047	1,000
East (UK 2013)	0,094	0,099
South East (UK 2013)	0,145	0,46
MEAN	0,124	0,456

**Figura 24: Resultados da aplicação do Modelo 1**

Fonte: ERSE (2014)

Percebe-se na Figura 24 que os resultados das distribuidoras são bastante distintos e com boa parte dos escores de eficiência muito baixos. Parte da explicação para isso é o fato de que existem distribuidoras muito disparens na amostra, conforme pode ser verificado no quadro de estatísticas descritivas (Figura 25) apresentado pelo regulador, que também mencionou a possível falta de confiabilidade nos dados de algumas distribuidoras.

	N.º clientes	Energia distribuída	Extensão da Rede	Custos operacionais (USD)
Unidade	Número	GWh	km	USD PPC
Média	4 498 544	39 687	157 156	361 536
Mediana	2 231 622	22 580	48 000	109 669
Desvio-padrão	7 593 571	55 591	268 555	732 677
Mínimo	121 167	776	1 132	10 840
Máximo	31 700 000	230 032	1 132 010	3 086 002
N.º de observações	17	17	17	17
Nível de confiança (95,0%)	3 904 254	28 582	138 078	376 708

**Figura 25: Estatística descritiva das distribuidoras consideradas no Modelo 1**

Fonte: ERSE (2014)

Em função disso, o regulador resolve aplicar o mesmo modelo considerando uma amostra menor, pois “havia alguns *outliers* e companhias cujas especificidades determinam sua exclusão natural”. Assim, a Figura 26 apresenta os resultados da aplicação do Modelo 2.

DEA Methodology: MODELO 2	CRS	VRS
NEDL (UK 2013)	0,570	0,605
SP Distribution (UK 2013)	1,000	1,000
WPD (South Wales 2013)	0,853	1,000
LPN (UK 2013)	0,568	0,612
Endesa (Spain 2013)	0,499	0,876
EDPD (PT 2013)	1,000	1,000
HEDNO (Greece 2013)	0,997	1,000
ESB (Ireland 2012)	0,546	0,551
Sibelga (Belgium 2013)	0,238	0,630
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,191	0,321
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,457	1,000
East (UK 2013)	0,647	0,709
South East (UK 2013)	1,000	1,000
MEAN	0,659	0,793

**Figura 26: Resultados da aplicação do Modelo 2**

Fonte: ERSE (2014)

Neste modelo, a EPDP, a distribuidora portuguesa analisada pelo regulador, encontra-se na fronteira de eficiência em ambos retornos à escala considerados. Na aplicação do modelo com retornos variáveis à escala (VRS), seis das treze empresas formam a fronteira eficiente. Entretanto, o regulador observou que se a energia distribuída fosse o produto do modelo, a

empresa portuguesa estaria distante da fronteira, “o que é consistente com o desempenho da companhia no período regulatório prévio”.

Assim, pelo fato da energia distribuída não ter sido considerada no Modelo 2 e “pela aparente fragilidade” da distribuidora portuguesa neste quesito, o regulador decidiu por um novo modelo, complementando o segundo modelo “para não negligenciar o impacto desse indutor de custos no Opex”.

Deste modo, o Modelo 3 considera dois insumos, Opex e extensão de rede, e dois produtos, energia distribuída e número de clientes, o que, de acordo com o regulador, acrescenta robustez à análise. A aplicação deste modelo teve como resultado os seguintes escores de eficiência para a empresa portuguesa, 87% com retornos variáveis à escala, e 69% no modelo com retornos constantes à escala.

Adicionalmente, o regulador calculou o Índice de Malmquist no contexto de retornos constantes de escala (CRS) e dados das variáveis que compõem o Modelo 2, do último e do atual período regulatório. Isso possibilitou identificar uma mudança de aproximadamente 24% no Fator de Produtividade Total da distribuidora analisada, decomposto em economias de escala (22,5%) e progresso tecnológico (1,3%), sendo que o deslocamento médio de fronteira da amostra foi 2,6%.

Devido a estes resultados, a ERSE estabeleceu uma meta de eficiência de 2,5% ao ano para a empresa no atual período (2015-2017). A este respeito, o regulador comentou que a imposição de metas de eficiência rigorosas, levando a tarifas mais baixas de acesso à rede, permite aos consumidores apropriar ganhos de eficiência significativos.

Finalmente, o regulador emitiu as seguintes considerações sobre o processo regulatório: (i) a empresa tem promovido reduções de custos; (ii) o custo real se aproximou do custo regulatório; (iii) os resultados dos estudos de *benchmarking* revelam que a empresa está próxima ou muito próxima da eficiência técnica; (iv) o objetivo de eficiência poderia ser fixado entre 1,3% considerando o progresso tecnológico da empresa e 2,6%, equivalente à mediana da amostra considerada.

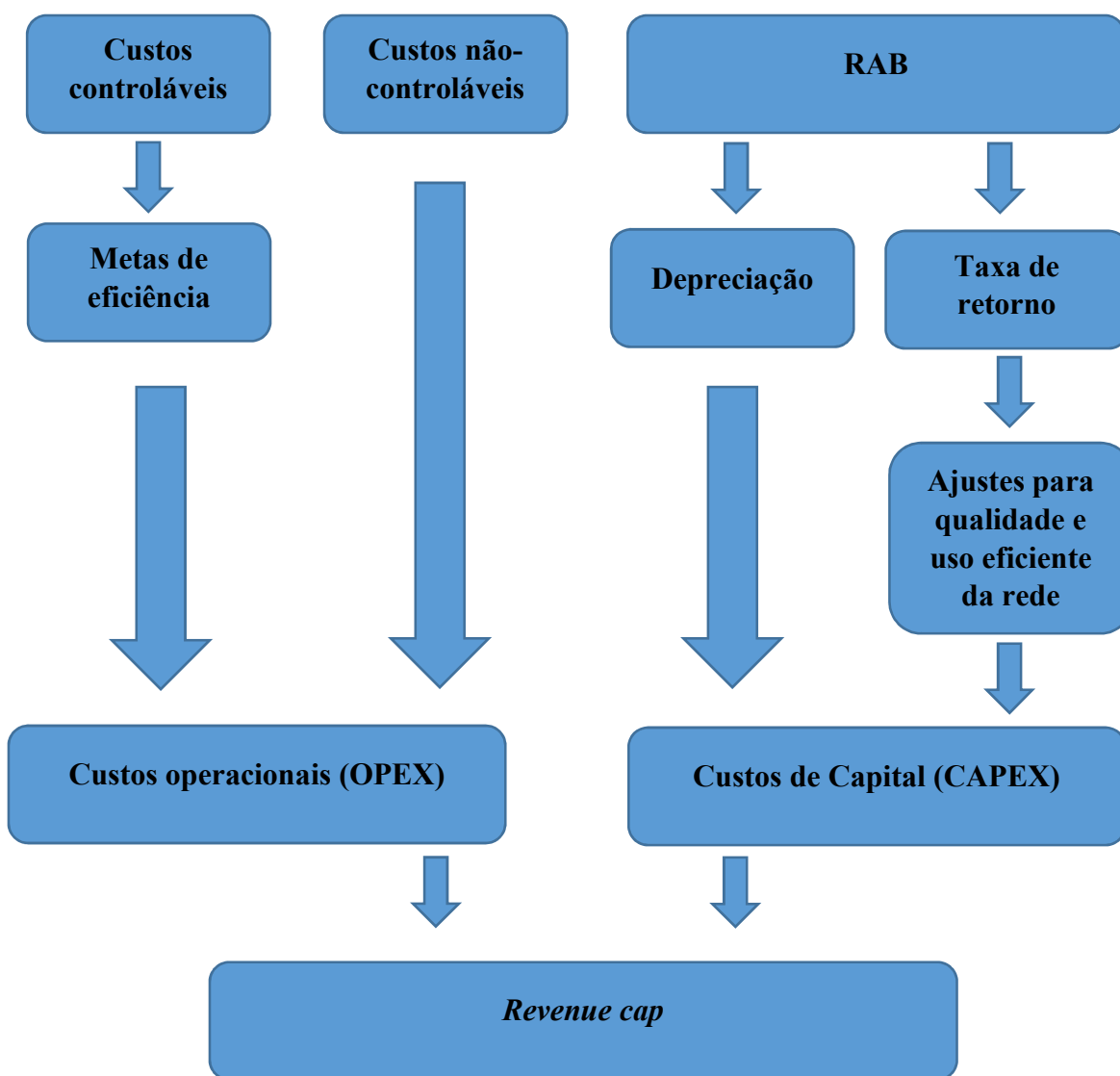
#### **4.10 Suécia – Energimyndigheten**

A Agência Sueca de Energia é subordinada ao Ministério do Ambiente e da Energia e regulada pelo governo através de diretivas de instrução e de dotação orçamentária. Em 2016, existiam

170 distribuidoras de energia elétrica operando no país, com a maioria das redes sob propriedade pública das municipalidades. Segundo o regulador, as três maiores empresas do setor atendiam aproximadamente 53% dos consumidores.

Até 2012, a estratégia regulatória era do tipo *cost-plus*, com um modelo aplicado *ex post*, mas a partir daquele ano decidiu-se pelo uso de uma regulação *ex ante* com implementação de *revenue cap* para o nível geral de tarifas e regulação *ex post* para concepção tarifária.

A Figura 27 ilustra a regulação para cálculo do limite de receita das distribuidoras, em períodos regulatórios que duram quatro anos. O primeiro período regulatório neste formato ocorreu entre 2012 e 2015, enquanto o período atual irá de 2016 até 2019.



**Figura 27: Regulação sueca da distribuição de energia elétrica**

Fonte: Energimyndigheten (2015)

Como ilustrado na Figura 27, uma meta de eficiência específica para cada distribuidora é definida para os custos controláveis que compõem os custos operacionais das empresas, de modo que os custos controláveis sejam reduzidos anualmente. As metodologias empregadas na estimação dos custos eficientes são *Data Envelopment Analysis* (DEA) e *Stochastic Frontier Analysis* (SFA). A Tabela 24 apresenta as variáveis utilizadas no processo de *benchmarking*.

**Tabela 24: Parâmetros do modelo sueco**

Insumos	Produtos
Custos operacionais (Opex)	Número de consumidores
Custos totais (Totex)	Carga máxima na rede
	Energia distribuída (baixa voltagem)
	Energia distribuída (alta voltagem)
	Número de transformadores

Fonte: Energimyndigheten (2015)

O modelo considera dois insumos, Opex e Totex, mas a meta de eficiência só se aplica aos custos operacionais; e cinco insumos, cujos dados são valores médios de quatro anos, de modo a evitar dados exclusivos de anos extremos com valores anormalmente altos ou baixos. O processo de detecção de *outliers* utiliza as técnicas de supereficiências em DEA e Distância de Cook em SFA, como na regulação alemã e austríaca.

A base de ativos regulatórios (RAB) sofre depreciação linear considerando vida útil de 40 anos para estações, subestações e redes, e 10 anos para medidores e sistemas de medição. A taxa de retorno é definida considerando o método WACC.

Normas de qualidade são integradas ao limite de receita, de modo que se os valores estabelecidos para interrupção de fornecimento de energia forem excedidos/reduzidos durante o período regulatório, haverá reduções/recompensas no *revenue cap* do próximo período regulatório. Tal procedimento, segundo o regulador, visa futuras melhorias na qualidade dos serviços prestados.

Os incentivos para a operação eficiente da rede estão relacionados à redução de perdas na rede e maior utilização da capacidade instalada. O incentivo para redução das perdas é calculado conforme (52).

$$\text{Recompensa econômica} = (L_0 - L_1) * P_k * 0,5 \quad (52)$$



Onde:

$L_0$  = Perdas de energia distribuída por kWh 2010-2013

$L_1$  = Perdas de energia distribuída por kWh 2016-2019

$P_k$  = Custo médio da distribuidora  $k$  das perdas de rede ocorridas durante 2016-2019

A equação considera um multiplicador (0,5) em função de que recompensa econômica calculada será repartida entre a distribuidora e seus clientes, metade para cada parte. Conforme o regulador, reduções de perdas podem ser alcançadas com investimentos, racionalização da estrutura de redes e operação mais eficiente das redes, entre outros.

A maior utilização da rede também é estimulada com recompensa econômica para a distribuidora. O incentivo está relacionado a redução de custos multiplicado pelo fator de carga, como detalhado a seguir.

$$\text{Recompensa econômica} = Lf * (Cost_{norm} - Cost_{outcome}) * EI_{outcome} \quad (53)$$

Onde:

$Lf$  = Fator de carga, calculado conforme (54)

$Cost_{norm}$  = Custo de alimentação da rede, quatro anos antes do período regulatório por kWh distribuído

$Cost_{outcome}$  = Custo de alimentação da rede durante o período regulatório por kWh distribuído

$EI_{outcome}$  = Eletricidade distribuída durante o período regulatório atual

O fator de carga é calculado conforme a seguinte equação.

$$Lf = \sum \left( \frac{L_{mean}/L_{max}}{D} \right) \quad (54)$$

Onde:

$Lf$  = Fator de carga (*load fator*)

$L_{mean}$  = Carga média

$L_{max}$  = Carga máxima

$D$  = Número de dias no período regulatório

O objetivo deste incentivo é reduzir picos de carga pela liberação de capacidade da rede existente para a geração de energia renovável e evitando ou adiando futuros investimentos em capacidade de rede. Neste caso, só existem recompensas.

Uma vez determinado o limite de receita, a distribuidora calcula as tarifas e as implementa levando em conta sua estrutura de clientes, perfis de carga, legislação (*Energy Act*) e o limite de receita.

## 5 AGÊNCIAS REGULADORAS LATINO-AMERICANAS

Neste capítulo estão descritos os modelos regulatórios adotados por oito países latino-americanos, cuja apresentação se dá em ordem alfabética considerando o nome dos países pesquisados.

### 5.1 Argentina – Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

A agência reguladora argentina é um organismo autárquico que atua no âmbito da Secretaria de Energia, vinculado ao Ministério de Planejamento, Investimento Público e Serviços da Nação, tendo como principais objetivos: proteger adequadamente os direitos dos usuários; promover a competitividade na produção e incentivar investimentos para garantir o abastecimento a longo prazo; promover o livre acesso e o uso generalizado dos serviços de transporte e distribuição de eletricidade; regular as atividades de transporte e distribuição de energia elétrica assegurando tarifas justas e razoáveis; incentivar e assegurar a eficiência da oferta e da demanda por meio de tarifas apropriadas; e encorajar a realização de investimentos privados na geração, transmissão e distribuição, assegurando mercados competitivos sempre que possível (ENRE, 2016).

Assim, a agência está encarregada de regular o sistema elétrico, controlando as empresas geradoras e transmissoras, bem como as duas maiores distribuidoras de energia elétrica no país (Edenor e Edesur), embora existam outras 23 empresas distribuidoras menores que são reguladas por agências locais. A Edenor é a maior distribuidora de energia do país, tanto em número de clientes quanto em eletricidade vendida, ela atende a região noroeste da Grande Buenos Aires e a zona norte da cidade de Buenos Aires. Em 2014, a empresa tinha 2,8 milhões de clientes e um *market share* de 19,7% do mercado argentino; enquanto a Edesur atuava na região sul e em outras doze províncias de Buenos Aires, e tinha aproximadamente 2,5 milhões de clientes.

A regulação do setor é voltada a que essas empresas “operem de forma econômica prudente, tendo oportunidade de obter receitas suficientes para satisfazer custos operacionais razoáveis aplicáveis ao serviço, impostos, amortizações e uma taxa de retorno determinada conforme o disposto em lei” (Lei 24.065/1992).

No mesmo marco regulatório está previsto que o agente regulador deverá levar em conta diferenças significativas de custo em função da forma de prestação de serviço, da localização geográfica ou qualquer outra característica que possa ser considerada relevante. Também está

previsto na legislação que as tarifas deverão possibilitar uma “rentabilidade razoável àquelas empresas que operem com eficiência similar à de outras atividades de risco semelhante, ou comparáveis nacional ou internacionalmente”.

Neste sentido, as categorias tarifárias adotadas no país são as seguintes:

T1 – Demandas Pequenas, com demandas de potência menores do que 10kW. Categorias: Residencial, Geral e Iluminação Pública;

T2 – Demandas Médias, com demandas de potência entre 10 kW e menos de 50 kW;

T3 – Grandes Demandas, com demandas de potência de 50 kW ou mais. Fornecimento em baixa, média e alta tensão.

A equação tarifária das distribuidoras de energia é composta por duas variáveis: a primeira reflete os custos exógenos associados aos preços de compra e transporte de energia, e a segunda reflete os próprios custos da distribuidora, denominado Valor Agregado de Distribuição (VAD). Os custos exógenos são estabelecidos semestralmente e considerados *pass-through*, de modo que são plenamente repassados às tarifas. Já o VAD é o parâmetro que reflete o custo marginal da prestação de serviço e inclui os custos de desenvolvimento e investimento em redes, de operação, manutenção e comercialização, bem como as amortizações e o “retorno justo e razoável sobre o capital investido” pelas empresas.

Neste contexto, o período regulatório tem duração de cinco anos, sendo que no final do período novas tarifas são fixadas para o período subsequente considerando os seguintes custos:

- Custo marginal ou econômico das redes postas à disposição dos usuários, tendo em conta coeficientes que representem perdas técnicas associadas aos distintos níveis de tensão;
- Custos operacionais e de manutenção;
- Gastos de comercialização, incluindo-se os custos de medição e administrativos relacionados ao atendimento dos usuários.

No decorrer do período regulatório o VAD também é atualizado semestralmente considerando um índice combinado de preços dos Estados Unidos da América, conforme a seguinte formulação.

$$CDi,j,n = \left( PMn * \frac{0,67}{PMo} + PCn * \frac{0,33}{PCo} \right) * CDi,j,o \quad (55)$$

Onde:

$C_{di,j,n}$  = Custo de distribuição do parâmetro tarifário  $i$ , da tarifa  $j$ , no período  $n$

$PM_n$  = Índice de Preços no Atacado de Produtos Industriais dos Estados Unidos da América, correspondente ao mês  $m-2$ , sendo  $m$  o primeiro mês do período  $n$  (período de 6 meses)

$P_{m0}$  = Índice de Preços no Atacado de Produtos Industriais dos Estados Unidos da América, correspondente ao mês  $k-2$ , sendo  $k$  o mês de início do período regulatório

$PC_n$  = Índice de Preços ao Consumidor Final (*Consumers Price Index*) dos Estados Unidos da América, correspondente ao mês  $m-2$ , sendo  $m$  o primeiro mês do período  $n$  (período de 6 meses)

$P_{c0}$  = Índice de Preços ao Consumidor Final (*Consumers Price Index*) dos Estados Unidos da América, correspondente ao mês  $k-2$ , sendo  $k$  o mês de início do período regulatório

$C_{di,j,0}$  = Custo de distribuição inicial do parâmetro tarifário  $i$ , da tarifa  $j$

Entretanto, devido aos graves problemas econômicos que a Argentina passa desde 2002, foi sancionada a Lei nº 25.561 de Emergência Pública em Matéria Social, Econômica, Administrativa, Financeira e Cambial, que deixou sem efeito as cláusulas de ajuste e indexação de tarifas no país.

Em função disso, para o período regulatório de 2011 a 2015 a ENRE definiu tarifas para cada categoria tarifária por meio de um Termo de Acordo com as distribuidoras, no qual também ficou definido a aplicação de uma taxa de retorno razoável sobre os ativos das empresas reguladas. Nesta definição de tarifas foram considerados o desempenho empresarial e a evolução econômico-financeira das concessionárias. Posteriormente, no decorrer de 2015, o agente regulador criou um Comitê Multidisciplinar integrado pelos responsáveis das áreas Jurídica, de Análise Regulatória e Estudos Especiais, de Aplicação e Administração de Normas Regulatórias, e de Auditoria Econômico-Financeira e Revisão Tarifária, para estabelecimento de tarefas preparatórias das *Revisiones Tarifarias Integrales* (RTI). Entretanto, até começo de outubro de 2016, não houve publicação de novas determinações adotadas para regulação econômica da atividade de distribuição de energia elétrica no país.

## **5.2 Brasil – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

A ANEEL foi criada em 1996 como autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, iniciando suas atividades em 1997 com as seguintes atribuições: regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país; fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica; estabelecer as tarifas do setor; dirimir divergências entre os agentes e entre os agentes e os consumidores; e promover outorgas de concessão,

permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal. A missão organizacional da agência reguladora é “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Neste sentido, a ANEEL adota um período regulatório de 4 anos na regulação da distribuição de energia elétrica, com a estratégia de estabelecimento de limite de preço (*price cap*) para as empresas distribuidoras, considerando a análise comparativa do desempenho das mesmas para definição de custos operacionais eficientes e tarifas.

Os custos operacionais considerados nos processos de *benchmarking* regulatório do setor são aqueles associados às “atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade”.

Nos dois primeiros ciclos de revisão tarifária periódica (2003-2006 e 2007-2011) do setor a ANEEL fez uso da metodologia de empresa de referência para estabelecimento dos custos eficientes das distribuidoras. Entretanto, no terceiro ciclo regulatório ocorreu uma profunda revisão da metodologia utilizada no *benchmarking* para comparação do desempenho das distribuidoras.

Nesta ocasião, o regulador buscou incentivar ganhos de eficiência por parte das empresas, calculando escores de eficiência técnica com uso de metodologias capazes de definir fronteiras de eficiência. *Data Envelopment Analysis* (DEA) e *Corrected Ordinary Least Squares* (COLS) foram as metodologias escolhidas, sendo que DEA já havia sido utilizada anteriormente pelo regulador, em 2007, na regulação das empresas de transmissão de energia elétrica. Desta forma, o processo regulatório do terceiro ciclo (2011-2014) contemplou como medida de eficiência a média aritmética dos escores obtidos com as duas metodologias, calculados usando as seguintes variáveis (Tabela 25), e dados em painel do período de 2003 a 2009.

**Tabela 25: Variáveis utilizadas no terceiro ciclo tarifário brasileiro**

Insumos	Produtos
Custo operacional (OPEX)	Extensão de rede
	Número de consumidores
	Mercado ponderado

Fonte: Nota Técnica 294/2011 ANEEL

A variável mercado ponderado levou em consideração os mercados de alta, média e baixa tensão atendidos por cada empresa distribuidora, devido a diferenças de custo associadas à operação nas diferentes tensões.

O modelo DEA utilizado no cálculo de eficiência foi o de retornos não decrescentes à escala (NDRS), enquanto o modelo COLS utilizou uma função Cobb-Douglas. As empresas distribuidoras foram divididas em dois grupos, A e B, sendo que no primeiro estavam as empresas com volume operacional maior do que 1 TWh, e no segundo aquelas com volume menor do que 1 TWh. Desta forma, o grupo A continha 29 distribuidoras e o grupo B, 30.

O escore de eficiência de cada distribuidora foi composto pela média aritmética das eficiências encontradas nas duas metodologias (DEA e COLS) e, uma vez calculado o escore médio das empresas, a ANEEL promoveu um segundo estágio considerando variáveis ambientais que impactavam o desempenho operacional das empresas (vide Tabela 26), utilizando três metodologias distintas: Silmar e Wilson (2007), Banker e Natarajan (2008) e regressão Tobit. Assim, a média aritmética dos resultados das três metodologias foi utilizada para corrigir os escores obtidos no primeiro estágio.

**Tabela 26: Variáveis ambientais utilizadas no terceiro ciclo tarifário brasileiro**

<b>Grupo A</b>	<b>Grupo B</b>
Salário médio	Salário médio
Índice pluviométrico	Índice pluviométrico
Unidades consumidoras por área	Unidades consumidoras por km de rede
Complexidade	

Fonte: Nota Técnica 294/2011 ANEEL

O regulador mencionou que outras variáveis foram analisadas, a exemplo das porcentagens de linhas subterrâneas, de mercado industrial, de estradas pavimentadas, de clientes rurais, entre outras, mas as mesmas não apresentaram significância estatística e foram desconsideradas.

Já no quarto ciclo tarifário (2015-2018), a ANEEL fez novas alterações no modelo utilizado no ciclo anterior. Conforme a Nota Técnica 66/2015, de 24 de abril de 2015, a metodologia de cálculo dos custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia elétrica abriu mão da utilização de COLS e implementou o cálculo dos custos operacionais eficientes pela metodologia DEA.

Como insumo da modelagem foi definida uma única variável, o custo operacional das distribuidoras (OPEX), e como produtos, os listados na Tabela 27. Segundo o regulador, “a principal vantagem dessa abordagem é preservar a função custo usando apenas as despesas operacionais como insumo. O escore de eficiência representa uma medida de quanto as despesas poderiam ser reduzidas como função dos atributos da concessionária, ...” (NT 66/2015, p.10).

