UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

ERICO HENRIQUE GARCIA DE BRITO

Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil:
aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade
do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória

São Paulo

2017

ERICO HENRIQUE GARCIA DE BRITO

Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil:

aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Potência da Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências.

São Paulo

2017

ERICO HENRIQUE GARCIA DE BRITO

Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil:

aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Potência da Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan

São Paulo

2017

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 15 de março de 2017.

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

Catálogo-na-publicação

BRITO, Erico Henrique Garcia de

Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil: aperfeiçoamentos da metodologia tarifária a partir de parâmetros da continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória / E. H. G. BRITO - -- versão corr. – São Paulo, 2017.

349 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia Elétrica 2.Tarifas Públicas 3.Distribuição de Energia Elétrica
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de
Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Gostaria, primeiramente, de agradecer ao amigo, mestre e professor, Carlos Tahan, que, ao longo dos últimos anos, aceitou o desafio de me orientar no desenvolvimento deste trabalho, a quem só tenho a agradecer pelo apoio e carinho.

Agradeço aos meus colegas e amigos da Excelência Energética, pelas valiosas contribuições, e pelo apoio e compreensão nos meus momentos de ausência.

Gostaria também de agradecer ao colega de setor, Julio Sales, cujas discussões e contribuições me ajudaram a desenvolver novas ideias para o trabalho.

Não poderia deixar de agradecer aos meus grandes amores Débora, Yasmin e Gabriel, cujo amor, carinho, apoio e compreensão foram fundamentais para conclusão de mais esta etapa da minha vida e que me motivam para continuar buscando novos desafios.

Também não poderia deixar de prestar meus agradecimentos à minha amada e querida mãe, Joana D'Arc, que sempre me apoiou, me defendeu, e esteve ao meu lado, mesmo nos momentos em que a razão dizia o contrário.

Por fim, gostaria de dedicar este trabalho ao meu grande amigo, mentor, conselheiro, professor, chefe, e também pai, Said, de quem eu deveria melhor absorver as críticas construtivas, ouvir e seguir os valiosos conselhos pessoais e profissionais; sem seu apoio eu não seria uma peça deste setor ímpar que é o setor elétrico, e não teria a oportunidade de realizar este trabalho; por quem eu guardo profundo sentimento de respeito, tanto como pessoa e como profissional, além de inestimável carinho e imensurável amor.

"Não acompanho Schopenhauer em sua melancolia abrangente ou na filosofia de renúncia que dela derivou. Não tenho dúvida de que São Paulo estava certo ao recomendar a fé, a esperança e o amor (ágape) como as virtudes que ordenam a vida para o bem maior. Entretanto, também não tenho dúvida de que a esperança, separada da fé e não temperada pela evidência da história, é um ativo perigoso, que ameaça não só aqueles que a abraçam, mas todos aqueles que estão ao alcance de suas ilusões" (SCRUTON, 2015).

RESUMO

A partir de revisão do histórico da regulação do segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil, da revisão de conceitos de Teoria da Regulação, Distribuição de Energia Elétrica, Estrutura Tarifária, Regulação de Monopólios Naturais, Qualidade do Serviço Prestado, e Sustentabilidade Econômico-Financeira, assim como definições de Direito Administrativo, Teoria Geral de Concessões de Serviços Públicos e política de preço aplicada a monopólios naturais, aprende-se que o regime tarifário chamado de serviço pelo preço (*price cap*) foi adotado a partir da edição da Lei de Concessões, sendo abandonado o regime do custo do serviço (*rate of return*), praticado desde a década de 1950. Contudo, a distinção entre os dois regimes de regulação tarifária fica prejudicada devido às práticas do regulador, fato que ocorre não apenas no Brasil. Conforme estabelecem os contratos de concessão, as tarifas deveriam ser preservadas pela equação de equilíbrio inicial ' $RPI \pm X$ ', sendo previstas revisões tarifárias periódicas, observadas as alterações na estrutura de custos e de mercado, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, e estímulos ao ganho de eficiência e à modicidade tarifária. Passadas duas décadas da implantação do *price cap*, observa-se que o regulador incorporou práticas do *rate of return*, criando instrumentos de reposicionamento das tarifas de acordo com critérios e trajetórias de custos operacionais eficientes e componentes discricionários de cálculo do ganho de produtividade, dotando o processo de reajuste e revisão das tarifas de excessiva complexidade. Assim, buscando-se maior simplicidade e clareza nos processos tarifários, de modo a incentivar de forma mais adequada o investimento na melhoria da qualidade do serviço e na sustentabilidade da concessão, o presente trabalho propõe aperfeiçoamentos na metodologia tarifária com base em parâmetros de eficiência em relação à qualidade do serviço prestado, discutido no âmbito do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ) por meio do componente 'Q' do Fator X, e de eficiência em relação à gestão econômico-financeira (sustentabilidade), aferida por parâmetros utilizados amplamente no setor financeiro, tratados como elementos de uma política de incentivos para assegurar a trajetória de sustentabilidade da concessão. A partir do princípio contratual de que os processos tarifários consideram como receita da distribuidora a soma de uma parcela não gerenciável (VPA) e de parcela gerenciável (VPB), a busca por maior simplicidade e clareza diz respeito ao estrito cumprimento dos critérios contratuais, com retorno à prática da regulação de serviço pelo preço, como estabelecido pela Lei de Concessões. A aplicação dos aperfeiçoamentos propostos é realizada mediante estudos de caso de duas distribuidoras de energia elétrica em situações de qualidade e sustentabilidade distintas. O resultado ilustra que a qualidade e sustentabilidade do serviço podem ser parâmetros importantes para introdução de uma metodologia menos complexa e mais objetiva para reajuste e revisão das tarifas de fornecimento no Brasil.

Palavras-chave: Tarifas de eletricidade. Qualidade do serviço. Mecanismos de incentivo. Sustentabilidade econômica e financeira. Concessões de energia elétrica. Reajuste e revisão tarifária. Fator X. Regulação. Monopólio natural. *price cap*.

ABSTRACT

The Tariff Regulation for public service distribution of electrical energy, called "price cap" was adopted in Brazil from the publication of Law 8.095/1995 (the Law of Concessions), therefore abandoning the "return rate" remuneration system practiced since the late 1950s. However, the distinction between price cap and return rate regulation was negatively affected due to practices of the regulatory agency (National Electric Energy Agency - ANEEL), which occurs not only in Brazil. As established in concession contracts, the tariffs should be preserved by the equation of initial balance 'RPI +/- X', forecasting tariff reviews periodically by observing changes in the structure of the licensee's costs and market share, the levels of rates observed in similar businesses in the national and international context, as well as stimulating efficiency gains and controlling tariffs. After two decades of implementation of the system of price cap in Brazil, and after four cycles of periodic review of tariffs, it is observed that the regulator has incorporated practices of rate of return throughout the process, creating instruments of repositioning of tariffs in accordance with criteria of operational costs considered efficient and discretionary components of calculating the productivity gains (X Factor), giving the process of readjustment and revision of rates of excessive complexity. In search of greater simplicity and clarity in the tariff process in order to encourage more adequately the investment in improving the quality of service and sustainability, this Thesis presents proposals for the improvement of tariff methodology based on parameters efficiency in terms of quality of service, objectively measured by global indicators of continuity and efficiency in relation to the economic and financial management (sustainability), measured by parameters used widely in the financial sector. The improvement of the efficiency of quality is discussed under the Incentive to Quality Improvement Mechanism (MIQ) of the Brazilian tariff regulation through the 'Q' component of Factor X. The improvements on the extent of economic and financial sustainability are treated as elements of an incentive policy to ensure a path of sustainability of the concession, given that the Brazilian regulator has not adopted explicit mechanisms of sustainability, except those specifically defined in the process of renewal of distribution concessions, pursuant to Presidential Decree n. 8.461/2015. From the contractual principle that tariff processes consider the distribution company Requested Revenue as the sum of an unmanageable portion (VPA) and manageable portion (VPB), the search for greater simplicity and clarity with respect the strict compliance with the contract criteria, returning to the practice of price cap regulation, as established by the Concessions Law. The implementation of improvements for the proposed tariff mechanisms is carried out through case studies relating to two electricity distribution companies in different quality and sustainability situations. The result of the study shows that the quality and sustainability of the service in the electricity distribution segment can be important parameters for introducing a less complex and more objective methodology for adjustment and review of electricity tariffs in Brazil.

Keywords: Electricity rates (tariffs). Quality of service. Incentive mechanisms. Economic and financial sustainability. Electricity concessions. Readjustment and tariff review. X Factor. Regulation. Natural monopoly. Price cap.

ÍNDICE DE TABELAS

I.1. Compensação financeira por violação de índice de continuidade (2010 – 2015)	25
I.2. Brasil – Componentes da tarifa de eletricidade para indústria (R\$/MWh)	27
I.3. Cronograma do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP)	30
I.4. Evolução dos indicadores de DEC e FEC - Média Brasil	32
1. Síntese das possibilidades de prorrogação das concessões do setor elétrico	38
2. RTE - Percentuais de redução nas tarifas B1 por distribuidora (2013)	44
3. 1º Financiamento para CONTA-ACR	49
4. 2º Financiamento para CONTA-ACR	49
5. 3º Financiamento para CONTA-ACR	50
6. Dispendios da CONTA-ACR	50
7. Empresas estatais vendedoras no Leilão A-0 de 2014	51
8. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) de 2014	52
9. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) de 2015	53
10. 'Adicionais' cobertos pelas Bandeiras Tarifárias	58
11. Apuração dos adicionais da bandeira vermelha e amarela	58
12. Apropriação dos efeitos da RTE nas tarifas finais	61
13. Adicional da RTE nas tarifas finais (R\$ mil)	61
14. Efeito médio da aplicação da RTE por distribuidora	63
15. Concessões passíveis de prorrogação nos termos do Decreto n. 8.461	72
16. Comparativo entre modelo do custo do serviço, preço máximo e híbrido	91
17. Tarifas aplicadas aos subgrupos e modalidades tarifárias	108
18. Apresentação dos valores monetários na fatura	112
19. Ranking de Desempenho Global de Continuidade 2014 (DGC)	127
20. 'Apagão' de 2009 - DEC e FEC globais	130
21. Resumo das reclamações nos canais de atendimento (2014)	132
22. Detalhamento das reclamações de 1º nível e 2º nível (2014)	133
23. Detalhamento das reclamações registradas na ANEEL (2014)	134
24. EUA – métrica do controle de continuidade do serviço em diferentes estados	140
25. Estado de Nova Iorque - padrões de qualidade	141
26. <i>Con Edison</i> – Sumário da estrutura de RPM	142
27. Trajetórias de DECI e FECi – 2016 a 2020	156
28. Diagnóstico econômico-financeiro das distribuidoras	167
29. Concessões com vencimento até 2017: descumprimento de indicadores	171
30. <i>Ranking</i> das tarifas de distribuição do subgrupo B1 (abril/2016)	178
31. Tarifa de equilíbrio aberta – subgrupo residencial B1 (out/2011)	183
32. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) homologados pela ANEEL em 2014	190
33. RTP – Formação da Base de Remuneração	197

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

34. Componentes do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC do 4CRTP	201
35. Indicadores considerados no Componente Q do Fator X	205
36. Pesos dos indicadores de qualidade para distribuidoras com mais de 60 mil UC	205
37. Percentuais de Incentivo de Qualidade no 3CRTP	207
38. Equações e parâmetros para apuração dos indicadores (até 60 mil UC)	208
39. Equações e parâmetros adicionais (distribuidoras com mais de 60 mil UC)	208
40. 4CRTP da CPFL Jaguarí – Componente Q do Fator X	209
41. CPFL Paulista – Estrutura de mercado (1997 a 2003)	211
42. Variação do VPB médio do RTA 1998 ao IRT 2003	213
43. Variação do VPB médio e da Tarifa Média do RTA 1998 ao IRT 2003	214
44. Valores das compensações pagas por distribuidora em 2014	226
45. Brasil – Política de Compensações e Mecanismo de Incentivo (MIQ)	227
46. Brasil – DEC e FEC 2005 a 2015	230
47. Brasil – Política de compensações sobre VPB e EBITDA (2014-2015)	233
48. Mecanismo de Incentivo (MIQ) proposto	236
49. Mecanismo proposto de incentivo à sustentabilidade (Fator Xs)	239
50. CPFL Jaguarí - Mercado de referência e Receita Verificada por subgrupo	247
51. CPFL Jaguarí - Formação da Parcela B na RTP	248
52. CPFL Jaguarí - Formação do Fator X na RTP	249
53. CPFL Jaguarí - Valor da Parcela A em DRA e DRP	250
54. CPFL Jaguarí - Perdas Regulatórias	250
55. CPFL Jaguarí - 4CRTP	251
56. CPFL Jaguarí – Compensações individuais (2013 a 2015) sobre Parcela B	254
57. CPFL Jaguarí – Indicadores de sustentabilidade econômica e financeira	256
58. COPEL – Receita Verificada por subgrupo	257
59. COPEL – Formação do VPA	258
60. COPEL – Cálculo de Perdas Regulatórias	258
61. COPEL – Formação do VPB	259
62. COPEL – Formação do Fator X	259
63. COPEL – Resultado do 4CRTP	260
64. COPEL – 4CRTP: Audiência Pública e RT Final	261
65. COPEL – Compensações individuais (2012 a 2015) sobre Parcela B	264
66. COPEL – Indicadores de sustentabilidade econômica e financeira	265
67. MIQ proposto	265
68. CPFL Jaguarí - Aplicação do MIQ proposto	266
69. COPEL - Aplicação do MIQ proposto	266
70. Aplicação do componente X_s do Fator X	267
71. CPFL Jaguarí – Apuração do componente X_p	270
72. COPEL – Apuração do componente X_p	271
73. CPFL Jaguarí – Aplicação da metodologia proposta	272

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

74. COPEL – Aplicação da metodologia proposta	273
75. CPFL – Diferença entre VPB ANEEL e VPB moratório	273
A.1. Participação das empresas no parque gerador brasileiro (em kW)	301
A.2. Realinhamento tarifário – composição da 'Tarifa Fio'	318
A.3. Realinhamento tarifário – componentes da TE	318
A.4. Realinhamento tarifário – Média Brasil das tarifas de fornecimento	319
C.1. Indicadores técnicos de contratos de concessão de distribuição	345
C.2. Indicadores de qualidade dos contratos de concessão de São Paulo	346
C.3. Indicadores de qualidade do serviço e produtos da RGE e AES-SUL	347

ÍNDICE DE QUADROS

I.1. Prazo de encerramento dos contratos de concessão de distribuição	24
I.2. Brasil – Tarifa média de fornecimento (R\$/MWh)	26
I.3. Tarifas internacionais de eletricidade para indústria (R\$/MWh)	26
I.4. Brasil – Média de tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS – %)	27
I.5. Metodologia de trabalho	33
1. Evolução do PLD no submercado SE/CO (R\$ por MWh)	48
2. Evolução do PLD máximo e mínimo homologado pela ANEEL (2003-2015)	54
3. PLD x CVU de vinte usinas termelétricas mais caras (PMO de maio de 2015)	55
4. CMO x PLD no Subsistema SE/CO (novembro de 2014 a dezembro de 2018)	55
5. Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias	57
6. Estrutura da receita tarifária das distribuidoras	60
7. Componentes do resgate do passivo tarifário	64
8. Tarifa média de fornecimento (consumidores residenciais - R\$/MWh)	64
9. Custo do serviço x Preço máximo - maiores dificuldades do regulador	91
10. Diagrama de passagem dos custos para as tarifas	98
11. Estrutura Tarifária - rateio de custos para as tarifas finais	99
12. Funções de custos e componentes tarifários da TUSD	105
13. Funções de custos e componentes tarifários da TE	107
14. IASC Brasil (2010-2015) e benchmarks internacionais (ACSI e NCSI-UK)	129
15. BRASIL – IASC e tarifas médias de fornecimento para classe residencial (B1)	131
16. Percentual do indicador de duração SAIDI não programado por nível de tensão	137
17. Agrupamento de países europeus conforme características de redes de BT	138
18. Trajetória parametrizada de redução do DEC da concessionária CEMAR	153
19. Trajetória ajustada de redução do DEC das concessionárias	154
20. Exemplo de trajetória de DEC para distribuidora com violação de limite	155
21. Exemplo de trajetória de DEC para distribuidora com cumprimento de limite	155
22. Indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras	162
23. Sustentabilidade de uma distribuidora de energia elétrica	163
24. Estrutura regulatória da receita de uma distribuidora de energia elétrica	164
25. EBITDA de uma distribuidora de energia elétrica	165
26. Fluxo da atividade de distribuição de energia elétrica	165
27. Tarifa residencial B1 segregada por componentes de custo	182
28. Estrutura da receita das concessionárias de distribuição	182
29. Fluxograma do processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA)	188
30. Relação percentual do DEC Limite e DEC Apurado	231
31. Relação percentual do FEC Limite e FEC Apurado	231
32. Brasil – IASC, ISPQ, DEC, FEC e Tarifa média B1	235

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

33. CPFL Paulista - evolução da participação da Parcela A e Parcela B	241
34. CPFL Jaguari – Histórico de apuração e limites de DEC e FEC	252
35. CPFL Jaguari – Trajetória regulatória de DECI	253
36. CPFL Jaguari – Trajetória regulatória de FECi	253
37. ESCELSA – DEC / FEC e Compensações (2011-2015)	255
38. COPEL – Histórico de apuração e limites de DEC e FEC	262
39. COPEL – Trajetória regulatória de DECI	263
40. COPEL – Trajetória regulatória de FECi	263
A.1. RE-SEB: Estrutura da indústria de energia elétrica	314
A.2. Resumo dos modelos institucionais praticados no Brasil	328

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

1CRTP	Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
2CRTP	Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
3CRTP	Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
4CRTP	Quarto Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
7CRTP	Sétimo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACR-médio	Preço médio de comercialização no ACR
ACSI	<i>American Consumer Satisfaction Index</i>
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANS	Agência Nacional de Saúde
AP	Audiência Pública ANEEL
AT	Alta Tensão
BANDEIRANTE	Empresa Bandeirante de Energia Elétrica SA
BAR	Base de Anuidade Regulatória
BDGB	Banco de Dados Geográficos da Distribuidora
BIG	Boletim de Informações Gerenciais da ANEEL
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNDESPAR	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações
BRR	Base de Remuneração Regulatória
BRRL	Base de Remuneração Regulatória Líquida
BT	Baixa Tensão
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
CAIFI	<i>Customer Average Interruption Frequency Index</i>
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCE	Contrato de Compra e Venda de Energia
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulado
CCGF	Contrato de Cotas de Garantia Física
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CCRBT	Contra Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CEB	Companhia Energética de Brasília
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CEF	Caixa Econômica Federal
CELG	Companhia Energética do Estado de Goiás
CELPE	Companhia Energética do Estado de Pernambuco
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CERR	Companhia Energética de Roraima
CESP	Companhia Energética do Estado de São Paulo
CF	Constituição Federal de 1988
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos
CGME	Custo da Geração por Ordem de Mérito acima do PLD máx
CGSE	Custo da Geração Fora da Ordem do Mérito
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
C&L	<i>Coopers & Lybrands</i>
CMC	Custo Marginal de Capacidade
CMEx	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COFINS	Contribuição Financeira Social
CONER	Conta de Energia de Reserva
CONUER	Contrato de Uso da Energia de Reserva
CONTA-ACR	Conta do Ambiente de Contração Regulado
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CP	Consulta Pública ANEEL
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPS	Certificados de Privatização
CRC	Conta de Resultados a Compensar
CRMSE	Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico
CVA	Conta Compensação de Valores de Itens da Parcela A
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CVU	Custo Variável Unitário
DAP	Disposição a Pagar do Consumidor
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DEP	Duração Equivalente de Interrupção por Potência

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DER	Duração Equivalente de Reclamação
DGC	Desempenho Global de Continuidade
DIC	Duração Individual de Interrupção por Unidade Consumidora
DICRI	Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por UC ou ponto de conexão
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DMEPC	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por UC ou ponto de conexão
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DRA	Data de Referência Anterior
DRCe	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica Equivalente
DRP	Data de Referência em Processamento
DRPe	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária Equivalente
EAR	Energia Armezenada no Reservatório
EBITDA	<i>Earnings before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EER	Encargo de Energia de Reserva
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda
E.I.(G)	Energia Interrompida Global
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras SA
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas SA
ENA	Energia Natural Afluente
END	Energia Não Distribuída
ENERSUL	Empresa Energética do Mato Grosso do Sul SA
ENS	Energia Não Suprida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquemas Regionais de Alívio de Carga
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas SA
ESS	Encargo de Serviço de Sistemas
ESS_SE	Encargo de Serviço de Sistemas por Segurança Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FER	Frequência Equivalente de Reclamação
FEP	Frequência Equivalente de Interrupção por Potência
FHC	Fernando Henrique Cardoso
FIC	Frequência Equivalente de Interrupção por UC
FIRJAN	Federação das Indústrias do Rio de Janeiro
FMA	Frequência Média de Atendimento
FNE	Fundo Nacional de Eletrificação
FPE	Fundo de Participação dos Estados