**Tabela 27: Variáveis consideradas no atual modelo brasileiro**

Dimensão	Variável	Unidade
Rede	Rede subterrânea	Km
	Rede de distribuição aérea	
	Rede de alta tensão	
Consumidor	Total de consumidores	Unidade
Mercado	Mercado ponderado	MWh
Perdas	Perdas não técnicas	MWh
Qualidade	Consumidor hora interrompido (CHI)	Hora

Fonte: Nota Técnica 66/2015 ANEEL

A ANEEL definiu cinco produtos para uso no modelo e entendeu que rede, consumidores e mercado eram produtos “ordinários”, enquanto perdas e qualidade foram considerados produtos negativos. Neste sentido, o regulador menciona que “entendemos que a alternativa de monetizar as perdas e qualidade a fim de somá-las aos custos operacionais não é a mais adequada para essa aplicação”. As equações (56) e (57) apresentam o cálculo das duas variáveis consideradas produtos indesejáveis, Consumidor Hora Interrompido ( $CHI_{aj}$ ) e Perdas Não Técnicas ( $PNT_{aj}$ ), entrando no modelo como produtos negativos.

$$CHI_{aj} = \max((DEC_{real} - DEC_{vb}) * cons; 0) \quad (56)$$

Onde:

$CHI_{aj}$  = Consumidor Hora Interrompido ajustado

$DEC_{real}$  = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora realizado pela distribuidora

$DEC_{vb}$  = Referência para o indicador DEC global da empresa, obtido pela ponderação dos *benchmarks* de cada grupo de empresas

$cons$  = Número de consumidores

A variável DEC corresponde à Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e indica o número de horas que, em média, um consumidor fica sem energia elétrica durante um determinado período.

$$PNT_{aj} = \max((Pntbt - meta) * mbt; 0) \quad (57)$$

Onde:

$PNT_{aj}$  = Perda não técnica ajustada

$Pntbt$  = Indicador de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão

$meta$  = Meta regulatória sobre o mercado de baixa tensão

$mbt$  = Mercado de baixa tensão

O processo de *benchmarking* envolveu as 61 empresas que atuavam na distribuição de energia elétrica no país, enquanto os valores usados no modelo correspondiam ao valor médio dos dados de 2011 a 2013. Conforme o regulador, o objetivo do uso de valores médios foi evitar distorções relacionadas à presença de erros nos dados e oscilações atípicas de curto prazo. Além disso, as empresas não foram separadas em *clusters*, como no período regulatório anterior. Já a metodologia utilizada continuou sendo DEA com retornos não decrescentes à escala (NDRS). Assim, o modelo DEA utilizado no processo de cálculo de custos eficientes foi o seguinte.

$$\text{Max } h_0 = \sum_{j=1}^{m_1} v_j y_1^0 + \sum_{jn=1}^{m_2} v_{jn} (-y_{jn}^0) + \varphi \quad (58)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n u_i x_i^0 \leq 1$$

$$\sum_{j=1}^{m_1} v_j y_j^k + \sum_{jn=1}^{m_2} v_{jn} (-y_{jn}^k) - \sum_{i=1}^n u_i x_i^k + \varphi \leq 0 \quad (k = 1, 2, \dots, K)$$

$$u_i, v_j \geq 0 \quad \varphi \geq 0$$

Onde:

$h_0$  = Parâmetro de eficiência da empresa sob análise

$v_j$  = Peso atribuído ao produto  $j$

$u_i$  = Peso atribuído ao insumo  $i$

$y_j^k$  = Quantidade produzida do produto ou serviço  $j$  pela empresa  $k$

$x_i^k$  = Quantidade consumida do insumo  $i$  pela empresa  $k$

$y_{jn}^k$  = Quantidade produzida do produto indesejável  $j$  pela empresa  $k$

$\varphi$  = Fator de escala



Adicionalmente, a ANEEL implementou restrições aos pesos no modelo, conforme (59), alegando que tal procedimento objetivava “minimizar o efeito de viés nas estimativas em decorrência das limitações do método DEA” (NT 66/2015, p.15). A maior parte das restrições eram do tipo *Assurance Region II*, isto é, relacionavam produtos com insumos.

$$\alpha \leq \frac{v_j}{u_i} \leq \beta \quad (59)$$

Onde:

$v_j$  = Peso atribuído ao produto  $j$

$u_i$  = Peso atribuído ao insumo  $i$

$\alpha$  = Limite inferior atribuído à restrição

$\beta$  = Limite superior atribuído à restrição

O estabelecimento de limites, segundo o regulador, levou em conta custos unitários reais das distribuidoras nos anos de 2011 a 2014, assim como custos por atividade das Empresas de Referência nos períodos regulatórios anteriores (2003-2006 e 2007-2011), os quais foram atualizados pela variação da inflação de sua respectiva base até janeiro de 2014. A Tabela 28 apresenta as restrições aos pesos e seus limites adotados no presente ciclo regulatório.

**Tabela 28: Restrições para *trade-offs* entre insumos e produtos**

Restrição	Relação	Limite	Valor
OPEX vs rede distribuição (R\$/km rede)	$\frac{v_{rdist}}{u}$	Mínimo	580,00
		Máximo	2.200,00
Rede subterrânea vs rede convencional	$\frac{v_{rsub}}{v_{rdist}}$	Mínimo	1,00
		Máximo	2,00
Rede aérea vs rede convencional	$\frac{v_{ralta}}{v_{rdist}}$	Mínimo	0,40
		Máximo	1,00
OPEX vs consumidores (R\$/cons)	$\frac{v_{cons}}{u}$	Mínimo	30,00
		Máximo	145,00
OPEX vs MWh entregue (R\$/MWh)	$\frac{v_{MWh}}{u}$	Mínimo	1,00
		Máximo	60,00
OPEX vs perda não técnica (R\$/MWh)	$\frac{v_p}{u}$	Mínimo	10,00
		Máximo	150,00
OPEX vs interrupções (R\$/MWh)	$\frac{v_q}{u}$	Mínimo	-
		Máximo	2,00

Fonte: NT 66/2015

Como apresentado na Tabela 28, foram estabelecidas relações entre insumos e produtos ou produtos e produtos, “a fim de estabelecer limites condizentes com a realidade do setor” (NT 66/2015, p.13). Neste sentido, foram incluídas as seguintes restrições à equação (58).

$$-v_r + a_r u_i \leq 0, \quad r = 1, \dots, R \quad (60)$$

$$v_t - \beta_t u_i \leq 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (61)$$

Onde:

$a_r$  = Limite inferior atribuído ao peso  $v_j$  relativamente ao peso  $u_i$

$\beta_t$  = Limite superior atribuído ao peso  $v_j$  relativamente ao peso  $u_i$

$R$  = Total de restrições de limite inferior

$T$  = Total de restrições de limite superior

O resultado da aplicação do modelo DEA estabelecido pela ANEEL gerou os escores de eficiência constantes do Anexo A, no qual se percebe uma grande disparidade nos escores de eficiência das distribuidoras, com sete empresas apresentando escores inferiores a 50%.

Uma vez calculados os escores de eficiência de cada distribuidora, a ANEEL promoveu uma análise de sensibilidade estimando intervalos de confiança pelo método *Bootstrap* (EFROM, 1979). O cálculo dos intervalos de confiança foi realizado conforme (62) e (63).

$$LS^k = a^k * \frac{\theta_{sup}^k}{\theta_{ref}} * OPEX^k \quad (62)$$

$$LI^k = a^k * \frac{\theta_{inf}^k}{\theta_{ref}} * OPEX^k \quad (63)$$

Onde:

$LS^k$  = Limite superior dos custos operacionais regulatórios para a empresa  $k$

$LI^k$  = Limite inferior dos custos operacionais regulatórios para a empresa  $k$

$a^k$  = Fator de atualização na data base da revisão tarifária da empresa  $k$

$\theta_{sup}^k$  = Limite superior do intervalo de confiança apurado para a empresa  $k$

$\theta_{inf}^k$  = Limite inferior do intervalo de confiança apurado para a empresa  $k$

$\theta_{ref}$  = A referência de eficiência

$OPEX^k$  = Custo operacional real da empresa  $k$  usado no cálculo de eficiência

A referência de eficiência ( $\theta_{ref}$ ) correspondeu à média de eficiência das distribuidoras com eficiência superior a 50%, cujo valor foi de 76%, conforme ilustrado na Figura 28.



**Figura 28: Eficiências estimadas pelo modelo brasileiro**

Fonte: NT 66/2015 ANEEL

Os escores de eficiência obtidos com a utilização da análise de sensibilidade estão apresentados no Anexo B. Com base nessas informações, o regulador procedeu a determinação do custo operacional eficiente de cada distribuidora considerando a seguinte equação.

$$CO_{ef} = \min(\max(CO_{at}; LI); LS) \quad (64)$$

Onde:

$CO_{ef}$  = Valor dos custos operacionais regulatórios eficientes

$CO_{at}$  = Valor dos custos atuais

$LI$  = Limite inferior dos custos operacionais regulatórios eficientes

$LS$  = Limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes

Adicionalmente, a ANEEL ainda estabeleceu uma trajetória de redução de custos operacionais (Fator X) de 5% ao ano, e o seguinte cronograma de atualização metodológica.



**Figura 29: Cronograma de recálculo e revisão metodológica brasileiro**

Fonte: NT 66/2015 ANEEL

O recálculo dos parâmetros do modelo utilizado ocorrerá 2 anos após a última revisão metodológica, mantendo-se todos os aspectos metodológicos como metodologia, variáveis e regras de aplicação. Após mais 2 anos ocorrerá nova revisão metodológica, ocasião em que todo o processo poderá ser rediscutido.

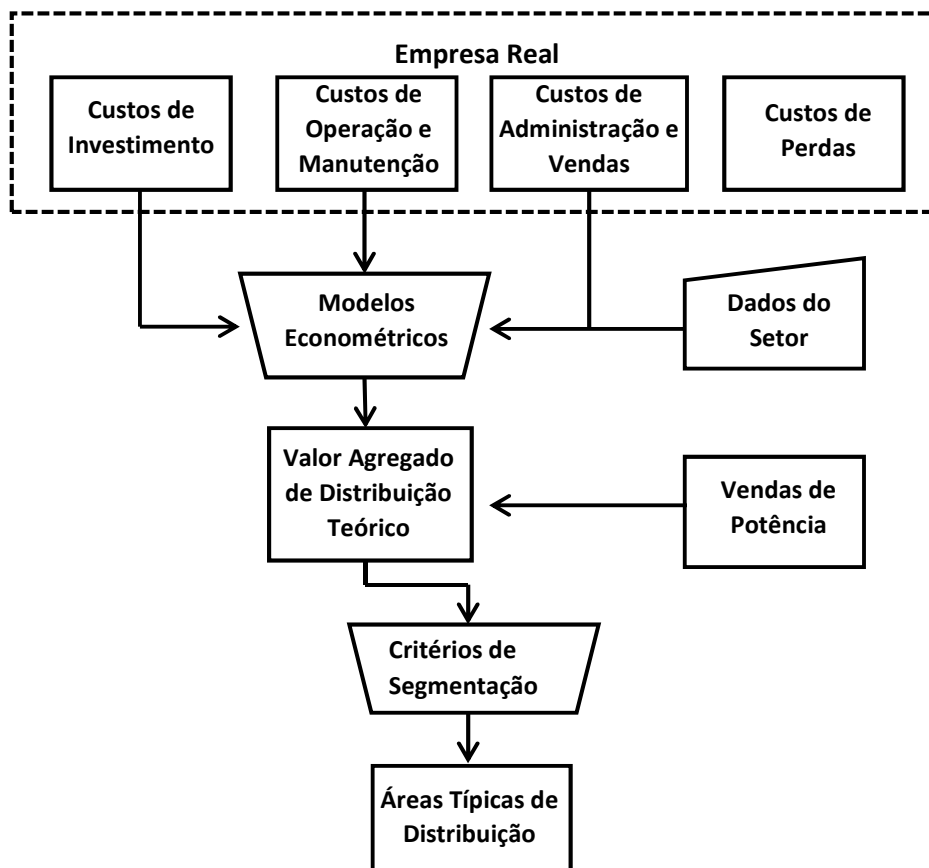
### **5.3 Chile – Comisión Nacional de Energía (CNE)**

A CNE é uma instituição pública descentralizada, vinculada ao Ministério de Energia, cujo objetivo legalmente definido é ser uma organização técnica, responsável pela análise de preços, tarifas e normas técnicas com as quais as companhias de produção, geração, transporte e distribuição de energia são obrigadas a cumprir, de modo a garantir um serviço suficiente, seguro e de qualidade, compatível com operações mais econômicas (Lei 20.402).

O Chile teve seu primeiro modelo regulatório implantado em 1982, o que o tornou pioneiro na liberalização do setor elétrico, reestruturando-o com introdução de reformas na concorrência pela privatização de empresas (OLADE, 2013).

O período regulatório chileno dura quatro anos, sendo o atual correspondente ao intervalo entre novembro de 2016 e novembro de 2020. Seu processo regulatório objetiva a definição de “áreas típicas”, as quais terão níveis tarifários que correspondem a diferentes realidades operacionais encontradas no país. Segundo o regulador, áreas típicas são aquelas “nas quais os valores agregados da atividade de distribuição para cada uma delas são parecidos entre si”.

A Figura 30 ilustra o processo regulatório do setor de distribuição de energia elétrica.



**Figura 30: Processo regulatório chileno**

Fonte: CNE (2015)

As etapas do processo apresentado na Figura 30, que serão detalhadas posteriormente, podem ser sintetizadas em quatro etapas distintas:

- 1) Determinação do custo real da empresa distribuidora, composto pelos custos de investimento, custos de operação e manutenção, despesas administrativas e de vendas, e custos de perdas de energia e potência.
- 2) Aplicação de modelos econométricos que permitam obter os custos teóricos a partir dos custos reais das empresas para se calcular os valores agregados teóricos do setor.
- 3) Determinação do valor agregado teórico de cada empresa, obtido com o quociente entre o somatório de todos os custos inerentes ao serviço de distribuição e a potência vendida.
- 4) Segmentação de empresas distribuidoras em áreas típicas, considerando o critério de similitude de valores agregados de distribuição.

O Valor Agregado de Distribuição (VAD) corresponde a um custo médio que incorpora custos de investimento e de operação de uma empresa modelo, ou teórica, operando eficientemente no

país. De acordo com a legislação local, o processo de cálculo do VAD envolve o desenho eficiente de investimentos e infraestrutura operacional, as características físicas da região em que a empresa opera, sua demanda, assim como outras restrições de caráter administrativo ou normativo que configurem a realidade operacional da empresa distribuidora. Também se considera a “última tecnologia”, ou seja, a tecnologia operacional mais moderna disponível atualmente. Assim, o cálculo do VAD de cada empresa se dá conforme a seguinte fórmula.

$$VAD^{Real} = \frac{CI + DaeV + C \&M + CPEeP}{kW_{AT} + kW_{BT}} \quad (65)$$

Onde:

$VAD^{Real}$  = Valor Agregado de Distribuição real de cada empresa

$CI$  = Custo de Investimento: corresponde a anuidade do Valor Atual de Reposição das instalações do sistema de distribuição

$DaeV$  = Despesas Administrativas e de Vendas anuais

$CO\&M$  = Custos Operacionais e de Manutenção anuais

$CPEeP$  = Custo de Perdas de Energia e Potência anuais

$kW_{AT}$  e  $kW_{BT}$  = Potência vendida em alta e baixa tensão

O cálculo da anuidade do valor de reposição das instalações é feito considerando vida útil de 30 anos para as instalações e taxa de desconto anual de 10%. Os dados utilizados na análise do valor atual de reposição das instalações são informados pelas empresas à Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC), enquanto os custos operacionais, parâmetros físicos próprios de cada empresa e os custos de perda de potência e energia durante o ano, utilizando informações de compra e venda de energia tanto em unidades físicas quanto econômicas, são fornecidos diretamente ao agente regulador.

Considerando o cálculo de anuidades, a equação (65) pode ser reescrita da seguinte maneira.

$$VAD^{Real} = \frac{[a * VNR^{Real} + C^{Real}] + CPE}{kW_{AT} + kW_{BT}} \quad (66)$$

Onde:

$a$  = Fator de Anuidade =  $a = \frac{r}{1 - (1+r)^{-30}}$ , sendo  $r$  = taxa de desconto de 10% a.a.

$VNR^{Real}$  = Valor de Reposição (*Valor Nuevo de Reemplazo*) do sistema de distribuição

$CExp^{Real}$  = Custo de exploração anual real do sistema de distribuição

$CPEeP$  = Custo de Perdas de Energia e Potência anuais

$kW_{AT}$  e  $kW_{BT}$  = Potência vendida em alta e baixa tensão

O custo das perdas é apurado considerando a valorização das perdas anuais de energia pelo preço médio de compra de energia no ano (\$/KWh). A quantidade física de perdas é determinada pela diferença entre a quantidade física de compras de energia anuais relativa à distribuição de energia e a quantidade física das vendas de energia, enquanto o preço médio é determinado pela razão entre o custo anual de compra de energia referente à distribuição e a quantidade física dessas compras.

A seguir, visando a determinação dos custos teóricos das empresas, a equação (66) é ajustada do ponto de vista de custos para todo o setor, de modo a possibilitar uma comparação válida e nos mesmos termos dos valores agregados de distribuição das empresas que compõem o setor. Para isso, inicialmente, o custo de distribuição é separado em dois componentes, alta e baixa tensão, o que corresponde às distribuições primária e secundária, conforme (67).

$$[a * VNR^{Real} + Cexp^{Real}] = [a * VNR_{Atribuído AT}^{Real} + CExp_{Atribuído AT}^{Real}] + [a * VNR_{Atribuído BT}^{Real} + CExp_{Atribuído BT}^{Real}] \quad (67)$$

Onde:

$a$  = Fator de Anuidade

$VNR^{Real}$  = Valor de Reposição (*Valor Nuevo de Reemplazo*) do sistema de distribuição

$CExp^{Real}$  = Custo de exploração anual real do sistema de distribuição

$VNR_{Atribuído AT}^{Real}$  = Valor de Reposição atribuído ao sistema de alta tensão (primário)

$CExp_{Atribuído AT}^{Real}$  = Custo de exploração real atribuído ao sistema de alta tensão (primário)

$VNR_{Atribuído BT}^{Real}$  = Valor de Reposição atribuído ao sistema de baixa tensão (secundário)

$CExp_{Atribuído BT}^{Real}$  = Custo de exploração real atribuído ao sistema de baixa tensão (secundário)

Deste modo, ficam definidos modelos econométricos para o setor, sendo que a determinação de valores teóricos para cada uma dessas expressões e para cada empresa irá estabelecer os valores agregados de distribuição teórico para cada empresa, e será calculado com a seguinte transformação na equação (66).

$$VAD^{Teórico} = \frac{[a * VNR + CExp]_{Atribuído AT}^{Teórico} + [a * VNR + CExp]_{Atribuído BT}^{Teórico} + CP}{kW_{AT} + kW_{BT}} \quad (68)$$

Onde:

$VAD^{Teórico}$  = Valor Agregado de Distribuição teórico de cada distribuidora

$a$  = Fator de Anuidade

$VNR$  = Valor de Reposição do sistema de distribuição

$C_{Exp}$  = Custo de exploração anual do sistema de distribuição

$C_{PEeP}$  = Custo de Perdas de Energia e Potência anuais

$kW_{AT}$  e  $kW_{BT}$  = Potência vendida em alta e baixa tensão

Uma vez determinados os VADs teóricos de todas as distribuidoras, o regulador promove a segmentação do setor com a formação das áreas típicas compostas por empresas com valores agregados semelhantes.

Para o atual período regulatório (2016-2020), os dados utilizados na classificação de áreas típicas foram:

- Valor atual de reposição (VNR) das instalações em 31 de dezembro de 2014;
- Custos de exploração do ano de 2014, expresso em valor monetário de 31 de dezembro de 2014;
- Extensão das redes de alta e baixa tensão em 31 de dezembro de 2014;
- Potência vendida em alta e baixa tensão coincidente com a distribuição máxima do ano de 2014;
- Custo das perdas de energia e potência do ano de 2014, cujo cálculo utiliza informações de compra e venda de energia e potência, tanto em unidades físicas quanto econômicas.

A função de custos de cada empresa foi construída agrupando o valor atual de reposição (VNR) e os custos de exploração (custos operacionais e despesas administrativas e de vendas) em duas contas correspondentes às distribuições primária e secundária. Isto é feito, segundo o regulador, rateando os valores globais da empresa de acordo com o peso que têm as contas de distribuição primária e a soma das contas de distribuição secundária e subestações de força. Desta forma, os custos de cada empresa foram calculados conforme as fórmulas (69) a (72).

$$VNR_{AtribuídoBT}^{Real} = VNR_{Total}^{Real} * \frac{[VNR_{BT}^{Real} + VNR_{SD}^{Real}]}{[VNR_{AT}^{Real} + VNR_{BT}^{Real} + VNR_{SD}^{Real}]} \quad (69)$$

Onde:

$VNR_{AtribuídoBT}^{Real}$  = Proporção do valor de reposição real total da empresa que se atribui ao sistema de distribuição secundária

$VNR_{Total}^{Real}$  = Valor total real de reposição da empresa

$VNR_{BT}^{Real}$  = Valor de reposição real exclusivamente associado às linhas de distribuição secundária

$VNR_{SD}^{Real}$  = Valor de reposição real exclusivamente associado às subestações de distribuição secundária



$VNR_{AT}^{Real}$  = Valor de reposição real exclusivamente associado às linhas de distribuição primária

$$VNR_{AtribuídoAT}^{Real} = VNR_{Total}^{Real} * \frac{[VNR_{AT}^{Real}]}{[VNR_{AT}^{Real} + VNR_{BT}^{Real} + VNR_{SD}^{Real}]} \quad (70)$$

Onde:

$VNR_{AtribuídoAT}^{Real}$  = Proporção do valor de reposição real da empresa que se atribui ao sistema de distribuição primária.

$$CExp_{AtribuídoBT}^{Real} = CExp_{Total}^{Real} * \frac{[CExp_{BT}^{Real} + CExp_{SD}^{Real}]}{[CExp_{AT}^{Real} + CExp_{BT}^{Real} + CExp_{SD}^{Real}]} \quad (71)$$

Onde:

$CExp_{AtribuídoBT}^{Real}$  = Proporção do custo de exploração real total da empresa que se atribui ao sistema de distribuição secundária

$CExp_{Total}^{Real}$  = Custo de exploração real total da empresa

$CExp_{BT}^{Real}$  = Custo de exploração real exclusivamente associado às linhas de distribuição secundárias

$CExp_{SD}^{Real}$  = Custo de exploração real exclusivamente associado às subestações de distribuição secundária

$CExp_{AT}^{Real}$  = Custo de exploração real exclusivamente associado às linhas de distribuição primárias

$$CExp_{AtribuídoAT}^{Real} = CExp_{Total}^{Real} * \frac{[CExp_{AT}^{Real}]}{[CExp_{AT}^{Real} + CExp_{BT}^{Real} + CExp_{SD}^{Real}]} \quad (72)$$

Onde:

$CExp_{AtribuídoAT}^{Real}$  = Proporção do custo de exploração real total da empresa atribuído ao sistema de distribuição primária

Para construção dos modelos econométricos (OLS) que representam a função de custos do setor foi utilizada uma regressão log-log considerando o custo médio por quilômetro de rede e a potência transportada, devido ao fato de que esta variável está relacionada tanto com os custos de investimento quanto com os custos de operação e manutenção por extensão e densificação de rede.

As equações (73) e (75) correspondem às regressões utilizadas respectivamente para a distribuição primária e secundária.

$$\text{Ln} \left( \frac{[a * VNR_{AtribuídoAT}^{Real} + CExp_{AtribuídoAT}^{Real}]}{km_{AT} * (kW_{AT} + kW_{BT})} \right) = A * \text{Ln}(km_{AT} * (kW_{AT} + kW_{BT})) + B \quad (73)$$

Onde:

$\ln(x)$  = Logaritmo natural de (x)

$A$  e  $B$  = Constantes resultantes da aplicação da regressão

$km_{AT}$  = Extensão da rede de alta tensão

$kW_{AT}$  e  $kW_{BT}$  = Potência vendida em alta e baixa tensão

Na equação (73), a regressão com os valores reais das variáveis de todas as empresas determina a melhor estimação das constantes  $A$  e  $B$ , pelo método dos mínimos quadrados (OLS). Uma vez conhecidas as constantes  $A$  e  $B$  é possível determinar o custo total teórico correspondente a alta tensão para cada empresa da seguinte maneira.

$$[a * VNR + CExp]_{AtribuídoAT}^{Teórico} = km_{AT} * (km_{AT} + km_{BT}) * e^{A * \ln(km_{AT} * (km_{AT} + km_{BT})) + B} \quad (74)$$

Onde:

$a$  = Fator de Anuidade

$VNR$  = Valor de Reposição do sistema de distribuição

$CExp$  = Custo de exploração anual do sistema de distribuição

$km_{AT}$  = Extensão da rede de alta tensão

$km_{BT}$  = Extensão da rede de baixa tensão

$A$  e  $B$  = Constantes resultantes da aplicação da regressão

$$\ln \left( \frac{[a * VNR_{AtribuídoBT}^{Real} + CEx_{AtribuídoBT}^{Real}]}{(km_{BT} + kW_{BT})} \right) = C * \ln(km_{BT} * kW_{BT}) + D \quad (75)$$

Onde:

$\ln(x)$  = Logaritmo natural de (x)

$a$  = Fator de Anuidade

$VNR_{AtribuídoBT}^{Real}$  = Valor de Reposição real atribuído ao sistema de baixa tensão (secundário)

$CExp_{AtribuídoBT}^{Real}$  = Custo de exploração real atribuído ao sistema de baixa tensão (secundário)

$km_{BT}$  = Extensão da rede de baixa tensão

$kW_{BT}$  = Potência vendida em baixa tensão

$C$  e  $D$  = Constantes resultantes da aplicação da regressão

Com as constantes  $C$  e  $D$  conhecidas, é possível determinar o custo total teórico correspondente à baixa tensão para cada empresa utilizando (76).

$$[a * VNR + CExp]_{AtribuídoBT}^{Teórico} = km_{BT} * kW_{BT} * e^{C * \ln(km_{BT} * kW_{BT}) + D} \quad (76)$$

Conforme o regulador, estas funções permitem uma representação econômica do mercado de distribuição de energia elétrica, o qual se deseja segmentar em áreas típicas, de modo a estabelecer vários mercados relevantes em termos de custos médios presentes na distribuição.

Assim, a segmentação do mercado se inicia com a ordenação crescente dos VADs teóricos para a formação de grupos homogêneos. A determinação definitiva de áreas típicas utiliza uma variável máxima de desvio de custos baseada em uma Taxa Interna de Retorno (TIR) teórica, considerando a taxa média definida como a média entre a menor e a maior VAD do segmento, que permite que todas e cada uma das empresas do segmento tenham uma TIR teórica entre 6% e 14%. A TIR de cada empresa é calculada considerando que o valor presente líquido de um fluxo de caixa de 30 anos seja zero, conforme (77), onde a TIR será igual a  $r$ , tal que:

$$VAN = -VNR^{Teórico} + \sum_{i=1}^{30} \left( \frac{TarProm * Potencia - [CExp^{Teórico} + CPEe]}{(1+r)^i} \right) \quad (77)$$

Onde:

$VAN$  = Valor Presente Líquido

$VNR^{Teórico}$  = Valor de reposição teórico das instalações da empresa em 31/12/2014

$TarProm$  = Tarifa média da área expressa em \$/kW, calculada conforme (78)

Potencia = Soma da potência vendida em BT e AT em 2014 em kW

$CExp^{Teórico}$  = Custo de exploração teórico da empresa em 2014

$CPEeP$  = Custo de Perdas de Energia e Potência em 2014

A tarifa média da área será definida pela média dos VADs teóricos das empresas nos extremos, calculada como segue.

$$TarProm_{Área \text{ "i" }} = \frac{VAD_{Min \text{ Área "i" }}^{Teórico} + VAD_{Max \text{ Área "i" }}^{Teórico}}{2} \quad (78)$$

Onde:

$TarProm_{Área \text{ "i" }}$  = Tarifa média aplicável na área “i-ésima”

$VAD_{Min \text{ Área "i" }}^{Teórico}$  = O menor VAD das empresas classificadas na área “i-ésima”

$VAD_{Max \text{ Área "i" }}^{Teórico}$  = O maior VAD das empresas classificadas na área “i-ésima”

Conforme o regulador, isto ocorre com a aplicação de processo de ordenamento recursivo até cobrir todas as distribuidoras, na seguinte sequência:

1. Atribui-se a área típica 1 à primeira distribuidora (aquela com o menor VAD teórico);

2. Agrega-se a empresa seguinte à mesma área típica da empresa anterior e se calcula o VAD teórico médio da área típica;
3. Recalculam-se as receitas de todas as empresas da área típica e as TIR das empresas da área típica;
4. Realizam-se as etapas descritas nos itens 2 e 3 até estabelecer o maior agrupamento de distribuidoras cujas TIR se encontrem entre 6% e 14%;
5. No caso de o resultado da empresa superar os limites estabelecidos da TIR, ela passará à área típica seguinte e se retoma o ciclo a partir de 2.

Deste modo, o processo regulatório se encerra com a determinação de uma tarifa específica para cada área típica, ou seja, trata-se de uma abordagem de *price cap* regulatório.

O Anexo C apresenta os resultados da estruturação das áreas típicas chilenas no último período regulatório, os quais demonstram uma grande variação nas tarifas médias a serem aplicadas em cada uma das seis áreas típicas. De acordo com o regulador, é concebível que economias de escala não sejam significativas para empresas de tamanhos diferentes, mas sim com densidade de carga semelhante. Esse efeito, chamado de economias de densidade, caracteriza a atividade de distribuição como um monopólio natural em uma área de determinadas características, mas permite a existência de uma variedade de empresas de distribuição de vários tamanhos que operem em diferentes áreas, com taxas iguais para todas as empresas de densidade semelhante.

Assim, segundo o regulador, um sistema tarifário que reconheça esse efeito, cobrindo os custos médios com um preço padrão por área tipo, e de acordo com os custos de um empreendimento teórico eficiente, permite que as empresas de distribuição possam competir com a empresa modelo.

As empresas que atuam em áreas urbanas têm um ambiente operacional com elevada densidade de carga, ao contrário do que acontece em áreas muito rurais, onde a densidade de carga é muito baixa. Neste sentido, quanto maior a densidade de carga, menor o custo médio de fornecimento.

Cabe ressaltar que a legislação chilena permite que as empresas distribuidoras contratem, em conjunto ou individualmente, estudos para cálculo dos valores agregados. Caso os resultados do estudo das empresas sejam diferentes dos da CNE, os resultados finais serão obtidos com a ponderação de 1/3 e 2/3 respectivamente, após o regulador proceder a análise dos custos e eventuais correções dos dados.

#### **5.4 Colômbia – Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

A Lei 143/1994 criou a CREG, agência reguladora de serviços públicos de energia elétrica e gás, e estabeleceu os princípios que regem a atividade de distribuição de energia elétrica no país: eficiência, qualidade, continuidade, adaptabilidade, neutralidade, solidariedade e equidade. Nela, o princípio de eficiência econômica pressupõe aumentos de produtividade que serão distribuídos entre a empresa e os usuários do serviço público, tal como ocorreria em um mercado competitivo.

No processo regulatório colombiano os custos de distribuição considerados para definição das tarifas levam em conta empresas de referência eficientes segundo áreas de distribuição comparáveis, custos de investimento nas redes de distribuição, incluindo o custo de oportunidade do capital, e os custos de administração, operação e manutenção. Além disso, os níveis de perda de energia e potência também são considerados no cálculo. Adicionalmente, considera-se uma taxa de retorno (RoR) sobre o capital investido para “garantir às empresas eficientes a recuperação do custo dos investimentos e dos gastos com administração, operação e manutenção, e permitir a remuneração do patrimônio dos acionistas considerando remuneração semelhante à de empresas eficientes em setores com riscos comparáveis” (Lei 142/1994).

O período regulatório colombiano dura cinco anos, sendo o atual correspondente ao período de 2015 a 2019, do qual participam os oito operadores do Sistema de Distribuição Local (SDL) que operam os níveis de tensão 1, 2 e 3, cujas características são:

- Nível 1 – Sistemas com tensão nominal menor do que 1kV;
- Nível 2 – Sistemas com tensão nominal maior ou igual a 1kV e menor que 30kV;
- Nível 3 – Sistemas com tensão nominal maior ou igual a 30kV e menor que 57,5kV.

A distribuição geográfica das distribuidoras de energia elétrica que operam no país está ilustrada na Figura 31.



**Figura 31: Áreas de atuação das distribuidoras colombianas**

Fonte: OLADE (2013)

As receitas mensais das distribuidoras são calculadas por nível de tensão, de acordo com (79), e, posteriormente somadas para cálculo da receita mensal total da distribuidora, conforme CREG (2016).

$$IA_{k,n,m,t} = \left[ IAA_{k,n,t} * fM + \frac{IAAOM_{k,n,t} + INC_{k,n,t} - IRM_{k,n,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \quad (79)$$

Onde:

$IA_{k,n,m,t}$  = Receita da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no mês  $m$  do ano  $t$ , em pesos

$IAA_{k,n,t}$  = Receita anual pelos ativos de uso do nível de tensão  $n$  da distribuidora  $k$  no ano  $t$ , calculada conforme (80)

$fM$  = Fator para cálculo de valores mensais, calculado conforme (81)

$IAAOM_{k,n,t}$  = Receita anual pelos gastos de administração, operação e manutenção do nível de tensão  $n$  da distribuidora  $k$  no ano  $t$ , calculado conforme (82)

$INC_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivos alcançados pela distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$ , calculado conforme (86)

$IRM_{k,n,t}$  = Receita da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$  recebida por outros conceitos, conforme (96)

$IPP_{m-1}$  = Índice de Preços do Produtor do mês  $m-1$

$IPP_0$  = Índice de Preços do Produtor na data de corte

As receitas anuais associadas à infraestrutura utilizada para prestação de serviço em cada um dos níveis de tensão são calculadas de acordo com a seguinte fórmula.

$$IAA_{k,n,t} = BRA_{k,n,t} * r + RC_{k,n,t} + BRT_{k,n,t} \quad (80)$$

Onde:

$IAA_{k,n,t}$  = Receita anual pelo investimento em ativos da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$BRA_{k,n,t}$  = Base regulatória de ativos da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$r$  = Taxa de retorno reconhecida para a atividade de distribuição de energia elétrica

$RC_{k,n,t}$  = Recuperação de capital reconhecida para os ativos remunerados da base regulatória da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$BRT_{k,n,t}$  = Base regulatória de terrenos da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

A taxa de retorno para a atividade de distribuição definida pela Resolução CREG 095/2015 foi calculada levando em consideração a diferença de prêmios entre o mercado de referência, Estados Unidos da América, e o mercado colombiano, que contempla riscos adicionais de demanda e de incremento de custos acima dos valores aprovados. Segundo o regulador, feitas simulações considerando um menu de diferentes possibilidades de contratos e dados de dezembro de 2015, foi definida a taxa de remuneração de capital de 10,9% a.a. para o atual período regulatório.

Para se calcular o fator utilizado para converter um valor anual em uma receita mensal com rentabilidade  $r$  é usada a seguinte fórmula.

$$fM = \frac{(1+r)^{1/12} - 1}{r} \quad (81)$$

Onde:

$fM$  = Fator para calcular valores mensais

$r$  = Taxa de retorno reconhecida para a atividade de distribuição de energia elétrica, para um esquema de receita máxima (*revenue cap*)

O valor da receita anual referente aos gastos com administração, operação e manutenção (AOM) das distribuidoras é calculado da seguinte maneira.

$$IAAOM_{k,n,t} = AOMbase_{k,n,t} + AOMNI_{k,n,t} \quad (82)$$

Onde:

$IAAOM_{k,n,t}$  = Receita anual pelo conceito de AOM da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$AOMbase_{k,n,t}$  = Valor do AOM base da distribuidora  $k$  a ser reconhecido para o ano  $t$  no nível de tensão  $n$

$AOMNI_{k,n,t}$  = Valor de AOM para novos investimentos, não de reposição, da distribuidora  $k$  para o ano  $t$  no nível de tensão  $n$

Para o cálculo do valor anual de AOM, o regulador partiu do valor inicial de AOM pago e demonstrado por cada operador de rede durante os anos de 2009 a 2014, e os comparou com o resultado da aplicação de modelos de eficiência para determinar o valor de AOM a ser reconhecido, conforme as seguintes equações.

$$AOMbase_k = \max(AOMINI_k, AOMOB_k) * \frac{IPPF_C}{IPF_{2014}} \quad (83)$$

Onde:

$AOMbase_k$  = Valor do AOM base para a distribuidora  $k$

$AOMINI_k$  = Valor do AOM inicial da distribuidora  $k$ , calculado conforme (84)

$AOMOB_k$  = Valor do AOM objetivo a reconhecer para a distribuidora  $k$ , conforme (85)

$IPPF_C$  = Índice de Preços ao Consumidor correspondente à data de corte

$IPF_{2014}$  = Índice de Preços ao Consumidor correspondente a dezembro de 2014

O valor de AOM inicial é calculado da seguinte maneira.

$$AOMINI_k = \left\{ \min \left( 4,4\% * CRI_{k,fc} , \frac{AOMD_{k,09-1} + AOMR_{k,09-1}}{2} \right) - AOMP_k \right\} \quad (84)$$

Onde:

$AOMINI_k$  = Valor de AOM inicial da distribuidora  $k$ , expresso em pesos na data de corte

$CRI_{k,fc}$  = Soma dos valores de reposição dos investimentos em cada nível de tensão da distribuidora  $k$

$AOMD_{k,09-1}$  = Valor de AOM demonstrado pela distribuidora  $k$  nos anos de 2009 a 2014

$AOMR_{k,09-1}$  = Valor de AOM remunerado à distribuidora  $k$  nos anos de 2009 a 2014

$AOMP_k$  = Valor do AOM destinado aos programas de redução ou manutenção de perdas da distribuidora  $k$ , equivalente à média dos valores reportados para os anos 2009 a 2013, expresso em pesos de dezembro de 2014

O valor de AOM objetivo é calculado conforme a seguinte equação.

$$AOMOB_k = fe_k * (AOMD_{k,09-1} - AOMP_{k,09-14}) \quad (85)$$

Onde:

$AOMOB_k$  = Valor do AOM objetivo a reconhecer para a distribuidora  $k$

$fe_k$  = Fator de eficiência da distribuidora  $k$  obtido a partir de modelos de eficiência

$AOMD_{k,09-14}$  = Valor de AOM demonstrado pela distribuidora  $k$  nos anos de 2009 a 2014



$AOMP_{k,09-14}$  = Valor do AOM destinado aos programas de redução ou manutenção de perdas da distribuidora  $k$  nos anos de 2009 a 2014

O processo de cálculo da receita anual por incentivos alcançados pela distribuidora, correspondente ao termo  $INC_{k,n,t}$  da equação (79), utiliza modelos de eficiência específicos para investimentos e gastos, conforme a formulação a seguir.

$$INC_{k,n,t} = INCI_{k,n,t} + INCG_{k,n,t} \quad (86)$$

Onde:

$INC_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivos alcançada pela distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$INCI_{k,n,t}$  = Receita anual associada à eficiência em investimentos da distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t$ , calculada conforme (87) ou (88)

$INCG_{k,n,t}$  = Receita anual associada à eficiência em AOM da distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t$ , calculada conforme (90)

O incentivo associado à eficiência na execução do plano de investimentos é calculado da seguinte maneira.

Se  $INVR_{k,n,t}$  for maior do que  $INVA_{k,n,t} * 1,03$  então:

$$INCI_{k,n,t} = (INVA_{k,n,t-1} * 1,03) * INCAI_{k,n,t-1} \quad (87)$$

Se  $INVR_{k,n,t}$  for menor ou igual a  $INVA_{k,n,t} * 1,03$  então:

$$INCI_{k,n,t} = INVR_{k,n,t-1} * INCAI_{k,n,t-1} \quad (88)$$

Onde:

$INCI_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivos associados com a eficiência em investimentos da distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$INVA_{k,n,t}$  = Investimentos aprovados no plano de investimentos da distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$INCAI_{k,n,t-1}$  = Incentivo por eficiência alcançado nos investimentos da distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t - 1$ , calculado conforme (89)

$INVR_{k,n,t}$  = Investimentos de referência da distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$INVR_{k,n,t-1}$  = Investimentos de referência da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t - 1$

O incentivo por eficiência em investimentos mencionado acima é calculado da seguinte maneira.

$$INCAI_{k,n,t} = - \left[ \frac{109,15 - 1,85 * NIE_{k,n,t-1} + 0,015 * NIOR_{k,n,t-1} - 0,0075 * NIOR_{k,n,t-1}^2 + IAI_{k,n,t-1}}{100} \right] \quad (89)$$

Onde:

$INCAI_{k,n,t}$  = Incentivo por eficiência alcançado nos investimentos da distribuidora  $k$ , no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$NIE_{k,n,t-1}$  = Investimentos executados pela distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t-1$

$NIOR_{k,n,t-1}$  = Investimentos declarados pela distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t-1$

$IAI_{k,n,t-1}$  = Incentivo de informação que é estabelecido conforme os níveis de investimentos declarados e executados, calculados de acordo com os seguintes parâmetros:

Se  $NIOR_{k,n,t-1}$  e  $NIE_{k,n,t-1} \leq 100$ , então  $IAI$  é igual a 0,85

Se  $NIOR_{k,n,t-1} > 100$  e  $NIE_{k,n,t-1} \leq 100$ , então  $IAI$  é igual a 0,425

Se  $NIE_{k,n,t-1} > 100$ , então  $IAI$  é igual a zero

O valor das variáveis  $NIOR$  e  $NIE$  variam entre 90 e 110, e para o primeiro ano do período regulatório este incentivo é igual a zero.

Já o incentivo associado à eficiência nos gastos administrativos, operacionais e de manutenção (AOM) são calculados de acordo com as seguintes formulações.

$$INCG_{k,n,t} = AOMR_{k,n,t-1} * INCAG_{k,n,t-1} \quad (90)$$

Onde:

$INCG_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivos pela eficiência nos gastos (AOM) da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$AOMR_{k,n,t-1}$  = Gastos de AOM de referência da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t-1$ , calculado conforme (91)

$INCAG_{k,n,t-1}$  = Incentivo alcançado por eficiência em gastos de AOM da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t-1$ , calculado conforme (92)

Os gastos de referência são calculados da seguinte maneira.

$$AOMR_{k,n,t} = IAAOM_{k,n,t} \quad (91)$$

Onde:

$AOMR_{k,n,t}$  = Gastos de AOM de referência da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$IAAOM_{k,n,t}$  = Receita anual pelo conceito de AOM da distribuidora  $j$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$ , calculado anteriormente em (82)

Por sua vez, o incentivo por eficiência em gastos é calculado conforme abaixo.

$$INCAG_{k,n,t} = - \left[ \frac{109,15 - 1,85 * NGE_{k,n,t-1} + 0,015 * NGOR_{k,n,t-1} * NGE_{k,n,t-1} - 0,0075 * NGOR_{k,n,t-1}^2 + IAI_{k,n,t-1}}{100} \right] \quad (92)$$

Onde:

$INCAG_{k,n,t}$  = Incentivo alcançado por eficiência em gastos de AOM da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t$

$NGE_{k,n,t-1}$  = Gastos executados pela distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t-1$

$NGOR_{k,n,t-1}$  = Gastos declarados pela distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  no ano  $t-1$

$IAI_{k,n,t-1}$  = Incentivo de informação estabelecido conforme os níveis de gastos declarados e executados, calculados de acordo com os seguintes parâmetros:

Se  $NGOR_{k,n,t-1}$  e  $NGE_{k,n,t-1} \leq 100$ , então  $IAI$  é igual a 0,85

Se  $NGOR_{k,n,t-1} > 100$  e  $NGE_{k,n,t-1} \leq 100$ , então  $IAI$  é igual a 0,425

Se  $NGE_{k,n,t-1} > 100$ , então  $IAI$  é igual a zero

O valor das variáveis  $NGOR$  e  $NGE$  variam entre 90 e 110, e para o primeiro ano do período regulatório este incentivo é igual a zero.

Existe ainda um incentivo relacionado ao desempenho na perspectiva de qualidade do serviço, que também é aplicado à receita de cada operadora. Este incentivo é calculado da seguinte maneira.

$$INCC_{k,n,t} = INCD_{k,n,t} + INCF_{k,n,t} \quad (93)$$

Onde:

$INCC_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivo associado à qualidade do serviço da operadora  $k$ , no nível de tensão  $n$ , no ano  $t$

$INCD_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivo associado à qualidade do serviço relativa aos indicadores de duração do nível de tensão  $n$ , da operadora  $k$ , no ano  $t$  (vide 94)

$INCF_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivo associado à qualidade do serviço relativa aos indicadores de frequência do nível de tensão  $n$ , da operadora  $k$ , no ano  $t$  (vide 95)

As receitas referentes aos indicadores de duração e frequência do nível de tensão na distribuição de energia são calculadas conforme (94) e (95).

$$INCD_{k,n,t} = IC_{SAIDI_{t-1,j}} * \frac{BRAE_{k,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{k,n,0}} \quad (94)$$

$$INCF_{k,n,t} = IC_{SAIFI_{t-1,k}} * \frac{BRAE_{k,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{k,n,0}} \quad (95)$$

Onde:

$INCD_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivo associado à qualidade do serviço relativa aos indicadores de duração do nível de tensão  $n$ , da operadora  $k$ , no ano  $t$

$INCF_{k,n,t}$  = Receita anual por incentivo associado à qualidade do serviço relativa aos indicadores de frequência do nível de tensão  $n$ , da operadora  $k$ , no ano  $t$

$IC_{SAIDI_{t-1,k}}$  = Incentivo de qualidade pelo indicador SAIDI alcançado pela operadora  $k$ , no ano  $t-1$ , aplicável durante o ano  $t$  do período tarifário

$IC_{SAIFI_{t-1,k}}$  = Incentivo de qualidade pelo indicador SAIFI alcançado pela operadora  $k$ , no ano  $t-1$ , aplicável durante o ano  $t$  do período tarifário

$BRAE_{k,n,0}$  = Base regulatória de ativos elétricos do nível de tensão  $n$  no início do período tarifário

As metas de qualidade média estabelecidas para o atual período regulatório correspondem a uma redução anual de 8% em relação aos valores médios de SAIDI e SAIFI de cada empresa distribuidora calculados a partir dos dados referentes aos anos 2011 a 2015.

Finalmente, para complementar o cálculo da receita permitida para cada uma das distribuidoras expresso em (79), o regulador calcula os ingressos anuais por outros conceitos, conforme segue.

$$IRM_{k,n,t} = IRespaldo_{k,nt} + IMunts_{k,n,t} - IReactiva_{k,n,t} \quad (96)$$

Onde:

$IRespaldo_{k,nt}$  = Receitas recebidas pela distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  pelo conceito de respaldo (*backup*) de rede durante o ano  $t$

$IMunts_{k,n,t}$  = Receitas recebidas pela distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  pelo conceito de migração de usuários a outros níveis de tensão durante o ano  $t$

$IReactiva_{k,n,t}$  = Receitas a descontar da distribuidora  $k$  no nível de tensão  $n$  pelo conceito de transporte de energia reativa em excesso durante o ano  $t$

No primeiro ano do período regulatório esta variável tem valor igual a zero.

Deste modo, diferentemente de países como Chile e Peru que adotam o modelo de empresa eficiente com características bastante similares, na Colômbia o agente regulador adota um modelo em que cada componente da receita das distribuidoras é objeto de detalhada análise, sendo que os custos de administração, operação e manutenção (AOM) e o nível de qualidade do serviço são estabelecidos tendo em conta a melhoria dos resultados anteriormente obtidos. Este processo é considerado pelo regulador “um *benchmarking* da empresa contra seus próprios resultados” (Resolución CREG 097 de 2008).

## 5.5 México – Comisión Reguladora de Energía (CRE)

A CRE foi criada em 1993 tendo como missão: regular de maneira transparente, imparcial e eficaz as atividades do setor energético que são de sua competência, a fim de gerar segurança para estimular investimentos produtivos; fomentar a concorrência saudável; incentivar cobertura adequada; atendimento confiável; qualidade e segurança de fornecimento; assim como prestação de serviços a preços competitivos, em benefício da sociedade.

A Reforma Energética Mexicana ocorrida em 2013 e 2014 foi motivada, principalmente, pelos altos custos da energia elétrica no país. De acordo com Ochoa (2015), a energia mexicana era 73,5% mais cara que a dos Estados Unidos da América em 2014. Em função disso, o marco jurídico estabeleceu as bases de um modelo competitivo, verde e eficiente, mantendo a propriedade do Estado, mas buscando reverter décadas de altos custos elétricos (GRUB, 2015).

Neste sentido, no decorrer de 2015, a CRE definiu um novo procedimento regulatório para o setor de distribuição de energia elétrica para o período tarifário que se iniciou em 1 de janeiro de 2016 e vai até 31 de dezembro de 2018. A estratégia de regulação adotada é de *revenue cap*, com estabelecimento de Receitas Permitidas (*Ingreso Requerido*) para cada uma das 16 unidades tomadoras de decisão (DMUs) que representam as divisões de distribuição de energia elétrica correspondentes às diferentes regiões geográficas atendidas pela *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), a empresa criada e pertencente ao governo mexicano para gerar, distribuir e comercializar energia elétrica (CRE, 2016).

Os custos são agrupados como custos de exploração ou de capital. No primeiro grupo se incluem os custos operacionais produto da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, enquanto no segundo os custos associados aos ativos utilizados para a prestação do serviço. Também são considerados custos operacionais aqueles presentes nos processos administrativos de apoio como de Direção, Estratégia e Controle; Auditoria Interna; Relações Públicas e Gestão Social; Regulação; Qualidade de Serviço; Gestão Ambiental; e Administração e Finanças. Tais custos são rateados às 16 divisões de distribuição de acordo com a quantidade de clientes existentes em cada uma delas.

O atual período regulatório levou em conta dados referentes ao ano de 2014 e os valores foram apresentados pela empresa de maneira conjunta para distribuição e fornecimento. Assim, o regulador considerou os seguintes critérios para separação dos custos: os custos operacionais foram alocados 72% à distribuição e 28% à comercialização; e o passivo trabalhista foi alocado 74% à distribuição e 26% à comercialização.

Para o cálculo do custo de capital de cada uma das divisões foram estimados a base de capital e a taxa de retorno. A base de capital regulatório foi definida pelo valor atual de substituição dos ativos utilizados na atividade de distribuição. O valor de reposição atualizado (VRN) representa o custo real de aquisição de novas instalações e equipamentos que permitam oferecer serviço idêntico ao proporcionado pelas instalações existentes empregando a tecnologia atual ao mínimo custo.

Uma vez obtido o valor de reposição dos ativos foi calculado o retorno sobre a base de capital utilizando um fator de recuperação de capital, o qual permitiu incorporar a depreciação dos ativos como um componente do custo de capital. O fator foi calculado com a seguinte fórmula.

$$FRC = \frac{r*(1+r)^n}{(1+r)^n-1} \quad (97)$$

Onde:

*FRC* = Fator de Recuperação de Capital

*r* = taxa de retorno do capital

*n* = vida útil dos ativos

A vida útil dos ativos elétricos foi considerada 30 anos. A taxa de retorno do capital foi calculada usando a metodologia CAPM/WACC, pois segundo o regulador este modelo permite determinar o custo de capital próprio e comparar o resultado com outras empresas operando em condições semelhantes de risco. Deste modo, o custo do capital próprio foi calculado pelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) e a taxa de retorno levou em consideração o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), o qual adiciona o custo marginal de endividamento. Assim, a taxa de retorno estimada foi de 10,07% ao ano, depois de impostos, e o fator de recuperação de capital de 10,67% ao ano.

O passo seguinte envolveu a multiplicação do fator de recuperação de capital pelo valor de reposição dos ativos (VPN) de cada divisão de distribuição de energia elétrica, obtendo com isso a receita requerida para cobrir os custos da empresa (Tabela 29) e de cada uma das divisões da empresa (Tabela 30).