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FPM	Fundo de Participação dos Municípios
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas
GAG	Custo de Gestão dos Ativos de Geração
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GERASUL	Centrais Geradoras do Sul do Brasil
GF	Garantia Física
GWh	Gigawatt/hora
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICB	Índice de Custo Benefício
ICD	Interrupção de Curta Duração
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDE	Investimento Direto Estrangeiro
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IEE	Indústria de Energia Elétrica
IGP	Índice Geral de Preços
ILD	Interrupção de Longa Duração
IPC	Índice de Preços ao Consumidor
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
ISE	Interrupção em situação de emergência
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
IVI	<i>Inflation Variation Indicator</i>
kW	Kilowatt
LAJIDA	Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
LIGHT	Light Serviços de Energia Elétrica SA
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MGP	Montante de Geração Própria
MME	Ministério de Minas e Energia
MP 579	Medida Provisória n. 579/2012
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
MWh	Megawatt/hora
MWmed	Megawatt médio

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MVAr	Megavolt Ampére reativo
NCSI-UK	<i>National Consumer Satisfaction Index United Kingdom</i>
NFSP	Necessidade de Financiamento do Setor Público
NT	Nota Técnica
NTC	Nota Técnica Complementar
OES	Obrigações Especiais
OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
OFND	Obrigações do Fundo Nacional de Desenvolvimento
OFWAT	<i>Water Services Regulation Authority</i>
OIS	Operador Independente do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OR	Outras Receitas
PAG	Plano Anual de Geração do PROINFA
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PED	Programa Estadual de Desestatização
PERCEE	Plano Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica
PETROBRÁS	Petróleo Brasileiro SA
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PLPT	Programa Luz Para Todos
PLS	<i>Partial Least Squares</i>
PMAE	Preço do Mercado Atacadista de Energia
PMO	Planejamento Mensal de Operação do ONS
PNAD	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios do IBGE
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNE	Plano Nacional de Eletrificação
PNIE	Percentual do número de ocorrências emergências com interrupção de energia elétrica
PQESP	Programa de Qualidade do Estado de São Paulo
PRODIST	Procedimentos de Distribuição da ANEEL
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL
PTF	Produtividade Total dos Fatores
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RAG	Receita Anual de Geração
RAP	Receita Anual Permitida
RC	Remuneração do Capital
REC	Receita Extraconcessão

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

REH	Resolução Homologatória ANEEL
REN	Resolução Normativa ANEEL
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
REVISE	Revisão Institucional do Setor Elétrico
RGG	Reserva Global de Garantia
RGR	Reserva Global de Reversão
ROL	Receita Operacional Líquida
RP	Responsabilidade de Potência
RPI	<i>Retail Price Index</i>
RR	Receita Requerida
RS	Receita de Suprimento de Energia Elétrica
RT	Reposicionamento Tarifário
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
RV	Receita Verificada
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SGD	Subestação de Distribuição
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária da ANEEL
SIG-R	Sistema de Informação Geográfica Regulatória
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPARTA	Sistema para Processos Automatizados de Revisões e Reajustes Tarifários
SRD	Superintendência de Regulação da Distribuição da ANEEL
SER	Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL
SFF	Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL
T.A.C.	Tempo Médio de Atendimento
TAI	Tempo de Atendimento Individual
T.A.R.	Tempo de Atendimento à Reclamação
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TMA	Tempo Médio de Atendimento
TMD	Tempo Médio de Deslocamento
TME	Tempo Médio de Execução
TMP	Tempo Médio de Preparação

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSDd	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Distribuição
TUSDg	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Geração
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TX%	Tempo de X% de Atendimento
UC	Unidade Consumidora
UHE	Usina Hidroelétrica
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WEF	<i>World Economic Forum</i>
VGP	Valor da Geração Própria
VN	Valor Normativo
VNR	Valor Novo de Reposição
VPA	Valor da Parcela A
VPB	Valor da Parcela B
VR	Valor Anual de Referência

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	24
CAPÍTULO 1. O ESGOTAMENTO DO MODELO INSTITUCIONAL DA LEI N. 10.848 E O PROCESSO DE RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES	36
1.1. MP 579: o pacote de renovação das concessões	39
1.1.1. RTE de janeiro de 2013	43
1.1.2. Resolução CNPE n. 3 - socialização dos custos da geração termoeleétrica	45
1.1.3. A criação da CONTA-ACR	48
1.1.4. Leilão A-0 de 2014	51
1.1.5. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) de 2014 e de 2015	51
1.1.6. REN n. 633/2014 - Alteração na metodologia do PLD máximo e mínimo	53
1.1.7. REN 649/2015 - alteração na metodologia das Bandeiras Tarifárias	56
1.1.8. Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015	59
1.2. Renovação das concessões de distribuição	64
1.3. Considerações do Capítulo 1	70
CAPÍTULO 2. REGULAÇÃO DE MONOPÓLIOS NATURAIS E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	73
2.1. Introdução ao estudo da regulação	73
2.2. Introdução ao estudo de regulação de monopólios naturais	78
2.2.1. Subsídios cruzados e regra de Ramsey	80
2.2.2. <i>Rate of return</i> ou custo do serviço	83
2.2.3. <i>Price cap</i> ou serviço pelo preço	85
2.2.4. Índice de inflação e fator de produtividade (P - X)	88
2.2.5. Benchmark e Yardstick regulation	89
2.2.6. Características do regime tarifário adotado no Brasil	93
2.3. Revisão teórica do serviço de distribuição de energia elétrica	94
2.3.1. Breve estudo da estrutura tarifária no Brasil	97
2.3.1.1. Procedimentos gerais da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição - Módulo 7 do PRORET	100
2.3.1.2. Composição da TUSD	103
2.3.1.3. Composição da TE	106
2.4. Considerações do Capítulo 2	109
CAPÍTULO 3. REFERENCIAL TEÓRICO DA REGULAÇÃO DA QUALIDADE E SUSTENTABILIDADE DA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ELETRICIDADE NO BRASIL	112
3.1. Padrões de qualidade do serviço no Brasil - Criação do PRODIST	112
3.1.1. Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica	118
3.1.1.1. Apuração de indicadores de continuidade individuais	118
3.1.1.2. Apuração dos indicadores de continuidade coletivos	121
3.1.1.3. Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC)	125
3.1.1.4. Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial – IASC	127
3.1.1.5. Ouvidoria Setorial em Números – OSN ANEEL	131
3.2. Políticas e indicadores de qualidade do serviço de distribuição em outros países	134

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

3.3. Regulação de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira do serviço no âmbito da renovação das concessões de distribuição	149
3.3.1. Eficiência com relação à qualidade do serviço prestado	151
3.3.2. Eficiência em relação à sustentabilidade econômico-financeira	156
3.3.2.1. Parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira	159
3.3.2.2. Condição mínima de sustentabilidade econômico-financeira	162
3.3.2.3. Parâmetros de sustentabilidade no âmbito da renovação de concessões	167
3.4. Considerações do Capítulo 3	170
CAPÍTULO 4. REVISÃO DA REGULAÇÃO TARIFÁRIA ADOTADA NO BRASIL	173
4.1. Conceito de serviço público e remuneração pela prestação do serviço	174
4.2. Regime tarifário de distribuição de energia elétrica no Brasil (aspectos legais)	176
4.3. Reajuste Tarifário Anual (RTA)	180
4.4. Revisão Tarifária Periódica (RTP)	190
4.4.1. Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	194
4.4.2. Custos dos Ativos e Remuneração do Capital	197
4.4.3. Metodologia do Fator X	203
4.5. Considerações do Capítulo 4	209
CAPÍTULO 5. PROPOSTA DE APERFEIÇOAMENTO TARIFÁRIO A PARTIR DE PARÂMETROS DE QUALIDADE DO SERVIÇO, SUSTENTABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA E SIMPLICIDADE REGULATÓRIA	218
5.1. Parâmetros de qualidade do serviço prestado	224
5.1.1. Proposta de Mecanismo de Incentivo (MIQ)	228
5.2. Parâmetros de sustentabilidade econômica e financeira	237
5.3. Parâmetros de simplicidade regulatória	240
5.4. Parâmetros aplicados a estudo de caso	245
5.4.1. CPFL Jaguari – 4CRTP	245
5.4.1.1. CPFL Jaguari – DEC / FEC e Política de Compensações	252
5.4.1.2. CPFL Jaguari – Sustentabilidade econômico-financeira	255
5.4.2. COPEL – 4CRTP	256
5.4.2.1. COPEL – DEC / FEC e Política de Compensações	261
5.4.2.2. COPEL – Sustentabilidade econômico-financeira	264
5.4.3. Aplicação dos parâmetros propostos	265
5.4.3.1. Aplicação dos parâmetros de MIQ	265
5.4.3.2. Aplicação dos parâmetros de sustentabilidade	267
5.4.3.3. Aplicação dos parâmetros de simplicidade regulatória	268
5.5. Considerações do Capítulo 5	274
CONSIDERAÇÕES FINAIS	279
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	284

APÊNDICES

APÊNDICE A. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA REGULAMENTAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	297
A.1. Regulamentação no período pré-Código de Águas	299
A.2. Década de 1930 - a emancipação jurídica da eletricidade	301
A.3. O Decreto n. 41.019 de 1957 e o processo de estatização do setor	304
A.4. O esgotamento do modelo de expansão setorial	308
A.5. RE-SEB e novo modelo institucional do setor	311
A.5.1. Processo de realinhamento e abertura tarifária	316
A.5.2. Medida Provisória n. 14 de 2001 – o racionamento de energia	320
A.6. Modelo Institucional da Lei n. 10.848 de 2004	322
A.6.1. Contratação no ambiente regulado (ACR) e no ambiente livre (ACL)	324
APÊNDICE B. TARIFAS DE REFERÊNCIA E TARIFAS DE APLICAÇÃO	330
B.1. Tarifas de referência	330
B.2. Tarifas de aplicação	336
B.3. Bandeiras Tarifárias	338
APÊNDICE C. HISTÓRICO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE NO BRASIL	341
C.1. Portaria DNAEE n. 046, de 1978	341
C.2. Portaria DNAEE n. 163, de 1993	342
C.3. Qualidade do serviço no RE-SEB	344
C.4. Resolução ANEEL n. 024, de 2000	347
C.5. Resolução Normativa ANEEL n. 345, de 2008 – PRODIST	348

INTRODUÇÃO

A necessidade de uma maior discussão das práticas de regulação no segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil tem sido crescente nos meios acadêmico e empresarial, principalmente em razão da elevação das tarifas de eletricidade de forma concomitante à queda dos índices de qualidade do serviço e de sustentabilidade econômico-financeira¹, somados ao processo de renovação de uma série de concessões de distribuição no período de 2015 a 2017.

A esse respeito, um total de 40 concessões de distribuição tem encerramento contratual previsto para os anos de 2015 a 2017, número que corresponde a quase 70% do total de contratos de concessão existentes e cerca de 30% da energia distribuída no país.

A concentração de vencimento dos contratos de concessão de distribuição em 2015, 63% do total, é ilustrada por meio do quadro I.1.

Quadro I.1. Prazo de encerramento dos contratos de concessão de distribuição

Fonte: ABRADÉE (2011).

De forma subsidiária à renovação das concessões, o estudo do segmento de distribuição de energia elétrica está atrelado à necessidade de discussão sobre uma nova metodologia tarifária que seja estável e capaz de elevar os investimentos na qualidade da prestação de serviços de fornecimento de energia elétrica no Brasil.

Deve-se buscar uma metodologia que incentive a melhoria na qualidade do serviço, sem aumentar as distorções em diferentes regiões ou acentuar as desigualdades regionais, e

¹ O termo sustentabilidade é usualmente associado a uma série de diferentes conceitos, como o de sustentabilidade ambiental, econômica, financeira, entre outros. No presente trabalho, a sustentabilidade é tratada sob o aspecto de gestão econômica e financeira da concessão. Corresponde à capacidade da concessionária em realizar os investimentos necessários para manter ou melhorar a qualidade do serviço prestado, bem como de se manter adimplente, e de garantir a continuidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

que esteja, principalmente, baseada em índices objetivos tanto de qualidade de fornecimento de energia, como de sustentabilidade econômica e financeira da concessão.

Conforme dados divulgados no Boletim de Informações Gerenciais (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os consumidores ficaram, em média, 17,62 horas sem fornecimento de energia em 2014, e 18,59 horas em 2015, ultrapassando os respectivos limites estipulados pela agência, de 14,58, e 13,94 horas, referente ao índice de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC). Com relação ao número de interrupções, medidos por meio do indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), os consumidores experimentaram média de 9,95 interrupções em 2014 e 9,86 em 2015, contra o limite regulatório estabelecido de 11,77 e 11,03, respectivamente.

Além dos limites coletivos de DEC e FEC, a ANEEL estabelece limites para os indicadores de continuidade para cada distribuidora, referentes à Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e Duração da Interrupção Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora (DICRI). Nos casos de inobservância dos limites individuais, a distribuidora deve compensar financeiramente a unidade consumidora.

A esse respeito, violações dos indicadores individuais de continuidade foram responsáveis pela devolução de R\$ 390 milhões aos consumidores durante o ano de 2014, e de R\$ 656 milhões durante o ano de 2015. Os números de violações individuais e montantes globais são apresentados na tabela I.1.

Tabela I.1. Compensação financeira por violação de índice de continuidade (2010 – 2015)

Compensação de Continuidade das Concessionárias			2010	2011	2012	2013	2014	2015	
DIC, FIC e DMIC	Mensal	QTD	64.528.029	68.504.555	66.031.346	67.593.733	69.432.822	78.646.601	
		VLR	259.409.388	289.572.624	305.792.525	263.020.411	279.037.801	450.539.334	
	Trimestral	QTD	18.311.034	21.521.795	19.139.127	20.068.299	20.546.262	23.611.548	
		VLR	42.844.878	40.118.457	41.990.777	36.837.766	38.213.674	64.343.539	
	Anual	QTD	12.252.627	15.219.724	12.882.181	13.712.306	13.031.438	16.044.690	
		VLR	58.543.288	68.340.480	69.891.362	61.508.176	54.986.433	101.779.614	
			QTD	0	0	9.170.700	3.378.948	7.195.740	7.576.837
			VLR	0	0	19.796.626	14.584.068	18.513.244	39.909.830
TOTAL GERAL		QTD	95.091.690	105.246.074	107.223.354	104.753.286	110.206.262	125.879.676	
		VLR	360.797.554	398.031.561	437.471.290	375.950.422	390.751.153	656.572.317	

Fonte: Elaboração do autor com dados da ANEEL (2016).

Apesar dos elevados indicadores de continuidade, coletivos e individuais, as tarifas de eletricidades vêm sofrendo elevados reajustes desde a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) realizada em janeiro de 2013, que reduziu as tarifas em cerca de 20%, conforme quadro I.2.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro I.2. Brasil – Tarifa média de fornecimento (R\$/MWh)

Fonte: Elaboração do autor com dados da ANEEL (2016).

Como consequência dos seguidos aumentos tarifários, levantamento divulgado pela Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (FIRJAN, 2015) aponta que a média da tarifa industrial de eletricidade brasileira atingiu R\$ 543,80 por MWh no primeiro trimestre de 2015, passando à condição de tarifa mais elevada do mundo, conforme quadro I.3.

Quadro I.3. Tarifas internacionais de eletricidade para indústria (R\$/MWh)

Fonte: FIRJAN (2015).

Importante ressaltar que grande parcela da tarifa de eletricidade no Brasil deve-se à enorme quantidade de encargos e à elevada carga tributária incidente, que correspondem, em média, a 31,2% da tarifa industrial, conforme ilustra a tabela I.2.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela I.2. Brasil – Componentes da tarifa de eletricidade para indústria (R\$/MWh)

Componente	Custo Médio Brasil	
	R\$/MWh	%
Custos de Geração, Transmissão e Distribuição - GTD	285,50	52,5
Encargos Setoriais	22,90	4,2
Perdas técnicas e não técnicas	35,30	6,5
Custo médio ponderado das bandeiras tarifárias	53,30	9,8
Tributos federais e estaduais - PIS/COFINS e ICMS	146,80	27
Total	543,80	100

Fonte: FIRJAN (2015).

Somada à questão dos encargos e elevada carga tributária, cabe ainda destacar a existência de diferentes alíquotas tributárias praticadas por cada estado brasileiro no que tange o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cuja alíquota chega a 30%. Tal fato acaba provocando o aumento das distorções entre as tarifas praticadas em cada concessão, conforme ilustra o quadro I.4.

Quadro I.4. Brasil – Média de tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS – %)

Fonte: FIRJAN (2015).

A acelerada elevação das tarifas de fornecimento de energia elétrica nos últimos anos está intimamente ligada ao crescimento da parcela não gerenciável da receita da concessionária e dos componentes financeiros da tarifa (Parcela A), causando o achatamento da parcela efetivamente gerenciável da empresa (Parcela B). Atualmente, a Parcela B não representa 20% da receita total da distribuidora, seno que na data de celebração dos contratos de concessão, a parcela gerenciável correspondia a cerca de 50% da receita do segmento de distribuição.

Nos últimos anos, uma série de eventos elevaram sobremaneira os custos não gerenciáveis das distribuidoras, destacando-se aqueles devidos pela exposição involuntária ao Mercado de Curto Prazo (MCP); pela exposição ao risco hidrológico dos Contratos de

Cota de Garantia Física (CCGF); pela elevação do Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE); pelo aumento dos custos de compra de energia em função do reajuste de cerca de 50% na tarifa de Itaipu; pelo insatisfatório resultado do 14º Leilão de Energia Existente, de 2014, e do 18º Leilão de Ajuste, de 2015; e pelo agigantamento da quota do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Somente os custos com o encargo da CDE representavam, em 2015, mais de 150% da geração de caixa das distribuidoras. Em muitos casos, a quota do encargo chegava a superar os valores da Parcela B da empresa.

Necessário também apontar como justificativa para elaboração deste trabalho a crise que sofre o segmento de distribuição, ilustrada por meio de casos como o da CELG-D, federalizada pela Eletrobras, e em processo de desestatização, e pelo caso emblemático das concessionárias do Grupo Rede Energia, grupo que controlava as empresas de distribuição Celtins (TO), Cemat (MT), Enersul (MS), Nacional (SP), Caiuá (SP), Vale Paranapanema (SP), Bragantina (SP) e CFLO (SP), tendo sofrido intervenção administrativa da ANEEL².

A crise de gestão no Grupo Rede Energia trouxe uma série de consequências para todos os segmentos do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sendo a principal delas a discussão sobre a necessidade de revisão dos critérios de regulação de grupos econômicos e indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias.

Dessa forma, considerando a regulamentação do processo de prorrogação das concessões de distribuição por meio do Decreto n. 8.461, de 2015, pretende-se que o presente trabalho venha a se tornar uma fonte de consulta sobre as práticas de regulação econômica no segmento de distribuição de energia elétrica e, principalmente, possa subsidiar discussões para aperfeiçoamento da metodologia que prime pela qualidade na prestação do serviço e pelas melhores práticas gestão econômica e financeira, preocupações cuja importância tem sido crescente nos meios acadêmico, corporativo, governamental, além de objeto de preocupação do próprio consumidor residencial, maior afetado com a contínua elevação das tarifas e a contínua redução da qualidade do serviço nos últimos anos.

A partir de análise da atual metodologia tarifária, cuja aplicação não se tem traduzido em, necessariamente, melhoria nos índices de qualidade de fornecimento de energia elétrica e na modicidade tarifária, o objetivo principal deste trabalho é apresentar proposta de revisão e reajuste das tarifas de distribuição de energia elétrica, com ênfase em indicadores de sustentabilidade e continuidade do serviço, buscando também analisar e quantificar, de

² Intervenção possível em razão de edição de Medida Provisória n. 577/2012, convertida na Lei n. 12.767/2012: “Art. 5º O poder concedente, por intermédio da Aneel, poderá intervir na concessão de serviço público de energia elétrica, com o fim de assegurar sua prestação adequada e o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes”.

forma global, os impactos da metodologia proposta para as distribuidoras e para seus consumidores.

Como princípio para concepção de proposta de nova metodologia de revisão, busca-se atender aos dispositivos legais e contratos em vigência no país, além do princípio basilar da modicidade tarifária, de modo a assegurar a prestação do serviço de forma contínua e com qualidade por parte da concessionária aos seus consumidores.

Em resumo, buscar-se-á levar em consideração na elaboração da proposta de metodologia tarifária os elementos da atual metodologia de reajuste e revisão das tarifas de fornecimento de energia elétrica. Complementarmente, a proposta de metodologia a ser apresentada deverá atender aos seguintes critérios de prestação de serviço público de distribuição, em linha com o que estabelece o Decreto n. 8.461, de 2015:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira; e
- III - simplicidade regulatória.

Ademais, entre os objetivos secundários será estudada a evolução das tarifas de fornecimento de energia elétrica nas principais áreas de concessão no país, a partir da metodologia tarifária estabelecida pela ANEEL para 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP).

O cronograma atualizado pela ANEEL para a realização dos processos de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição é apresentado na tabela I.3. Cumpre observar que, no âmbito do processo de prorrogação dos contratos de concessão, além da uniformização, em cinco anos, do período entre as revisões tarifárias, a data de aniversário contratual foi redefinida para algumas concessionárias.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela I.3. Cronograma do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP)

EMPRESA	DATA	EMPRESA	DATA
CPEE	15/03/2016	BOA VISTA	30/11/2017
JAGUARÍ	15/03/2016	CERON	15/11/2017
MOCOCA	15/03/2016	ELETROACRE	15/11/2017
SANTA CRUZ	15/03/2016	SULGIPE	04/07/2016
SUL PAULISTA	15/03/2016	CEMIG	28/05/2018
JOAO CESA	15/09/2016	DEMEI	26/06/2017
URUSSANGA	15/09/2016	MUXFELDT	26/06/2017
UHENPAL	29/04/2016	CELTINS	04/07/2016
BRAGATINA	10/05/2016	ESCELSA	07/08/2016
CAIUÁ	10/05/2016	LIGHT	07/11/2018
NACIONAL	10/05/2016	AMPLA	15/03/2019
VALE PARANAPANEMA	10/05/2016	COELBA	22/04/2018
DME-D	28/05/2016	AES SUL	19/04/2018
EMG	28/05/2016	RGE	19/06/2018
ENF	28/03/2016	CPFL PAULISTA	08/04/2018
COCEL	19/06/2016	ENERSUL	08/04/2018
COPEL	10/06/2016	ENERGISA SERGIPE	22/04/2018
CFLO	19/06/2016	CEMAT	08/04/2018
HIDROPAN	26/06/2017	COSERN	22/04/2018
ELETROCAR	26/06/2017	COELCE	22/04/2015
CELESC	07/09/2016	ELETROPAULO	04/07/2015
IENERGIA	15/09/2016	CELPA	07/08/2015
SANTA MARIA	28/08/2016	ELEKTRO	27/08/2015
CEB	07/09/2016	BANDEIRANTE	23/10/2015
FORCEL	19/06/2016	PIRATININGA	23/10/2015
COOPERALIANÇA	15/09/2017	EBO	04/02/2017
CEAL	07/08/2017	ENERGISA PARAIBA	28/08/2017
CEPISA	07/08/2017	CELPE	29/04/2017
CHESP	23/10/2016	CEMAR	28/08/2017
CELG	10/10/2017	CEA	30/11/2015
CEEE	10/10/2016	CERR	30/11/2015
AMAZONAS	15/11/2017		

Fonte: Audiência Pública ANEEL n. 038/2015 (2016).

Além do objetivo principal do trabalho, serão objeto de análise as transformações legais e regulatórias a partir da edição da Medida Provisória n. 579³, de 2012, e seus impactos no SEB, destacando-se medidas como a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de janeiro de 2013 - que reduziu as tarifas para os consumidores em até 25,94%⁴ -, a necessidade de aportes de recursos do Tesouro Nacional, diretamente ou por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), os empréstimos às distribuidoras tomados em nome da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)⁵, os elevados Reajustes Tarifários Anuais (RTA) aplicados em 2014 e 2015, a alteração da metodologia do patamar máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e das Bandeiras Tarifárias, além de aplicação de nova RTE em 1º de março de 2015, com efeito médio positivo de 23,4% para os consumidores.

³ A Medida Provisória n. 579 (MP 579), convertida na Lei n. 12.783 de 2013, dispôs sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

⁴ Percentual de redução para os consumidores da concessionária UHENPAL (RS).

⁵ O estatuto da CCEE foi alterado especialmente para permitir a captação de recursos em nome da própria Câmara.

Como consequência dessa elevação dos custos não gerenciáveis das distribuidoras, as tarifas de energia elétrica aumentaram, em média, 51% em 2015, cabendo às regiões metropolitanas de São Paulo (70,97%), Curitiba (69,22%) e Brasília (56,43%) as maiores variações. Assim, a energia elétrica figurou como uma das grandes vilãs do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) apurado em 2015, de 10,67%, índice bastante superior ao de 2014 (6,41%), e o mais elevado desde 2002, de 12,53%. O maior impacto individual do ano no Índice (1,50 p.p.) foi provocado pela tarifa de energia elétrica.

A essa crise conjuntural da Parcela A do segmento de distribuição soma-se a deterioração dos indicadores econômico-financeiros de sustentabilidade e queda nos padrões de qualidade do serviço observados em diversas áreas de concessão no período, preocupação presente no referido Decreto que regulamenta a prorrogação de concessões de distribuição⁶.

A partir da hipótese de que a regulamentação da ANEEL sobre qualidade e sustentabilidade econômica e financeira não tem se mostrado eficaz para garantir a gestão adequada empresas e, por conseguinte, a qualidade do serviço, a questão principal do trabalho é verificar se uma metodologia de preços e incentivos pautada principalmente em parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira e de qualidade do serviço seria capaz de estimular de forma mais adequada a evolução dos índices de continuidade, além de melhor refletir a realidade de cada área de concessão do país.

A despeito do desafio real que constitui a elaboração e implantação de metodologias adequadas de reajuste e revisão de tarifas de fornecimento de energia elétrica, a hipótese a ser verificada é a de que existem elementos que demonstram a existência de distorções provocadas pela metodologia vigente e pelas interferências no setor desde o segundo semestre de 2012⁷, período a partir do qual se observa a busca pela modicidade tarifária em detrimento dos demais princípios preconizados pela Lei n. 10.848, de 2004⁸, inclusive ao princípio da qualidade do serviço.

A tabela de evolução dos indicadores de DEC e FEC no Brasil ilustra que, nos últimos anos, o DEC apurado tem se mantido em patamares superiores aos estabelecidos pela ANEEL⁹, enquanto o índice de FEC apresenta relativa estagnação, o que pode denotar eventual fragilidade do modelo atual para incentivo na melhoria do serviço.

⁶ Art. 1º O Ministério de Minas e Energia poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;

II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;

III - racionalidade operacional e econômica; e

IV - modicidade tarifária.

⁷ Edição da MP 579, de 2012.

⁸ Lei que dispõe, nos termos de sua ementa, sobre a comercialização de energia elétrica.

⁹ Conforme conceito dos índices, quanto mais elevados os indicadores DEC e FEC, pior a prestação do serviço.

Tabela I.4. Evolução dos indicadores de DEC e FEC - Média Brasil

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC apurado	16,75	16,14	16,14	16,65	18,77	18,42	18,53	18,66	18,35	17,62	18,59
DEC limite	21,03	20,05	19,28	18,68	17,86	17,01	16,23	15,87	15,19	14,58	13,94
FEC apurado	12,53	11,53	11,81	11,37	11,72	11,31	11,18	11,11	10,53	9,95	9,86
FEC limite	18,20	17,63	17,03	16,44	15,63	14,54	13,61	13,19	12,47	11,77	11,03
Nº de consumidores (000)	56.797	58.629	60.708	63.299	65.481	66.999	69.039	71.143	73.270	75.312	

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2016).

Para desenvolvimento do trabalho, foi realizada extensa pesquisa bibliográfica de artigos e livros acadêmicos, notas técnicas e relatórios referentes ao processo de regulamentação da indústria brasileira de energia elétrica, principalmente no segmento de distribuição e nos mecanismos tarifários adotados nas diferentes fases vividas pelo SEB.

A presente tese observou como embasamento instrumental teórico conceitos de teoria geral de concessões, regulação de monopólios naturais, política tarifária, qualidade do serviço, mecanismos de incentivo, sustentabilidade econômica e financeira, além de documentação específica dos processos de revisão e reajustes de tarifas e relativo à renovação de concessões dos segmentos de geração, de transmissão, e de distribuição de energia elétrica.

Além da consulta a documentos, notas técnicas e atos normativos de domínio público, foi realizado levantamento dos dados das principais distribuidoras do país para fins de diagnóstico das tarifas praticadas e da evolução dos índices de continuidade do serviço para, posteriormente, elaboração de metodologia tarifária pautada no incentivo pela melhoria da qualidade do serviço, na sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória.

Concluídas as etapas de revisão bibliográfica e levantamento de dados referentes às principais concessionárias de distribuição, são apresentadas as premissas da proposta de metodologia tarifária, a partir das quais foram realizadas simulações de aplicação dos parâmetros adotados. Para tanto, a aplicação da metodologia proposta utilizou-se de estudos de caso para ilustrar os incentivos dos novos mecanismos tarifários para melhores práticas de sustentabilidade econômico-financeira e evolução dos índices de qualidade do serviço.

O quadro I.5 ilustra a metodologia de trabalho adotada para desenvolvimento da tese.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro I.5. Metodologia de trabalho

O trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 1 discute as importantes mudanças introduzidas pela Lei n. 12.783¹⁰, de 2013, e por sua regulamentação, até a edição do Decreto n. 8.461, de 2015¹¹, cujas consequências afetam os agentes do setor elétrico até a presente data.

Adicionalmente, de modo a facilitar o entendimento do atual esgotamento do modelo tarifário adotado para o segmento distribuição no país, o Apêndice A apresenta uma breve evolução da regulamentação da indústria de energia elétrica no Brasil, a partir da introdução da eletricidade em 1879, passando pela regulamentação no período do Código de Águas e décadas seguintes, pelo modelo de livre negociação preconizado pela Lei n. 9.648, de 1998, até a edição da Lei n. 10.848, de 2004, que instituiu o chamado novíssimo modelo.

¹⁰ Lei que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

¹¹ O Decreto n. 8.461, de 2015, estabelece critérios de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado e à gestão econômico-financeira para prorrogação dos contratos de concessão de distribuição.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

A revisão teórica sobre monopólios naturais, serviço público de distribuição de energia elétrica, e estrutura tarifária, é discutida no Capítulo 2. A metodologia de cálculo das Tarifas de Referência e de Aplicação, necessárias para definição das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e das Tarifas de Energia (TE), e que se aplica a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de distribuição de energia elétrica, assim como o estudo da sistemática das Bandeiras Tarifárias, é objeto do Apêndice B do trabalho.

A introdução sobre os princípios da qualidade do serviço de distribuição no Brasil e sustentabilidade econômico-financeira é tratada no Capítulo 3. Um breve resgate histórico da regulamentação dos indicadores de continuidade no país é apresentado no Apêndice C.

A apresentação da metodologia tarifária adotada no Brasil e discussão inicial sobre os objetivos a serem alcançados pela metodologia proposta são apresentadas no Capítulo 4. Os parâmetros adotados na elaboração da proposta e os estudos de caso de duas concessionárias de distribuição são objeto do Capítulo 5.

No Capítulo 5 são apresentadas propostas de aperfeiçoamento na metodologia tarifária com base em parâmetros de eficiência em relação à qualidade do serviço, discutido no âmbito do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ) do Fator X, e de eficiência em relação à sustentabilidade econômico-financeira, aferida por parâmetros já utilizados no setor financeiro, sendo tratado como elemento de uma política de incentivos para assegurar a trajetória de sustentabilidade da concessão. A proposta de maior simplicidade regulatória diz respeito ao estrito cumprimento dos critérios contratuais no que tange o tratamento da Parcela B da receita, com retorno à prática da regulação de serviço pelo preço, como estabelecido pela Lei de Concessões.

A aplicação dos aperfeiçoamentos tarifários é realizada mediante estudos de caso de duas distribuidoras de energia elétrica em situações de qualidade e sustentabilidade distintas, a CPFL Jaguari (SP) e a COPEL (PR). Foram selecionadas empresas que, na data de elaboração do trabalho, já tivessem assinado os termos aditivos de acordo com o Decreto n. 8.461, de 2015, e também já passado pelo 4CRTP, porém em situações de qualidade e sustentabilidade distintas.

O Capítulo 5 tem como principal objetivo ilustrar que a qualidade do serviço e a sustentabilidade econômico-financeira podem ser parâmetros importantes para discussão sobre uma metodologia menos complexa e dotada de maior clareza para fins de reajuste e revisão das tarifas de fornecimento de energia elétrica no Brasil.

Por fim, as considerações finais e conclusões do trabalho são apresentadas no capítulo de Considerações Finais.

“(...) os papéis da iniciativa privada e do Estado no ramo elétrico, dependem da política e da ideologia do Governo que comanda a nação. Somente se dará uma nova feição ao quadro atual com uma alteração radical na Lei Maior” (SILVA, 2012, p. 421).

CAPÍTULO 1. O ESGOTAMENTO DO MODELO INSTITUCIONAL DA LEI N. 10.848 E O PROCESSO DE RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES

Em razão da crise do modelo institucional implantado pela Lei n. 9.648, de 1998, principalmente causada pela insatisfação da sociedade com o ‘apagão’ de 1999 e com o racionamento de 2001-2002, somada à sucessão política no governo federal em 2003, foi instituído, por meio da Lei n. 10.848, de 2004, um novo modelo institucional do setor elétrico. O novo modelo trouxe como premissas a modicidade tarifária, a continuidade e qualidade na prestação do serviço, a justa remuneração aos investidores, a universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso, e um marco regulatório estável¹².

Passada mais de uma década da edição da Lei n. 10.848, é possível afirmar que o modelo institucional adotado a partir de 2004 corrigiu erros de modelos anteriores, resgatando aspectos positivos como o planejamento e a segurança de suprimento para os consumidores cativos, mas elevou substancialmente o controle sobre as empresas dos diferentes segmentos do setor, afastando parcela do investimento privado e estimulando a participação da Eletrobras e suas subsidiárias na expansão setorial, pelo menos até o segundo semestre de 2012¹³.

Apesar da exitosa implantação do modelo, Waltenberg (2014) aponta que, já entre 2007 e 2008, começaram a surgir alguns dos embriões da atual crise setorial, iniciada no 2º semestre de 2012 com a edição da MP 579:

Com efeito, àquela época, antes da eclosão da crise econômico-financeira mundial, em setembro de 2008, face ao ritmo do crescimento acelerado da economia brasileira, temia-se que, no curto prazo, a expansão da capacidade de geração setorial não conseguisse acompanhar a crescente demanda de energia. A solução então adotada pelo Governo foi a contratação massiva de novas usinas termoeletricas, teoricamente de rápida implantação, mesmo que com custos de operação muito elevados.

Paralelamente, em meio à tentativa pelo Estado de São Paulo de promover a privatização da CESP, intensificou-se a discussão sobre a grande quantidade de concessões de geração, transmissão e distribuição cujos prazos já prorrogados terminariam em 2015. A reação governamental ao problema foi a constituição pelo CNPE, em maio de 2008, de uma Comissão para analisá-lo e propor soluções. À época, o Ministro de Minas e Energia, Edson Lobão, anunciou que os trabalhos dessa Comissão seriam concluídos até o final daquele ano.

Também desde aquela época, representantes do mercado alertavam o Governo para a necessidade de analisar e buscar soluções para os problemas que decorreriam do vencimento concentrado, em dezembro de 2012, do primeiro grande lote de contratos

¹² A discussão do processo de regulamentação da indústria de energia elétrica (IEE) no Brasil e o histórico da regulação das tarifas de eletricidade no país são apresentados no Apêndice A do presente trabalho. Com efeito, a definição de tarifas adequadas constitui uma das questões mais importantes no estudo de regulação dos monopólios naturais. A discussão sobre a forma mais apropriada de remunerar o capital investido para prestação desses serviços públicos de fornecimento no Brasil é ainda anterior à edição do Código de Águas, de 1934. Posto isto, o Apêndice A apresenta a regulamentação da eletricidade no período pré Código de Águas; a emancipação da regulamentação do SEB na década de 1930; o Decreto n. 41.019, de 1957, e o processo de estatização do setor; o esgotamento do modelo de expansão setorial; o estudo do RE-SEB e o novo modelo institucional do setor; a crise do modelo institucional da Lei n. 9.648, de 1998, principalmente causada pelo ‘apagão’ de 1999 e pelo racionamento de 2001-2002; e a implantação do modelo institucional da Lei n. 10.848, de 2004.

¹³ A ‘reforma’ iniciada com edição da Medida Provisória n. 579 viria a reduzir significativamente a capacidade de investimento de empresas estatais federais e estaduais.

regulados, celebrados em 2004 com prazo de vigência por 8 anos, particularmente pelos graves impactos que isso causaria às distribuidoras, que perderiam significativo lastro contratual de compra de energia para o atendimento de seus consumidores.

Porém, a partir de então o Governo agiu como se tais problemas não fossem relevantes, nem demandassem discussão e solução com antecedência razoável. Com efeito, o mesmo Ministro de Minas e Energia declararia em 2010 que não havia pressa para solucionar a questão do vencimento concentrado de concessões em 2015, pelo que o assunto deveria ser tratado somente após a eleição presidencial de 2014, ou seja, já no próprio ano de 2015.

Entretanto, esse vaticínio não se cumpriu, pois em 2012, num fatídico 11 de setembro para o setor elétrico, em meio à campanha eleitoral municipal – e já mirando a campanha presidencial vindoura –, o Governo anunciou o que seria a “solução mágica” de todos os problemas setoriais e dos consumidores de energia elétrica, consubstanciada na Medida Provisória nº 579/12, depois convertida da Lei nº 12.783/13.”

Conforme destacado acima, desde 2008, com a proximidade do vencimento de concessões de geração, transmissão e distribuição, principalmente no ano de 2015, a renovação das concessões vinha sendo tema de constante debate nos meios acadêmico, jurídico e corporativo, em função da importância do volume de ativos vinculados ao processo em discussão¹⁴.

Particularmente em 2015, expirariam os prazos de várias concessões nos três segmentos do SEB: na geração, cerca de 20% (21.792 MW) da capacidade instalada no país; na transmissão, cerca de 80% da Rede Básica do SIN (73 mil km); e, na distribuição, 37 concessionárias, representando mais de 30% da energia comercializada no ACR.

Entretanto, nos termos do que dispunha a nova redação dada à Lei n. 9.074, de 1995, pela Lei n. 10.848, esgotado o prazo de concessão, os ativos em serviço deveriam ser revertidos à União, salvo se novo instrumento legal viesse a permitir a renovação dos respectivos contratos (KELMAN, 2009).

Conforme recordam Castro & Brandão (2013), prevaleciam duas posições bem claras e definidas: uma apoiada na legislação então em vigor, que determinava a devolução das concessões ao poder público e, caso oportuno, posterior processo licitatório para definir novas concessionárias; e outra propondo alteração legal que garantisse a renovação destas concessões.

Batista (2009) descreve as vertentes para interpretação constitucional da renovação de concessões:

“(...) da interpretação do artigo 175 da Constituição Federal, que trata da prestação de serviços públicos, emergem basicamente três correntes: (a) a primeira, representada por Justen Filho, não admite prorrogação do prazo de concessão de serviço público (este seria fixado estritamente pelo período necessário à amortização dos investimentos previstos, considerada a equação econômica contratual), em face da expressão constante do caput do referido artigo, “sempre através de licitação”; (b) a segunda, majoritária, vislumbra a possibilidade de prorrogação, se prevista em lei,

¹⁴ Ver Castro (2011); Kelman (2009); e Batista (2009).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

desde que a concessão resulte de licitação, vedando-se a prorrogação de concessões não licitadas; (c) a terceira, que considera possível a prorrogação, em qualquer hipótese, inclusive de concessões não licitadas, desde que a prorrogação esteja prevista em lei."

Já Nascimento (2011) sintetizou as possibilidades de prorrogação das concessões do setor elétrico referidas na Lei n. 9.074, conforme tabela abaixo:

Tabela 1. Síntese das possibilidades de prorrogação das concessões do setor elétrico

Concessão	Marco legal	Marco temporal	Características	Prazo dos contratos e possibilidade de prorrogação
Geração	Lei n. 9.074/1995, art. 19	Outorgadas antes da Lei 8.987/1995	Serviço público de geração	Prorrogável por até 20 anos
	Lei n. 9.074/1995, art. 20		Serviço público de geração - obras iniciadas, porém com problemas na execução	Prorrogável por até 35 anos (prazo necessário para amortização)
	Lei n. 9.074/1995, art. 4º, § 2º	Outorgadas antes da MP 144/2003 (11.12.2003)	Autoprodução	Prazo de até 35 anos (prazo necessário para amortização), prorrogável por até 20 anos
		Outorgadas depois da Lei 9.074/1995 e antes da MP 144/2003 (11.12.2003)	Produção Independente	
	Lei n. 9.074/1995, art. 4º, § 9º	Outorgadas depois da MP 144/2003 (11.12.2003)	Autoprodução e Produção Independente	Prazo de até 35 anos (prazo necessário para amortização), não há previsão de prorrogação
Distribuição	Lei n. 9.074/1995, art. 22, § 2º	Outorgadas antes da Lei 9.074/1995	Serviço público	Prorrogável por até 20 anos
Transmissão (rede básica do Sistema Interligado Nacional)	Lei n. 9.074/1995, art. 17, 19 e 22, § 2º	Outorgadas antes da Lei 9.074/1995	Serviço público	Prorrogável por até 20 anos
	Lei n. 9.074/1995, art. 4º, § 3º	Outorgadas depois da Lei 9.074/1995	Serviço público	Prazo de até 30 anos (prazo necessário para amortização), prorrogável por igual período

Fonte: Nascimento, 2011, p. 10.