**Tabela 29: Receita Requerida para a empresa em 2014**

Item	Valor (milhões de pesos)
Custo operacional	57.555
Custo de capital	32.544
<b>Custo total</b>	<b>90.099</b>

Fonte: CRE (2016)

**Tabela 30: Receita Requerida (IR) para cada divisão de distribuição**

<b>Divisão de Distribuição</b>	<b>IR em Baixa Tensão (milhões de pesos)</b>	<b>IR em Média Tensão (milhões de pesos)</b>	<b>IR Total (milhões de pesos)</b>
Baja California	2.335	2.591	4.926
Bajío	4.188	3.744	7.932
Centro Occidente	2.505	2.057	4.562
Centro Oriente	2.881	3.222	6.103
Centro Sur	2.391	3.377	5.767
Golfo Norte	3.723	2.950	6.673
Jalisco	3.171	3.177	6.348
Noroeste	3.153	3.019	6.171
Norte	4.691	3.057	7.748
Sureste	4.194	3.079	7.273
Peninsular	2.196	1.792	3.988
Oriente	3.189	3.818	7.007
Golfo Centro	1.756	1.771	3.527
Valle Mexico NTE	2.306	2.227	4.533
Valle Mexico Centro	1.926	1.315	3.240
Valle Mexico Sur	2.601	1.700	4.301
<b>Total</b>	<b>47.204</b>	<b>42.895</b>	<b>90.099</b>

Fonte: CRE (2016)

Adicionalmente, o regulador realizou procedimento para incorporar o custo de perdas que fosse suficiente para cobrir os custos de operação e manutenção aplicáveis ao serviço de distribuição. Neste sentido, foram estimados Fatores de Perda (FP) para média e baixa tensão por divisão de distribuição, e em seguida, os FP eram multiplicados pela energia medida em terminais (bornes) de usuários de média e baixa tensão para obter a energia injetada no sistema de distribuição eficiente, conforme (98).

$$E_i = E_m * FP \quad (98)$$

Onde:

$E_i$  = Energia injetada no sistema

$E_m$  = Energia medida

$FP$  = Fator de Perda

O próximo passo envolveu o cálculo das perdas de energia reconhecidas, de acordo com (99).

$$E_p = E_i - E_m \quad (99)$$

Onde:

$E_p$  = Energia perdida

$E_i$  = Energia injetada no sistema

$E_m$  = Energia medida

Para obter o valor das perdas reconhecidas, foi multiplicada a energia perdida pelo preço de mercado de energia no momento da consolidação. Finalmente, o valor das perdas foi adicionado à carga tarifária aplicável a cada grupo (média e baixa tensão) em cada divisão de distribuição.

Além disso, segundo o regulador, a partir de 2017, com o propósito de fomentar o desenvolvimento eficiente do setor serão consideradas perdas não-técnicas de até 5% da energia injetada no sistema. Nas divisões em que esta porcentagem for maior será definida uma trajetória de redução aplicável ao segundo e terceiro ano do período regulatório.

Complementarmente, buscando estabelecer um *revenue cap* eficiente, foram definidos níveis de eficiência para custos operacionais e perdas para os anos de 2017 e 2018. O regulador realizou *benchmarking* entre as 16 divisões da empresa visando identificar eficiências relativas e definir metas de eficiência para cada uma delas, tanto para custos operacionais, quanto para perdas técnicas e não-técnicas. Neste processo considerou-se que as divisões operavam sob a premissa de retornos constantes à escala (CRS), e foram utilizadas três metodologias de fronteira de eficiência: *Data Envelopment Analysis* (DEA), *Corrected Minimum Least Squares* (COLS) e *Stochastic Frontier Analysis* (SFA), considerando os mesmos insumos e produtos apresentados na Tabela 31.

**Tabela 31: Variáveis utilizadas no modelo mexicano**

Insumos	Produtos
OPEX	Número de consumidores
Perdas de energia	Energia vendida

Fonte: CRE (2016)

A agência reguladora adotou o seguinte procedimento. Primeiramente, realizou análise para determinar o grau de perda de eficiência nas diferentes divisões utilizando a metodologia DEA. Dando continuidade, o regulador menciona que:



*Una vez determinado el grado de incidencia de las pérdidas en la eficiencia de las divisiones de distribución, se procedió a estimar un modelo paramétrico para identificar la forma funcional correcta de la frontera de eficiencia (CRE, 2016, p.13).*

Esta segunda análise foi realizada com utilização da metodologia COLS. Finalmente, o regulador calculou a eficiência das divisões com a metodologia SFA, cujos resultados estão no Anexo D. A eficiência média estimada com DEA foi de 59%, enquanto a estimada com SFA foi de 67%. Segundo o regulador, a diferença entre os escores das duas metodologias pode ser explicado pelo fato de que em SFA se considera que parte da diferença entre as observações é aleatória e, conseqüentemente, a ineficiência das unidades é menor.

O escore final de cada divisão foi definido a partir do escore obtido com SFA, o qual foi normalizado considerando critérios definidos pelo regulador.

*Para ajustar los porcentajes de eficiencia se consideró como punto de partida los resultados obtenidos con SFA y se normalizaron los puntajes de eficiencia considerando que las divisiones de Distribución con puntajes mayores a .8 son eficientes, es decir toman el valor de 1. (CRE, 2016, p.14)*

Embora a descrição da metodologia faça menção a esta normalização, a mesma não foi observada pelo regulador, visto os resultados das eficiências ajustadas, apresentadas no Anexo E, quando comparados com os escores de SFA apresentados no Anexo D.

Adicionalmente, foi mencionado pelo regulador que a análise não incorporou variáveis que afetam os custos, mas que não são gerenciáveis, como rigidez salarial e trabalhista, tempos de deslocamento, poluição e vegetação.

Uma vez definidos os escores de eficiência ajustados foram estabelecidos os seguintes prazos para redução das ineficiências: as divisões de distribuição com ineficiência de até 10% deverão alcançar a fronteira de eficiência em três anos; as divisões com ineficiências maiores que 10% e até 21% deverão alcançar a fronteira em cinco anos; aquelas com ineficiências entre 22% e 31% deverão alcançar a fronteira em sete anos; enquanto as com ineficiências maiores que 31% terão nove anos para chegar à fronteira eficiente. Tais metas de redução de ineficiências para cada uma das divisões da distribuidora também constam do Anexo E.

Além das metas de redução de custos, também chamadas de Fator de Eficiência de Custos, a atualização de tarifas vai incorporar, a partir de 2017, um Fator de Economia de Escala que, segundo o regulador, representa a transferência de ganhos de economia de escala aos usuários finais por meio da tarifa. Este fator foi definido como uma redução anual de 1% nas tarifas.

Deste modo, as tarifas serão ajustadas anualmente a partir de 2017 conforme a seguinte fórmula de indexação.

$$TD_t^i = TD_{t-1}^i * (1 + Inflação - FE - FEE) \quad (100)$$

Onde:

$TD_t^i$  = Tarifa de distribuição do usuário da categoria  $i$  no período  $t$

$TD_{t-1}^i$  = Tarifa de distribuição do usuário da categoria  $i$  no período  $t-1$

Inflação = Variação do Índice Nacional de Preços ao Produtor entre  $t$  e  $t-1$

$FEC$  = Fator de Eficiência em Custos, correspondente a meta de redução anual

$FEE$  = Fator de Eficiência de Escala

A incorporação de critérios de eficiência nas perdas reconhecidas para cada divisão foi calculada considerando as seguintes informações, separadas por nível de tensão (média e baixa) e dados do ano de 2014.

- Energia recebida, em kWh;
- Perdas técnicas, em kWh;
- Perdas técnicas, como porcentagem da energia recebida;
- Perdas não-técnicas, em kWh;
- Perdas não-técnicas, como porcentagem da energia recebida;
- Perdas totais, em kWh;
- Perdas totais, como porcentagem da energia recebida.

As metas de eficiência nas perdas técnicas começaram a ser aplicadas em 2016, enquanto as metas referentes as perdas não-técnicas passarão a vigorar em 2017, como redução anual nas tarifas.

## **5.6 Panamá – Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)**

A ASEP é a autoridade regulatória panamenha responsável pela regulação econômica dos serviços públicos de eletricidade, água, esgoto, rádio, televisão e telecomunicações. O órgão foi criado em janeiro de 1996, tendo como missão regular, fiscalizar e assegurar excelência na prestação de serviços públicos, garantindo tanto às empresas reguladas quanto aos usuários, o cumprimento da normativa legal vigente, respeitando seus direitos. Como visão de futuro, a

agência reguladora pretende ser uma Autoridade inovadora em matéria de regulação e fiscalização da prestação de serviços públicos, promovendo a eficiência e o cumprimento dos níveis de qualidade dos mesmos, nos aspectos técnicos, legais e ambientais (ASEP, 2016).

No setor de distribuição de energia elétrica, a ASEP é responsável pela regulação das três empresas que atuam na prestação deste serviço público no país. A estratégia de regulação adotada é a de estabelecimento de limite da receita das distribuidoras, *revenue cap*, considerando os seguintes aspectos: áreas representativas, empresas comparáveis, equações de eficiência, taxa de rentabilidade e base de capital.

Áreas representativas ou sistemas elétricos representativos correspondem a sistemas que têm características que podem ser consideradas homogêneas. As variáveis consideradas relevantes para caracterização de áreas representativas, segundo o regulador, são densidade de clientes, intensidade de consumo elétrico e tecnologia usada nas redes, entre outras. Conforme a legislação panamenha, o ente regulador poderá estabelecer um máximo de seis áreas de distribuição representativas dos mercados atendidos em cada zona de concessão, e calcular o valor agregado de distribuição para cada área representativa. Entretanto, o regulador adota uma única área representativa para cada empresa, coincidente com sua área de serviço.

A definição de empresas comparáveis a serem utilizadas no processo regulatório diz respeito ao pressuposto de eficiência estabelecido na legislação que determina que o regulador deverá levar em conta o desempenho de empresas similares nacionais ou estrangeiras. Assim, como apenas três empresas atuam no setor, foi decidido utilizar informações da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) norte-americana, que contempla dados de 361 empresas distribuidoras no seu *benchmarking* regulatório. Dentre este universo de empresas, foram consideradas para a definição do *revenue cap* do período regulatório de julho de 2014 a junho de 2018, 116 empresas que apresentavam todos os dados gerais, técnicos, econômicos e financeiros necessários para comparação com as empresas panamenhas, e que não foram consideradas *outliers*.

A seleção das 116 empresas norte-americanas que participariam do *benchmarking* panamenho levou em consideração os seguintes critérios:

1. Eliminação daquelas empresas que não prestavam serviço de distribuição de energia;
2. Eliminação das empresas que apresentavam informação igual a zero em qualquer variável a ser utilizada;

3. Eliminação das empresas consideradas *outliers*, aquelas que apresentavam resultados que excediam os indicadores calculados em mais ou menos cinco desvios-padrão.

Os indicadores de densidade empregados na definição de *outliers* foram os seguintes:

- a. Ativos / (Demanda Pico (MW) \*1.000)
- b. (Demanda Pico \*1.000) / Número de clientes
- c. Custo de Operação e Manutenção da distribuição / Número de clientes
- d. Ativos de Comercialização / Número de clientes
- e. Perdas de energia (MWh) / Venda a usuários próprios (MWh)

Uma vez definida a amostra a ser utilizada, o processo de *benchmarking* e estabelecimento de escores de eficiência ocorreu em duas etapas distintas, utilizando duas metodologias de análise, uma não paramétrica, *Data Envelopment Analysis* (DEA), e uma paramétrica, *Ordinary Least Squares* (OLS). Inicialmente, foi promovida a estimação de eficiência das empresas componentes da amostra (116 empresas norte-americanas e 3 empresas panamenhas) com DEA, de modo a identificar as empresas comparáveis que seriam utilizadas na segunda etapa, que diz respeito à aplicação do método econométrico para determinação dos parâmetros das equações de custos eficientes.

A base de dados utilizada na primeira etapa foi dos anos de 2011 e 2012, com dados ajustados pelo regulador para padronização das informações e convertidos de dólares para balboas, a moeda panamenha, considerando a taxa média de câmbio do mês de maio de 2014. A Tabela 32 apresenta as variáveis utilizadas no cálculo dos escores de eficiência com DEA tendo em conta retornos variáveis de escala (VRS), orientação a minimização de insumos e valores médios dos anos de 2011 e 2012.

**Tabela 32: Variáveis utilizadas no modelo DEA panamenho**

Insumos	Produtos
Custo dos Ativos de Distribuição (AD)	Número de clientes (CL)
Custo dos Ativos de Comercialização (AC)	Energia injetada em MWh (EI)
Custo Operação e Manutenção da Distribuição (OM)	
Custo Operação e Manutenção da Comercialização (COM)	
Custo Operação e Manutenção da Administração (ADM)	
Perdas de Energia em MWh (EP)	

Fonte: ASEP (2014)

Uma vez aplicada a metodologia de análise de fronteira de eficiência foram descartadas do processo de *benchmarking* as empresas norte-americanas que apresentaram escores de eficiência menores do que 80%. A justificativa para isso é que não seria razoável utilizar empresas comparáveis menos eficientes do que as atuais empresas panamenhas. Deste modo, participaram da segunda etapa do *benchmarking* regulatório 90 empresas norte-americanas e as 3 empresas panamenhas.

A segunda etapa contemplou análise de regressão e estimação de equações de eficiência. Nesta etapa de utilização de métodos econométricos (OLS) foram utilizados dados em painel dos anos 2011 e 2012. Segundo o regulador, a dimensão temporal enriquece a estrutura dos dados e é capaz de aportar informação que não apareceria em um único corte. Foram especificadas cinco equações explicativas dos diferentes custos.

$$\text{Ln}(AD_k) = \alpha + \beta * \text{Ln}(C_k) + \mu \quad (101)$$

$$\text{Ln}(AC_k) = \alpha + \beta * \text{Ln}(C_k) + \mu \quad (102)$$

$$\text{Ln}(OM_k) = \alpha + \gamma * \text{Ln}(DM_k) + \delta * \text{Ln}\left(\frac{DM_k}{C_k}\right) + \mu \quad (103)$$

$$\text{Ln}(COM_k) = \alpha + \beta * \text{Ln}(C_k) + \mu \quad (104)$$

$$\text{Ln}(ADM_k) = \alpha + \beta * \text{Ln}(C_k) + \mu \quad (105)$$

Onde:

$AD_k$  = Ativos de Distribuição da empresa  $k$

$AC_k$  = Ativos de Comercialização da empresa  $k$

$OM_k$  = Custos de Operação e Manutenção da Distribuição da empresa  $k$

$COM_k$  = Custos de Operação e Manutenção da Comercialização da empresa  $k$

$ADM_k$  = Custos de Operação e Manutenção da Administração da empresa  $k$

$DM_k$  = Demanda máxima da empresa  $k$

$C_k$  = Número de clientes da empresa  $k$

$\alpha$  é a constante;  $\beta$ ,  $\gamma$  e  $\delta$  representam os coeficientes da regressão linear, estimados mediante Mínimos Quadrados Ordinários; e  $\mu$  representa o resíduo.

Conforme o regulador, os modelos apresentaram bons resultados estatísticos, com todas as variáveis explicativas, individualmente e em conjunto, estatisticamente significativas e diferentes de zero ao nível de 5% e com coeficientes de determinação R2 entre 0,72 e 0,96.

Uma vez determinadas as equações de eficiência, (106) a (110), estas foram aplicadas às variáveis explicativas correspondentes, obtendo-se com isso os investimentos e custos regulatórios máximos para cada uma das empresas panamenhas, o que permitiu estabelecer a receita máxima permitida (IMP).

$$AD = 4075,09 * C^{0,999285} \quad (106)$$

$$AC = 357,92 * C^{0,955955} \quad (107)$$

$$ADM = 389,27 * C^{0,877184} \quad (108)$$

$$OM = 206,16 * DM^{0,955985} * DM/C^{0,917400} \quad (109)$$

$$COM = 43,54 * C^{1,062851} \quad (110)$$

Onde:

$C$  = Número de clientes da empresa

$DM$  = Demanda máxima da empresa

A demanda máxima de energia das empresas foi projetada pelo regulador considerando: projeção de vendas a partir de modelos econométricos; projeção do número de clientes utilizando modelos econométricos; energia injetada na rede projetada a partir das projeções de vendas e das perdas reconhecidas obtidas com a aplicação das equações de eficiência, e o fator de carga anual informado no Plano Indicativo de Demandas 2014.

Já as perdas eficientes foram estimadas considerando as empresas da amostra, desconsiderando-se dados de empresas com perdas de energia menores que 6,5% em relação às vendas de energia e de uma empresa que apresentava perdas de 16,15%. A equação para cálculo de perdas eficientes foi a seguinte.

$$\ln(EP_k) = \alpha + \beta * \ln(MWhD_k) + \mu \quad (111)$$

Onde:

$EP_k$  = Perdas de energia da empresa  $k$ , em MWh

$MWhD_k$  = Energia injetada na rede da empresa  $k$ , em MWh

$\alpha$  é a constante e  $\beta$  representa o coeficiente da regressão linear, estimados mediante Mínimos Quadrados Ordinários (OLS); e  $\mu$  representa o resíduo.

A aplicação da equação (111) permitiu identificar as perdas de energia das empresas, enquanto a equação (112) possibilitou obter os coeficientes de perda.

$$PD_k^{\%} = \frac{EP_k}{MWhD_k} \quad (112)$$

Onde:

$PD_k^{\%}$  = Coeficiente de perdas de energia da empresa  $k$  expressa em porcentagem

$EP_k$  = Perdas de energia da empresa  $k$ , em MWh

$MWhD_k$  = Energia injetada na rede da empresa  $k$ , em MWh

Com isso, a porcentagem de perdas eficientes para cada empresa panamenha estipulada pelo processo regulatório foram as seguintes.

**Tabela 33: Perdas eficientes na regulação panamenha**

Empresa	Jul 14/Jun 15	Jul 15/Jun 16	Jul 16/Jun 17	Jul 17/Jun 18
EDEMET	7,81%	7,80%	7,80%	7,79%
EDECHI	8,19%	8,18%	8,18%	8,17%
ENSA	7,84%	7,83%	7,82%	7,81%

Fonte: ASEP (2014)

A taxa de retorno estimada pela metodologia WACC para cálculo da Receita Máxima Permitida (IMP) foi de 9,66% ao ano antes dos impostos, enquanto a base de capital de cada distribuidora, valores de junho de 2014, foi estimada a partir dos valores contábeis e por meio da análise de eficiência descrita previamente. A partir da base de capital e dos níveis de investimento obtidos a partir das equações de eficiência, foram estabelecidos os novos valores das bases de distribuição e comercialização. Com base nestes dados, a etapa final do processo regulatório compreendeu o cálculo da Receita Máxima para a Atividade de Distribuição conforme a seguinte fórmula.

$$IMPD = IPSD + IPPD \quad (113)$$

Onde:

$IMPD$  = Receita máxima para a atividade de distribuição

$IPSD$  = Valor presente das receitas permitidas pelos custos do sistema de distribuição no período tarifário, utilizando como taxa de desconto a taxa de retorno regulada

$IPPD$  = Valor presente das receitas permitidas pelo custo das perdas do sistema de distribuição no período tarifário, utilizando como taxa de desconto a taxa de retorno regulada

A receita anual permitida para recuperar os custos do sistema de distribuição (IPSD) foi calculada conforme (114).

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + BCD_t * DEP\% + BCDN_t * (RR), t = 1, 2, 3, 4 \quad (114)$$

Onde:

$IPSD_t$  = Receita anual permitida para recuperação dos custos de distribuição

$ADM_t$  = Valor eficiente dos custos totais de administração para o ano  $t$

$OM_t$  = Valor eficiente dos custos totais de operação e manutenção para o ano  $t$

$BCD_t$  = Valor bruto da Base de Capital de Distribuição no ano  $t$

$DEP\%$  = Taxa linear de depreciação dos ativos eficientes do sistema de distribuição

$BCDN_t$  = Valor líquido da Base de Capital de Distribuição no ano  $t$

$RR$  = Taxa de retorno regulada da empresa de distribuição

A taxa de depreciação foi calculada com base na média ponderada de depreciação dos ativos a partir da vida útil dos mesmos.

Finalmente, o valor presente das receitas anuais permitidas para reposição dos custos das perdas (IPPD) foi baseado nas perdas anuais ( $PD_t$ ) calculadas conforme (115).

$$PD_t = PD\% * MWhD_t * CMM_t \quad (115)$$

Onde:

$PD_t$  = Perdas anuais

$PD\%$  = Porcentagem eficiente de perdas estimadas para o ano  $t$ , calculada conforme (112)

$MWhD_t$  = Quantidade total de energia projetada para o ano  $t$

$CMM_t$  = Custo monômico da energia no mercado atacadista projetado para o ano  $t$

O custo monômico considerado acima incluiu potência e energia no sistema de geração, o sistema de transporte e as perdas no sistema de transporte.

## 5.7 Peru – Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin)

O Osinerghmin, subordinado ao Ministério de Energia e Minas, tem como principais objetivos velar pelo cumprimento da *Ley de Concesiones Eléctricas* (LCE), promulgada em novembro de 1992, bem como fixar tarifas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A regulação da distribuição de energia elétrica no Peru se baseia no custo médio eficiente de uma empresa modelo ideal, determinado mediante o cálculo do Valor Agregado de Distribuição (VAD) por nível de tensão a cada quatro anos. O período regulatório atual é de 2013 a 2017, e



dele participaram as vinte distribuidoras que atuam no país, segundo a *Resolución Directoral 154/2012 de la Dirección General de Electricidad (DGE)*.

O VAD compreende custos de investimento, operação e manutenção, assim como custos comerciais, administrativos e de gestão, além da demanda elétrica e das receitas obtidas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. Também são levadas em consideração pelo regulador as “perdas padrão”, compostas por perdas técnicas do sistema de distribuição eficiente e uma porcentagem de perdas não técnicas.

A unidade de eficiência na determinação do VAD é o setor típico, uma classificação utilizada para reunir distribuidoras que operam em situações semelhantes. Na determinação dos diferentes Setores de Distribuição Típicos (SDTs) o regulador avalia a concentração de clientes, elaborando mapas de densidade de carga considerando informações de demanda histórica e projeções dos usuários de determinada área, ou de consumo em áreas com características socioeconômicas semelhantes. Deste modo, os SDTs caracterizam os sistemas de distribuição elétrica em função do mercado (magnitude da demanda) e da infraestrutura elétrica.

As instalações que compreendem o sistema de distribuição de energia elétrica no país estão organizadas da seguinte maneira:

- Média Tensão (MT), compreende as redes aéreas e subterrâneas de média tensão, assim como, os equipamentos de proteção correspondentes;
- Subestação de Distribuição (SED), compreende as subestações de distribuição MT/BT, as subestações elevadoras/redutoras e as subestações;
- Baixa Tensão (BT), compreende as redes aéreas e subterrâneas de baixa tensão do serviço particular e as instalações de iluminação pública.

A classificação em setores típicos se dá com a definição do Custo Anual Referencial (CAR) das empresas distribuidoras conforme (116).

$$CAR = S_1 + S_2 + S_3 \quad (116)$$

Onde:

$CAR$  = Custo Anual Referencial

$S_1$  = Custo médio referencial da rede de média tensão, calculado conforme (117)

$S_2$  = Custo médio anual referencial da rede de baixa tensão e das subestações de distribuição (SEDs), calculado conforme (118)

$S_3$  = Encargos fixos recebidos da clientela em baixa tensão, conforme (119)

$$S_1 = \frac{(VNR_{MT} * k_i^n + O\&M_{MT})}{MWh(MT + BT)} \quad (117)$$

Onde:

$S_1$  = Custo médio referencial da rede de média tensão

$VNR_{MT}$  = Valor atual de reposição (*Valor Nuevo de Reemplazo*) do sistema de média tensão

$k_i^n$  = Constante igual a 0,124

$O\&M_{MT}$  = Custo de operação e manutenção do sistema de média tensão

$MWh(MT + BT)$  = Vendas anuais de energia em média e baixa tensão

$$S_2 = \frac{[(VNR_{SED} + VNR_{BT}) * k_i^n + O\&M_{BT}]}{MWh(BT)} \quad (118)$$

Onde:

$S_2$  = Custo médio anual referencial da rede de baixa tensão e das subestações de distribuição

$VNR_{SED}$  = Valor atual de reposição das subestações de distribuição

$VNR_{BT}$  = Valor atual de reposição da rede de baixa tensão

$k_i^n$  = Constante igual a 0,124

$O\&M_{BT}$  = Custo de operação e manutenção do sistema de baixa tensão

$MWh(BT)$  = Vendas anuais de energia em baixa tensão

$$S_3 = \frac{ICF_{BT}}{MWh(BT)} \quad (119)$$

Onde:

$S_3$  = Encargos fixos recebidos da clientela em baixa tensão

$ICF_{BT}$  = Ingresso anual de encargos fixos (taxa fixa unitária \* número de clientes)

$MWh(BT)$  = Vendas anuais de energia em baixa tensão

Os custos associados ao usuário são denominados taxas ou encargos fixos, os quais devem cobrir os custos eficientes para desenvolvimento das atividades comerciais de leitura de medidores, processamento da leitura, emissão e cobrança da fatura.

O Setor Típico 1 contempla as duas empresas que operam na cidade de Lima (Lima Norte e Lima Sul), uma região urbana de alta densidade, enquanto os demais setores típicos estabelecidos para o período regulatório de novembro de 2013 a outubro de 2017 são os seguintes:

- Setor Típico 2: urbano de média densidade, característico de capitais departamentais e provinciais;

- Setor Típico 3: urbano de baixa densidade, característico das cidades do interior do país;
- Setor Típico 4: urbano rural, característico de distritos e de cidades menores do interior;
- Setor Típico 5: rural de média densidade;
- Setor Típico 6: rural de baixa densidade.

Existe ainda o setor típico especial que corresponde à concessão dos vales de Ica e Villacuri, caracterizados por consumo agroindustrial, principalmente em média tensão, que têm uma precificação diferenciada dos demais. A Tabela 34 apresenta os valores de Custo Anual Referencial utilizados para classificação dos diferentes setores típicos do atual período regulatório.

**Tabela 34: Valores para determinação dos Setores de Distribuição Típicos peruanos**

Faixas de Custo Anual Referencial (CAR) Sol/MWh/ano	Setor de Distribuição Típico (SDT)
$CAR \leq 168$	2
$168 < CAR \leq 280$	3
$280 < CAR \leq 448$	4
$448 < CAR \leq 700$	5
$CAR > 700$	6

Fonte: Resolución Directoral 154/2012 – Osinerghmin

Conforme o regulador, o VAD nos setores urbano rurais e rurais são muito maiores que nos correspondentes aos setores urbanos de alta, média e baixa densidade devido à menor densidade de carga naqueles setores.