Independente da vertente jurídica do debate, havia certo consenso entre os agentes que o poder concedente buscaria criar uma nova forma de contratação que contemplasse uma redução das tarifas de energia elétrica para os consumidores como condição para renovação das concessões vincendas.

Conforme defendem Castro *et al* (2011), o governo federal tomou a decisão de renovar as concessões dos ativos de geração e transmissão em função de quatro principais fatores:

- "i. Elevado valor das tarifas praticadas no mercado regulado;*
- ii. Fim do contrato de usinas hidrelétricas representando cerca de 40% da energia comercializada no país (34% com vencimento em 2015 e mais 6% até 2017) e de linhas de transmissão equivalentes a 66% da Receita Anual Permitida (RAP)¹⁵ do total nacional;*
- iii. Insegurança quanto à eficácia de uma licitação em um setor oligopolizado; e*
- iv. Vencimento dos contratos de energia velha já em 31 de dezembro de 2012."* (grifos nossos).

Contudo, sem um prévio processo de discussão com a sociedade, em setembro de 2012 foi editada Medida Provisória n. 579, buscando uma redução média, e imediata, das tarifas reguladas em 20%, percentual que viria a se transformar em compromisso político do

¹⁵ Receita anual estabelecida pela ANEEL para o segmento de transmissão.

governo federal, haja vista a não adesão de importantes geradoras controladas por governos estaduais como CESP, COPEL e CEMIG. A edição da MP 579 viria a instaurar uma grave crise financeira no SEB¹⁶.

A edição da Medida Provisória n. 579 que precipitou o processo de renovação de concessões, e suas consequências para o SEB, são discutidas no item 1.1. A prorrogação dos contratos de distribuição é tratada no item 1.2. Por fim, as considerações do Capítulo 1 são apresentadas no item 1.3.

1.1. MP 579: o pacote de renovação das concessões

"(...) a intervenção estatal desastrosa no processo de renovação das concessões gerou inúmeros efeitos negativos, que culminaram na redução da confiança dos investidores. O conteúdo da Lei n. 12.783 foi uma demonstração perfeita de como afastar investimentos: tarifas artificialmente baixas e indenizações que não consideravam investimentos em melhorias realizados após o início da operação comercial das usinas hidroelétricas e que não reconheciam investimentos em instalações de transmissão realizados antes do ano 2000." (PIRES & HOLTZ, 2013, p. 53).

Fariah Jr. (2010) considerava *"(...) difícil de acreditar que o atual governo central, em final de mandato, vá botar uma azeitona na empadinha do governo paulista, centro gerador de sua oposição, dando-lhe as condições para alienar a Cesp e obter recursos consideráveis para investir num provável mandato novamente oposicionista. E ainda mediante uma operação que ele, governo central, firmemente renega, a privatização de estatais eficientes e economicamente vigorosas!"* (p. 152).

Entretanto, não obstante a complexidade do pacote jurídico da renovação de concessões, e os inúmeros interesses envolvidos, os agentes não esperavam um choque tão grande. Conforme aponta Kelman (2009), a diretoria da ANEEL considerava que não se mostrava economicamente salutar impor restrições artificiais à livre formação de preços, porém era necessário capturar parte dos lucros dos proprietários dos ativos em benefício dos consumidores.

A questão ganhou destaque quando o então governador do estado de São Paulo, de partido de oposição ao governo federal, pretendeu alienar a CESP. No entanto, como importantes usinas da estatal tinham vencimento em 2015, o imbróglio da prorrogação das concessões acabou por inviabilizar o processo de alienação da estatal paulista (SILVA, 2012).

Para Kelman (2009), era bem conhecida a posição contrária do governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva em relação às privatizações. Mesmo se fosse esse o caso, não seria

¹⁶ O Decreto n. 7.891, de 23 de janeiro de 2013, que regulamenta a Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, estabelece como atribuição da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) custear os descontos tarifários pretendidos pela Medida Provisória.

possível concordar com a privatização sem demonstrar claramente qual o benefício para a União. Ademais, conceitualmente, por que a União concordaria em beneficiar os acionistas das empresas como CESP e CEMIG, especialmente se tratando de governos estaduais de oposição? Por que a venda ou uso de ativos já amortizados, graças aos pagamentos realizados por consumidores espalhados em todo o território nacional, iria beneficiar apenas os acionistas e, por meio dos respectivos tesouros estaduais, apenas os paulistas e mineiros? (p. 130-131).

Complementa o autor que *“(...) o Governo poderia aproveitar o término de diversas concessões de geração nos próximos anos para fazer de um limão uma limonada”*. Entretanto, se é permitido algum grau de liberdade literária a este autor, a limonada preparada pelo Governo acabou saindo mais azeda que o limão.

A MP 579 e o Decreto Presidencial n. 7.805, de 2012, estabeleceram as diretrizes para prorrogação das concessões vincendas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e redução dos encargos setoriais, além de outros dispositivos importantes. A MP foi convertida na Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, após tramitação nas casas do Congresso Nacional, sofrendo pequenas alterações em seu conteúdo.

Com a edição da MP 579, a ANEEL passou a exercer atividades características de gestor, papel que havia sido extinto no início da década de 1990, quando o DNAEE tinha poder de decisão sobre os investimentos e atividades das concessionárias, que tinham como responsabilidade a operação adequada de seus sistemas, geralmente verticalizados. A Lei n. 12.783 estabeleceu uma série de atividades a serem realizadas diretamente pela ANEEL, porém diminui sua fonte receita substancialmente¹⁷.

Dentre as competências outorgadas à ANEEL, uma das mais importantes foi determinar novas tarifas de energia elétrica aos consumidores finais mediante RTE, cuja redução almejada era, em média, de 20%. Ademais, coube à ANEEL calcular a Receita Anual de Geração (RAG) para as usinas renovadas pelo sistema de cotas de energia.

Com a homologação das novas receitas às concessionárias de geração que tiveram suas concessões renovadas, a diretriz do poder concedente passava, necessariamente, pelo cálculo da alocação inicial de cotas de Garantia Física (GF) e de potência, pela definição de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) sujeitos à cessão compulsória e à redução de montantes, além da RTE das tarifas de distribuição,

¹⁷ O percentual sobre o benefício econômico passou de 0,5%, para 0,4%. Esse percentual integra a fórmula de cálculo da TFSEE.

conforme diretrizes emanadas pela MP 579. Essas atividades foram regulamentadas pela Resolução Normativa ANEEL (REN) n. 521, de 2012¹⁸.

Nesse processo, coube à ANEEL definir o montante de cotas a ser alocado em cada concessionária de distribuição com o objetivo de manter inalterado o seu nível de contratação, de acordo com o tamanho do seu mercado e, principalmente, de obter uma redução equilibrada nas tarifas de distribuição, utilizando como parâmetro a queda percentual na tarifa residencial de concessionárias de distribuição do SIN.

Desse modo, havia uma ligação intrínseca entre a manutenção no nível de contratação das distribuidoras e a alocação de cotas de garantia física e de potência. Portanto, se uma distribuidora viesse a receber cotas acima de sua declaração de necessidade, haveria a disponibilização de alguns de seus CCEAR para cessão, a fim de se manter o equilíbrio na redução das tarifas entre concessionárias.

A cessão compulsória dar-se-ia a partir dos produtos de preço mais baixo atualizados à mesma data, sendo considerado para os CCEAR na modalidade por disponibilidade o Índice de Custo-Benefício (ICB)¹⁹. Ademais, a metodologia observou o Montante de Reposição de cada distribuidora, que representa os montantes dos contratos de compra de energia vencidos no ano.

Assim, para uma dada distribuidora 'cessionária' de contratos, o impacto total no seu custo de compra de energia seria dado pela diferença de preço entre os CCEAR de energia existente que se encerraram em 2012 e a média ponderada dos preços da cota de energia alocada e dos contratos recebidos mediante cessão compulsória. No caso de uma distribuidora 'cedente' de cotas, esse impacto se daria pela diferença entre a média ponderada dos preços dos contratos cedidos e dos CCEAR de energia existente que se encerraram em 2012 e o preço da cota alocada.

Outro ponto importante diz respeito à redução dos CCEAR associados a geradoras que renovaram a concessão de usinas para compatibilizar os prazos de vencimento do lastro restante. Para esses casos, foi proposta a descontração de CCEAR com menor número de meses até aqueles com maiores número de meses para que atinja o total da GF da usina.

¹⁸ A REN dispõe sobre o cálculo da alocação inicial de cotas de garantia física e potência, da definição dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) sujeitos à cessão compulsória e redução de montantes, e da revisão extraordinária das tarifas de distribuição, nos termos da Medida Provisória 579.

¹⁹ A Portaria MME n. 430, de 2005, definiu a forma de comparação entre usinas que ofertam quantidade de energia e aquelas que comercializam sua disponibilidade. A partir da edição da Portaria, a contratação dos empreendimentos termelétricos passou a ser avaliada com base no seu Índice Custo Benefício (ICB), ou seja, pela relação entre os custos totais de implantação e operação da usina e o benefício energético que agregará ao sistema caso entre em operação. O índice, expresso em R\$ por MWh, equivale ao custo médio esperado daquela usina considerando referências de despacho atuais e não projetadas. Na prática, no ICB contratado em leilão existe uma parcela de receita fixa que é real, e uma parcela de custo variável fictícia (pequena para efeito da competição), e que será bem superior caso, no futuro, o Custo Marginal de Operação (CMO) se apresente mais elevado do que o custo variável das usinas contratadas.

Em relação às diferenças entre a garantia física e a necessidade de compra de energia das distribuidoras, e em linha com o que recomendou Kelman (2009), a norma previu que o montante total de 95% da GF das usinas que renovaram sua concessão seria comparado com a declaração de necessidade de compra de energia para o leilão A-1, e somado à diferença entre o total de cotas a serem alocadas às distribuidoras do SIN e o montante declarado pelas mesmas. Ou seja, houve um ajuste nas garantias físicas das usinas renovadas em 5%, antecipando uma necessidade de 'enxugamento dos certificados de energia assegurada' previsto para aumentar a segurança do sistema²⁰.

Adicionalmente, o pacote normativo estabeleceu que uma RTE das tarifas de distribuição de energia deveria ser realizada pela ANEEL até 05 de fevereiro de 2013, contemplando, exclusivamente, a redução nos custos dos encargos setoriais, da transmissão e da energia nos termos da Lei n. 12.783, de 2013, e dentro dos procedimentos descritos pela ANEEL²¹.

No processo de RTE, para se atingir a redução pretendida nas tarifas dos consumidores finais, foi atribuído valor zero à cobertura tarifária referente às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e da Reserva Global de Reversão (RGR), além de redução de 75% na cobrança da Conta de Desenvolvimento energético (CDE), cuja diferença de arrecadação passou inicialmente a ser custeada pelos créditos da Eletrobras junto à Itaipu Binacional²², porém, na prática, custeada por aportes do Tesouro Nacional na CDE.

A partir das novas receitas de transmissão (RAP) e geração (RAG) homologadas pela ANEEL para os ativos com concessão renovada, a RTE considerou a substituição das tarifas de transporte (TUST, TUSD e Transporte de Itaipu), os encargos de conexão, e os contratos de compra de energia já iniciados até janeiro de 2013, em montantes anualizados, para a alocação inicial de cotas e para as cessões ou recebimentos de CCEAR determinadas pela ANEEL.

Para cobertura tarifária da compra de energia pelas distribuidoras, o montante de energia vinculado às cotas foi estabelecido em 95% da garantia física alocada, sendo que os montantes dos demais produtos dos CCEAR de 2012 foram substituídos por aqueles contratados para 2013. Já os montantes provenientes da realização de trocas no MCSD foram considerados como parte integrante do respectivo produto originalmente comprado pela distribuidora.

²⁰ A reavaliação da energia assegurada das usinas hidrelétricas a cada cinco anos está prevista no Decreto n. 2.655, de 1998. O instrumento previa revisões em 2003, 2008 e 2013, que não foram realizadas.

²¹ Na prática, a ANEEL que seria a encarregada de conduzir todo o processo de cálculo das reduções das tarifas, individualmente para cada concessionária (como o fez).

²² Medida que, na prática, não chegou a ser utilizada. O Tesouro Nacional foi o veículo encontrado pelo governo federal para aporte de recursos na CDE.

Os contratos cedidos compulsoriamente foram registrados no cessionário e os preços atualizados pelo IPCA até agosto de 2012²³, sendo considerado o ICB para o caso de produtos termelétricos, enquanto o preço dos CCEAR de energia existente que sofreram redução foi recalculado considerando a nova participação relativa de cada vendedor. As distribuidoras que possuíam concessões de usinas de geração própria renovadas tiveram seus custos relativos a essas usinas retirados da sua parcela de custos gerenciáveis (Parcela B).

1.1.1. RTE de janeiro de 2013

Definidos os procedimentos e uma vez homologadas as reduções dos encargos e novas receitas de transmissão, geração e alocação inicial de cotas entre as distribuidoras, restou à ANEEL proceder à Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) nos termos da Lei n. 12.783, de 2013, homologando as novas tarifas de energia a serem praticadas aos consumidores finais atendidos pelas concessionárias de distribuição.

Cabe lembrar que a RTE, 'extraordinária' como sua própria determinação e previsão no ordenamento jurídico, estava prevista apenas para contemplar a redução dos custos oriundos da extinção ou redução de encargos, novas receitas das concessões de transmissão e de geração. Ou seja, a RTE não traz os componentes típicos de um processo de revisão ou de reajuste tarifário ordinário, os quais ocorrem nos seus devidos aniversários contratuais.

Desse modo, a partir de fevereiro de 2013 os consumidores puderam perceber a redução em suas tarifas de energia elétrica. Os percentuais de redução das tarifas dos consumidores finais da classe residencial com a RTE de janeiro de 2013, que chegaram a superar os 20% almejados pelo governo federal em determinados casos, são apresentados na tabela a seguir.

²³ Mês anterior à publicação da MP 579, de 2012.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 2. RTE - Percentuais de redução nas tarifas B1 por distribuidora (2013)

Concessionária	Tarifa B1 R\$/kWh	Redução % MP 579	Concessionária	Tarifa B1 R\$/kWh	Redução % MP 579
CEA	0,19729	18,04	CNEE	0,27180	19,69
CERON	0,33892	18,00	EBO	0,26477	18,00
ELETROACRE	0,37000	18,01	AES-SUL	0,25307	23,62
EDEVP	0,26172	18,16	COSERN	0,29825	18,00
ENF	0,28524	18,07	COELCE	0,29815	18,05
CEEE-D	0,27588	18,13	DMED	0,29468	18,08
CELESC-DIS	0,25580	18,48	CPFL Mococa	0,34758	20,92
AMPLA	0,35015	18,00	AmE	0,27139	18,22
COOPERALIANÇA	0,31187	18,01	EMG	0,36448	18,14
CELPA	0,32076	18,83	EFLUL	0,31716	18,17
CAIUÁ-D	0,26786	18,08	UHENPAL	0,34125	25,94
CELTINS	0,34423	18,20	CPFL Sul Paulista	0,29790	18,01
CHESP	0,34387	18,01	CEAL	0,30293	18,00
CFLO	0,27350	18,00	CELPE	0,29615	18,04
COPEL-DIS	0,24258	18,12	CPFL Leste Paulista	0,29869	23,38
ELEKTRO	0,28713	18,47	CEMAT	0,34187	19,29
CPFL- Piratininga	0,25694	18,39	ELETROPAULO	0,23801	18,25
COCEL	0,25927	18,41	CPFL Jaguari	0,20877	18,34
EFLJC	0,29925	18,04	ELFSM	0,32519	18,97
HIDROPAN	0,33439	18,50	CELG-D	0,29662	18,00
BANDEIRANTE	0,28556	18,08	CPFL-Paulista	0,27621	18,07
FORCEL	0,27633	18,01	EPB	0,31782	18,01
EEB	0,31142	18,65	Boa Vista	0,26009	18,14
ESE	0,29003	18,00	ESCELSA	0,31509	18,01
IENERGIA	0,29061	18,11	CEMAR	0,36600	18,00
CEB-DIS	0,24253	18,11	CPFL Santa Cruz	0,28781	19,66
CEMIG-D	0,33090	18,14	ENERSUL	0,36048	18,24
MUXENERGIA	0,29727	18,55	CEPISA	0,36292	18,00
LIGHT	0,31416	18,10	COELBA	0,32740	18,96
SULGIPE	0,33702	18,33	RGE	0,32956	22,00
DEMEI	0,33570	18,36	CERR	0,31346	18,04
ELETROCAR	0,33187	18,07			

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2014).

Entretanto, caso não houvesse o envolvimento do Tesouro Nacional por meio de aportes na CDE, a redução não atingiria os 20% divulgados, em virtude da não adesão de algumas concessionárias ao pacote de renovação de concessões (basicamente as estatais estaduais controladas pela oposição ao governo federal), o que não tira a expressividade e importância da redução nas tarifas.

Apesar dos aportes do Tesouro Nacional, no decorrer de 2013 a redução nas tarifas foi em parte frustrada pelo elevado patamar de despacho térmico dos contratos de disponibilidade para a segurança de suprimento do SIN desde outubro de 2012. Essas usinas, com altíssimo custo de despacho, são remuneradas mensalmente pelas distribuidoras até o momento do Reajuste Tarifário Anual (RTA) ou da Revisão Tarifária Periódica (RTP), quando ocorre o repasse desses custos aos consumidores finais.

No momento da edição da Lei n. 12.783 e da aplicação da RTE em janeiro de 2013, não se sabia qual seria o tamanho do impacto da geração termoeletrônica ao longo do ano, o que somente seria percebido pelos consumidores cativos no momento da realização dos

processos de reajustes tarifários anuais, o que poderia reduzir consideravelmente o desconto concedido pelo governo.

1.1.2. Resolução CNPE n. 3 - socialização dos custos da geração termoeletrica

Com a publicação do Decreto n. 7.945, de 07 de março de 2013 e, adicionalmente, da Resolução CNPE n. 3, restou confirmada a determinação do governo federal em manter os descontos tarifários durante o ano de 2013, mesmo que artificialmente. Assim, para alcançar o objetivo de manter as tarifas num patamar inferior ao seu custo efetivo, o governo passou a fazer uso não somente dos recursos do Tesouro Nacional, mas também daqueles provenientes da CDE, RGR e, adicionalmente, socializando parte dos custos da geração termoeletrica com todos agentes do sistema.

O Decreto n. 7.945, de 2013, trouxe alterações normativas que poderiam, a princípio, passar por detalhes menores. O prazo para contratação de energia velha foi novamente alterado, sendo que a ligeira alteração na redação permitiu que o prazo para contratação fosse contado a partir da data de início do suprimento e não do ano seguinte à realização do leilão. A mudança fez-se necessária para acomodar o leilão de energia existente “A-0” a ser realizado naquele ano²⁴.

Outro ‘detalhe’ alterado pelo Decreto foi o aumento do percentual do repasse dos custos de aquisição de energia pelas concessionárias aos consumidores finais. Com a elevação do limite de repasse dos custos com contratação em até 105% da carga verificada, a margem de segurança de contratação das distribuidoras passou de 3% para 5%.

O Decreto trouxe, ainda, novas atribuições à já multifacetada CDE²⁵. Especialmente em 2013, e no início de 2014, puderam ser repassados recursos da Conta para neutralizar a exposição involuntária das distribuidoras ao Mercado de Curto Prazo (MCP) e cobrir o custo adicional decorrente do despacho térmico despachado por decisão do CMSE²⁶.

Na mesma data, foi publicada ainda a Resolução n. 3 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 06 de março de 2013, que determinou a alteração do cálculo do PLD e dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS)²⁷ para incluir um prêmio para aversão

²⁴ Posteriormente, a MP n. 641/2014 tratava de alteração pontual sobre o tema, permitindo a contratação de energia de empreendimentos existentes para atendimento no mesmo ano de realização da demanda.

²⁵ Conta de Desenvolvimento Energético, criada pela Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002. Utilizada para promover o desenvolvimento energético dos estados e a universalização do serviço de energia elétrica, garantir recursos para a subvenção econômica aos consumidores da subclasse residencial baixa renda, prover recursos para a CCC e para a indenização da reversão das concessões e promover a competitividade da energia proveniente de carvão mineral e fontes solar, eólica, termossolar, fotovoltaica, PCH, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural, além de custear os descontos incidentes sobre as tarifas.

²⁶ O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico foi criado no bojo da reformulação trazida pela Lei n. 10.848, de 2004, sendo formado por representantes do MME, da ANEEL, da ANP, CCEE, EPE e ONS.

²⁷ Encargo tarifário previsto no Decreto n. 5.163, de 2004, destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros: **I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado**; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVA,

ao risco. Para isto, foi calculado o custo da geração termoeleétrica adicional, despachada por decisão do CMSE com o objetivo de aumentar a segurança do suprimento.

O custo do despacho adicional foi dividido em duas partes. A primeira metade foi adicionada ao PLD, que passou então a ter duas faces: uma representando o preço conforme cálculo normal, o PLD_1 , e outra representando o PLD com os custos adicionais, o PLD_2 (ou PLD final). A outra metade do custo adicional foi somada ao ESS, a ser rateado por todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos 12 meses. Com isso, geradores e consumidores passaram a dividir diretamente o custo da segurança de abastecimento, que antes era custeado integralmente pelos agentes da parcela consumo.

Antes da edição da Resolução CNPE n. 3, o despacho das usinas termoeletricas poderia obedecer ao critério da ordem de mérito de custo ou ao critério de segurança energética²⁸. O despacho fora da ordem de mérito era até então custeado por meio do ESS e recolhido pelos consumidores de energia, fossem cativos ou livres. Com a Resolução, o custo adicional para fins segurança energética passou a ser rateado por todos os agentes de mercado, seja via PLD ou mediante encargo. Assim, geradores de energia ficaram com metade da conta antes integralmente custeada pela parcela consumo, e que se refere basicamente à segurança de abastecimento que é usufruída exclusivamente pelos agentes de consumo.

A decisão de isentar consumidores de parcela do despacho, em detrimento aos demais agentes de mercado, é coerente com a política que vinha sendo realizada pelo governo, em um esforço para aliviar quaisquer ônus ao consumidor. Paralelamente, o início da vigência das Bandeiras Tarifárias²⁹, originalmente previsto para 2013, foi postergado para 2014, e novamente postergado para 2015, evitando assim qualquer possibilidade de antecipação do repasse de parte da geração térmica pelas distribuidoras antes do ano de 2015.

Ademais, alterações introduzidas pelo Decreto n. 7.945 e pela Resolução CNPE n. 3 poderiam ter passado como meros detalhes, mas não o são. A alteração no prazo para contratação de energia existente foi necessária para o leilão A-0 ser realizado ainda em 2013, como posteriormente em 2014, de modo a tentar solucionar a exposição das distribuidoras ao PLD, causada pela parcial não adesão à prorrogação das concessões hidrelétricas, o que frustrou o montante da contratação de cotas de energia, bem como a frustração de contratos de energia nova que não saíram do papel³⁰. Adicionalmente, houve

disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

²⁸ Também chamado de despacho fora da ordem de mérito.

²⁹ As alterações na sistemática das Bandeiras Tarifárias são tratadas no item 1.1.7.

³⁰ Principalmente CCEAR por disponibilidade de empreendimentos contratados em 2007 e 2008.

ainda o citado ajuste de 5% na garantia física das usinas que foram contratadas por meio de cotas³¹.

A frustração dos CCEAR explica outro dispositivo do Decreto, o aumento do percentual de repasse ao consumidor final de 103% para 105% da contratação das distribuidoras em relação à carga prevista. Frente à situação adversa enfrentada pelas concessionárias de distribuição desde o final de 2012, a elevação do repasse de contratação ao consumidor permitiu às distribuidoras uma sobrecontratação mais elevada, o que contribuiu para aumentar a segurança do sistema, haja vista os inúmeros casos de descumprimento de cronograma, ou mesmo problemas na materialização dos projetos³².

No caso das concessionárias de distribuição, o modelo instituído pela Lei n. 10.848 estabelece que as empresas são obrigadas a comprar a totalidade da energia necessária para atendimento de seus respectivos mercados. Entretanto, o repasse para os seus consumidores de saldos da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) acontece apenas em etapa posterior, no aniversário contratual. Esse problema de disponibilidade de recursos foi parcialmente sanado pelo Decreto n. 7.945, ao custo de esvaziamento da CDE e de recursos adicionais do Tesouro Nacional, o que viria a gerar novos encargos tarifários para o setor elétrico a partir de 2015³³.

Ademais, de modo a agravar a já delicada situação do setor elétrico em 2013, os primeiros meses de 2014 foram marcados por uma onda de forte calor e elevado consumo de energia elétrica em todo o país, concorrendo com a baixa afluência nos principais reservatórios do submercado Sudeste/Centro-Oeste³⁴. Esse conjunto de fatores conjunturais levou a cotação do PLD para seu patamar máximo de 2014 (R\$ 822,83 por MWh) em pleno período chuvoso, sendo que o elevado patamar de preços perdurou durante todo o ano de 2014³⁵, conforme quadro a seguir.

³¹ Conforme art. 8º do Decreto n. 7.805, de 14 de setembro de 2012: *"Para fins de aferição de lastro para cobertura de consumo das concessionárias de distribuição, será considerado o montante de 95% (noventa e cinco por cento) das cotas de garantia física de energia e de potência alocadas, nos termos dos arts. 4º e 6º."*

³² Casos bastante divulgados de frustração de contratação para atendimento da carga das distribuidoras foram a revogação da autorização de diversas usinas termelétricas do grupo Bertin, assim como os noticiados atrasos nas linhas de transmissão para escoar a energia dos empreendimentos eólicos na região Nordeste, principalmente.

³³ A alteração da metodologia do PLD, a criação da CONTA-ACR, das Bandeiras Tarifárias e a realização de nova RTE das tarifas de distribuição.

³⁴ Tendência que se perpetuaria no decorrer do ano de 2014, conforme dados de Energia Natural Afluente (ENA) e Energia Armazenada nos Reservatórios (EAR), divulgados periodicamente pelo ONS.

³⁵ Por meio da Resolução Normativa ANEEL n. 633/2014, a ANEEL modificou os parâmetros utilizados no cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD, de modo que, para 2015, o teto passou de R\$ 822,83/MWh (2014) para R\$ 388,48/MWh.

Quadro 1. Evolução do PLD no submercado SE/CO (R\$ por MWh)

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da CCEE (2015).

Com a explosão dos preços no MCP, passando do patamar de R\$ 300 por MWh para valor superior a R\$ 800 por MWh, as distribuidoras ficaram obrigadas a comprar sua energia descontratada, mesmo que involuntariamente, ao PLD, porém com direito apenas de repassar a energia comprada pelo VR, em patamar muito inferior, até a data da compensação do saldo de sua CVA, o que, como visto, somente ocorre uma vez por ano.

Desse modo, o cenário de curto prazo só contribuiu para agravar a situação de caixa das distribuidoras que, desde a RTE de janeiro de 2013, já vinham praticando tarifas artificialmente baixas, por força das alterações trazidas no bojo da MP 579, de 2012.

1.1.3. A criação da CONTA-ACR

Em razão da crise financeira no segmento de distribuição, em março de 2014 o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Ministério da Fazenda (MF) adotaram uma série de medidas para mitigar a situação das distribuidoras decorrente de despesas associadas ao acionamento de usinas termoeletricas contratadas no ACR e com a compra de energia não contratada (exposição involuntária), no mercado de curto prazo, ao preço de liquidação de diferenças (PLD).

As soluções apresentadas no pacote foram disciplinadas por meio Decreto n. 8.221, de 2014, e incluíram aporte adicional de R\$ 4 bilhões do Tesouro Nacional na CDE³⁶ e a criação da CONTA-ACR, a ser administrada pela CCEE, que teria também a atribuição de captar recursos junto ao mercado financeiro³⁷. Adicionalmente, foi determinada a

³⁶ Montante utilizado para liquidação das operações referentes a janeiro de 2014.

³⁷ Responsabilidade que não figurava na lista de competências da Câmara até a edição da MP 641.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

realização de um leilão de energia existente em abril, com início de suprimento em 1º de maio de 2014, conforme Portaria MME n. 134 do mesmo ano.

A contratação da primeira linha de financiamento foi confirmada no montante de R\$ 11,2 bilhões com um 'pool' de 13 instituições financeiras, incluindo o Banco do Brasil e a Caixa Econômica Federal, com remuneração pela taxa de referência do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) mais 2,25% ao ano e início do pagamento em novembro de 2015, pelo período de cinco anos, conforme tabela a seguir.

Tabela 3. 1º Financiamento para CONTA-ACR

1º Financiamento	
Assinatura	25 de abril de 2014
Montante	R\$ 11,2 bilhões
Bancos participantes	Bradesco, Banco do Brasil, Santander (Brasil), Itaú Unibanco, Caixa Econômica Federal, Citibank, J.P. Morgan e Bank of America Merrill Lynch Banco Múltiplo
Custo da operação	CDI + 2,252% ao ano
Carência	até 15 de outubro de 2015
Período para pagamento	de 15 de novembro de 2015 até 15 de abril de 2020

Fonte: Elaboração do autor (2015).

Apesar do discurso oficial³⁸, uma vez esgotados os R\$ 11,2 bilhões, foi contratada uma segunda linha de financiamento no montante de R\$ 6,57 bilhões, cujos termos são apresentados conforme tabela abaixo.

Tabela 4. 2º Financiamento para CONTA-ACR

2º Financiamento	
Assinatura	15 de agosto de 2014
Montante	R\$ 6,57 bilhões
Bancos participantes	Bradesco, Banco do Brasil, Santander (Brasil), Itaú Unibanco, BTG Pactual, Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil), Caixa Econômica Federal, Citibank, J.P. Morgan e Bank of America Merrill Lynch Banco Múltiplo, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico Social (BNDES), Barinsul e Banco de Brasília (BRB)
Custo da operação	CDI + 2,90% ao ano
Carência	até 15 de outubro de 2015
Período para pagamento	de 15 de novembro de 2015 até 15 de outubro de 2020

Fonte: Elaboração do autor (2015).

³⁸ Nota à imprensa: "É impropriedade a informação, divulgada pela "Folha de S. Paulo" em sua edição desta quinta-feira, 05.06.2014 ("Novo empréstimo para o setor elétrico pode chegar a R\$ 8 bi", Mercado, página B7), de que o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e a equipe econômica do governo estejam realizando estudos sobre uma suposta nova operação de empréstimo a distribuidoras de energia elétrica. Ressaltamos que não há no momento necessidade de novos aportes no setor, que é acompanhado permanentemente pelas áreas técnicas do governo.
MINISTÉRIO DA FAZENDA
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Brasília, 05 de junho de 2014."

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Novamente esgotados os recursos da segunda linha de financiamento, foi contratado um terceiro empréstimo no montante de R\$ 3,98 bilhões, ao custo de CDI mais 3,15% ao ano, e cujos termos são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 5. 3º Financiamento para CONTA-ACR

3º Financiamento	
Assinatura	27 de março de 2015
Montante	R\$ 3,98 bilhões
Bancos participantes	Bradesco, Banco do Brasil, Santander (Brasil), Itaú Unibanco, BTG Pactual, BNDES, Banrisul e Caixa Econômica
Custo da operação	CDI mais 3,15% ao ano
Carência	até 15 de outubro de 2015
Período para pagamento	de 15 de novembro de 2015 até 15 de abril de 2020

Fonte: Elaboração do autor (2015).

Nos termos da Resolução Normativa ANEEL n. 612, de 2014³⁹, o custo para cobrir essas operações financeiras não foi repassado ao consumidor em 2014, sendo previsto o repasse às tarifas de forma escalonada a partir dos processos tarifários de 2015, quando a ANEEL estabeleceria encargo setorial de CDE a ser cobrado dos consumidores de energia elétrica. Ademais, na eventualidade de insuficiência de recursos para liquidação das operações de crédito contraídas pela CCEE, seria ainda definido encargo complementar às tarifas, sem vinculação à data de realização dos processos tarifários das distribuidoras⁴⁰.

Conforme dados de Despachos emitidos pela ANEEL, foram homologados os seguintes montantes de repasse da CONTA-ACR, por regime de competência mensal.

Tabela 6. Dispêndios da CONTA-ACR

Competência	Exposição Involuntária (R\$)	CCEAR-D (R\$)	Total (R\$)
fev/14	3.858.140.212,42	892.606.605,31	4.750.746.817,73
mar/14	2.888.968.824,98	1.156.475.399,36	4.045.444.224,34
abr/14	1.740.801.860,80	532.552.437,39	2.273.354.298,19
mai/14	1.145.017.166,03	695.228.291,14	1.840.245.457,17
jun/14	77.041.609,95	249.986.113,11	327.027.723,06
jul/14	191.101.052,57	358.437.207,44	549.538.260,01
ago/14	564.994.666,39	152.692.182,72	717.686.849,11
set/14	1.180.864.218,69	706.109.483,15	1.886.973.701,84
out/14	1.003.302.649,02	180.377.264,40	1.183.679.913,42
nov/14	1.311.226.637,10	293.979.505,97	1.605.206.140,07
dez/14	1.187.571.872,21	307.221.987,72	1.494.793.859,93
Total			20.674.697.244,87

Fonte: ANEEL (2015).

³⁹ Dispõe sobre o encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a CONTA-ACR, nos termos do Decreto n. 8.221, de 01.04.2014; e altera a Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26.10.2004.

⁴⁰ O repasse às tarifas de fornecimento teve início em 2015 e acabará em 2020. O custo total para os consumidores será de R\$ 37,4 bilhões.

1.1.4. Leilão A-0 de 2014

De modo a mitigar a situação de exposição involuntária das distribuidoras, o pacote de soluções trazido pelo Decreto n. 8.221, de 2014, determinou a realização de um leilão de energia existente em abril de 2014, com início de suprimento a partir de 1º de maio do mesmo ano.

Assim, em 30 de abril de 2014 foi realizado o 13º leilão de geração de energia elétrica existente (A-0). O preço teto, estabelecido em R\$ 262,00 por MWh para os produtos por disponibilidade e em R\$ 271,00 por MWh para os produtos por quantidade, foi considerado insuficiente pelos agentes de geração, haja vista que no MCP, os mesmos podiam liquidar suas sobras ao PLD máximo, de R\$ 822,63 por MWh. Apesar de ter se mostrado aquém das expectativas dos geradores, o preço mostrou-se suficiente para promover a contratação de 2.000 MW médios (MWmed), sendo 1.385 MWmed oriundos de usinas com participação de estatais federais, conforme ilustra a seguinte tabela.

Tabela 7. Empresas estatais vendedoras no Leilão A-0 de 2014

Vendedor	Empreendimento	UF	Fonte	MWm Contratados	Total (MWh)	Preço / ICB (R\$/MWh)
PETROBRAS PIE	BARBOSA LIMA SOBRINHO	RJ	Gás Natural	58	2.882.774	262,00
PETROBRAS PIE	EUZÉBIO ROCHA	SP	Gás Natural	56	2.783.368	262,00
PETROBRAS PIE	GOV. LEONEL BRIZOLA	RJ	Gás Natural	253	12.574.859	262,00
PETROBRAS PIE	LUIS CARLOS PRESTES	MS	Gás Natural	207	10.288.521	262,00
ELETRONORTE	TUCURUI	PA	Hidroelétrica	280	13.916.840	271,00
FURNAS	MASCARENHAS DE MORAES (PEIXOTO)	MG	Hidroelétrica	149	7.405.747	271,00
FURNAS	SERRA DA MESA	GO	Hidroelétrica	382	18.986.546	270,80
Total				1.385	68.838.655	

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da CCEE (2015).

Considerando que as associações e as próprias distribuidoras consideravam um déficit da ordem de 3.000 a 3.500 MWmed⁴¹, a contratação de energia no leilão A-0 não foi suficiente para cobrir a necessidade das distribuidoras, de modo que ainda houve a necessidade de dispêndio adicional com a geração termelétrica de curto prazo até o final de 2014. Os custos de despacho dos CCEARs por disponibilidade, com usinas operando com CVU elevados, incorporados na CVA, seriam repassados ao consumidor, o que se traduziu em altos índices tarifários no decorrer de todo o ano de 2014.

1.1.5. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) de 2014 e de 2015

Em razão das despesas associadas ao acionamento de usinas termoeletricas contratadas por disponibilidade no ACR, os Índices de Reajuste Tarifários (IRT) homologados em 2014 mostraram-se bastante elevados, conforme ilustra a tabela seguinte.

⁴¹ "Leilão A-0: distribuidoras ainda precisarão de R\$ 1,5 bilhão para bancar diferença na tarifa", 06.05.2014, disponível em http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Negocios_e_Empresas.asp?id=100980; e "Distribuidoras tem 85% da exposição coberta com leilão A-0", 30.04.2014, disponível em http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Negocios_e_Empresas.asp?id=100884.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 8. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) de 2014

Concessionária	DATA	IRT %	IRT economico %	IRT financeiro %
CFLO	29/06	43,14	36,44	6,7
COCEL	24/06	32,88	34,88	-2
ELETROCAR	29/06	31,45	21,01	10,44
COPEL-DIS	24/06	30,78	24,78	6
RGE	19/06	21,82	18,83	2,99
EDEVP	10/05	18,94	15,65	3,29
CPFL-Paulista	08/04	17,18	14,56	2,62
CNEE	10/05	16,7	14,25	2,45
CEMAT	08/04	16,62	11,46	5,16
AES-SUL	19/04	16,42	11,89	4,53
CEMIG-D	08/04	16,33	11,91	4,41
CELPE	29/04	15,99	14,05	1,94
CAIUÁ-D	10/05	15,63	12,08	3,56
ENF	18/06	15,5	13,52	1,98
COELBA	22/04	14,86	10,76	4,1
CPFL Santa Cruz	03/02	14,86	9,89	4,97
EEB	10/05	14,78	7,79	6,99
ENERSUL	08/04	14,24	11,86	2,66
COSERN	22/04	12,21	9,15	3,06
ESE	22/04	11,19	8,84	2,35
COELCE	22/04	8,09	8,43	-0,34
EMG	18/06	6,81	7,25	-0,44
EBO	04/02	3,04	6,28	-3,24
AMPLA	15/03	1,03	-3,49	4,52
CPFL Mococa	03/02	-2,07	2	-4,07
CPFL Jaguari	03/02	-3,73	1,17	-4,9
CPFL Sul Paulista	03/02	-5,51	-3,16	-2,35
CPFL Leste Paulista	03/02	-7,67	-4,74	-2,93

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2014).

A principal causa dos altos índices de reajuste foi o despacho constante das usinas térmicas contratadas pelas distribuidoras por disponibilidade, custos que integram a Parcela A (compra da energia) de sua receita. Os índices tarifários homologados não incluíram cobertura aos custos com geração termelétrica fora da ordem de mérito e exposição involuntária, que foram custeadas pelo Tesouro Nacional em 2013 e janeiro de 2014, e pela CONTA-ACR no restante de 2014, custos que deveriam ser repassados mediante encargo a partir de 2015.

Tal como observado em 2014, os IRT homologados em 2015 também se mostraram elevados em razão do despacho constante das usinas térmicas em 2014, e contratadas pelas distribuidoras por disponibilidade, conforme ilustra a tabela a seguir.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 9. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) de 2015

Concessionária	Resolução Homologatória	IRT (%)	IRT econômico	IRT financeiro
CPFL PAULISTA	REH 1.871/2015	41,45	37,31	4,14
ENERGISA MS	REH 1.874/2015	34,94	30,43	4,51
AMPLA	REH 1.861/2015	48,14	42,47	5,68
ENERGISA BO	REH 1.854/2015	35,08	24,05	11,03
AES SUL	REH 1.879/2015	52,45	45,91	6,54
UHENPAL	REH 1.881/2015	46,69	40,66	6,03
COSERN	REH 1.880/2015	15,49	11,67	3,82
COELBA	REH 1.878/2015	21,58	16,01	5,57
ENERGISA MT	REH 1.873/2015	31,20	32,08	-0,88
CELPE	REH 1.885/2015	15,48	11,21	4,27
BRAGANTINA EBB	REH 1.887/2015	46,42	43,66	2,76
CAIUÁ-D	REH 1.888/2015	39,02	33,03	5,99
NACIONAL CNEE	REH 1.889/2015	32,83	26,68	6,14
EDEVP	REH 1.886/2015	33,19	27,26	5,93
CEMIG-D	REH 1.872/2015	41,41	34,66	6,75
ENERGISA MG	REH 1.895/2015	29,69	27,87	1,82
ENERGISA NF	REH 1.894/2015	46,05	41,50	4,56
COCEL	REH 1.898/2015	55,18	51,78	3,40
RGE	REH 1.893/2015	39,55	37,83	1,72
COPEL-DIS	REH 1.897/2015	51,69	31,11	20,58
CFLO	REH 1.903/2015	61,87	52,67	9,20
ELETROPAULO	REH 1.920/2015	52,11	41,73	10,39
ESCELSA	REH 1.928/2015	36,27	28,88	7,39
CEB-DIS	REH 1.937/2015	47,45	37,27	10,18
ELEKTRO	REH 1.944/2015	37,70	26,93	10,77

Fonte: Elaboração do autor com base em Resoluções Homologatórias da ANEEL (2015).

1.1.6. REN ANEEL n. 633/2014 - Alteração no PLD máximo e mínimo

Como discutido, o caixa das distribuidoras não está preparado para absorver elevados custos de exposição involuntários, e cuja estimativa varia significativamente de acordo com o montante de energia necessário para cobrir a exposição (avaliada em cerca de 1.000 a 1.500 MW médios) e os preços no mercado de curto prazo, de até R\$ 822,63 por MWh.