Para otimização da empresa modelo representativa dos setores típicos, selecionadas previamente pelo regulador, considera-se uma empresa maior que, geralmente, é responsável por várias concessões em diferentes setores típicos, o que é permitido no país, imputando parte dos custos de gestão e administração desta empresa aos custos da empresa modelo.

O regulador reconhece que tal procedimento tenta aproveitar economias de escala nos custos administrativos de uma grande empresa, mesmo sabendo que estas não correspondem necessariamente ao nível operacional em pequenas áreas urbanas e rurais.

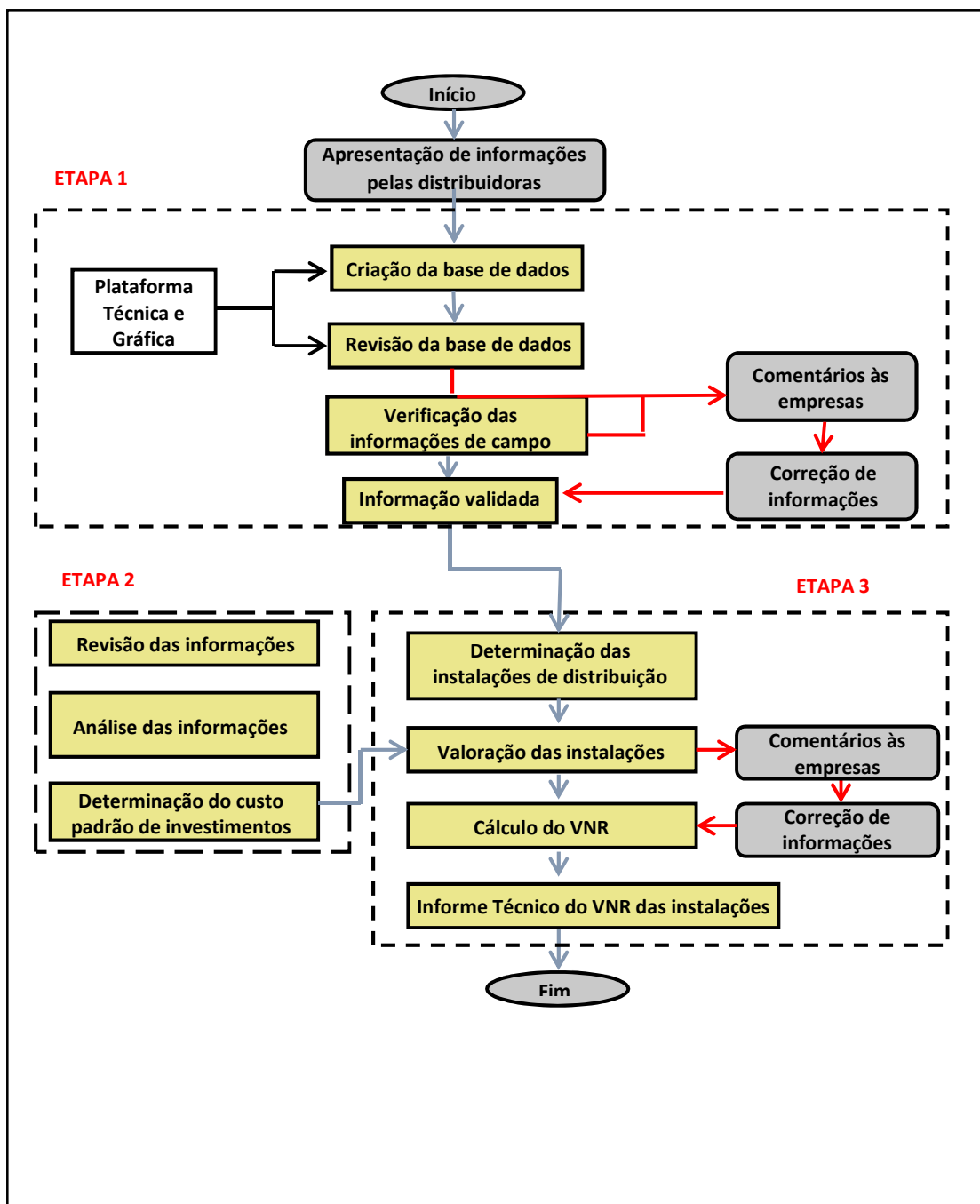
Uma vez calculado o custo da empresa modelo é feita a determinação do VAD unitário correspondente, que será o VAD definido pelo regulador para cada setor típico. Já o VAD aplicável às distribuidoras é determinado ponderando a participação de cada uma das vinte

empresas que atuam na distribuição de energia elétrica no país por cada setor típico em que atua. O fator de ponderação empregado no cálculo foram as vendas de energia nos sistemas elétricos de média e baixa tensão no decorrer do período imediatamente anterior.

Entretanto, antes da definição das tarifas definitivas é calculada a rentabilidade das empresas para agrupá-las tendo em conta a Taxa Interna de Retorno (TIR) que o grupo teria obtido se no período anual imediatamente anterior tivessem sido aplicadas as novas tarifas, considerando os custos incorridos. Caso as TIRs fiquem entre 8% e 16%, as tarifas definidas serão mantidas. Para as empresas com rentabilidade superior a 16%, o VAD será ajustado para que a taxa resultante seja igual a 16%, enquanto para aquelas com rentabilidade inferior a 8%, o VAD será ajustado para que a rentabilidade seja igual a 8%.

Neste caso, as empresas beneficiadas com incremento de tarifa deverão apresentar ao regulador um plano de investimentos para melhoria das instalações com valor equivalente ao aumento de tarifa, sendo que no final do período regulatório a empresa deverá comprovar a efetivação dos investimentos planejados.

O cálculo da TIR leva em consideração o valor atual de reposição das instalações existentes (VNR) (vide Figura 32), o custo eficiente de operação e manutenção baseado na empresa modelo de referência, e as receitas de venda de energia do ano anterior à fixação tarifária.



**Figura 32: Processo de cálculo do Valor Atual de Reposição na regulação peruana**

Fonte: Norma OSINERG n° 329-2004-OS/CD

Percebe-se na Figura 32 que o processo de cálculo se inicia com a validação das informações disponibilizadas pelas distribuidoras, que compreende tanto análises internas na agência reguladora, quanto no campo. Uma vez realizada a validação, dá-se o processo de cálculo dos custos padrão de investimento, para que seja, em seguida, calculado o valor atual de reposição (VNR) das instalações de cada empresa. O cálculo do VNR é realizado a partir das medidas

(quantidades) aprovadas na última fixação ocorrida quatro anos atrás, período regulatório anterior, considerando as fórmulas (120) e (121).

$$M_t = MB_{t-4} + MAB_{(t-4)al t} \quad (120)$$

Onde:

$M_t$  = Medida em 30 de junho do ano correspondente (ano  $t$ )

$MB_{t-4}$  = Medida básica aprovada na última fixação do VNR no ano ( $t-4$ )

$MAB_{(t-4)al t}$  = Medida de altas e baixas nas instalações ocorridas no período entre ( $t-4$ ) e  $t$

$$VNR_t = M_t * CEI_t \quad (121)$$

Onde:

$VNR_t$  = VNR em 30 de junho do ano correspondente (ano  $t$ )

$M_t$  = Medida em 30 de junho do ano correspondente (ano  $t$ )

$CEI_t$  = Custos Padrão de Investimento em 30 de junho do ano correspondente (ano  $t$ )

Com respeito à qualidade da oferta, o regulador peruano considera que ainda não existe incentivo para melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, visto que somente são aplicadas sanções àquelas empresas concessionárias com indicadores de qualidade abaixo dos limites de tolerância estabelecidos. Entretanto, há um plano de implementação de incentivos considerando a evolução dos índices SAIDI e SAIFI, bem como a criação de indicador que meça a satisfação dos clientes, e que impactará a remuneração anual das distribuidoras.

## **5.8 Uruguai – Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)**

A distribuição de energia elétrica no Uruguai é realizada por uma única empresa pública, cujas tarifas são reguladas pela URSEA. Segundo o regulador, a regulação busca a oferta de serviços cada vez melhores, de modo que há um intenso controle sobre padrões de qualidade e segurança dos serviços públicos dos setores de energia elétrica e água.

A missão da agência reguladora é regular, fiscalizar e assessorar os setores de energia e água para que a população tenha acesso a produtos e serviços sustentáveis com níveis adequados de segurança, qualidade e preço; assim como defender o consumidor e promover a concorrência (URSEA, 2014, p.11).

De acordo com o regulador, as tarifas são fixadas pelo Poder Executivo a partir de uma proposta da empresa. Assim, as tarifas são fixadas em função do programa financeiro que a empresa elabora anualmente como parte de seu processo orçamentário. Neste, o nível tarifário é determinado de forma a assegurar que a empresa tenha receitas suficientes para cobrir seus custos operacionais, seus investimentos em ativos de reposição e extensão dos serviços, e uma margem que possibilite pagamento das dívidas e remuneração do capital.

Adicionalmente, também são considerados aspectos macroeconômicos, como o impacto da tarifa no equilíbrio financeiro do Estado e na inflação. Trata-se, portanto, de um processo político de definição de receita máxima (*revenue cap*) considerando os custos estimados pela própria distribuidora.

Neste sentido, o papel da Ursea, que monitora continuamente as tarifas, é analisar o reajuste proposto pela empresa prestadora de serviço e produzir um relatório ao Poder Executivo contendo uma avaliação da pertinência da proposta. A análise tem como insumo a Contabilidade Regulatória apresentada anualmente pela distribuidora de energia elétrica, que é mais detalhada do que aquela contemplada nos demonstrativos financeiros tradicionais.

Segundo a agência reguladora, a Contabilidade Regulatória é uma base de dados histórica de receitas, despesas, ativos e passivos reais da empresa. É um elemento essencial tanto para facilitar a análise realizada por ocasião dos reajustes tarifários, assim como é referência para uso na determinação de custos eficientes.

Tais dados servem para o cálculo do Valor Agregado de Distribuição de Energia (VADE) e para a remuneração do transmissor de energia elétrica. Também permite o monitoramento de investimentos em equipamentos e ativos, permitindo comparar o desempenho da empresa com outras empresas do setor em diferentes países.

O último ajuste tarifário para o setor foi publicado em janeiro de 2015, e contemplou os seguintes aumentos nas tarifas.

**Tabela 35: Ajustes tarifários aprovados na regulação uruguaia**

<b>Categoria tarifária</b>	<b>Ajuste médio por categoria</b>
Grandes consumidores em 150 kV (GC5)	7,4%
Grandes consumidores em 63 kV (GC4)	7,4%
Consumidores médios em 31,5 kV (MC3)	6,9%
Grandes consumidores em 31,5 kV (GC3)	6,9%
Tarifa dupla de horário residencial	7,2%

<b>Categoria tarifária</b>	<b>Ajuste médio por categoria</b>
Tarifa dupla de iluminação pública	7,2%
Tarifa residencial simples	7,2%
Tarifa geral simples	6,4%
<b>Aumento médio</b>	<b>6,9%</b>

Fonte: Informe 10-2015 da Gerência de Regulação da URSEA

No final do documento que informa o ajuste tarifário adotado, o agente regulador menciona que a estrutura tarifária atende critério de convergência das tarifas para os custos relativos da distribuidora, mas que é importante destacar que os ajustes foram realizados sem que um plano de convergência de curto prazo fosse apresentado pela empresa, o qual seria desejável e conveniente para análise do regulador.

Adicionalmente, a URSEA também monitora a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica no país seguindo especificações estabelecidas no Regulamento de Qualidade de Distribuição do Serviço de Energia Elétrica (RCDSEE), o qual estabelece indicadores a serem controlados, metas e objetivos a serem cumpridos e compensações aos consumidores em caso de não cumprimento das metas estabelecidas.

O regulamento estabelece indicadores de qualidade do serviço técnico, do produto técnico e do serviço comercial. A qualidade do serviço técnico é estabelecida a partir da continuidade do serviço de energia elétrica, dependendo da quantidade e duração das interrupções de fornecimento. A qualidade do produto técnico se refere à qualidade da energia que a distribuidora entrega ao consumidor, considerando o nível de tensão como parâmetro básico de avaliação. Já a qualidade do serviço comercial diz respeito ao desempenho da empresa em relação à leitura e faturamento de consumo, à ligação de novos fornecimentos ou aumentos de carga, aos cortes por não pagamento e eventual religação, e a atenção às reclamações dos clientes.

As metas estabelecidas pelo regulador levam em consideração o tipo de agrupamento territorial em que a empresa atua. O regulamento prevê metas mais exigentes de acordo com a escala e densidade da área de serviço, de modo que nas áreas mais remotas as exigências são menores. Esta avaliação de qualidade ocorre semestralmente desde 2006, segundo o regulador, e o não cumprimento das metas obriga o pagamento de multa aos usuários afetados, o que estimula a melhoria da gestão de qualidade e de investimentos da empresa distribuidora.



## 6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, os resultados apresentados nos Capítulos 4 e 5 são analisados por meio de análise cruzada das principais características dos processos regulatórios adotados pelos países pesquisados. Inicialmente é feita a análise da regulação europeia, em seguida da regulação latino-americana e, finalmente, a análise cruzada entre europeus e latinos.

### 6.1 Reguladores Europeus

Com respeito às estratégias de regulação adotadas pelas autoridades regulatórias europeias, foi possível identificar que todas as pesquisadas optaram por mecanismos de estabelecimento de limites máximos, tetos, de receita total ou de preço a ser cobrado nas tarifas, conforme apresentado na Tabela 36. Sete entre dez países pesquisados preferem impor limites às receitas das distribuidoras, dando a elas flexibilidade para estabelecer tarifas distintas para diferentes tipos de consumidor. Cabe ressaltar a adoção de método de duas etapas na Itália, no qual é inicialmente estabelecido um *price cap* e, posteriormente, por meio de processo de equalização anteriormente descrito, define-se um *revenue cap* para as distribuidoras.

**Tabela 36: Estratégias de regulação e períodos regulatórios em países europeus**

País	Estratégia de regulação	Duração do período regulatório	Período atual
Alemanha	<i>Revenue cap</i>	5 anos	2014-2018
Áustria	<i>Price cap</i>	5 anos	2014-2018
Dinamarca	<i>Revenue cap</i>	1 ano	2016
Finlândia	<i>Revenue cap</i>	4 anos	2016-2019
Holanda	<i>Price cap</i>	3 anos	2014-2016
Inglaterra	<i>Revenue cap</i>	8 anos	2015-2023
Itália	<i>Revenue cap</i>	4 anos	2016-2019
Noruega	<i>Revenue cap</i>	5 anos	2013-2017
Portugal	<i>Price cap</i>	3 anos	2015-2017
Suécia	<i>Revenue cap</i>	4 anos	2016-2019

Quanto à duração dos períodos regulatórios (Tabela 36), notou-se um predomínio de processos relativamente longos, de quatro a cinco anos, o que possibilita estabilidade ao processo regulatório e, conseqüentemente, minimização do risco do negócio. Como consequência de tal fato, o custo do capital das distribuidoras tende a ser menor do que se os processos fossem mais curtos e sujeitos a alterações frequentes.

Além disso, processos longos geram um maior incentivo a reduções de custos visto que isto permitirá ganhos adicionais para as empresas reguladas, uma vez que as receitas ou preços são fixados para quatro ou cinco anos. Neste sentido, o Comitê de Regulação de Eletricidade da Dinamarca, em documento de 2015, recomendou a adoção de períodos regulatórios com duração de 5 anos, o que deverá acontecer em breve, em substituição ao formato atual de processos anuais.

Agreel e Bogetoft (2007, p.11) definem o *benchmarking* regulatório como a arte de garantir um tratamento justo a todas as empresas sem deixar que estas tenham lucros excessivos. Para que isso ocorra é necessário que sejam escolhidas metodologias e variáveis explicativas capazes de retratar o ambiente operacional em que as distribuidoras atuam. Além disso, a utilização simultânea de incentivos para redução de custos no processo regulatório (*yardstick competition*) pode possibilitar ganhos tanto para as empresas quanto para os consumidores (JAMISON; BERG, 2012).

Neste contexto, a Tabela 37 apresenta as metodologias empregadas por reguladores europeus no processo de *benchmarking* para estimação dos custos eficientes das distribuidoras. Percebe-se que há um predomínio de países que adotam metodologias de análise de fronteiras de eficiência, sendo que apenas três dentre os dez países analisados adotam abordagens de custo unitário para análise de eficiência das empresas.

**Tabela 37: Metodologias, dados e insumos utilizados na regulação europeia**

<b>País</b>	<b>Metodologias de <i>benchmarking</i></b>	<b>Dados utilizados</b>	<b>Insumos dos modelos</b>
<b>Alemanha</b>	DEA NDRS e SFA CRS	1 ano	TOTEX e sTOTEX
<b>Áustria</b>	DEA CRS e MOLS CRS	Média de 5 anos	TOTEX e sTOTEX
<b>Dinamarca</b>	Custo médio	1 ano	TOTEX
<b>Finlândia</b>	StoNED CRS	7 anos	OPEX e Valor de Reposição da Rede
<b>Holanda</b>	Custo médio	Média de 3 anos	OPEX
<b>Inglaterra</b>	CPOLS	13 anos	TOTEX
<b>Itália</b>	Custo médio	Média de 4 anos	OPEX
<b>Noruega</b>	DEA CRS	Média de 5 anos	TOTEX
<b>Portugal</b>	DEA CRS e DEA VRS	1 ano	OPEX e Extensão de rede
<b>Suécia</b>	DEA e SFA	Média de 4 anos	OPEX e TOTEX

Dentre as metodologias de fronteira, DEA é a mais utilizada, isolada ou conjuntamente com outras metodologias, metade dos reguladores pesquisados a adotam. Uma explicação para este fato é que DEA é vantajosa por ter uma estrutura muito flexível, segundo Bogetoft e Otto (2011). Por outro lado, por não contemplar ruído no modelo, alguns reguladores – Alemanha, Áustria e Suécia – adotam duas metodologias simultaneamente, a não-paramétrica DEA, e uma paramétrica, SFA ou MOLS. Já na Inglaterra é utilizada uma única metodologia (CPOLS), mas são realizadas análises cruzadas dos resultados com outras metodologias (DEA e SFA), bem como por meio de evidências operacionais.

Com respeito à premissa de retornos de escala considerada pelos reguladores, a maioria adota retornos constantes à escala (CRS) nos modelos utilizados no *benchmarking*. Tal fato está associado ao entendimento de que a definição da escala em que a distribuidora opera é uma decisão gerencial, a qual impacta diretamente os resultados a serem alcançados pela empresa, e que não é da competência do regulador definir qual é a melhor escala operacional das distribuidoras, porém as empresas devem alcançar a escala de operação ótima. A regulação alemã vem considerando retornos não decrescentes à escala (NDRS) em seus modelos DEA, mas como mencionado anteriormente, pretende considerar retornos constantes à escala (CRS) a partir do próximo período regulatório.

Na Tabela 37 também é possível notar que não há consenso sobre o uso de valores médios ou dados em painel pelos reguladores europeus. Metade dos pesquisados adota dados médios de alguns anos nos modelos adotados de modo a suavizar eventualidades ocorridas em determinado ano que possam configurar dados excepcionalmente favoráveis ou desfavoráveis. Dados médios de quatro ou cinco anos são os mais frequentemente usados. Nestes casos, é possível que eventualidades ocorridas em determinado ano possam fazer com que a fronteira de eficiência seja construída de modo a não comprometer a comparabilidade dos desempenhos. Exemplo disso foi mencionado pelo próprio regulador finlandês ao se referir a determinado ano em que houveram problemas climáticos extremos no país, o que poderia distorcer a análise do desempenho das distribuidoras.

Por outro lado, a Finlândia, que utilizava dados médios até o período regulatório anterior, passou a utilizar dados em painel no presente período, assim como a Inglaterra que adota a maior série histórica de todos os países, 13 anos.

Com respeito aos insumos utilizados nos modelos de *benchmarking*, foi possível identificar que na maioria dos países europeus pesquisados adota-se os custos totais (TOTEX) como principal

insumo. Tal opção leva em conta a existência de um *trade-off* entre custos operacionais e de capital, de modo que se a eficiência fosse medida considerando-se apenas os custos operacionais (OPEX) como insumo, poderia haver um incentivo para redução destes custos com a realização de investimentos intensivos em bens de capital, o que muitas vezes contraria objetivos ótimos de regulação.

Entretanto, embora diversos países adotem o custo total como insumo, a forma de cálculo dessa variável não é a mesma em diferentes países. A Tabela 38 ilustra algumas possibilidades de cálculo do TOTEX e dos custos totais padronizados (sTOTEX).

**Tabela 38: Cálculo dos custos totais na regulação europeia**

<b>País</b>	<b>Forma de cálculo</b>
<b>Alemanha</b>	O custo total corresponde à soma dos custos de capital, considerando o valor contábil dos bens, custos operacionais e outras receitas.  Já o custo total padronizado corresponde à soma dos custos de capital padronizados considerando os valores atuais de reposição dos bens e anuidades específicas para cada grupo de ativos, custos operacionais e outras receitas.
<b>Áustria</b>	O custo total é a soma do valor contábil dos ativos e dos custos operacionais.  O custo total padronizado é a soma dos custos de capital calculados considerando anuidades, custos operacionais e custos de perdas na rede.
<b>Inglaterra</b>	O custo total corresponde à soma dos custos operacionais e do custo de capital suavizado de sete anos.
<b>Noruega</b>	O custo total corresponde à soma dos custos operacionais e de manutenção, custo da energia perdida, valor da perda de carga, depreciações e taxa de retorno regulatória sobre a base de ativos regulatórios.

Percebe-se na Tabela 38 a utilização de dois conceitos distintos para definição dos custos totais: como soma de custos operacionais e custos de capital, a exemplo de Alemanha e Inglaterra, e como soma destes custos aos custos derivados de perdas na rede, como na Áustria e Noruega. Existe ainda a possibilidade adotada pela Finlândia que considera o custo total subdividido em duas variáveis distintas: os custos operacionais como insumo variável sobre o qual incide meta de eficiência, e o valor atual de reposição da rede como insumo fixo não sujeito a meta de eficiência.

A escolha dos produtos componentes dos modelos utilizados se constitui como uma das tarefas mais relevantes de processos regulatórios. Neste sentido, Agreel e Bogetoft (2007) recomendam que o conjunto de variáveis escolhidas seja relevante, completo, operacional e não-redundante. A relevância está associada a variáveis que reflitam a compreensão que reguladores e

distribuidores têm do sistema. A completude do conjunto de variáveis deriva da captura integral dos objetivos das distribuidoras. A operacionalidade está associada ao uso de variáveis que sejam definidas e mensuradas inequivocamente. Já a eventual redundância de variáveis pode interferir e introduzir ruídos evitáveis na análise.

A Tabela 39 apresenta os produtos utilizados pelos países europeus que adotam metodologias de fronteira na apuração dos custos eficientes.

**Tabela 39: Produtos utilizados nos modelos de regulação europeus**

País	Produtos usados nos modelos	
<b>Alemanha</b>	Número de conexões Extensão da rede de baixa voltagem Cabos de média voltagem Linhas de média voltagem Cabos de alta voltagem Linhas de alta voltagem Área de baixa voltagem Carga de pico (alta voltagem / média voltagem) Carga de pico (média voltagem / baixa voltagem) Número de medidores Potência descentralizada instalada	
<b>Áustria</b>	DEA3 e MOLS: Carga de pico de baixa voltagem Carga de pico de média voltagem Área transformada ponderada pela densidade de conexões de rede	DEA5: Carga de pico de baixa voltagem Carga de pico de média voltagem Área transformada pela densidade de conexões na rede de baixa voltagem Área transformada pela densidade de conexões na rede de média voltagem Área transformada pela densidade de conexões na rede de alta voltagem
<b>Finlândia</b>	Energia distribuída Extensão de rede Número de consumidores Custo de interrupções	
<b>Inglaterra</b>	Estimador composto do valor atual dos ativos e número de consumidores Estimador composto do valor atual dos ativos, energia distribuída, comprimento de rede, número de consumidores e falhas na distribuição Indicadores de atividades desagregadas	
<b>Noruega</b>	Distribuidores locais: Número de consumidores Extensão da rede de alta voltagem Número de subestações	Distribuidores regionais: Valor ponderado de redes aéreas, linhas subterrâneas, cabos oceânicos e subestações

País	Produtos usados nos modelos	
<b>Portugal</b>	Modelos 1 e 2: Número de consumidores Extensão das redes de média e alta voltagem	Modelo 3 Número de consumidores Energia distribuída
<b>Suécia</b>	Número de consumidores Carga máxima de rede Energia distribuída em alta voltagem Energia distribuída em baixa voltagem Número de transformadores	

Nota-se na Tabela 39 que dentre os países pesquisados são usados de dois (Portugal) a onze (Alemanha) produtos nos modelos que utilizam metodologias de fronteira de eficiência. Sabe-se que o maior número de variáveis permite representar mais detalhadamente a realidade operacional das distribuidoras e que isto possibilita melhores escores de eficiência às mesmas. Entretanto, o já mencionado “curso da dimensionalidade” leva, muitas vezes, reguladores a adotarem um número reduzido de variáveis nos modelos, o que pode comprometer o *benchmarking*. Neste sentido, uma alternativa para reduzir o número de variáveis é a criação de variáveis compostas como utilizado pelos reguladores da Áustria, Inglaterra e Noruega, que utilizam valores ponderados de diferentes produtos em uma mesma variável.

A diversidade de produtos encontrados nos modelos pesquisados foi grande, sendo que os produtos mais utilizados foram número de consumidores e extensão de rede (5 em 7 reguladores), energia distribuída (4), carga de pico (3) e tamanho da área de atendimento (2). Resultado semelhante foi encontrado em pesquisa promovida por Jamasb e Pollitt (2001), que identificaram as variáveis mais frequentemente utilizadas na regulação do setor elétrico naquela ocasião, e cujos resultados indicaram energia distribuída, número de consumidores e tamanho da área de serviço como os principais produtos.