Embora tenham sido repassados às distribuidoras, em 2014, R\$ 4 bilhões pelo Tesouro Nacional e R\$ 17,8 bilhões mediante recursos da CONTA-ACR, totalizando R\$ 21,8 bilhões, os montantes foram suficientes apenas para liquidar as operações no mercado de curto prazo até novembro daquele ano.

Mesmo considerando que, em 2015, a energia de concessões não prorrogadas nos termos da Lei n. 12.783, de 2013, seria revertida em cotas e passaria a fazer parte do colchão tarifário para atendimento dos consumidores cativos e, nos termos da REN n. 612, um

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

novo encargo passaria a ser cobrado na tarifa, mostrava-se necessário cobrir a exposição involuntária das distribuidoras até o final do ano de 2015.

Assim, em mais uma forma de mitigar a crise das distribuidoras, foi alterada a metodologia de apuração dos patamares de PLD máximo e mínimo, limitando substancialmente a exposição financeira das empresas a partir de 2015. A revisão do preço-teto do PLD, que acontece todo ano, geralmente implicava em atualizar o valor da termelétrica usada como referência para o teto.

Em 2014, a ANEEL modificou os parâmetros utilizados no cálculo, de modo que, para 2015, o teto passou de R\$ 822,83 por MWh para R\$ 388,48 por MWh. Tal valor representa o mais elevado Custo Variável Unitário (CVU) de uma usina termelétrica (UTE) em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR, custo obtido no cálculo do PLD máximo homologado por meio da REH ANEEL n. 1.832, de 25 de novembro de 2014.

O preço-piso (PLD mínimo) de R\$ 15,62 por MWh foi alterado para R\$ 30,26 por MWh, preço que correspondia à Receita Anual de Geração (RAG) das concessões renovadas sob a égide da Lei n. 12.783 para 2015. O quadro a seguir apresenta a evolução dos PLD máximos e mínimos homologados pela ANEEL desde 2003.

Quadro 2. Evolução do PLD máximo e mínimo homologado pela ANEEL (2003-2015)

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

Ato contínuo à alteração do teto do PLD, em 15 de janeiro de 2015 foi realizado o 18º Leilão de Ajuste, por meio do qual as distribuidoras contrataram 2.105 MW médios. O sucesso do leilão deveu-se à redução do teto do PLD, sendo o preço médio da energia contratada de R\$ 387 por MWh, muito próximo ao teto do preço de liquidação de curto prazo.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

No entanto, ao ser determinado um PLD inferior ao custo efetivo de geração, criou-se o problema de elevação dos encargos devidos quando a usina despachada tem CVU superior ao PLD, caso de grande parte das usinas termelétricas despachadas por segurança energética, conforme ilustra quadro abaixo.

Quadro 3. PLD x CVU de vinte usinas termelétricas mais caras (PMO de maio de 2015)

Fonte: Elaboração do autor (2015).

A diferença de custo da energia gerada por usinas despachadas com CVU acima do valor teto do PLD, seja por ordem de mérito, seja por segurança energética, é cobrada nas tarifas dos consumidores mediante encargo de ESS, conforme ilustração a seguir.

Quadro 4. CMO x PLD no Subsistema SE/CO (novembro de 2014 a dezembro de 2018)

Fonte: Elaboração do autor (2015).

Com a redução do teto do PLD, projetava-se o despacho na condição de $CVU > PLD$ durante a totalidade de 2015, de modo que o rateio do ESS foi incluído na nova metodologia das Bandeiras Tarifárias, aprovada por meio da Resolução Normativa ANEEL n. 649, de 2015, conforme será explorado no item a seguir.

1.1.7. REN ANEEL 649/2015 - alteração na metodologia das Bandeiras Tarifárias

A REN ANEEL n. 464, de 2011, aprovou o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), definindo os procedimentos a serem aplicados ao processo de definição da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A revisão do Submódulo 7.1 definiu que o sistema de bandeiras tarifárias seria aplicado a partir no ano de 2015 às concessionárias do SIN, tendo sido realizados, em 2013 e 2014, anos teste com a finalidade de simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha e divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do sistema.

Até a publicação da REN ANEEL n. 649, de 2015, a aplicação das bandeiras era realizada conforme intervalo de valores do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE), definido como faixas de acionamento do sistema de bandeiras tarifárias, publicadas pela ANEEL. Já o acionamento de cada bandeira tarifária era realizado por submercado e sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações de CMO e ESS_SE prestados pelo ONS.

Com a mudança na metodologia do PLD no final de 2014, no início de 2015 a sistemática das bandeiras tarifárias foi alterada de modo a, além de considerar custos do despacho térmico pela ordem de mérito econômico, recolher recursos dos consumidores do SIN para fazer frente à elevação dos encargos com segurança energética (ESS_SE), à exposição involuntária, chamados de 'adicionais', desviando do princípio das bandeiras tarifárias, criadas no âmbito do Projeto de Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária, de 2008.

O início da alteração deu-se em 05 de fevereiro de 2015, por meio da edição do Decreto n. 8.401, que determina a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias. O Decreto estabelece que as bandeiras tarifárias deverão considerar as variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetam os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao SIN.

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à CCRBT, sendo repassados pela CCEE aos agentes de distribuição, considerando a diferença entre os custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e as receitas obtidas conforme cobertura tarifária vigente. O quadro abaixo ilustra o funcionamento da Conta.

Quadro 5. Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

Fonte: ANEEL (2015).

Com a criação da CCRBT, os custos de geração por fonte termelétrica e da exposição ao PLD passaram a ser compartilhados entre todas as distribuidoras do SIN, de modo que foram adequados os critérios de acionamento visando definir uma única bandeira mensal para todas as distribuidoras, e não mais por submercado, como definia a regra anterior. As bandeiras tarifárias passaram a ser acionadas conforme o seguinte critério:

- I - bandeira tarifária verde: acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for inferior ao valor de 200,00 R\$/MWh;
- II - bandeira tarifária amarela: acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a 200,00 R\$/MWh e inferior ao valor-teto do PLD; e
- III - bandeira tarifária vermelha: acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD.

O CVU é informado mensalmente pelo ONS e corresponde ao custo relacionado à usina mais cara com previsão de despacho por ordem de mérito ou segurança energética para o mês subsequente à reunião do Planejamento Mensal de Operação (PMO).

O Decreto n. 8.401, de 2015, também possibilitou a inclusão na receita das bandeiras tarifárias das variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição involuntária aos preços de liquidação no mercado de curto prazo.

Portanto, os 'adicionais' referentes às bandeiras tarifárias amarela e vermelha para o ano de 2015 foram calculados de forma a refletir a expectativa de custo dos seguintes itens:

- a) Variação do custo da parcela variável dos CCEARs na modalidade por disponibilidade em relação à cobertura tarifária concedida;
- b) ESS gerado por usinas despachadas por ordem de mérito com CVU acima do valor teto do PLD;
- c) ESS gerado por segurança energética (ESS_SE);
- d) Exposição involuntária ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência contratual;

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- e) Risco hidrológico associado à geração dos CCGFs;
- f) Risco hidrológico associado à geração de ITAIPU; e
- g) Estimativa de Excedente da CONER associado aos Leilões de Energia de Reserva.

Para estimar os itens acima, a ANEEL adotou premissas que condizem com um cenário hidrológico desfavorável, com o despacho do parque térmico na totalidade da sua disponibilidade, seja por ordem de mérito ou por segurança energética, e manutenção do PLD no seu valor teto, de R\$ 388,48 por MWh durante todo o ano de 2015.

A tabela abaixo apresenta a consolidação do custo total dos itens a serem cobertos pela receita das bandeiras tarifárias em 2015.

Tabela 10. 'Adicionais' cobertos pelas Bandeiras Tarifárias

Item	Custo (R\$)
Parcela variável CCEARs-D	3.087.347.953,36
ESS_SE Despacho Térmico Total Cativo	8.720.847.866,00
ESS CVU > PLDmax	1.153.965.440,14
Exposição	5.754.529.191,41
Risco Hidrológico CCGF	1.306.505.212,95
Risco Hidrológico Itaipu	2.261.126.928,12
EER na tarifa	-2.814.000.000,00
CONER	-1.585.217.755,76
Total	17.885.104.836,22

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

Estimados os custos a serem cobertos pela receita das bandeiras tarifárias, foi definido o adicional, em R\$/MWh, referentes às bandeiras vermelha e amarela, para o pagamento integral dos custos. Para tanto, foi utilizado o mercado cativo faturado de 2014, acrescido de uma taxa de crescimento de 3%, descontando-se o mercado de consumidores de baixa renda. Adicionalmente, o faturamento de bandeira nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 ao patamar de R\$ 30/MWh foi considerado insuficiente frente aos custos nesses meses, os quais deveriam ser recompostos pelo novo patamar de bandeira proposto para o período de março a dezembro de 2015.

O valor do adicional da bandeira vermelha foi então obtido pela divisão da previsão total custos pela estimativa de mercado cativo ajustado de 2015, levando-se em conta a receita de bandeira a ser faturada em janeiro e fevereiro. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 11. Apuração dos adicionais da bandeira vermelha e amarela

Custo total 2015 (R\$)	Receita bandeiras jan/15 e fev/15 (R\$)	Custo a ser recuperado entre mar/15 e dez/15	Mercado cativo ajustado mar/15 a dez/15 (MWh)	Adicional da bandeira vermelha (R\$/MWh)	Adicional da bandeira amarela (R\$/MWh)
17.885.104.836,22	1.770.750.838,56	16.114.353.997,65	295.125.139,76	54,60	27,30

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

De forma a evitar valores quebrados, a ANEEL estabeleceu que o adicional da bandeira vermelha fosse o valor múltiplo de 5 mais próximo do resultado encontrado, ou seja, R\$ 55,00 por MWh. Para o valor do adicional da bandeira amarela, foi mantido o critério originalmente estabelecido, de considerar metade do valor da bandeira vermelha, R\$ 27,30/MWh, o qual após arredondamento, resultou no adicional de R\$ 25,00/MWh.

Ainda de acordo com o Decreto n. 8.401, de 2015, os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelos agentes de distribuição devem ser revertidos à CCRBT, criada e mantida pela CCEE. Os recursos são repassados às distribuidoras considerando a diferença entre os valores realizados dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetam as concessionárias conectadas ao SIN, e a cobertura tarifária vigente.

Desde o dia 1º de fevereiro de 2016, a metodologia do sistema de bandeiras tarifárias passou a considerar quatro patamares de cobrança. O adicional de bandeira tarifária amarela foi estabelecido em R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos. A bandeira vermelha, por sua vez, foi dividida em dois patamares. O primeiro patamar teve adicional estabelecido em R\$ 3,00 por 100 kWh, sendo acionado quando o CVU da última usina a ser despachada (a mais cara) for igual ou superior a R\$ 422,56 por MWh e inferior a R\$ 610,00 o MWh. O segundo patamar, cujo adicional foi estabelecido em R\$ 4,50 por 100 kWh, deverá ser acionado quando o CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$ 610,00/MWh.

Apesar de todas as iniciativas apresentadas para mitigar a crise instaurada no setor, no início de 2015 a ANEEL se viu ainda obrigada a homologar nova RTE para as concessionárias de distribuição, sendo que boa parte dos pleitos apresentados foram incorporados aos 'adicionais' das Bandeiras Tarifárias, conforme ilustrado a seguir.

1.1.8. Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015

Entre os meses de dezembro de 2014 e fevereiro de 2015, 62 distribuidoras solicitaram à ANEEL a instauração de processo para analisar a existência de desequilíbrio econômico e financeiro de seus contratos de concessão ou permissão.

Para justificar o pedido, as concessionárias elencaram uma série de eventos. Entre eles destacam-se os custos com exposição involuntária ao MCP, o risco hidrológico dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF), o ESS_SE, o aumento dos custos de

compra de energia em função do reajuste da tarifa de Itaipu⁴², do resultado do 14º Leilão de Energia Existente (A-0) e do 18º Leilão de Ajuste, e aumento da Quota de CDE⁴³.

Com base no que prevê os contratos de concessão e a Lei n. 8.987, de 1995, as concessionárias alegaram em seu pleito a existência de um desequilíbrio econômico e financeiro do contrato, o que, no entender das empresas, seria suficiente para motivar uma revisão extraordinária de suas tarifas. Sem a realização da RTE, as distribuidoras teriam que recolher esses valores sem cobertura tarifária correspondente até o próximo processo tarifário.

É normal, como ilustrado, o descasamento temporário entre custos e receitas no setor de distribuição de energia elétrica, principalmente após o surgimento dos CCEAR por disponibilidade, cujos preços tendem a ser bastante voláteis em cenários de hidrologia desfavorável. As regras atuais do setor elétrico estabelecem que as empresas suportem esses custos até o reajuste tarifário (RTA) subsequente, quando esse diferencial é repassado para as tarifas por meio do mecanismo da Conta Compensação de Valores de Itens da Parcela A (CVA).

No entanto, o volume desse descasamento entre receitas e despesas não tem sido financeiramente desprezível. Conforme aponta a Nota Técnica n. 29/2015-SGT/ANEEL, *“somente os custos com a CDE correspondem a mais de 150% do chamado lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA). Até 2013, os valores positivos da CVA representavam, em média, 15% do LAJIDA. A soma dos itens pode superar os valores de Parcela B do setor de distribuição”* (p. 3).

Quadro 6. Estrutura da receita tarifária das distribuidoras

Fonte: ABRADÉE (2015).

Assim, a ANEEL considerou que não se mostrava razoável esperar que todas as distribuidoras pudessem financiar esse descasamento até o próximo reajuste tarifário. O

⁴² Em dezembro de 2014, a ANEEL reajustou a tarifa de repasse da potência oriunda da Usina Hidrelétrica de Itaipu em 46,14%.

⁴³ Quotas anuais da CDE para 2015 em R\$ 18,9 bilhões.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

risco que se corria com a não realização de uma RTE seria uma inadimplência generalizada no setor, com consequências graves para todo o sistema.

Ademais, o déficit das concessionárias seria repassado para os consumidores nos reajustes tarifários subsequentes, atualizado pela taxa básica de juros da economia brasileira (Selic). A realização de uma RTE não repassaria novos custos, mas os anteciparia aos consumidores sem o serviço dos juros.

Logo, em 1º de março de 2015, as tarifas foram reposicionadas a partir da alteração da receita requerida do último processo tarifário, computando alterações no custo da energia comprada e no encargo da CDE. As variações de receita requerida decorrentes das alterações de custo foram apropriadas como componentes financeiros específicos e transitórios na tarifa de energia ou na tarifa de uso, conforme descrito na tabela abaixo.

Tabela 12. Apropriação dos efeitos da RTE nas tarifas finais

Custo	Apropriação da RTE
Quota de CDE 2015	TUSD
Devolução de CDE (Repasse 2013)	TE
Compra de energia	TE

Fonte: ANEEL (2015).

A nova receita requerida resultante da RTE foi obtida pela soma das variações de receita requerida decorrentes da quota de CDE (TUSD), devolução de CDE (TE) e compra de energia (TE).

Tabela 13. Adicional da RTE nas tarifas finais (R\$ mil)

Distribuidora	Adicional de CDE (A)	Adicional de Compra de Energia (B)	Adicional RTE (A+B)	Parcela B Atual Estimado	EBITDA Regulatório Anual
AES SUL	404.437	594.155	1.110.592	634.225	184.652
BANDEIRANTE	812.29	51.352	863.641	826.357	225.391
BRAGANTINA	58.926	38.854	97.780	77.158	12.374
CAIUA	67.067	45.776	112.843	96.546	13.447
CEAL	77.740	-24.724	53.016	339.719	36.100
CEB	365.369	52.610	417.979	405.542	87.596
CEEE	524.746	101.921	626.667	591.238	144.675
CELESC	1.276.528	187.777	1.464.305	1.251.764	312.981
CELG	727.875	305.339	1.033.214	1.066.719	181.636
CELPA	190.956	-76.044	114.912	1.002.701	197.257
CELPE	202.299	-123.012	79.287	1.141.316	280.059
CELTINS	36.351	-3.844	32.507	331.093	28.203
CEMAR	103.788	-41.155	62.633	906.149	244.402
CEMAT	385.457	240.365	625.821	773.123	178.150
CEMIG	2.287.052	625.729	2.912.781	3.525.554	678.257
CEPISA	49.414	-14.549	34.865	363.343	11.611
CERON	172.040	2.944	174.984	273.024	32.914
CFLO	14.678	14.349	29.027	23.414	2.012
CHESP	5.748	4.139	9.887	18.388	3.187
CJE	30.182	3.877	34.059	27.646	4.673
CNEE	34.907	27.949	62.856	52.668	6.485
COCCEL	15.069	15.332	30.401	24.821	2.644
COELBA	270.874	-12.197	258.677	1.899.536	473.598
COELCE	175.302	137.887	313.189	1.050.269	257.236

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

COOPERALIANÇA	9.928	5.011	14.938	17.073	3.517
COPEL	1.583.591	1.048.518	2.632.109	1.753.874	327.189
COSERN	79.972	-40.338	39.634	476.023	115.496
CPEE	18.868	1.818	20.686	39.675	6.772
CPFL PAULISTA	1.733.324	557.808	2.291.131	1.732.484	432.912
PIRATININGA	852.267	107.241	959.507	719.874	189.695
CPFL STA CRUZ	59.840	-18.362	41.478	113.789	15.226
CSPE	28.601	1.068	29.669	46.081	9.075
DEMEI	6.660	8.237	14.897	13.500	1.222
DME-PC	25.190	7.639	32.829	38.971	10.305
EDEVP	51.712	31.570	83.282	79.484	8.632
EFLUL	5.097	1.663	6.760	5.503	618
ELEKTRO	973.394	254.964	1.228.358	1.295.720	281.993
ELETROACRE	47.188	11.634	58.821	123.897	23.799
ELETROCAR	9.086	10.044	19.130	22.531	2.232
ELETROPAULO	2.589.951	890.516	3.480.467	2.753.734	666.604
ENERGISA BO	13.852	39	13.891	65.253	9.914
ENERGISA MG	85.199	43.283	128.482	194.746	28.443
ENERGISA PB	64.039	-16.708	47.332	469.176	95.782
ENERGISA SE	49.302	12.981	62.283	316.563	65.029
ENERSUL	252.128	155.237	407.365	538.866	134.312
ENF	16.780	12.846	29.625	43.102	9.457
ESCELSA	500.950	155.536	656.486	713.088	189.725
FORCEL	2.700	2.435	5.135	5.044	517
HIDROPAN	5.943	6.594	12.537	11.972	2.694
IENERGIA	12.212	2.457	14.669	18.664	1.714
JOAOCESA	758	363	1.121	2.056	184
LIGHT	1.443.264	336.254	1.779.519	2.198.295	798.093
MOCOCA	12.214	973	13.187	31.064	5.127
MUXFELDT	3.097	3.413	6.510	4.565	703
RGE	492.885	457.197	950.081	695.848	199.922
SANTAMARIA	24.526	17.672	42.198	65.696	13.748
SULGIPE	3.815	4.984	8.799	49.518	5.025
UHENPAL	3.337	5.588	8.925	8.110	1.206

Fonte: Nota Técnica n. 35/2015-SGT/ANEEL.

O efeito percebido pelos consumidores variou conforme o subgrupo, posto, modalidade tarifária e classe de consumo ao qual cada consumidor pertence. Ademais, os impactos da RTE foram diferentes de acordo com o submercado onde a distribuidora atua. Para as concessionárias que atuam nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, o impacto médio, ponderado pela receita das distribuidoras, foi de 28,7% e, para as distribuidoras que atuam nas regiões Norte e Nordeste, o impacto médio foi de 5,5%. Essa diferença ocorreu, principalmente, por causa da cota da CDE e de Itaipu. O aumento médio observado foi de 23,4%. O efeito médio por distribuidora é apresentado na tabela a seguir.

Tabela 14. Efeito médio da aplicação da RTE por distribuidora

Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito
CELPE	2,20%	CELESC	24,80%
COSERN	2,80%	BANDEIRANTE	24,90%
CEMAR	3,00%	ENF	26,00%
CEPISA	3,20%	ESCELSA	26,30%
CELPA	3,60%	CEMAT	26,80%
ENERGISA PB	3,80%	ENERGISA MG	26,90%
CELTINS	4,50%	EFLUL	27,00%
CEAL	4,70%	ELETROCAR	27,20%
COELBA	5,40%	CELG	27,50%
ENERGISA BO	5,70%	DME-PC	27,60%
SULGIPE	7,50%	ENERSUL	27,90%
ENERGISA SE	8,00%	CEMIG	28,80%
CPFL STA CRUZ	9,20%	CPFL PIRATININGA	29,20%
COELCE	10,30%	EDEVP	29,40%
MOCOCA	16,20%	CPFL PAULISTA	31,80%
CERON	16,90%	HIDROPAN	31,80%
CPEE	19,10%	CFLO	31,90%
JOAOCESA	19,80%	ELETROP PAULO	31,90%
COOPER ALIANÇA	20,50%	FORCEL	32,20%
ELETROACRE	21,00%	CAIUA	32,40%
SANTAMARIA	21,00%	DEMEI	33,70%
CHESP	21,30%	MUXFELDT	34,30%
CSPE	21,30%	COCEL	34,60%
CEEE	21,90%	CNEE	35,20%
LIGHT	22,50%	RGE	35,50%
CJE	22,80%	COPEL	36,40%
IENERGIA	23,90%	UHENPAL	36,80%
CEB	24,10%	BRAGANTINA	38,50%
ELEKTRO	24,20%	AES SUL	39,50%

Fonte: Elaboração do autor com base na Nota Técnica n. 35/2015-SGT/ANEEL.

Em resumo, o processo de resgate gradual do passivo tarifário contou com as seguintes medidas abaixo, cobradas do consumidor mediante os componentes ilustrados no quadro 7.

- Elevação de 46,14% da tarifa de repasse da potência de Itaipu;
- Elevação de 83% na cobrança da bandeira tarifária vermelha;
- Quotas anuais da CDE em R\$ 18,9 bilhões (R\$ 1,7 bilhão em 2014);
- RTE com aumento médio de 23,4% para os consumidores; e
- Pagamento da CONTA-ACR mediante encargo definido em cada reajuste.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 7. Componentes do resgate do passivo tarifário

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

Assim, o processo de realinhamento tarifário realizado no primeiro trimestre de 2015 provocou uma elevação média (e imediata) de 46% nas tarifas dos consumidores residenciais em relação às tarifas médias de 2014, conforme bem ilustra o quadro abaixo.

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

1.2. Renovação das concessões de distribuição

Independentemente da crise instaurada no segmento de distribuição pelo elevado crescimento da parcela de custos não gerenciáveis e componentes financeiros da tarifa, a prorrogação das concessões era consenso entre agentes do SEB. Esse consenso ancorava-se na premissa de que não haveria praticamente nenhum ganho no curto prazo para os consumidores com a relicitação dessas concessões.

Pelo contrário, corroborando as críticas de Pinguelli (2002) e Tolmasquim (2011) para o processo de privatização da década de 1990, a licitação dos ativos existentes poderia contribuir para redução da qualidade do serviço em razão da alocação de capital que poderia ser utilizado para melhoria dos serviços de eletricidade para aquisição desses ativos.

Tampouco seria de interesse dos consumidores que as distribuidoras fossem federalizadas, tal como ocorrido no caso de algumas concessões de distribuição⁴⁴ e com usinas hidrelétricas que não foram renovadas no processo de prorrogação de concessões, sendo consequentemente revertidas ao poder concedente⁴⁵.

Conforme destaca Brito (2014)⁴⁶, essa posição de consenso tinha como base o argumento central de que o marco regulatório econômico aplicado às distribuidoras nos processos de reajuste e revisão das tarifas já induz à eficiência e à modicidade tarifária das concessionárias. Isso porque a tarifa de uma determinada distribuidora reconhece apenas os investimentos 'prudentes' realizados na concessão e os custos operacionais eficientes. Segundo a metodologia da ANEEL, não são considerados os custos efetivos da distribuidora, que é penalizada caso tenha custos excessivos e é beneficiada caso consiga ganhos de eficiência excepcionais.

Portanto, em tese, uma nova concessionária teria a mesma tarifa que a concessionária antiga, de modo que não haveria ganho, em termos de redução das tarifas, com a licitação da concessão, como previa a lei em vigor antes da promulgação da Lei n. 12.783, de 2013.

Entendido que a prorrogação seria o caminho mais pragmático a ser adotado pelo poder concedente, uma questão relevante a destacar é a condicionante da Lei n. 12.783, de 2013, que determina que a prorrogação das concessões de distribuição ocorreria *"a critério do poder concedente"*.

Assim, ao poder concedente caberia determinar as condições de prorrogação aos novos contratos de 30 anos de duração. E, da mesma forma, caberia aos atuais concessionários aceitarem ou não as novas condições, em procedimento legal análogo ao que ocorreu na renovação dos contratos de concessão de geração e transmissão.

A partir do contexto legal em que o poder concedente deveria determinar e formatar um novo contrato para as concessões de distribuição, e procurando contribuir para esta importante discussão do SEB, Castro & Brandão (2013) destacaram os seguintes quatro pontos de atenção da agenda governamental:

⁴⁴ Caso da federalização das concessionárias CELG (GO) e CELPA (PA).

⁴⁵ A PCH Dona Rita (MG - 2,5 MW), concessão que pertencia à CEMIG-GT, porém devolvida e repassada a Furnas por força do que estabeleceu a Lei n. 12.783, de 2013, foi invadida e depredada em maio de 2014.

⁴⁶ "ANEEL inicia renovação das distribuidoras". Valor Econômico, 24 de março de 2014.

- i. Aperfeiçoamento dos mecanismos de controle da qualidade do serviço prestado e das perdas comerciais;
- ii. Prevenção de desequilíbrios financeiros;
- iii. Racionalidade operacional e econômica da concessão; e
- iv. Simplificação e clareza dos contratos.

Apesar da importância e urgência do assunto⁴⁷, o governo federal não tratou da definição sobre a renovação das concessões de distribuição em 2012, tal como conduzido para os segmentos de geração e de transmissão, deixando-a para o próprio ano de 2015, poupando-se deste debate durante o ano de 2014.

Não obstante a indefinição sobre o assunto, a ANEEL conduziu audiência pública para tratar do aprimoramento dos aditivos aos contratos de concessão de distribuição⁴⁸, assim como os processos de homologação dos índices de reajuste anual (IRT). Ademais, a agência abriu consulta e audiência pública para disciplinar as regras do 4CRTP de distribuição, o que então indicava aos agentes que não haveria necessidade clara de reversão e posterior licitação desses ativos existentes, condicionando-os apenas a critérios para formalização da prorrogação dos contratos.

Pois, em 02 de junho de 2015, cerca de um mês da data do vencimento de uma série de contratos, foi editado o Decreto n. 8.461, que regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º-B da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995.

Tal como previsto por grande parte dos agentes do SEB, o poder concedente não determinou a reversão das concessões e posterior licitação dos ativos existentes, condicionando-os a critérios objetivos de eficiência e racionalidade para prorrogação dos contratos de concessão.

Assim, conforme estabelecido pelo art. 1º do referido Decreto, o Ministério de Minas e Energia (MME), na figura de poder concedente, passou a ter a prerrogativa de prorrogar as concessões de distribuição por mais trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;
- III - racionalidade operacional e econômica; e

⁴⁷ As concessionárias de distribuição têm enfrentado dificuldades para obtenção de financiamento em razão da indefinição sobre a forma como se dará a renovação de suas concessões (VALOR, 2013).
<http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/artigos-e-publicacoes/1048-governo-exigira-plano-para-evitar-relicitacao-de-eletricas-valor-economico>

⁴⁸ AP 61/2014 - Obter subsídios para o aprimoramento do Aditivo aos Contratos de Concessão das Empresas de Distribuição de Energia.

IV - modicidade tarifária⁴⁹.

O Decreto n. 8.461, de 2015, define a eficiência em duas dimensões: qualidade do serviço prestado e gestão econômico-financeira. A eficiência com relação à qualidade do serviço deve ser mensurada por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica. A eficiência com relação à gestão econômico-financeira (sustentabilidade) deve ser mensurada por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos de maneira sustentável.

O critério de racionalidade operacional e econômica diz respeito à previsão de reagrupamento de concessões em áreas atendidas por concessionárias de distribuição de energia elétrica sujeitas a controle societário comum, segundo princípios de eficiência, equidade e isonomia⁵⁰.

A modicidade tarifária como critério para renovação de concessões corresponde ao pressuposto que não deve haver tratamento tarifário diferenciado às concessionárias para realizar investimentos no resgate da qualidade do serviço, uma vez que o atendimento a parâmetros mínimos de continuidade do serviço constitui obrigação existente no contrato de concessão.

Nos termos do Decreto n. 8.461, de 2015, coube à ANEEL, além de instruir os processos de prorrogação, definir a minuta do contrato de concessão ou do termo aditivo, cujo texto deveria conter cláusulas que: *“I - assegurem a sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias e especifiquem diretrizes para o fortalecimento da governança corporativa e parâmetros mínimos de indicadores econômico-financeiros, inclusive de obrigação de aporte de capital por parte dos controladores; e II - estabeleçam mecanismos visando à eficiência energética e à modernização das instalações.”*

O aprimoramento do modelo de termo aditivo ao contrato de concessão foi objeto da Audiência Pública ANEEL n. 038/2015, realizada em duas fases, e finalizada em 05 de outubro de 2015. As propostas em audiência trataram de aspectos referentes à qualidade, governança, transparência e sustentabilidade, tarifas, e aspectos gerais do contrato.

As minutas dos novos contratos de concessão impuseram condicionantes de eficiência às distribuidoras, tratada em duas dimensões: qualidade do serviço; e sustentabilidade da gestão econômico-financeira. Os descumprimentos dos limites contratuais poderão resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados

⁴⁹ As condicionantes de eficiência às distribuidoras (qualidade do serviço e sustentabilidade da gestão econômico-financeira) serão objeto de estudo desta Tese em capítulo específico.

⁵⁰ Eficiência: o contrato de concessão não deve aumentar indevidamente os custos das transações; equidade: o contrato de concessão deve equilibrar os interesses de todas as concessionárias de distribuição do setor, incluindo as grandes e as pequenas concessões; e isonomia: o contrato de concessão deve levar em consideração questões práticas, tornando a regulamentação proporcional à escala.

financeiros aos acionistas das empresas, inclusive obrigação de aporte de capital por parte dos controladores.

O texto dos contratos de concessão renovados inclui as seguintes cláusulas e anexos que, de modo geral, concedem ao regulador novos mecanismos para fiscalizar e assegurar a adequada prestação do serviço de distribuição.

Cláusula Sétima – Sustentabilidade Econômica e Financeira: obriga a concessionária a preservar, durante a concessão, a condição de sustentabilidade mínima na gestão de custos, despesas, endividamento, dentre outros;

Cláusula Oitava – Governança Corporativa e Transparência: firma parâmetros mínimos a serem observados pelas distribuidoras;

Cláusula Décima Terceira – Compromissos do Controlador Societário: prevê novas obrigações aos controladores, entre elas a de aporte de capital, se necessário, para preservar a sustentabilidade econômico-financeira da concessão;

Cláusula Décima Oitava – Condições de Prorrogação Condicionada: estabelece que, além das disposições anteriores do Contrato, deverá ser observado, pelo período de cinco anos contados de 1º de janeiro de 2016, as condições estabelecidas nos Anexos II e III, sob pena de extinção da concessão;

Anexo I – Reagrupamento de Concessões: critérios de reagrupamento de áreas de concessão atendidas por concessionárias com controle societário comum, nos termos do art. 4º-B da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995;

Anexo II – Condições para Prorrogação – Eficiência na Prestação do Serviço de Distribuição: estabelece os limites globais anuais para os indicadores DECI e FECI a serem atendidos pela distribuidora no período de 2016 a 2020; e

Anexo III – Condições para Prorrogação – Eficiência na Gestão Econômica e Financeira: define os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira da concessão para os primeiros cinco anos do contrato renovado.

Também foram relevantes para a aprovação da minuta de contrato de concessão proposta pela ANEEL os dois acórdãos do Tribunal de Contas da União (TCU)⁵¹ que ampliaram, para todo o período de vigência contratual das concessões, as garantias de prestação de serviço adequado por meio dos critérios objetivos previstos no Decreto n. 8.461, de 2015.

⁵¹ Em 9 de setembro de 2015, o TCU emitiu o Acórdão n. 2.253/2015-TCU-Plenário, apreciando o objeto do processo TC n. 003.379/2015-9, que versa sobre o monitoramento dos itens 9.3.1 e 9.3.2 do Acórdão n. 1836/2013-TCU-Plenário, com enfoque nos fundamentos e diretrizes que deveriam reger a prorrogação das concessões de distribuição elétrica alcançadas pelo disposto no art. 7º da Lei n. 12.783/2013. Dentre as decisões exaradas no Acórdão n. 2.253/2015-TCU-Plenário, o item 9.7.2 determinou à ANEEL e ao MME que *“mantenham os critérios objetivos previstos no Decreto 8.461/2015, ensejadores da extinção da concessão, ao longo de todo o período de vigência contratual, com o objetivo de aumentar as garantias de prestação do serviço adequado e de reduzir eventual tempo de exposição do consumidor ao serviço inadequado”* (Nota Técnica n. 0360/2015-SCT/SFF/SRD/ANEEL, de 24/09/2015, p. 2).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Por meio do Despacho n. 3.540, de 2015, a ANEEL aprovou a minuta de termo aditivo ou de contrato de concessão de quarenta distribuidoras de energia elétrica, e encaminhou os processos ao MME, recomendando a prorrogação das seguintes concessões:

Tabela 15. Concessões passíveis de prorrogação nos termos do Decreto n. 8.461

N.	Contrato	Concessionária	Data de Vencimento
1	145/2002	Cooperativa Aliança - COOPERALIANÇA	07/07/2015
2	107/2001	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	07/07/2015
3	21/2001	Boa Vista Energia S/A - Boa Vista	07/07/2015
4	20/2001	Amazonas Distribuidora de Energia S/A.	07/07/2015
5	07/2001	Cia Energética de Alagoas - CEAL	07/07/2015
6	06/2001	Cia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	07/07/2015
7	05/2001	Centrais Elétricas de Rondônia S/A - CERON	07/07/2015
8	04/2001	Cia Energética do Piauí - CEPISA	07/07/2015
9	84/2000	Centrais Elétricas de Carazinho – ELETROCAR	07/07/2015
10	63/2000	CELG Distribuição S/A	07/07/2015
11	91/1999	Cia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	07/07/2015
12	81/1999	Cia Estadual de Distr. Energia Elétrica - CEEE-D	07/07/2015
13	69/1999	Força e Luz Coronel Vivida Ltda. - FORCEL	07/07/2015
14	66/1999	CEB - Distribuição S/A	07/07/2015
15	56/1999	CELESC Distribuição S/A	07/07/2015
16	50/1999	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	07/07/2015
17	49/1999	DME Distribuição S/A - DMED	07/07/2015
18	46/1999	COPEL Distribuição S/A	07/07/2015
19	44/1999	Cia Hidroelétrica São Patrício - CHESP	07/07/2015
20	42/1999	ENERGISA Nova Friburgo-Distr.de Energia S/A	07/07/2015
21	40/1999	ENERGISA Minas Gerais –Distr.de Energia S/A	07/07/2015
22	26/1999	Empresa Força e Luz João Cesa - JOAO CESA	07/07/2015
23	25/1999	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.- EFLUL	07/07/2015
24	22/1999	Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	07/07/2015
25	21/1999	Cia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	07/07/2015
26	20/1999	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A - ELFSM	07/07/2015
27	19/1999	Cia Sul Paulista de Energia - SUL PAULISTA	07/07/2015
28	18/1999	Cia Leste Paulista de Energia	07/07/2015
29	17/1999	Cia Luz e Força Mococa - CLFM	07/07/2015
30	16/1999	Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	07/07/2015
31	15/1999	Cia Jaguari de Energia - CJE	07/07/2015
32	14/1999	Empresa de Eletr. V.Paranapanema S/A – EDEVP	07/07/2015
33	13/1999	Caiuá Distribuição de Energia S/A	07/07/2015
34	12/1999	Empresa Elétrica Bragantina S/A. - EEB	07/07/2015
35	27/1998	Cia Campolarguense de Energia - COCEL	07/07/2015
36	086/2000	Hidroelétrica Panambi S/A - HIDROPAN	07/07/2015
37	002/1997	CEMIG Distribuição S.A.	18/2/2016
	003/1997		
	004/1997		
	005/1997		
38	085/2000	Departamento Municipal de Ijuí - DEMEI	08/05/2016
39	087/2000	Muxfeldt, Marin & Cia Ltda. –MUXFELDT	20/04/2017
40	N/D	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	N/D

Fonte: Elaboração do autor com base no Despacho ANEEL n. 3.540, de 2015.

Com exceção da CELG (GO), que assinou o termo aditivo ao contrato, as distribuidoras controladas pela Eletrobras não tiveram sua concessão renovada⁵².

Assim, a partir do contexto legal em que o poder concedente estabeleceu critérios objetivos de eficiência mediante edição do Decreto n. 8.461, de 2015, o presente estudo busca aprofundar a discussão dos parâmetros condicionantes de eficiência na prestação do serviço de distribuição (continuidade) e de eficiência na gestão econômico e financeira (sustentabilidade) para renovação das concessões. Juntamente com esses critérios contratuais, serão objeto da proposta a maior simplicidade, clareza e objetividade da metodologia tarifária adotada pela ANEEL.

1.3. Considerações do Capítulo 1

Diferentemente do processo de renovação das concessões de geração e transmissão, o governo federal não tomou medidas imediatas em relação às concessões do segmento de distribuição, cujos contratos, em sua maioria, também tinham seu vencimento no período de 2015 a 2017, deixando a discussão desse processo para o segundo semestre de 2015, a partir da publicação do Decreto n. 8.461, de 2015, e da realização da Audiência Pública n. 038, finalizada apenas em 05 de outubro de 2015.

Conforme se buscou reiterar, esta posição diferenciada do segmento de distribuição em relação àqueles de geração e de transmissão é atribuída ao fato de que não haveria um efeito imediato em prol da modicidade tarifária, principal objetivo de política energética perseguido com a edição da MP 579, de 2012, posteriormente convertida na Lei n. 12.783, de 2013. E a edição do Decreto n. 8.461, de 2015, veio justamente reiterar esta posição.

Assim, a prorrogação das concessões do segmento de distribuição foi um consenso quase unânime entre agentes do SEB, haja vista que não haveria praticamente nenhum ganho para os consumidores com a reversão e posterior licitação dessas concessões. Isso porque a metodologia adotada nos processos de reajuste e, principalmente, de revisão das tarifas já induz à eficiência e à modicidade tarifária das concessionárias. Justamente, o que o referido Decreto traz são critérios objetivos para prorrogação das concessões, como melhor qualidade, gestão mais eficiente, racionalidade e modicidade tarifária, critérios que já eram defendidos por diversos autores, como Castro & Brandão (2013).

Desse modo, apesar do que ilustram Reis *et al* (2005) no tocante ao comportamento dos indicadores de qualidade coletivos nos anos seguintes à privatização de concessionárias de distribuição na década de 1990, considera-se que a licitação dos ativos existentes

⁵² De acordo com o que estabelece a Portaria MME n. 388, de 26 de julho de 2016, de modo a garantir a continuidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica nas áreas cuja concessão não tenha sido prorrogada nos termos do Decreto n. 8.461, de 2015, o serviço continuará sendo uma responsabilidade do órgão ou entidade da Administração Pública Federal até a assunção de novo concessionário, mediante licitação, ou até 31 de dezembro de 2017, o que ocorrer primeiro.

poderia até mesmo contribuir para redução da qualidade do serviço em razão da alocação de capital que poderia ser utilizado para investimentos na melhoria dos serviços de eletricidade para aquisição desses ativos, razão pela qual considerou-se como adequada a decisão do poder concedente de incluir a eficiência com relação à qualidade do serviço prestado como critério de renovação no Decreto 8.461, de 2015.

Ademais, também não seria de interesse para os consumidores que as concessões de distribuição fossem todas revertidas ao poder concedente, e administradas pela Eletrobras, ou órgão da Administração Pública Federal, como ocorrido em concessionárias como CELG e CELPA, uma vez que o processo de federalização não se reverte em modicidade tarifária, qualidade do serviço e qualidade de gestão⁵³. Pelo contrário, a MP 579, de 2012, promoveu o enxugamento da capacidade de investimento das subsidiárias do grupo Eletrobras ao estabelecer receitas de geração (RAG) e de transmissão (RAP) muito inferiores daquelas que vinham sendo praticadas até então.

No entanto, a Lei n. 12.783, de 2013, determinou que a prorrogação das concessões de distribuição ocorreria “a critério do poder concedente” e, uma vez definidas as condicionantes para prorrogação nos termos do Decreto n. 8.461, de 2015, coube aos atuais concessionários aceitarem ou não as novas condições, obedecendo a procedimento legal análogo ao que ocorreu na renovação dos contratos de geração e transmissão.

Assim, a partir do contexto legal em que o poder concedente determinou a formatação de um novo contrato para as concessões de distribuição, buscou-se apresentar e analisar os desdobramentos do processo de renovação das concessões de geração e transmissão, instaurado pela Medida Provisória 579, de 2012, e de distribuição, regulamentada pelo Decreto n. 8.461, de 2015, de modo a contribuir com o aperfeiçoamento das práticas de regulação do segmento de distribuição no Brasil.

Apresentadas as considerações acima, e a fim de consubstanciar o desenvolvimento da agenda proposta, o capítulo a seguir traz uma revisão teórica de conceitos de regulação de serviços públicos, monopólios naturais e distribuição de energia elétrica.

⁵³ As concessionárias de distribuição administradas pela Eletrobras figuram na lista de empresas com piores índices de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira.