Outra perspectiva relevante de modelos de *benchmarking* diz respeito a diversidade ambiental em que as operações de distribuição de energia elétrica ocorrem. Normalmente, mesmo em países relativamente pequenos, podem existir realidades operacionais bastante distintas, como mencionado por reguladores noruegueses, ingleses e finlandeses. Deste modo, há que se analisar a pertinência de levar em conta operações mais ou menos custosas em função das características ambientais de modo a aperfeiçoar a estimação de custos eficientes das distribuidoras.

Haney e Pollitt (2011) produziram um índice de melhores práticas de regulação no qual incluíram a incorporação de fatores ambientais como prática relevante na regulação de operadores de rede elétricas. Tal prática é atualmente aplicada por quatro países europeus pesquisados. Nesses países foram identificadas três possibilidades distintas de inserção de ajustes nos dados das empresas de modo a considerar diferentes realidades operacionais: antes, durante ou depois do cálculo dos escores de eficiência.

A Tabela 40 apresenta as variáveis utilizadas por esses países e o momento em que o ajuste ocorre no processo regulatório.

**Tabela 40: Variáveis ambientais utilizadas nos modelos europeus**

País	Variáveis ambientais consideradas		Forma de utilização
<b>Dinamarca</b>	Densidade de consumidores, medida pelo número de medidores por quilômetro de rede de baixa voltagem		Na correção dos Índices de Custo, antes de promover o <i>benchmarking</i>
<b>Finlândia</b>	Razão entre número de pontos de conexão e número de consumidores		No próprio modelo StoNED
<b>Inglaterra</b>	Diferenças salariais significativas em diferentes regiões, custos diferenciados para operar em áreas dispersas, Londres ou em áreas rurais		Ajuste direto no custo das distribuidoras, com análise caso-a-caso
<b>Noruega</b>	Distribuidores locais: Porcentagem de cabos subterrâneos de alta voltagem Porcentagem de linhas aéreas de alta voltagem em florestas de coníferas Distância média até a estrada Fator geográfico 1: Montanhas Fator geográfico 2: Costa Fator geográfico 3: Congelamento	Distribuidores regionais: Fator geográfico R3: composto pela inclinação do terreno e porcentagem de linhas aéreas de alta voltagem em florestas de coníferas com média e alta qualidade	Em um segundo estágio, corrigindo os escores do primeiro (modelo DEA)

Nota-se que a regulação norueguesa faz uso de fatores geográficos compostos, o que permite considerar um número maior de variáveis ambientais, enquanto os reguladores da Dinamarca e Finlândia utilizam uma única variável em seus processos. Ajustes antes da ocorrência do *benchmarking* são realizados na Dinamarca e Inglaterra; enquanto na Finlândia a variável

ambiental (Fator Z) faz parte do modelo StoNED utilizado na apuração do escore de eficiência, e na Noruega o escore obtido com a aplicação do modelo original (DEA) é corrigido via regressão por Mínimos Quadrados Ordinários (OLS) e *Bootstrap*, em um segundo momento.

A escolha do escore final de cada distribuidora também pode ocorrer de diversas maneiras, conforme ilustrado na Tabela 41, que apresenta também os prazos estipulados pelos reguladores para redução de ineficiências.

**Tabela 41: Escore final de eficiência e prazos para redução de ineficiências**

<b>País</b>	<b>Escore final da distribuidora</b>	<b>Prazo para redução de ineficiências específicas</b>
<b>Alemanha</b>	Melhor escore entre dois modelos DEA e dois modelos SFA, ou piso de 60% de eficiência	No decorrer do período regulatório, 5 anos
<b>Áustria</b>	Melhor escore ponderado de DEA e MOLS, ou piso de 72,5% de eficiência	Em 10 anos
<b>Dinamarca</b>	Índice de Custo ajustado pela densidade de consumidores na área operacional da distribuidora	Em 4 anos
<b>Finlândia</b>	Razão entre custos médios eficientes e custos médios incorridos	Em 4 anos
<b>Holanda</b>	Razão entre custo total e produto padronizado da distribuidora	Em 3 anos
<b>Inglaterra</b>	Quartil superior do escore ponderado de três modelos	Máximo de 5,9% ao ano
<b>Itália</b>	Índice de Custo	Não prevista
<b>Noruega</b>	Escore DEA ajustado por variáveis ambientais e calibração pela taxa de retorno definida pelo regulador	Não prevista
<b>Portugal</b>	<i>Ad hoc</i>	Não prevista

Conforme a Tabela 40, na Alemanha e na Áustria os agentes reguladores escolhem o melhor resultado da distribuidora considerando os diferentes modelos aplicados. Tal procedimento indica flexibilidade por parte do regulador, assim como reconhece que não existe uma metodologia reconhecidamente superior a outra para modelagem de sistemas socioeconômicos e industriais complexos. Além disso, nestes países também existem pisos de eficiência a serem considerados nos casos em que a ineficiência encontrada for muito baixa, de modo a não inviabilizar a continuidade da oferta de serviço essencial com qualidade.



Outros países consideram o escore efetivamente obtido com o método proposto, a exemplo de Dinamarca, Finlândia, Holanda, dentre outros. Já o regulador inglês não considera um escore específico, mas um quartil ponderado de três escores diferentes. Neste sentido, o regulador austríaco também pondera com pesos distintos escores de três diferentes modelos, um procedimento *ad hoc*, sem respaldo teórico, o qual pode levar a questionamentos por parte das distribuidoras reguladas.

Também o regulador português define pela eficiência ou não da única empresa regulada do país de maneira discricionária, pois vai aplicando modelos subsequentes contraditórios aos anteriormente aplicados, considerando diferentes premissas de retornos à escala e sem considerar o escore efetivamente obtido. Exemplo disso é que embora os escores de eficiência obtidos com a aplicação do terceiro modelo tenham sido de 87% considerando retornos variáveis à escala, e 69% no modelo com retornos constantes à escala, o regulador afirma que “a empresa está muito próxima da eficiência técnica”.

A maioria dos reguladores aplica o escore de eficiência obtido à totalidade de custos das empresas na estimação do custo eficiente da distribuidora. Entretanto, Inglaterra e Noruega adotam uma outra alternativa. Nestes países, os reguladores consideraram o custo eficiente definido por *benchmarking* como parte da receita permitida para a distribuidora, enquanto outra parte é composta por custos efetivos das empresas. Na Inglaterra se considera 75% de custos calculados e 25% de custos efetivamente incorridos, e na Noruega, a relação utilizada para composição do *revenue cap* é de 60% de custos estimados e 40% de custos efetivos.

A Tabela 42 apresenta as metas gerais de eficiência e a forma de estabelecimento das mesmas pelos reguladores pesquisados.

**Tabela 42: Metas gerais de produtividade utilizadas na regulação europeia**

País	Meta geral de ganho de produtividade (Fator X)	Forma de estabelecimento
Alemanha	1,5% ao ano	Administrativamente
Áustria	1,25% ao ano	Administrativamente
Dinamarca	Não existe	-
Finlândia	Zero no atual período	Índice de Malmquist
Holanda	4,7% ao ano	Fórmula própria
Inglaterra	Não existe	-
Itália	2,5% ao ano	Administrativamente

<b>País</b>	<b>Meta geral de ganho de produtividade (Fator X)</b>	<b>Forma de estabelecimento</b>
<b>Noruega</b>	Não existe	-
<b>Portugal</b>	2,5% ao ano	Administrativamente
<b>Suécia</b>	1% ao ano	Administrativamente

É possível perceber na Tabela 42 que dentre os reguladores que estabelecem metas gerais de ganho de eficiência para as distribuidoras reguladas, a maioria o faz por decisão administrativa e não considerando métodos especificamente construídos para tal cálculo. Muitos reguladores informaram que calculam índices de ganho de produtividade, mas não os aplicam efetivamente, pois acabam por tomar decisões “políticas”. A exceção a esta regra é a Finlândia, que efetivamente aplicava o percentual calculado pelo Índice de Malmquist em períodos regulatórios anteriores, mas que no atual período decidiu por não o aplicar como medida compensatória ao aumento de custos derivado de mudanças na legislação do setor.

Finalmente, cabe analisar a inserção de aspectos ligados à qualidade dos serviços prestados no *benchmarking* para cálculo de custos eficientes. A variável qualidade (Fator Q) só é considerada no próprio modelo de *benchmarking* econômico pelo regulador finlandês (Tabela 43), embora diversos países o levem em consideração na fixação dos limites de preço ou de receita.

**Tabela 43: Uso do Fator Q na regulação europeia**

<b>País</b>	<b>Qualidade do serviço</b>
<b>Alemanha</b>	Impacta o <i>revenue cap</i>
<b>Áustria</b>	Não impacta o <i>revenue cap</i>
<b>Dinamarca</b>	Impacta o <i>revenue cap</i>
<b>Finlândia</b>	Considerada duplamente, no modelo e no <i>revenue cap</i>
<b>Holanda</b>	Impacta o <i>price cap</i>
<b>Inglaterra</b>	Impacta o <i>revenue cap</i>
<b>Itália</b>	Não impacta o <i>revenue cap</i>
<b>Noruega</b>	Impacta o <i>revenue cap</i>
<b>Portugal</b>	Não impacta o <i>revenue cap</i>
<b>Suécia</b>	Impacta o <i>revenue cap</i>

Foi constatado que todos os países pesquisados promovem processos de avaliação da qualidade dos serviços prestados, alegando que estímulos à redução de custos podem comprometer a qualidade do serviço prestado. Entretanto, Áustria, Itália e Portugal ainda não associam este

aspecto diretamente ao resultado econômico das distribuidoras, aumentando ou reduzindo o faturamento permitido das distribuidoras reguladas.

Assim, analisadas as principais características dos modelos regulatórios europeus, passaremos à análise dos países latino-americanos.

## 6.2 Reguladores Latino-Americanos

A regulação econômica da atividade nos países latino-americanos pesquisados adota a estratégia de estabelecimento de limites de preço ou de receita, como apresentado na Tabela 44, sendo predominante a fixação de limites de receita (*revenue cap*).

**Tabela 44: Estratégias de regulação e períodos regulatórios em países latino-americanos**

País	Estratégia de regulação	Período regulatório	Período atual
<b>Argentina</b>	<i>Revenue cap</i>	5 anos	2016-2020
<b>Brasil</b>	<i>Price cap</i>	4 anos	2015-2018
<b>Chile</b>	<i>Price cap</i>	4 anos	2016-2020
<b>Colômbia</b>	<i>Revenue cap</i>	5 anos	2015-2019
<b>México</b>	<i>Revenue cap</i>	3 anos	2016-2018
<b>Panamá</b>	<i>Revenue cap</i>	5 anos	2014-2018
<b>Peru</b>	<i>Revenue cap</i>	4 anos	2013-2017
<b>Uruguai</b>	<i>Revenue cap</i>	1 ano	2016

A opção por *price caps* ao invés de *revenue caps*, como ocorre no Brasil e no Chile, é objeto de críticas por muitos autores da área, a exemplo de Moskowitz, Harrington e Austin (1992), Marcus e Grueneich (1994), Stoft (1995), e pelo *Energy Efficiency Strategic Plan* de 2011 da *California Public Utilities Commission* (CPUC), responsável pela regulação de operadoras privadas de serviços públicos nas áreas de eletricidade, gás, telecomunicações, água, ferrovias, estradas e companhias de transporte de passageiros, que entendem que o *revenue cap* é mais interessante para a sociedade, devido à flexibilidade para diferenciação de preços por parte das distribuidoras.

Ainda conforme a Tabela 44, nota-se que só o regulador uruguaio adota período regulatório anual, o que pode aumentar o risco do negócio, mesmo a empresa sendo pública, assim como o custo de capital da mesma. O resultado mais frequentemente encontrado é o de períodos regulatórios com 4 ou 5 anos de duração.

A Tabela 45 mostra que dentre os países pesquisados existem aqueles que utilizam custos médios, modelos econométricos ou metodologias de fronteira em seus processos de estimação de custos eficientes.

**Tabela 45: Metodologias, dados e insumos utilizados na regulação latino-americana**

<b>País</b>	<b>Metodologias de <i>benchmarking</i></b>	<b>Dados utilizados</b>	<b>Insumos dos modelos</b>
<b>Argentina</b>	Custo médio	Média de 3 anos	TOTEX
<b>Brasil</b>	DEA NDRS	Média de 3 anos	OPEX
<b>Chile</b>	Empresa de referência e OLS	Média de 4 anos	TOTEX
<b>Colômbia</b>	Empresa de referência e OLS	Média de 6 anos	TOTEX
<b>México</b>	DEA, COLS e SFA	Média de 3 anos	OPEX e perdas de energia
<b>Panamá</b>	DEA VRS e OLS na segunda etapa	Média de 2 anos	TOTEX
<b>Peru</b>	Empresa de referência e OLS	Média de 4 anos	TOTEX
<b>Uruguai</b>	Custo médio	1 ano	TOTEX

Nota-se na Tabela 45 que, dentre os países que adotam metodologias de fronteira (Brasil, México e Panamá), todos utilizam *Data Envelopment Analysis* (DEA) isoladamente ou em conjunto com outras metodologias. Entretanto, cada um deles utiliza uma premissa de retornos à escala distinto, no Brasil retornos não-decrescentes (NDRS), no México retornos constantes (CRS) e no Panamá retornos variáveis à escala (VRS).

Já o conceito de empresa de referência com utilização de regressão por Mínimos Quadrados Ordinários (OLS) para identificação do custo eficiente é utilizado na determinação do Valor Agregado de Distribuição (VAD) no Chile, na Colômbia e no Peru.

A exceção do Uruguai, cujo processo regulatório é anual e não utiliza *benchmarking*, todos os demais países pesquisados utilizam valores médios em seus processos de estimação dos custos eficientes das distribuidoras. Já o período regulatório mais frequente é o de três anos.

Quanto aos insumos considerados nesse processo, somente Brasil e México não consideram todos os custos incorridos pelas distribuidoras na estimação dos custos eficientes. Ambos consideram apenas os custos operacionais, o que deixa margem a eventuais investimentos excessivos por parte das distribuidoras como estratégia para redução dos custos operacionais.

A Tabela 46 apresenta as diferentes formas de cálculo do custo total (TOTEX) adotadas pelos reguladores latino-americanos pesquisados.

**Tabela 46: Cálculo dos custos totais na regulação latino-americana**

<b>País</b>	<b>Forma de cálculo</b>
<b>Argentina</b>	Soma dos custos de desenvolvimento e investimento em redes de distribuição; custos de operação, manutenção e comercialização; amortizações; e taxa de retorno sobre o capital investido
<b>Chile</b>	Soma dos custos de investimentos, custos operacionais, despesas administrativas e custos de perdas de energia
<b>Colômbia</b>	Soma dos custos de investimentos em redes, incluindo custo de oportunidade; custos administrativos, operacionais e de manutenção; e custos de perdas de energia
<b>Panamá</b>	Soma dos custos de capital compostos pela soma do custo dos ativos de distribuição e do custo dos ativos de comercialização; custos operacionais subdivididos em custos de operação e manutenção da distribuição, custos de operação e manutenção da comercialização e custos de operação e manutenção da administração; e custos de perdas de energia
<b>Peru</b>	Soma dos custos de investimentos; custos de operação, manutenção, comerciais e administrativos; e custos de perdas de energia
<b>Uruguai</b>	Soma dos custos operacionais e custos de capital, incluído custo de oportunidade

Nota-se na Tabela 46 que não há uniformidade na definição dos custos totais das empresas distribuidoras dentre os seis países que adotam a estimação de custos totais eficientes. Entretanto, a maioria dos países pesquisados contempla o valor das perdas de energia incorridas na distribuição no cálculo dos custos totais. Neste sentido, os modelos brasileiro e mexicano, que só consideram os custos operacionais no *benchmarking*, também levam em conta o custo de perdas, com perdas não-técnicas sendo considerada como produto negativo no Brasil, e como insumo do modelo no México.

A Tabela 47 apresenta os produtos usados nos modelos de estimação de custos eficientes por meio das metodologias DEA e SFA.

**Tabela 47: Produtos utilizados nos modelos de regulação latino-americanos**

<b>País</b>	<b>Produtos dos modelos</b>
<b>Brasil</b>	Extensão de rede Número de consumidores Mercado ponderado Perdas não-técnicas Consumidor hora interrompido
<b>México</b>	Número de consumidores e Energia distribuída
<b>Panamá</b>	Número de consumidores e Energia injetada

Nota-se que as variáveis energia e consumidores são comuns aos três países. Ainda em comum, México e Panamá utilizam apenas dois insumos, embora considerem 16 DMUs no caso mexicano, correspondentes às divisões de uma mesma empresa, e no mínimo 90 distribuidoras no caso panamenho. Como descrito anteriormente, o Brasil é o único país que utiliza variáveis como produtos negativos: perdas não-técnicas e consumidor hora interrompido.

Outras peculiaridades do modelo brasileiro são o uso de restrições aos pesos no modelo DEA e o cálculo de intervalos de confiança para os escores de eficiência das distribuidoras de energia elétrica por meio de *Bootstrapping*. Com relação à adoção de restrição aos pesos, na NT 407/2014, o regulador brasileiro se refere a Podinovski (2004) como base teórica para justificar tal prática. Entretanto, em entrevista realizada em novembro de 2014, o autor explicou que este entendimento não está correto com relação a seu artigo de 2004, e que a adoção de restrições aos pesos somente se justificaria em situações em que o número de empresas (DMUs) fosse muito pequeno ou em que muitos pesos atribuídos pelo modelo às variáveis fossem zeros, o que não é o caso brasileiro. Outros autores também são contrários ao uso de restrições aos pesos, a exemplo de Banker e Morey (1989), Forsund (2013), Lopes e Lanzer (2013) e Thanassoulis e Alen (1998).

Identificou-se na investigação que nenhum dos países latino-americanos pesquisados considerou variáveis ambientais em seus modelos regulatórios atuais. Neste sentido, vários autores entendem que a adoção de variáveis ambientais pode contribuir para a explicação de condições operacionais mais ou menos custosas. O próprio regulador brasileiro já havia adotado ajuste ambiental em segundo estágio no segundo ciclo de revisão tarifária, semelhante ao utilizado na Noruega, retificando o escore obtido no primeiro estágio por meio de um modelo de regressão considerando as seguintes variáveis: salários médios em diferentes regiões, dispersão de rede e nível de tensão. Entretanto, no período atual a utilização de variáveis ambientais foi desconsiderada pela ANEEL.

Ao analisar os dados utilizados no *benchmarking* regulatório brasileiro, Gil, Costa e Lopes (2016) identificaram por meio de geostatística que os escores de eficiência das distribuidoras brasileiras estimados pelo modelo DEA no último período regulatório são geograficamente correlacionados.

Uma vez aplicados os modelos, os reguladores pesquisados que utilizam metodologias que estabelecem escores de eficiência às distribuidoras, definem o escore final da seguinte maneira.

**Tabela 48: Escore final de eficiência e prazos para redução de ineficiências**

<b>País</b>	<b>Escore final da distribuidora</b>	<b>Prazo para redução de ineficiências específicas</b>
<b>Brasil</b>	Escore da distribuidora ajustado pela média das eficiências das empresas com escore superior a 50%	4 anos
<b>México</b>	Escore SFA da distribuidora ajustado	Até 10% - 3 anos De 10% a 21% - 5 anos De 22% a 31% - 7 anos Maior que 31% - 9 anos
<b>Panamá</b>	Resultados de modelo OLS	Não estabelece

Nota-se que a definição do escore final é distinta entre os pesquisados, assim como a trajetória de redução de ineficiências encontradas. O regulador brasileiro busca reduzir as ineficiências no decorrer do período regulatório em vigor, o mexicano estabelece metas escalonadas em função do nível de ineficiência identificado, enquanto o panamenho não estabelece meta específica para as três distribuidoras que operam no país.

Metas gerais de produtividade (Fator X) são estabelecidas apenas nas regulações brasileira e mexicana, ambas definidas administrativamente. No Brasil o percentual definido é de 5% ao ano, enquanto no México corresponde a 1% ao ano.

Finalmente, apenas no Brasil e na Colômbia a qualidade dos serviços prestados afeta os resultados do cálculo dos preços ou receitas permitidas. No Brasil, um dos produtos do modelo de *benchmarking* é a variável Consumidor Hora Interrompido, uma *proxi* da qualidade do serviço, enquanto na Colômbia o incentivo de qualidade baseado nos índices SAIDI e SAIFI impacta a receita permitida das distribuidoras. Já no Uruguai o regulador monitora o nível de qualidade do serviço e eventuais problemas encontrados geram multas à distribuidora. Nos demais países pesquisados não se faz *benchmarking* da qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica.

### **6.3 Reguladores Europeus e Latino-Americanos**

A análise das características mais relevantes que distinguem ou assemelham reguladores europeus e latino-americanos leva em consideração os resultados mais frequentemente encontrados na coleta de dados com os diferentes grupos de agentes reguladores pesquisados.

A Tabela 49 apresenta as principais características dos processos regulatórios promovidos pelos diferentes grupos de reguladores, de modo que convergências e divergências possam ser identificadas e analisadas.

**Tabela 49: Características mais frequentes dos processos regulatórios europeus e latino-americanos**

<b>Características</b>	<b>Reguladores Europeus</b>	<b>Reguladores Latinos</b>
<b>Estratégia de regulação</b>	<i>Revenue cap</i>	<i>Revenue cap</i>
<b>Período regulatório</b>	4 a 5 anos	4 a 5 anos
<b>Metodologias</b>	DEA e SFA CRS	Empresa de referência e OLS
<b>Dados</b>	Valores médios de 4 ou 5 anos	Valores médios de 3 anos
<b>Insumos</b>	TOTEX	TOTEX
<b>Produtos</b>	Número de consumidores Extensão de rede Energia distribuída	Energia distribuída Número de consumidores Extensão de rede
<b>Variáveis ambientais</b>	Não consideram	Não consideram
<b>Escore final</b>	Distintas possibilidades	Distintas possibilidades
<b>Prazo para redução de ineficiências</b>	No decorrer do período regulatório	Maioria não estabelece prazos ou percentuais
<b>Fator X</b>	Zero a 4,7% ao ano, estabelecidas administrativamente	Maioria não estabelece metas
<b>Qualidade do serviço</b>	Impacta o <i>revenue cap</i>	Não impacta o <i>revenue cap</i>

As principais convergências encontradas nas regulações europeias e latino-americanas dizem respeito à estratégia de regulação, visto que em ambas prevalece o estabelecimento de limites de receita às distribuidoras de energia; à duração do período regulatório, em torno de quatro ou cinco anos; ao uso de valores médios ao invés de dados em painel, com prazo mais curto nos países latino-americanos; ao uso de custos totais (TOTEX) como principal insumo dos modelos, assim como das mesmas variáveis explicativas (produtos); à não consideração de variáveis ambientais nos modelos de estimação dos custos eficientes; e à não existência de padrões de definição do escore de eficiência final das empresas.

Ao promover esta comparação, percebe-se que vários aspectos relevantes da regulação econômica de operadores de serviços públicos são iguais e apropriados. Limites de receita dão autonomia às distribuidoras para definição de tarifas a serem cobradas de diferentes tipos de



consumidores, o que é muito positivo, visto que isto possibilita estabelecer diferentes níveis de modicidade a agentes econômicos com capacidade de pagamento distintas. Períodos regulatórios relativamente longos estimulam a realização de investimentos necessários para expansão de rede na medida em que garantem estabilidade regulatória. Valores médios possibilitam a suavização de eventos aleatórios que venham a ocorrer e gerem distorções nos dados, comprometendo comparações. A consideração de todos os custos das distribuidoras na análise comparativa de desempenho é preferível ao uso de apenas parte desses valores, visto que aspectos importantes da operação da distribuição de energia deixam de ser levados em conta no *benchmarking*. As variáveis explicativas adotadas refletem *cost drivers* significativos da operação dessas empresas e possibilitam incorporar diferentes vetores operacionais à modelagem.

Já com respeito às diferentes possibilidades de definição de escores de eficiência e ao uso de variáveis ambientais cabe uma análise mais crítica. A flexibilidade associada à definição do escore final pode ser considerada uma vantagem da abordagem, uma vez que os países pesquisados apresentam especificidades melhor conhecidas pelos agentes reguladores locais, e isto pode ser levado em conta na adequação dos resultados aos objetivos de regulação ótima propostos pelos diferentes reguladores. Entretanto, a não utilização do escore calculado pela metodologia adotada na estimação pode ser vista como algo questionável na medida em que traz subjetividade ao processo.

Neste sentido, Stigler (1976) já entendia que, muitas vezes, a ineficiência medida pode ser um reflexo de falha na incorporação de todas as variáveis relevantes, na especificação dos objetivos econômicos corretos e das restrições adequadas. Em função disso, a possibilidade de escolha entre diferentes escores obtidos com a utilização de diferentes metodologias, como na regulação alemã, parece o mecanismo mais adequado para seleção do resultado final, visto que isto dá flexibilidade ao processo sem comprometer princípios teóricos associados às diferentes metodologias utilizadas.

O uso de variáveis ambientais como mecanismo de incorporação de custos associados a diferentes condições operacionais não prevaleceu na regulação europeia nem na latino-americana. Entretanto, como mencionado anteriormente, muitos estudos indicam que esses ajustes são necessários e devem ser adotados. Yu, Jamasb e Pollitt (2009), Nillesen e Pollitt (2010), e Llorca, Orea e Pollitt (2013), dentre outros, estudaram as condições operacionais de empresas do setor elétrico norte-americano e inglês, e comprovaram a existência de relação entre variáveis ambientais e custos operacionais.

A mesma constatação de que variáveis ambientais são relevantes para explicar diferentes custos operacionais de operadores de rede ocorreu aos agentes reguladores da Dinamarca, Finlândia, Inglaterra e Noruega, que, como já mencionado, empregam ajustes ambientais em seus processos de *benchmarking*.

Já as principais divergências encontradas entre reguladores europeus e latino-americanos estão relacionadas às metodologias adotadas, ao estabelecimento de metas específicas para redução de ineficiências, à definição de Fator X, e à consideração da qualidade do serviço no cálculo da receita permitida às distribuidoras.

Com respeito às metodologias, percebeu-se que na Europa há um predomínio do uso da metodologia não-paramétrica DEA, enquanto nos países pesquisados na América Latina é bastante frequente o uso de OLS nos processos regulatórios do setor. Neste sentido, notou-se que na década de 90 do século passado e princípio dos anos 2000 a regulação europeia utilizava modelos de recuperação de custos semelhantes aos atualmente usados em países latino-americanos, mas a partir desta época passou a adotar modelos capazes de incentivar ganhos de eficiência, a abordagem de Regulação por Incentivos, associada a mecanismos de *Yardstick Competition*.

O caso brasileiro é um exemplo dessa migração ocorrida anteriormente na Europa. Até 2011 a ANEEL utilizava a metodologia de empresa de referência para determinar custos eficientes, mas a partir daí passou a usar modelos DEA nos processos regulatórios do setor. Também México e Panamá estão adotando modelos mais complexos, considerados o estado da arte, em seus processos de *benchmarking* regulatório.

Adicionalmente, em função da própria diferenciação metodológica, constatou-se que, ao contrário do que acontece na Europa, os reguladores latino-americanos, normalmente, não estabelecem metas específicas ou gerais de melhoria de eficiência em seus processos regulatórios. Entretanto, entende-se que será positivo que outros países latinos sigam o exemplo de Brasil e México e passem a estabelecer metas explícitas de redução de ineficiências e de ganho de produtividade às distribuidoras de energia elétrica e outros provedores de serviço público, visto que isto pode contribuir para a modicidade tarifária.

O aspecto da qualidade dos serviços prestados também é tratado de maneira distinta entre reguladores europeus e latino-americanos. Entende-se que os europeus adotam a abordagem correta ao associar bônus/ônus às receitas permitidas das empresas derivados do nível de

qualidade dos serviços oferecidos aos seus clientes. Muitas vezes reduções de custos podem comprometer a qualidade dos serviços, o que não é interessante para a sociedade.

Cabe ainda analisar os procedimentos adotados pelos dois únicos países pesquisados que adotam *benchmarking* internacional para estabelecimento de custos eficientes, Portugal e Panamá. Nota-se que o regulador panamenho utiliza o mecanismo de modo mais apropriado e sistemático do que o regulador português. O primeiro teve previamente definidos todos os critérios e procedimentos que seriam adotados na comparação, e manteve as premissas no decorrer do processo não promovendo ajustes aleatórios. Neste sentido, entende-se que tal modelo pode servir de exemplo a outros países que tem uma única ou poucas distribuidoras de energia operando em seu território.

Finalmente, cabe reforçar que a utilização de restrições aos pesos no modelo de *benchmarking*, que é considerada controversa na literatura sobre DEA, segundo Bogetoft e Lopes (2015), só foi empregada no Brasil. A principal crítica a esse procedimento deriva do fato de que expressa preferências ou informações parciais sobre taxas de substituição de insumos e produtos.

## 7 CONCLUSÕES SOBRE A PESQUISA

A proposta desta tese foi analisar comparativamente processos de regulação de tarifas de distribuição de energia elétrica adotados por agências reguladoras europeias e latino-americanas para identificar convergências e divergências acerca das estratégias de regulação utilizadas, das principais características do *benchmarking* para cálculo de custos eficientes, das metodologias e modelos usados, e das trajetórias de redução de eventuais ineficiências, dentre outros aspectos.

A análise comparativa dos processos de regulação europeus e latino-americanos para cálculo dos custos eficientes da distribuição de electricidade foi realizada e possibilitou a identificação de diferentes processos de *benchmarking* regulatório que foram descritos em detalhes. Além disso, a análise cruzada dos resultados permitiu estabelecer situações de consenso e de divergência entre os diferentes mecanismos regulatórios utilizados na estimação dos custos eficientes das distribuidoras de energia elétrica nos países pesquisados.

A principal contribuição da investigação está associada ao fato de não existirem pesquisas como esta na área, e de que as informações aqui disponibilizadas são importantes para que a academia, reguladores de serviços públicos, gestores de empresas reguladas e profissionais que atuam com consultoria regulatória, possam conhecer o que está ocorrendo na regulação econômica do setor, no qual se pratica o estado da arte do *benchmarking* para cálculo de custos eficientes.

O ineditismo da pesquisa e sua relevância foram reconhecidos por renomados pesquisadores do campo de conhecimento sobre avaliação de desempenho, eficiência, produtividade e sustentabilidade e por representantes de agências regulatórias em eventos em que houve socialização de parte das informações contidas nesta pesquisa, como o XXXIX EnANPAD - Encontro Nacional da Associação de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração, transcorrido em Belo Horizonte, em setembro 2015; o XIV EWEP - *European Workshop on Efficiency and Productivity Analysis*, realizado em Helsinque, Finlândia, em junho de 2015; na sessão *Technologies for Modelling Socio-Economic and Industrial Systems* do *BRICS Global University Summit*, ocorrida em Moscou, Rússia, em outubro de 2015; e no *First Workshop on 'State-of-the-art' Benchmarking Methods in Economic Regulation*, que aconteceu na Technische Universität Braunschweig, Alemanha, em outubro de 2016.

As informações sobre os processos regulatórios foram obtidas em entrevistas que ocorreram durante visitas técnicas realizadas a agências regulatórias europeias, as quais foram gravadas com autorização dos reguladores, e por meio de pesquisa documental junto a agências

regulatórias latino-americanas. Em ambos os casos, eventuais dúvidas foram sanadas com a troca de mensagens eletrônicas com representantes das agências que foram objeto de estudo.

A pesquisa permitiu constatar que não existem dois processos iguais para estimação de custos eficientes dentre os países investigados. Notou-se também que o processo de *benchmarking* regulatório tem evoluído com bastante rapidez, visto que as diferentes agências regulatórias investigadas têm promovido melhorias e inovações ao longo dos últimos anos, buscando implementar mudanças voltadas à melhor modelagem das condições operacionais existentes no setor. Diversos exemplos disso foram ilustrados na descrição dos resultados da pesquisa, como no caso da utilização de dois insumos na regulação finlandesa, um sendo variável e sujeito a metas de eficiência, os custos operacionais, e outro fixo e não sujeito a metas, o custo de capital, representado pelo valor atual de reposição da rede das distribuidoras.

Entretanto, embora haja grande diversidade de processos regulatórios, foi possível constatar situações de convergência entre as regulações europeias e latino-americanas a respeito do estabelecimento de limites de receita às distribuidoras, de períodos regulatórios relativamente longos, ao uso de valores médios nos modelos, nos parâmetros utilizados (*inputs* e *outputs*), e a não inclusão de variáveis ambientais nos modelos.

A estratégia de *revenue cap* adotada pela maioria dos agentes reguladores, 13 dentre os 18 que foram investigados, possibilita às distribuidoras daqueles países autonomia para definição de preços específicos para diferentes tipos de consumidores, o que pode contribuir para a modicidade tarifária.

Longos períodos regulatórios propiciam estabilidade regulatória e estimulam a realização de investimentos e a redução de custos, inclusive de capital, especialmente naqueles casos em que o *revenue cap* é fixado antecipadamente para todo o período regulatório. Agentes reguladores de 13 países pesquisados adotam períodos regulatórios com duração de 4 anos ou mais.

A opção pela utilização de valores médios em vez de dados em painel é realizada por 12 agências regulatórias pesquisadas, o que possibilita o estabelecimento de fronteiras de eficiência que não levam em conta valores extremos que possam representar situações atípicas e distorcer o resultado do *benchmarking*.

Com relação aos parâmetros adotados para estimação dos custos eficientes, identificou-se o predomínio (12 agências) de uso dos custos totais das distribuidoras como insumo (*input*) dos modelos. Neste sentido, a opção pela análise dos custos totais é mais relevante do que a análise de apenas uma parte dos custos, os custos operacionais, visto que são os custos de capital que

dão competitividade de longo prazo às empresas ao possibilitarem reduções nos custos operacionais. Além disso, sabe-se que existe um *trade-off* entre custos operacionais e custos de capital, de modo que a consideração de apenas parte dos custos das distribuidoras pode comprometer a comparação dos escores de eficiência entre as diferentes distribuidoras e o alcance de objetivos regulatórios ótimos.

Já as variáveis explicativas (*outputs*) dos modelos de estimação de eficiência mais utilizadas foram: número de consumidores, extensão de rede, energia distribuída e área atendida pela distribuidora. Entretanto, percebeu-se o uso de grande diversidade de variáveis nos diferentes modelos estudados, inclusive variáveis compostas com diferentes *cost drivers* e variáveis que ponderam diferentes custos associados à operação de redes com características distintas.

Com respeito à quantidade de variáveis explicativas, os modelos investigados utilizam no mínimo duas, como no México e no Panamá, até 11 no modelo alemão e 22 no modelo dinamarquês. Sabe-se que a maior quantidade de *cost drivers* permite a modelagem mais detalhada das condições operacionais das empresas.

Adicionalmente, a maioria dos modelos investigados não inclui variáveis ambientais, o que contraria inúmeros autores já mencionados anteriormente, os quais consideram que isto é importante para discriminar condições operacionais mais ou menos custosas. Neste sentido, entende-se que tal inclusão agrega valor ao *benchmarking* regulatório, na medida em que também possibilita maior detalhamento na modelagem da realidade operacional vivenciada pelas diferentes distribuidoras.

Identificou-se no decorrer da pesquisa três diferentes possibilidades de levar em conta diferenças ambientais no ambiente operacional das distribuidoras no processo de *benchmarking* regulatório: promovendo o ajuste dos dados antes da promoção do *benchmarking*, como na Dinamarca e na Inglaterra; ajustando os escores de eficiência obtidos no *benchmarking* em um segundo estágio, como na Noruega; ou no próprio modelo de *benchmarking*, a exemplo do que ocorre na Finlândia.

Cabe salientar que a consideração da densidade de consumidores nos modelos, a exemplo do que fazem países como Áustria e Finlândia, na Europa, e Chile, Panamá e Perú, na América-Latina, possibilita a identificação de condições operacionais distintas em que as distribuidoras atuam, as quais impactam diretamente os custos da prestação de serviços, e, portanto, poderia fazer parte de modelos adotados na regulação do setor.

Por outro lado, a pesquisa também permitiu identificar algumas divergências entre os processos regulatórios adotados por reguladores europeus e latino-americanos. Tais divergências dizem respeito às metodologias adotadas na estimação dos custos eficientes, ao estabelecimento de metas para redução de eventuais ineficiências identificadas, à definição do Fator X a ser considerado por todas as distribuidoras, e ao impacto da qualidade do serviço prestado na receita das distribuidoras.

Dentre os reguladores europeus pesquisados, detectou-se uma grande diversidade de metodologias adotadas na estimação de custos eficientes das distribuidoras de energia elétrica. As mais frequentemente utilizadas foram *Data Envelopment Analysis* (DEA), utilizada em cinco dos dez países pesquisados, e *Stochastic Frontier Analysis* (SFA), usada em dois países, mas também se fez uso de outras metodologias como *Modified Ordinary Least Squares* (MOLS), *Corrected Pooled Ordinary Least Squares* (CPOLS), *Stochastic Nonsmooth Envelopment of Data* (StoNED) e custo unitário.

Já na pesquisa com reguladores latino-americanos constatou-se o predomínio da metodologia de empresa de referência com estimação de custos eficientes por meio de regressões por Mínimos Quadrados Ordinários (OLS), utilizada em quatro dos oito países pesquisados, seguido pelo uso da metodologia DEA, que é utilizada em três países da região, Brasil, México e Panamá. Também foi constatado o uso de SFA, COLS e custo unitário na região.

Isto permite concluir que a maioria dos reguladores dos diferentes continentes investigados segue premissas distintas, os latino-americanos levam em consideração empresas ideais, enquanto os europeus empresas reais. Neste contexto, é possível afirmar que há maior subjetividade na utilização da metodologia predominante na América Latina do que na Europa.

Além disso, o estabelecimento de metas específicas de redução de ineficiências e metas gerais de ganho de produtividade são comuns na regulação europeia, enquanto a maioria dos reguladores latino-americanos pesquisados não as define, o que seria extremamente interessante para estimular reduções de custos e aumento de eficiência técnica, e, conseqüentemente, possibilitar modicidade tarifária. Dentre os europeus, seis em dez países pesquisados adotam metas para redução de ineficiências, enquanto sete estabelecem um Fator X específico para o setor. Já na América Latina, apenas dois países, Brasil e México, adotam metas e Fator X em seus processos regulatórios.

Finalmente, percebeu-se que não há consenso entre reguladores europeus e latino-americanos a respeito do estabelecimento de recompensas ou punições financeiras às distribuidoras

derivadas da qualidade dos serviços prestados. Tal procedimento é bastante utilizado em países europeus e se torna um estímulo à melhoria constante dos serviços oferecidos aos clientes, o que poderia trazer benefícios aos consumidores latino-americanos.

A investigação sobre reguladores de países europeus e latino-americanos poderá ser expandida para contemplar um maior número de agências reguladoras em futuros estudos. Neste sentido, a amostra poderá incluir distribuidoras que operem em outros continentes, agregando valor à análise do setor.

Além disso, como sugestão para novas pesquisas, trabalhos semelhantes a este poderiam contemplar o setor de transmissão de energia elétrica e de outros provedores de serviços públicos. Também parece relevante investigar o fenômeno da captura regulatória (BERG, 1997; LITTLECHILD, 2011) no setor elétrico; os processos de definição das variáveis explicativas consideradas nos modelos; e a utilização de variáveis ambientais na regulação de outros serviços públicos.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- ACTON, J.; VOGELSANG, I. Introduction: Symposium of Price Cap Regulation. *Rand Journal of Economics*, v. 20, n. 3, p. 369-372, 1989.
- AFRIAT, S.N. Efficiency estimation of production functions. *International Economic Review*, v. 13, p. 568-598, 1972.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Nota Técnica n° 294/2011-SRE/ANEEL: metodologia cálculo de custos operacionais*. Brasília, DF: ANEEL, 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Nota Técnica n° 66/2015-SRM/SGT/ANEEL: metodologia de custos operacionais*. Brasília, DF: ANEEL, 2015.
- AGREEL, P; BOGETOFT, P. *Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution: final report*. Sundsvall, Sweden: SUMCSID, 2007.
- AGREEL, P; BOGETOFT, P.; TIND, J. DEA and dynamic yardstick competition in Scandinavian electricity distribution. *Journal of Productivity Analysis*, v. 23, p. 173-201, 2005.
- AIGNER, D.J.; CHU, S.F. On Estimating the Industry Production Function. *American Economic Review*, v. 58, p. 826-839, 1968.
- AIGNER, D., LOVELL, C.A.K., SCHMIDT, P. Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of Econometrics*, v. 6, p. 21-37, 1977.
- AJADHIA, V.; PETROV, K. Establishment of price cap regulation and determination of efficiency factor X for electricity networks. *European Transactions on Electrical Power*, v. 14, p. 97-109, 2004.
- AMUNDSVEEN, R.; KVILE, H.M. The development and application of an Incentive Regulation Model: a balancing act. *The ICER Chronicle*. n.3. International Confederation of Energy Regulators, 2015.
- ANDOR, M.; HESSE, F. The StoNED age: the departure into a new era of efficiency analysis? A Monte Carlo comparison of StoNED and the “oldies” (SFA and DEA). *Journal of Productivity Analysis*, n. 41, p. 85-109, 2014.
- ARCOVERDE, F.D.; TANNURI-PIANTO, M.E.; SOUSA, M.C.S. Mensuração das eficiências das distribuidoras do setor energético brasileiro usando fronteiras estocásticas. ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 33, *Anais ...* Brasília, 2005.
- ASSAF NETO, A. *Finanças corporativas e valor*. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2010.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Redes de Energia Elétrica*. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 13 abr. 2015.
- AUTHORITY FOR CONSUMERS & MARKETS (ACM). *Authority for Consumers & Markets National Report on energy regulation 2012*. The Hage, NL: ACM, 2013.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP). *Ingreso Máximo Permitido (IMP) a las empresas de distribución eléctrica período 2014-2018: metodología de cálculo*. Ciudad de Panamá, Panamá: ASEP, 2014.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP). *Reglamento de Distribución y Comercialización: régimen tarifario*. Ciudad de Panamá, Panamá: ASEP, 2016.

BANKER, R.D. Estimating most productive scale size using Data Envelopment Analysis. *European Journal of Operational Research*, v. 17, n. 1, p. 35-84, 1984.

BANKER, R.D. A Monte Carlo comparison of two production frontier estimation methods: Corrected Ordinary Least Squares and Data Envelopment Analysis. *European Journal of Operational Research*, v. 67, p. 332-343, 1993.

BANKER, R.D. Report on ANEEL's proposal for electricity distribution tariff regulation. In: LOPES, A.L.M. *Benchmarking using Data Envelopment Analysis – DEA in regulating electricity: the Brazilian case*. Belo Horizonte: NESP-FACE/UFMG, 2013.

BANKER, R.D.; CHANG, H. The super-efficiency procedure for outlier detection, not for ranking efficient units. *European Journal of Operational Research*, v. 175, p. 1311-1320, 2006.

BANKER, R.D.; CHARNES, A.; COOPER, W.W. Some models for estimating technical and scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*, v. 30, n. 9, p. 1078-1092, 1984.

BANKER, R.D.; GADH, V.M.; GORR, W.L. A Monte Carlo comparison of two production frontier estimation models: Corrected Ordinary Least Squares and Data Envelopment Analysis. *European Journal of Operational Research*, v. 67, p. 332-343, 1993.

BANKER, R.D., MOREY, R.C. Incorporating Value Judgments in Efficiency Analysis. *Research in Governmental and Nonprofit Accounting*, v.5, p. 245-267, 1989.

BANKER, R.D.; NATARAJAN, R. Evaluating contextual variables affecting productivity using Data Envelopment Analysis. *Operations Research*, v. 56, n. 1, p. 48-58, 2008.

BATTESE, G.E.; COELLI, T.J. Frontier production functions, technical efficiency and panel data: with application to paddy farmers in India. *Journal of Productivity Analysis*, v. 3, p. 153-169, 1992.

BAUMOL, W.J., PANZAR, J.C.; WILLIG, R.D. *Contestable markets and the Theory of industry structure*. New York: Harcourt Brace Jovanovitch, 1982.

BAUMOL, W.J., PANZAR, J.C., WILLIG, R.D. *Contestable markets and the Theory of Market Structures* (Revised). San Diego: Harcourt Brace Jovanovich, 1988.

BERG, S.V. Introduction to the fundamentals of incentive regulation. In: Australian Competition and Consumer Commission and Public Utility Research Centre. *Infrastructure Regulation and Market Reform: principles and practice*, 1997.

BERG, S.V.; TSCHIRHART, J. *Natural monopoly regulation: principles and practice*. Cambridge: Cambridge University Press, 1988.

BJUREK, H.; HJALMARSSON, L.; FORSUND, F.R. Deterministic parametric and nonparametric estimation of efficiency in service production: a comparison. *Journal of Econometrics*, v. 46, p. 213-227, 1990.

BOGETOFT, P. *Performance benchmarking*. New York: Springer, 2012.

BOGETOFT, P.; LOPES, A.L.M. *Comments on the Brazilian benchmarking model for energy regulation: fourth cycle of tariff review*. Brasília, DF: ANEEL, 2015.

BOGETOFT, P.; OTTO, L. *Benchmarking with DEA, SFA, and R*. New York: Springer, 2011.

BOLES, J.N. Efficiency squared-efficient computation of efficiency indexes. *Western Farm Economic Association, Proceedings*, p. 137-142, 1966.

BOLES, J.N. The 1130 Farrell efficiency system – multiple products, multiple factors. *Giannini Foundation of Agricultural Economics*, February 1971.

BOLT, C. UK experience of utility regulation since 2003 and outlook. *Utilities Policy*, v. 31, p. 173-177, 2014.

BONBRIGHT, J.C.; DANIELSEN, A.L.; KAMERSCHEN, D.R. *Principles of Public Utility Rates*. Arlington, VA: Public Utilities Reports, 1988.

BRAEUTIGAM, R.R. Optimal policies for natural monopolies. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R. *Handbook of Industrial Organization*. London: Elsevier Science Publishers, 1989.

BRENNAN, T.J.; PALMER, K.; MARTINEZ, S. Implementing electricity restructuring: policies, potholes and prospects. *Environment and Resource Economics*, v. 22, p. 99-132, 2002.

BRUNEKREEFT, G. *Regulation and competition policy in the electricity market: economic analysis and German experience*. Baden-Baden: Nomos, 2003.

BUDESCU, D.V. Dominance Analysis: a new approach to the problem of relative importance of predictors in multiple regression. *Psychological Bulletin*, v. 114, n. 3, p. 542-551, 1993.

BUNDENETZAGENTUR. *Evaluation Report pursuant to section 33 of the Incentive Regulation Ordinance: short version*. Bonn, Germany: Bundenetzagentur, 2015.

BURNS, P.; JENKINS, C.; MIKKERS, M.; RIECHMANN, C. The role of the policy framework for the effectiveness of benchmarking in regulatory proceedings. In: COELLI, T.; LAWRENCE, D. *Performance measurement and regulation of network utilities*. Northampton, MA: Edward Elgar Publishing, 2006.

BURNS, P.; JENKINS, C.; RIECHMANN, C. The role of benchmarking for yardstick competition. *Utilities Policy*, v. 13, p. 302-309, 2005.

CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (CPUC). *Energy efficiency strategic plan 2011*. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=4125>. Acesso em: 15 jun 2016.

CAMPOMAR, M.C. Do uso de “estudo de caso” em pesquisas para dissertações e teses em administração. *Revista de Administração da Universidade de São Paulo*, v. 26, n. 3, p. 95-97, 1991.

CAMBRIDGE ECONOMIC POLICY ASSOCIATES (CEPA). *Assessing efficiency for the 2005 distribution price control review*. London: OFGEM, 2013.

CANAL ENERGIA. *Abradee teme impactos do repasse de R\$ 54 bilhões este ano para as tarifas*. 2015. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=105639>. Acesso em: 30 jun. 2015.

CHARNES, A.; COOPER, W.W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operational Research*, issue 2, p. 429-444, 1978.

COELLI, T.J.; RAO, D.S.P.; O'DONELL, C.J.; BATTESE, J.E. *An introduction to efficiency and productivity analysis*. 2<sup>nd</sup> ed. New York: Springer, 2005.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE). *Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución: cuatrienio Noviembre 2016 – Noviembre 2020*. Santiago, Chile: CNE, 2015.

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE). *Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de Enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018*. Ciudad del México: CRE, 2016.

COOK, W.D.; ZHU, J. *Data Envelopment Analysis: modeling operational processes and measuring productivity*. Paperback. Amazon.com, 2008.

COOPER, W.W.; SEIFORD, L.M.; ZHU, J. *Handbook on Data Envelopment Analysis*. Paperback. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2004.

COSTA, M.A.; LOPES, A.L.M.; MATOS, G.B.B.P. Statistical evaluation of Data Envelopment Analysis versus COLS Cobb-Douglas benchmarking models for the 2011 Brazilian tariff review. *Socio-Economic Planning Sciences*, p. 1-14, 2015.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). *5<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*. Brussels, Belgium, 2011.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). *CEER Benchmarking Report 5.1 on the continuity of electricity supply: data update*. Brussels, Belgium, 2014.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). *CEER Benchmarking Report 5.2 on the continuity of electricity supply: data update*. Brussels, Belgium, 2015.

CREW, M.A.; KLEINDORFER, P.R. Regulatory Economics: twenty years of progress? *Journal of Regulatory Economics*, v. 21, n. 1, p. 5-22, 2002.

- CULLMAN, A. Benchmarking and firm heterogeneity: a latent class analysis for German electricity distribution companies. *Empirical Economics*, v. 42, n. 1, p. 147-169, 2012.
- DAI, X., KUOSMANEN, T. Best-practice benchmarking using clustering methods: application to energy regulation. *Omega*, v.42, n.1, p. 179-188, 2014.
- DANISH ENERGY REGULATORY AUTHORITY (DERA). *2015 National Report to the European Commission*. Valby, Denmark: DERA, 2015.
- DANISH ENERGY REGULATORY AUTHORITY (DERA). *National Report Denmark 2016*. Valby, Denmark: DERA, 2016.
- DARAI, C.; SIMAR, L. *Advanced robust and nonparametric methods in efficiency analysis*. New York: Springer, 2007.
- DUBASH, N. K. *Power Politics: equity and environment in electricity reform*. Washington, DC: World Resources Institute, 2002.
- EDVARSEN, D.F.; FORSUND, F.R. International benchmarking of electricity distribution utilities. *Resource and Energy Economics*, v. 25, p. 353-371, 2003.
- EFRON, B. Bootstrap methods: another look at the jackknife. *The Annals of Statistics*, v. 7, n. 1, p. 1-26, 1979.
- ELGUETA, C.F. A reforma do setor elétrico do Chile e as ações de eficiência energética. *Dissertação de Mestrado em Energia*, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.
- ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE). *Libro Blanco de Gestión y Rendición de cuentas: período 2011-2015*. Buenos Aires, Argentina: ENRE, 2016.
- EPSTEIN, M.J.; MANZONI, J.F.; DAVILA, A. *Performance measurement and management control: innovative concepts and practices*. London: Emerald, 2010.
- ESKELINEN, J.; KUOSMANEN, T. Intertemporal efficiency analysis of sales team of a bank: stochastic semi-nonparametric approach. *Journal of Banking and Finance*, v. 37, p. 5163-5175, 2013.
- FARE, R.; LOVELL, C.A.K. Measuring the technical efficiency of production. *Journal of Economic Theory*, v. 19, p. 150-162, 1978.
- FARRELL, M.J. The measurement of productive efficiency. *The Journal of the Royal Statistical Society*, v. 120, n. 3, p. 253-290, 1957.
- FARRELL, M.J.; FIELDHOUSE, M. Estimating efficient production functions under increasing returns to scale. *Journal of the Royal Society*, v. 125, n. 2, p. 252-267, 1962.
- FARSI, M.; FETZ, A.; FILIPPINI, M. Benchmarking and regulation in the electricity distribution sector. *Working Paper*. Centre for Energy Policy and Economics. Zurich, 2007.
- FORSUND, F.R. Weight restrictions in DEA: misplaced emphasis? *Journal of Productivity Analysis*, v.40, n.3, p. 272-283, 2013.

FORSUND, F.R.; KITTELSEN, S.A.C. Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities. *Resource and Energy Economics*, v. 20, n. 3, p. 207-224, 1998.

FRANCO, F.; FORTUNA, M. O método da fronteira estocástica na medição de eficiência dos serviços hospitalares: uma revisão bibliográfica. *Working Paper*. Lisboa: Associação Portuguesa de Economia da Saúde, 2003.

FRIED, H; LOVELL, C.A.K.; SCHMIDT, S.S. Efficiency and Productivity. In: FRIED, H; LOVELL, C.A.K.; SCHMIDT, S. *The Measurement of Productive Efficiency: techniques and applications*. New York: Oxford University Press, 2008.

FRONTIER ECONOMICS. *RPI-X@20: the future role of benchmarking in regulatory reviews*. London, 2010.

FRONTIER ECONOMICS. *Trends in electricity distribution network in North West Europe*. London, 2012.

GIL, G.D.R.; COSTA, M.A.; LOPES, A.L.M. Geostatistics applied to 2014 Brazilian energy distribution benchmarking model: accounting for environmental determinants of inefficiency. In: FORSUND, F.R.; KALASHNIKOV, E.A. *Proceedings of the session "Information Technologies for modelling socio-economic and industrial systems"* of Global University Summit BRICS, Moscow, Russia, October 2015, p. 19-25, 2016.

GOLDBERG, V. Regulation and administered contracts. *Bell Journal of Economics*, v. 7, p. 250-261, 1976.

GREENE, W.H. A Gamma-Distributed Stochastic Frontier Model. *Journal of Econometrics*, v. 46, p. 141-164, 1990.

GREENE, W.H. The econometric approach to efficiency analysis. In: FRIED, H.O.; LOVELL, C.A.K.; SCHMIDT, S.S. *The measurement of productive efficiency and productivity change*. Oxford, UK: Oxford Press, 2008.

GROSSMAN, P.Z. Is anything naturally a monopoly? In: GROSSMAN, P.Z.; COLE, D.H. *The end of a natural monopoly: deregulation and competition in the electric power industry*. Oxford: Elsevier, 2005.

GRUB, D.P. Las razones de la Reforma. In: COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. *20 +1: CREando confianza para los mexicanos*. Ciudad de México: CRE, 2015.

HANEY, A.B.; POLLITT, M. Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators. *Energy Policy*, v. 37, p. 5814-5830, 2009.

HANEY, A.B.; POLLITT, M. Exploring the determinants of "best practice" benchmarking in electricity network regulation. *Energy Policy*, v. 39, p. 7739-7746, 2011.

HANEY, A.B.; POLLITT, M. International benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice? *Energy Policy*, v. 62, p. 267-281, 2013.

HJALMARSSON, L.; VEIDERPASS, A. Productivity in Swedish electricity retail distribution. *Scandinavian Journal of Economics*, v. 94, p. 193-205, 1992.

- IGLESIAS, G.; CASTELLANOS, P.; SEIJAS, A. Measurement of productive efficiency with frontier methods: a case study for wind farms. *Energy Economics*, v. 32, p. 1199-1208, 2010.
- JAMASB, T.; NILLESEN, P.; POLLITT, M. Strategic behavior under regulatory benchmarking. *Energy Economics*, v. 26, p. 825-843, 2004.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. *Utilities Policy*, v. 9, p. 107-130, 2001.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. *Energy Policy*, v. 31, p. 1609-1622, 2003.
- JAMISON, M.A. Regulation: rate of return. In: CAPEHART, B.L. *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*. New York: CRC Press, 2007.
- JAMISON, M.A. Market structure and competition. In: PUBLIC UTILITY RESEARCH CENTER OF FLORIDA UNIVERSITY. *Utility Regulatory Fundamentals: a Reference Handbook from PURC Training*. Gainesville, FL: PURC, p. 43-54, 2012.
- JAMISON, M.A.; BERG, S. Overview of Utility Regulation. In: PUBLIC UTILITY RESEARCH CENTER OF FLORIDA UNIVERSITY. *Utility Regulatory Fundamentals: a Reference Handbook from PURC Training*. Gainesville, FL: PURC, p. 7-23, 2012.
- JARRELL, G.A. The Demand for State Regulation of the Electric Utility Industry. *Journal of Law and Economics*, v. 21, n. 2, p. 269-295, 1978.
- JENSEN, M.C.; MECKLING, W.H. Theory of the Firm: managerial behavior, agency costs and ownership structure. *Journal of Financial Economics*, v. 3, n. 4, p. 305-360, 1976.
- JOHNSON, A.; KUOSMANEN, T. One-stage estimation of the effects of operational conditions and practices on productive performance: asymptotically normal and efficient, root-n consistent StoNEZD method. *Journal of Productivity Analysis*, v. 36, n. 2, p. 219-230, 2011.
- JOSKOW, P.L. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. *Working Paper*, prepared for the National Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation. Washington, DC: September 2005.
- JOSKOW, P.L.; NOLL, R.C. Regulation in Theory and Practice: an overview. IN: FROMM, G. *Studies in Public Regulation*. Cambridge, MA: The MIT Press, p. 1-66.
- KAHN, A.E. *The Economics of Regulation: principles and institutions*. New York: Wiley, 1971.
- KALB, A. *Public Sector Efficiency: applications to local governments in Germany*. Heidelberg, Germany: Springer, 2010.
- KING, S.P. Principles of Price Cap Regulation. In: Regulation Body of Knowledge, Department of Economics, University of Melbourne, 2013. Disponível em: <[http://regulationbodyofknowledge.org/wpcontent/uploads/2013/03/King\\_Principles\\_of\\_Price.pdf](http://regulationbodyofknowledge.org/wpcontent/uploads/2013/03/King_Principles_of_Price.pdf)>. Acesso em: 16 jan. 2015.

KORHONEN, P.; SYRJANEN, M. Evaluation of cost efficiency in Finnish electricity distribution. *Annals of Operations Research*, v. 121, p. 105-122, 2003.

KUMBHAKAR, S. Production frontiers, panel data, and time-varying technical inefficiency. *Journal of Econometrics*, v. 46, p. 201-212, 1990.

KUMBHAKAR, S.C.; LOVELL, C.A.K. *Stochastic Frontier Analysis*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2000.

KUOSMANEN, T. Stochastic Semi-Nonparametric Frontier Estimation of Electricity Distribution Networks: application of the StoNED Method in the Finnish Regulatory Model. *Energy Economics*, v.34, p. 2189-2199, 2012.

KUOSMANEN, T.; KORTELAINE, M. Stochastic non-smooth envelopment of data: semi-parametric frontier estimation subject to shape constraints. *Journal of Productivity Analysis*, v. 38, n. 1, p. 11-28, 2012.

KUOSMANEN, T.; SAASTAMOINEN, A.; SIPILAINEN, T. What is the best practice for benchmarking regulation of energy distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods. *Energy Policy*, v. 61, p. 740-750, 2013.

LAFFONT, J.J.; MARTIMORT, D. *The Theory of Incentives: the principal-agent model*. Princeton, NJ: Princeton University Press, 2002.

LAFFONT, J.J.; TIROLE, J. *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*. Cambridge, MA: MIT Press, 1993.

LAND, K.C.; LOVELL, C.A.K.; THORE, S. Chance-constrained data envelopment analysis. *Managerial and Decision Economics*, v. 14, p. 541-554, 1993.

LEE, Y.H.; SCHMIDT, P. A production frontier model with flexible temporal variation in technical efficiency. In: FRIED, H.O.; LOVELL, C.A.K.; SCHMIDT, S.S. *The measurement of productive efficiency: techniques and applications*. New York: Oxford University Press, 1993.

LITTLECHILD, S.C. Merchant and regulated transmission: theory, evidence and policy. *Working Paper*. Cambridge: Electricity Policy Research Group, 2011.

LITTLECHILD, S.C. The competition assessment framework for the retail energy sector: some concerns about the proposed interpretation. *Working Paper*. Cambridge: Electricity Policy Research Group, 2014.

LLORCA, M.; OREA, L.; POLLITT, M. Efficiency and environmental factors in the US electricity transmission industry. Electricity Policy Research Group, *Working Paper 1310*, University of Cambridge, 2013.

LOPES, A.L.M. *Benchmarking using Data Envelopment Analysis – DEA in regulating electricity: the Brazilian case*. Belo Horizonte: NESP-FACE/UFMG, 2013.



- LOPES, A.L.M.; LANZER, E.A. Data Envelopment Analysis in regulation of transmission energy companies: the Brazilian case. In: LOPES, A.L.M. *Benchmarking using Data Envelopment Analysis – DEA in regulating electricity: the Brazilian case*. Belo Horizonte: NESP-FACE/UFMG, 2013.
- LOVELL, C.A.K. Production Frontiers and Productive Efficiency. In: FRIED, H; LOVELL, C.A.K.; SCHMIDT, S. *The Measurement of Productive Efficiency: Techniques and applications*. New York: Oxford University Press, 1993.
- MARCUS, W.B.; GRUENEICH, D.M. *Performance-based ratemaking: principles and design issues*. San Francisco, CA: Energy Foundation, 1994.
- MEEUSEN, W., VAN DEN BROECK, J. Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composite error. *International Economic Review*, v. 18, p. 435-444, 1977.
- MOSKOVITZ, D.; HARRINGTON, C.; AUSTIN, T. Decoupling vs. Lost Revenues: regulatory considerations. *Working Paper*. Gardiner, ME: Regulatory Assistance Project, 1992.
- NEWBERRY, D.M. Privatization and liberalization of network utilities. *European Economic Review*, v. 41, p. 1-27, 1997.
- NEWBERRY, D.M. *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*. Boston: MIT Press, 2000.
- NILLESEN, P.; POLLITT, M. Using regulatory benchmarking techniques to set companies performance targets: the case of US electricity. *Competition and Regulation in Network Industries*, v.11, n.1, p. 50-58, 2010.
- NOLL, R. Economic perspectives on the politics of regulation. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R. *Handbook of Industrial Organization*. London: Elsevier Science Publishers, 1989.
- OCHOA, C.E.H. La Reforma Eléctrica mexicana de 2013 y 2014. In: COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. *20 +1: CREando confianza para los mexicanos*. Ciudad de México: CRE, 2015.
- OLESEN, O.; PETERSEN, N.C. Chance constrained efficiency evaluation. *Management Science*, v. 41, n. 3, p. 442-457, 1995.
- OLSON, J.A.; SCHMIDT, P.; WALDMAN, D.A. A Monte Carlo study of estimators of Stochastic Frontier production functions. *Journal of Econometrics*, v. 13, p. 67-82, 1980.
- ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). *Competition in electricity markets*. Paris, 2001.
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE). *Informe final Colombia*. OLADE, 2013.

- PANZAR, J.C. Technological determinants of firm and industry structure. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R. *Handbook of Industrial Organization*. London: Elsevier Science Publishers, 1989.
- PODINOVSKI, V. Production trade-offs and weight restrictions in Data Envelopment Analysis. *Journal of the Operational Research Society*, v. 55, n. 12, p. 1311-1322, 2004.
- POLLITT, M. Electricity reform in Chile: lessons for developing countries. *Working paper*. Sloan School of Management: Center for Energy and Environmental Policy Research, 2004.
- POLLITT, M. The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: Ofgem's approach to benchmarking electricity networks. *Utilities Policy*, v. 13, p. 279-288, 2005.
- POLLITT, M. Evaluating the evidence on electricity reform: lessons for the South East Europe (SEE) market. *Utilities Policy*, v. 17, p. 13-23, 2009.
- PORCELLI, F. *Measurement of technical efficiency: a brief survey on parametric and non-parametric techniques*. University of Warwick, 2009.
- PORTER, M.E. *Competitive advantage*. New York: The Free Press, 1985.
- POSNER, R.A. *Natural Monopoly and its Regulation*. Washington, DC: Cato Institute, 1999.
- RAMALHO, P.I.S. Regulação e agências reguladoras: reforma regulatória da década de 1990 e desenho institucional das agências no Brasil. In: RAMALHO, P.I.S. (Org.) *Regulação e Agências Reguladoras: governança e análise do impacto regulatório*. Brasília: Anvisa, 2009.
- RAY, S.C. *Data Envelopment Analysis: theory and techniques for Economics and Operation Research*. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.
- RILEY, D. Competitive cost based investment strategies for industrial companies. In: *Manufacturing Issues*. New York: Booz Allen and Hamilton, 1987.
- SAASTAMOINEN, A.; KUOSMANEN, T. Quality frontier of electricity distribution: supply security, best practices, and underground cabling in Finland. *Energy Economics*, v.53, p. 281-292, 2016.
- SAMPAIO, J.R. A pesquisa qualitativa entre a fenomenologia e o empirismo formal. *Revista de Administração da Universidade de São Paulo*, v. 36, n. 2, p. 16-24, 2001.
- SAPPINGTON, D.E.M. Designing Incentive Regulation. *Review of Industrial Organization*, v. 9, n. 3, p. 245-272, 1994
- SAPPINGTON, D.E.M. Price Regulation. In: CAVE, M.E. et al. *Handbook of Telecommunications Economics*. Amsterdam: North-Holland, 2002.
- SCHAFFNIT, C.; ROSEN, D.; PARADI, J.C. Best practice analysis of bank branches: an application of DEA in a large Canadian bank. *European Journal of Operational Research*, v. 98, p. 269-289, 1997.
- SCHMALENSEE, R. *The Control of Natural Monopolies*. Lexington, MA: Lexington Books, 1979.

- SCHUMPETER, J.A. *Capitalism, socialism, and democracy*. New York: Harper, 1942.
- SHAKED, A.; SUTTON, J. Natural Oligopolies. *Etrica*, n. 51, p. 1469-1484, 1982.
- SHANK, J.K. Strategic cost management: new wine or just new bottles? *Journal of Management Accounting Research*, n. 1, p. 47-65, 1989.
- SHARKEY, W.W. *The theory of natural monopoly*. Cambridge: Cambridge University Press, 1982.
- SHEPHARD, R.W. *Cost and production functions*. Princeton: Princeton University Press, 1953.
- SHEPHARD, R.W. *Theory of Cost and Production Function*. Princeton: Princeton University Press, 1970.
- SHLEIFER, A. A theory of yardstick competition. *Rand Journal of Economics*, v. 16, n. 3, p. 319-327, 1985.
- SILMAR, L.; WILSON, P.W. Sensitivity analysis of efficiency scores: how to bootstrap in nonparametric frontier methods. *Management Science*, v. 44, n. 1, p. 49-61, 1998.
- SILMAR, L.; WILSON, P.W. Estimation and inference in two stage, semi parametric models of production processes. *Journal of Econometrics*, v. 136, n. 1, p. 31-64, 2007.
- SMITH, M. *Performance measurement & management*. London: Sage, 2005.
- SOZEN, A.; ALP, I.; KILINC, C. Efficiency assessment of the hydro-power plants in Turkey by using Data Envelopment Analysis. *Renewable Energy*, v. 46, 2012, p. 192-202.
- STAKE, R.E. *Qualitative research: studying how things work*. New York: The Guilford Press, 2010.
- STAPENHURST, T. *The benchmarking book*. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2009.
- STERN, J. The British utility regulation model: its recent history and future prospects. *Utilities Policy*, v. 31, p. 162-172, 2014.
- STIGLER, G.J. The Xistence of X-Efficiency. *American Economic Review*, v. 66, n. 1, p. 213-216, 1976.
- STOFT, S. Revenue caps vs. price caps: implications for DSM. In: STOFT, S.; ETO, J.; KITO, S. *DSM shareholder incentives: current designs and economic theory*. Berkeley, CA: UC Berkeley, 1995.
- STONZIC, M. *ACCC AER Regulatory Conference*. Germany: Wik, 2015.
- THANASSOULIS, E.; ALEN, R. Simulating weights restrictions in Data Envelopment Analysis by means of unobserved DMUs. *Management Science*, v. 44, n. 4, p. 586-594, 1998.
- TRAIN, K.E. *Optimal Regulation: the economic theory of natural monopoly*. Boston: MIT Press, 1991.

- TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. TCU avalia efeitos da redução das tarifas elétricas. Brasília: 2014. Disponível em: <[http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/detalhes\\_noticias?noticia=5139909](http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/detalhes_noticias?noticia=5139909)>. Acesso em: 23 mar. 2015.
- TRUETT, L.; TRUETT, D. Regions of the production function, returns, and economies of scale: further considerations. *Journal of Economic Education*, v. 21, n. 4, p. 411-419, 1990.
- UNIDAD REGULADORA DE SERVICIOS DE ENERGÍA Y AGUA (URSEA). *Regulación de Energía y Agua: 2013-2014*. Montevideo: Ursea, 2014.
- VALOR ECONÔMICO. *TCU diz que custo da MP 579 já chegou a R\$61 bi*. 2014. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3719332/tcu-diz-que-custo-da-mp-579-ja-chegou-r-61-bi>. Acesso em: 30 jun 2015.
- VISCUSI, W.K., VERNON, J.M., HARRINGTON JR., J.E. *Economics of regulation and antitrust*. 2nd. ed. Boston: The MIT Press, 1995.
- WILLIAMSON, O.E. *The Economics of Discretionary Behavior: managerial objectives in a Theory of the Firm*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1964.
- WILLIAMSON, O.E. *The Economic Institutions of Capitalism: firms markets, relational contracting*. New York: New York Press, 1985.
- WINSTEN, C. Discussion on Mr. Farrell's Paper. *Journal of the Royal Statistical Society, Series A, General*, 120, p. 282-284, 1957.
- WREN-LEWIS, L. Utility regulation in Africa: how relevant is the British model? *Utilities Policy*, v. 31, p. 203-205, 2014.
- YIN, R.K. *Qualitative research: from start to finish*. New York: The Gilford Press, 2011.
- YU, W.; JAMASB, T.; POLLITT, M. Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies. *Energy Policy*, v.37, n.11, p. 4177-4188, 2009.

## ANEXO A – Escores de eficiência das distribuidoras brasileiras no Quarto Ciclo Tarifário

Distribuidora	Eficiência	Distribuidora	Eficiência
JAGUARI	100%	BRAGANTINA	69%
CSPE	100%	CELG	69%
CELTINS	100%	CEMIG	69%
RGE	100%	CHESF	68%
COELCE	100%	NACIONAL	68%
PIRATININGA	100%	CFLO	67%
NOVA PALMA	100%	ENERSUL	67%
MUXFELDT	100%	SULGIPE	66%
COELBA	96%	COPEL	64%
CPFL PAULISTA	95%	COOPERALIANÇA	63%
ELEKTRO	94%	CELESC	62%
ELETROPAULO	93%	ESSE	60%
COSERN	92%	CEPISA	59%
MOCOCA	91%	DEMEI	58%
CPEE	88%	COCEL	57%
CEMAR	87%	CELPA	56%
CELP	86%	IGUAÇU	56%
EMG	83%	CEB	53%
AES SUL	83%	ENF	53%
BANDEIRANTE	82%	HIDROPAN	52%
EPB	82%	ELETROACRE	52%
SANTA MARIA	81%	ELETROCAR	52%
JOAO CESA	80%	CERON	51%
LIGHT	78%	URUSSANGA	45%
SANTA CRUZ	77%	CEAL	44%
CEMAT	77%	FORCEL	43%
CAIUA	74%	DME-PC	42%
EBO	73%	CEEE	42%
ESCELSA	72%	AME	31%
AMPLA	70%	BOA VISTA	23%
EDEVP	70%		

Fonte: NT 66/2015 ANEEL

**ANEXO B – Intervalos de confiança das estimativas de eficiência do Quarto Ciclo Tarifário brasileiro**

<b>Distribuidora</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Centro</b>	<b>Limite superior</b>
JAGUARI	94%	100%	100%
CSPE	94%	100%	100%
CELTINS	96%	100%	100%
RGE	95%	100%	100%
COELCE	94%	100%	100%
PIRATININGA	94%	100%	100%
NOVA PALMA	92%	100%	100%
MUXFELDT	86%	100%	100%
COELBA	88%	96%	100%
CPFL PAULISTA	90%	95%	99%
ELEKTRO	88%	94%	97%
ELETROPAULO	88%	93%	99%
COSERN	85%	92%	100%
MOCOCA	85%	91%	96%
CPEE	82%	88%	94%
CEMAR	81%	87%	94%
CELPE	77%	86%	90%
EMG	78%	83%	90%
AES SUL	78%	83%	89%
BANDEIRANTE	77%	82%	85%
EPB	76%	82%	86%
SANTA MARIA	77%	81%	85%
JOAO CESA	63%	80%	87%
LIGHT	74%	78%	83%
SANTA CRUZ	72%	77%	82%
CEMAT	72%	77%	85%
CAIUA	70%	74%	76%
EBO	68%	73%	79%
ESCELSA	68%	72%	76%
AMPLA	64%	70%	72%

<b>Distribuidora</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Centro</b>	<b>Limite superior</b>
EDEVP	66%	70%	73%
BRAGANTINA	65%	69%	71%
CELG	65%	69%	74%
CEMIG	65%	69%	73%
CHESF	64%	68%	76%
NACIONAL	64%	68%	70%
CFLO	63%	67%	70%
ENERSUL	63%	67%	70%
SULGIPE	62%	66%	70%
COPEL	60%	64%	68%
COOPERALIANÇA	59%	63%	68%
CELESC	58%	62%	65%
ESSE	55%	60%	63%
CEPISA	55%	59%	62%
DEMEI	55%	58%	61%
COCEL	53%	57%	60%
CELPA	52%	56%	58%
IGUAÇU	52%	56%	60%
CEB	50%	53%	60%
ENF	50%	53%	56%
HIDROPAN	46%	52%	57%
ELETROACRE	49%	52%	55%
ELETROCAR	48%	52%	55%
CERON	47%	51%	54%
URUSSANGA	38%	45%	50%
CEAL	39%	44%	45%
FORCEL	35%	43%	49%
DME-PC	39%	42%	44%
CEEE	40%	42%	44%
AME	29%	31%	34%
BOA VISTA	22%	23%	24%

Fonte: NT 66/2015 ANEEL

### ANEXO C – Estruturação das Áreas Típicas Chilenas

Distribuidora	Área Típica	Tarifa Média (m\$/kW)	TIR teórica (%)
Chilectra	1	81,14	10,0
Luz Andes	2	131,77	11,9
Emelat	2	131,77	12,8
CEC	2	131,77	10,1
EEPA	2	131,77	9,9
Elecda	2	131,77	7,0
CGED	2	131,77	6,8
Chilquinta	3	178,97	13,3
Edelmag	3	178,97	9,4
Eliqsa	3	178,97	8,2
Saesa	3	178,97	8,2
Conafe	3	178,97	6,7
EEC	4	239,39	12,8
Emelari	4	239,39	12,2
Edecsa	4	239,39	10,7
Litoral	4	239,39	8,2
Luz Linhares	5	347,21	14,0
Luz Parral	5	347,21	11,5
Luz Osorno	5	347,21	9,6
Frontel	5	347,21	9,1
Coopelan	5	347,21	7,7
Codiner	5	347,21	6,3
Cooprel	6	430,66	11,1
Edelaysén	6	430,66	11,1
Coelcha	6	430,66	10,9
Til Til	6	430,66	10,6
Copelec	6	430,66	9,5
Emelca	6	430,66	8,9
CRELL	6	430,66	9,1
Socoepa	6	430,66	8,6

Fonte: CNE (2015)



**ANEXO D – Escores de eficiência estimados com DEA e SFA no modelo mexicano**

<b>Divisão de Distribuição</b>	<b>Escore DEA</b>	<b>Escore SFA</b>
Baja California	0,74	0,65
Bajío	0,73	0,82
Centro Occidente	0,84	0,85
Centro Oriente	0,67	0,73
Centro Sur	0,60	0,69
Golfo Norte	0,66	0,77
Jalisco	0,67	0,71
Noroeste	0,60	0,71
Norte	0,57	0,71
Sureste	0,43	0,56
Peninsular	0,56	0,66
Oriente	0,57	0,71
Golfo Centro	0,57	0,63
Valle Mexico NTE	0,47	0,56
Valle Mexico Centro	0,35	0,46
Valle Mexico Sur	0,36	0,46
<b>Eficiência Média</b>	<b>0,59</b>	<b>0,67</b>

Fonte: CRE (2016)

**ANEXO E –Eficiências ajustadas e trajetórias de redução de ineficiências no modelo mexicano**

<b>Divisão de Distribuição</b>	<b>Escore SFA ajustado</b>	<b>Ineficiência</b>	<b>Número anos</b>	<b>Redução em 2017</b>	<b>Redução em 2018</b>
Baja California	100,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Bajo	100,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Centro Occidente	95,80%	4,20%	3	1,40%	1,40%
Centro Oriente	91,80%	8,20%	3	2,80%	2,80%
Centro Sur	89,20%	10,80%	5	2,30%	2,30%
Golfo Norte	88,90%	11,10%	5	2,30%	2,30%
Jalisco	88,80%	11,20%	5	2,40%	2,40%
Noroeste	88,10%	11,90%	5	2,50%	2,50%
Norte	86,50%	13,50%	5	2,90%	2,90%
Sureste	82,20%	17,80%	5	3,90%	3,90%
Peninsular	81,10%	18,90%	5	4,10%	4,10%
Oriente	79,30%	20,70%	5	4,50%	4,50%
Golfo Centro	69,80%	30,20%	7	5,00%	5,00%
Valle Mexico NTE	69,80%	30,20%	7	5,00%	5,00%
Valle Mexico Centro	57,90%	42,10%	9	5,90%	5,90%
Valle Mexico Sur	57,20%	42,80%	9	6,00%	6,00%

Fonte: CRE (2016)