“The essence of regulation is the explicit replacement of competition with governmental orders as the principal institutional device for assuring good performance” (KAHN, 1988, p. 20).

CAPÍTULO 2. REGULAÇÃO DE MONOPÓLIOS NATURAIS E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica de regulação de monopólio natural e sobre o segmento distribuição de energia elétrica e sua estrutura tarifária. Inicialmente, o item 2.1. apresenta uma breve introdução ao estudo da regulação, considerando-se que a atividade de fornecimento de eletricidade é um serviço público essencial e o objetivo da regulação é encontrar meios de induzir as empresas a atuar de acordo com o interesse público.

A introdução ao estudo de regulação de monopólios naturais propriamente ditos será objeto do item 2.2., mediante o qual será objeto de estudo o subsídio cruzado, o regime do custo do serviço, do preço-teto, regime por índice de preços, o *benchmark regulation* e, finalmente, as características do regime tarifário adotado pelo Brasil, que este autor considera como essencialmente híbrido.

Dada a importância do fornecimento de energia elétrica para todos os segmentos da sociedade moderna, a revisão teórica sobre o serviço de distribuição de energia elétrica é trazida no item 2.3. do capítulo. Nesse item é desenvolvido um breve estudo da estrutura tarifária no Brasil, por meio da apresentação de um breve histórico e dos principais conceitos que compõem a estrutura tarifária brasileira, cuja relevância consiste no estudo do método utilizado para ratear o custo do serviço de energia elétrica entre as diversas classes de consumidores e níveis de tensão. Por fim, as considerações finais do capítulo são apresentadas no item 2.4.

2.1. Introdução ao estudo da regulação

Corroborando a citação de Kahn (1988), Vickers & Yarrow (1991) consideram que o maior desafio da regulação é encontrar um meio de induzir as empresas a atuar de acordo com o interesse público, uma vez que não pode observar o desempenho e funcionamento de cada empresa. Alvares (1978) considera que o fornecimento de energia elétrica é de tal importância para a sociedade que é de interesse público que o suprimento seja prestado como serviço público:

“(...) a eletricidade de tal forma penetrou a vida da civilização material ocidental que, sem ela, os seus quadros econômicos e sociais sofreriam colapso[semelhante] ao do corpo humano sem oxigênio. E a perspectiva atual é de cada vez maior importância da indústria de eletricidade, considerada esta não como uma categoria econômica, mas como de atividade material humana, pois se a eletricidade surgiu e passou a ser explorada como uma indústria privada, com o tempo perdeu este caráter, ao assumir o conteúdo funcional de serviço público” (p. 41).

A regulação e a política tarifária, em qualquer serviço público, devem sempre buscar equilíbrio entre os agentes, sejam esses estatais, privados ou os próprios consumidores, parte mais frágil dessa relação.

Para Pontes (1998), o termo regulação pode ser entendido como uma lei, regra ou outra determinação específica dada pela autoridade com o objetivo de controlar uma conduta e que afete diretamente a competitividade e o dinamismo das empresas e indústrias, na medida em que uma interferência externa aos negócios pode provocar modificações em suas estratégias, políticas, comportamento e desempenho.

Com efeito, ao executarem suas atividades habituais, as empresas deparam-se com um conjunto de leis, regras e regulamentos que afetam o ambiente de negócios, o comportamento de outras empresas, fornecedores e consumidores, de forma que ocorre, na prática, um processo de interação da empresa com o ambiente, gerando reações, estímulos, respostas, limites e ajustamentos (*Idem*).

As empresas e organizações sempre sofreram, ao longo da História, em menor ou maior grau, restrições sobre a sua atividade. A publicação do *Sherman Act* de 1890, nos Estados Unidos da América, constitui um marco na regulação da atividade empresarial:

“Nos Estados Unidos, as leis antitrustes são elaboradas pra promover a competição e combater o monopólio. A lei Sherman de 1890, por exemplo, que foi a primeira lei federal importante dirigida contra o monopólio, declarou ilegais as conspirações ou combinações que restringissem ou monopolizassem o comércio” (MANSFIELD, 1978, p. 272).

O *Sherman Act* impôs restrições às empresas por meio de um sistema judicial – regulamentação, e por agências especiais de regulação, que poderiam assumir várias formas e cobrir uma série de assuntos relacionados à atividade dos concessionários, desde o controle de preços, remuneração dos ativos, padrões dos produtos, entre outros.

Cumprе ressaltar que a figura de um Estado Regulador, com suas instituições características expressas por meio de agências independentes especializadas, criadas em substituição à propriedade privada, teve também origem nos Estados Unidos, decorrência de falhas não apenas no campo da regulação econômica, mas também quanto aos objetivos socioeconômicos (CRUZ, 2009).

Portanto, a regulação nasceu da necessidade de países em controlar o poder de monopólio de alguns grupos ou conglomerados industriais que, além de dominar o mercado integralmente, impondo inúmeras barreiras à entrada de empresas concorrentes, tinham uma produção abaixo da demanda exigida pelos consumidores e preços muito acima do razoável para os consumidores (MANSFIELD, *op. cit.*).

A regulação surge a partir do momento em que o comportamento das empresas começa a lesar a comunidade, oferecendo um volume menor de produtos e preços mais elevados. Os abusos cometidos pelos monopólios e por alguns conglomerados tornaram obrigatório aos países a criação de leis rigorosas como a lei antitruste, impondo restrições e limites quanto às questões de ordem tributária e de preços.

Conforme definição de Nery (2012), o termo regulação pode ser entendido como o conjunto de princípios, normas, regras e processos de decisão que asseguram a estabilidade e a coerência aproximada dos diferentes atores de uma economia em uma dada geografia, seja ela local, regional, setorial, nacional ou internacional. Para realizar esse objetivo, a regulação estabelece as condições e/ou orienta a criação de arranjos institucionais que determinam as estruturas funcionais e as relações que as regem, em lógicas econômicas, às vezes não econômicas, que constituem os modos de produção e de prestação de serviço, o comércio e a organização de trocas, o investimento direto, os fluxos financeiros, entre outras formas de atuação de uma sociedade ou das sociedades, em ambientes de mercado (p. 1).

Pontes (1998) acrescenta que a regulação não deve favorecer ou concentrar benefícios a determinados grupos, mas sim preservar os direitos das partes envolvidas de forma ampla, evitando a obtenção de rendas extraordinárias. As leis e regras que integram um processo de regulamentação devem ser mínimas e incentivar a busca da eficiência econômica dos recursos alocados na indústria e no país.

Para Vickers & Yarrows (1991), a regulação tem um caráter amplo e pode ser vista como um processo de interação entre o regulado e o regulador, no qual o segundo procura restringir as ações do primeiro, gerando, por parte deste, uma reação à imposição das restrições. O comportamento possivelmente lesivo por parte das empresas é que gera pressões e restrições pelas agências reguladoras.

Porter (1993) salienta que, num mercado competitivo, a ação de um órgão externo pressionando uma empresa ou uma indústria pode não só tornar menos efetiva a competitividade, diminuindo a eficiência econômica, quanto o processo de alocação dos recursos e a produção de bens e serviços, mas, também, inibe o país a conseguir uma maior vantagem competitiva.

Para aquele autor, nos países onde o governo interveio fortemente no mercado, tabelando preços, racionalizando o consumo de determinados produtos e impondo certos tributos, ficam enfraquecidas a eficiência e competitividade das indústrias, e complementa que a regulação do mercado deve ter como objetivo dar ao país o aproveitamento e a obtenção de vantagem competitivas, da especificação de rigorosos padrões de qualidade, incentivos à qualidade e ao aprimoramento da tecnologia. Esses elementos são fatores importantes para influenciar a reação e o comportamento das empresas num mercado competitivo. Conclui, portanto, que a regulação pode influenciar a organização industrial de um país, retardar ou avançar o seu desenvolvimento de várias formas:

“A regulamentação da competição através de políticas como a manutenção de monopólio estatal, o controle da entrada e fixação de preços funciona, geralmente, contra a melhoria da vantagem competitiva numa economia” (PORTER, op. cit., p. 724).

A regulação do mercado pelo governo deve garantir que cada indústria seja formada por um grande conjunto de firmas independentes entre si, incentivando a competição, a melhoria da qualidade e a diminuição de preços aos consumidores. A base deste processo está em promover uma maior eficiência na alocação dos recursos e assegurar a vantagem competitiva das nações (BAIN, 1963).

Conforme destaca Cruz (2009), a atividade regulatória ocorre geralmente de dois modos: diretamente, por meio do provimento de bens e serviços públicos pelo próprio Estado, via empresas estatais que atuam em setores de monopólios naturais ou não; ou a partir de sua própria estrutura tradicional, como ministérios ou órgãos a eles subordinados, como as agências reguladoras. Até o início dos anos 1990, a autora constata a predominância da primeira opção na Europa e América Latina.

Historicamente, a propriedade pública das empresas provedoras de bens e serviços públicos essenciais tem sido o principal modo de regulação econômica, especialmente quando se trata de setores como gás, eletricidade, água, estradas de ferro, correios, telefonia, além de outros cujas origens estão no processo de industrialização no século XIX e apresentam características de monopólios naturais⁵⁴.

Conforme aponta Machado (2009), existem aplicações em que não se verificam situações de concorrência perfeita, aparecendo falhas de mercado, ou seja, onde o bem estar não pode ser otimizado por meio mecanismo de competição, logo, a economia tem o nível de eficiência reduzido.

Pindick e Rubinfeld (1994) avaliam que o poder de mercado, externalidades e assimetrias de informação se configuram em empecilhos para a competição nos mercados, interferindo negativamente na eficiência destes, fazendo-se necessária a prática regulatória nos mercados.

Assim, a propriedade do Estado nessas atividades com características de monopólio natural era tida como importante não apenas porque eliminava a ineficiência dos monopólios privados, mas também porque estimulava o desenvolvimento econômico em favor de regiões ou grupos particulares desfazendo assimetrias, protegendo consumidores e garantindo a segurança nacional. No entanto, destacava-se a afirmação central de que a propriedade pública poderia aumentar a habilidade do governo para regular a economia e proteger o interesse público (CRUZ, *op. cit.*).

Mansfield (1978) defende que quando uma indústria é um monopólio natural, o seu comportamento deve ser regulado pelo governo, pois não há competição, não há a

⁵⁴ A atividade de fornecimento de energia elétrica, em razão das grandes economias de escala, constitui monopólio natural, uma vez que os investimentos iniciais são bastante elevados e o atendimento de um consumidor adicional tem pequeno custo marginal, de forma que, mesmo nos casos em que venha a existir competição, esta não ocorre de forma intensa.

presença de empresas rivais capaz de introduzir novos produtos ou novas tecnologias para os mesmos produtos e com preços mais baixos. Num mercado competitivo, as ações de abusos são reduzidas pelo próprio comportamento do mercado.

Na regulação de monopólios naturais, alguns problemas recorrentes caracterizam as restrições da atuação do governo na economia, identificadas como ‘falhas de governo’ (em contraposição às ‘falhas de mercado’).

Para Cruz (2009), um deles seria o ‘*rent-seeking*’ – que ocorre quando grupos de interesse se envolvem com a política, visando a obter vantagens sobre os demais grupos. Nesse caso, mesmo que regulação em defesa do interesse público fosse possível na teoria, na prática os interesses particulares se sobrepõem aos interesses públicos. A esse respeito, Kelman (2009) considera que a “(...) *sina do regulador é decidir favoravelmente a um grande grupo de pessoas que não se dá conta da existência do processo regulatório e contrariamente a um pequeno grupo que tem total conhecimento e participação no processo*”.

Outra falha apontada por Cruz (*op. cit.*), a captura, ocorre quando os organismos regulatórios se encontram muito próximos dos regulados, favorecendo o aumento dos riscos de interferência de interesses particulares nas decisões públicas, consequentemente afetando a independência e a qualidade da regulação. A autora considera que a captura ocorre muitas vezes devido à assimetria de informação entre o governo e a firma, o que faz que o regulador se aproxime do regulado visando a obter informação e identifique seus reais objetivos.

Para Pindick e Rubinfeld (1994), a informação assimétrica ocorre quando os agentes do mercado não possuem todas as informações a respeito de algum bem ou de outros agentes participantes no mercado:

Se todos os consumidores não tiverem informações exatas a respeito dos preços de mercado ou da qualidade do produto, o sistema não operará eficientemente. A falta de informação poderá estimular os produtores a ofertarem quantidades excessivas de determinados produtos e quantidades insuficientes de outros. (p. 401)

Machado (2009) considera que a informação imperfeita causa transtornos tanto aos consumidores quanto aos produtores, e a falta de informação poderá impedir que determinados mercados apresentem algum desenvolvimento, dado o risco envolvido em certos tipos de transação e na elaboração de contratos de longo prazo.

Não obstante a grande importância do estudo dos princípios da regulação econômica, o grande problema da regulação de monopólios naturais que se busca explorar neste item consiste na forma adequada de controlar o abuso da posição monopolística da firma, o que é perseguido basicamente por meio de dois modos principais e distintos: i) o controle da taxa de lucros e; ii) o controle de estrutura de preços. Adicionalmente, existem modos

híbridos de controle de monopólios naturais, a exemplo dos utilizados para regulação do segmento de distribuição de energia elétrica, objeto do presente estudo.

Corroborando a complexidade da regulação de monopólios naturais, concluem Berg e Tschirhart, que *“(...) nenhuma teoria de comportamento regulatório tem sido capaz de, sozinha, explicar totalmente as motivações e os impactos da regulação. Esse fenômeno é muito complexo para que possa ser caracterizado por um conjunto de equações. Além disso, as teorias existentes não são mutuamente excludentes”* (1988, p. 321 *apud* PEANO, 2005).

Dada a natureza monopolística da atividade de distribuição de energia elétrica, e considerando a necessidade, conforme frisa Motta (2009), de um marco regulatório que crie mecanismos que, indiretamente, gerem incentivos à eficiência por meio de política tarifária que considere não só o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, mas também inclua penalizações e prêmios pelo decréscimo ou aumento de produtividade, qualidade e sua repartição com os usuários, faz-se essencial apresentar uma introdução teórica de regulação de monopólios naturais. Trata-se de etapa fundamental para o entendimento da política e do regime tarifário adotado para remuneração dos serviços públicos de fornecimento de energia elétrica no Brasil.

2.2. Introdução ao estudo de regulação de monopólios naturais

“Uma indústria é um monopólio natural se a produção de um bem ou serviço por uma única firma minimiza custos. O exemplo típico é a produção de um monoproduto quando o custo médio de longo prazo (...) é declinante para todo o nível de produção” (VISCUSI *et al* *apud* PEREIRA, 2006, p. 149).

De acordo com os autores acima, pode-se concluir que existe um monopólio natural quando os custos de produção de um bem ou serviço só justificam economicamente a existência de uma única firma. Corroborando Kelman (2009) que *“(...) trata-se de uma situação em que o interesse público é mais bem servido por um monopólio regulado do que pela concorrência”*.

Do ponto de vista econômico, nos modelos clássicos de monopólio natural, como distribuição de água potável e energia, seria irracional permitir que numa mesma rua competissem diversas empresas. A confusão seria grande e a tarifa elevada por conta da perda da economia de escala.

Para Machado (2009), os chamados monopólios naturais, ligados geralmente aos setores de infraestrutura, são os exemplos máximos de poder de mercado, ou poder monopolístico, conseguido basicamente por meio de economias de escala crescentes, que surgem quando um aumento da atividade leva à redução do custo médio da firma, ou economias de escopo, quando uma única firma consegue produzir dois bens quaisquer com menor

custo médio, em comparação com uma situação onde cada um destes bens fosse produzido por firmas diferentes, especializadas, dados as disponibilidades tecnológicas existentes.

Conforme Fiani (1998), temos um monopólio natural *“se toda a demanda dentro de um mercado relevante pode satisfazer-se ao custo mais baixo possível por uma empresa em lugar de duas ou mais (...) quaisquer que seja o número de participantes”*. O mercado de monopólio natural trabalha com o menor custo médio mínimo, não suporta a presença de concorrentes diretos, pois com a entrada de novas firmas, havendo competição, o preço poderá cair abaixo do custo médio, e o resultado final e “natural” será provavelmente, emergência de apenas uma firma numa posição de monopólio.

Pereira (2006) considera que o monopólio natural é caracterizado por uma falha de mercado que afasta o sistema econômico do ótimo alocativo, ou seja, o preço igual ao custo marginal de produção não corresponde a uma condição exequível, pois implica em prejuízos à empresa regulada e limita a disposição dos agentes privados em ofertar determinado produto ou serviço.

Kelman (2009) pondera que *“a mais óbvia falha de mercado é quando existe um monopólio natural”* e que, tipicamente, se não houver regulação no uso privado de bens públicos, *“(...) certamente vão ocorrer os efeitos da ‘tragédia do uso dos bens comuns’: na ausência de regras, a soma de interesses individuais resulta em colapso coletivo”*.

Para Possas (1998), as políticas públicas de regulação costumam abranger atualmente duas formas de atuação. De um lado situa-se a política de defesa da concorrência, ou antitruste, também chamada de regulação ‘reativa’, voltada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas, que prejudiquem a eficiência esperada dos mercados, incluindo o controle prévio de fusões e incorporações que possam conduzir a estruturas de mercado fortemente concentradas. De outro lado, situa-se a política de regulação econômica das atividades de infraestrutura, chamada também de regulação ‘ativa’, que frequentemente constituem monopólios naturais sob controle estatal, e que foram submetidos a processos de reestruturação e privatização total ou parcial nas últimas décadas.

Fiani (*op. cit.*) aponta que a principal diferença entre as duas políticas deriva do fato de que a regulação ativa, diferentemente da reativa, constitui uma intervenção voltada não a induzir maior concorrência, mas a substituí-la por instrumentos e metas administrados publicamente, em atividades econômicas caracterizadas por falhas de mercado. Em ambos os casos, trata-se de preservar, tanto quanto possível, um ambiente competitivo, favorável à prática de preços não monopolistas e à qualidade dos serviços prestados, bem como à incorporação e difusão de novas tecnologias, a fim de favorecer a eficiência econômica e o bem-estar social.

Portanto, a meta da atuação regulatória não é a concorrência em si, mas a eficiência econômica, tradicionalmente identificada com eficiência alocativa. Como há inviabilidade operacional de alterar a estrutura de um mercado monopolista natural, a regulação reativa busca atender essa meta por meio da presença de concorrência potencial, enquanto que no caso da regulação “ativa”, por meio de administração de tarifas e prestação de serviços “razoáveis”.

Em decorrência da necessidade de um regime de regulação capaz de estabelecer normas de operação e formas de tarifação, além de critérios de aferição de desempenho, a intervenção do governo na regulação de monopólios naturais, seja por meio de uma política de regulação reativa, ou mediante política de regulação ativa, justifica-se pela necessidade de aproximar os preços e quantidades ‘*first best*’⁵⁵, à condição que o preço é igual ao custo médio da prestação do serviço, ou ‘*second best*’. Para Pereira (2006), “*tal resultado rende lucros normais para firma regulada e minimiza o peso morto da distorção alocativa*” (p. 150).

Laffont & Tirole (1993) consideram que a situação de ‘*second best*’ não é facilmente alcançada em virtude do comportamento dos agentes econômicos, o que os autores denominam de ‘falhas de regulação’. São elas: a assimetria de informação; a falta de comprometimento; e reguladores imperfeitos, sendo que a assimetria de informação toma a forma de risco moral e seleção adversa, limitando o controle que o regulador pode exercer sobre o regulado. De fato, como visto em Mansfield (1978) e Cruz (2009) sobre as dificuldades da relação entre regulador e regulado, esses autores corroboram a afirmação que há uma tendência de as empresas mais experientes e mais fortes do mercado em dominar ou capturar o regulador, mesmo que de forma não intencional.

Logo, partindo-se do fato de que a informação é assimétrica, o regulador não possui informações suficientes para definir o preço ótimo, ou ‘*second best*’. Assim, com a carência da informação necessária para determinar como deveriam ser as políticas de preços e outras variáveis da empresa do ponto de vista da eficiência econômica, os instrumentos de regulação sempre acabam por buscar uma taxa justa de remuneração para as empresas, por meio de modelos de controle de preços ou controle de lucros, como se pretende ilustrar.

2.2.1. Subsídios cruzados e regra de Ramsey

Uma das regras conhecidas para determinação de uma estrutura de preços inerente a monopólios é a de ‘taxação ótima’ ou de ‘preços públicos eficientes’, desenvolvida por Ramsey em 1927 e adaptada na década de 1970 por Baumol e Bradford. O preço Ramsey procura maximizar o excedente do consumidor sob a restrição orçamentária da firma

⁵⁵ Conforme Motta (2009), preço igual ao custo marginal de operação é a condição de equilíbrio de todos os mercados competitivos, condição que não se aplicaria de forma ótima nas concessões monopolísticas de infraestrutura.

regulada, em que a receita total deve igualar-se aos custos totais, incluído o custo de oportunidade do investidor, permitindo, assim, lucros normais para firma monopolista (PEREIRA, 2006).

Entretanto, a regra nada diz sobre a relação entre preço e custo médio do produto ofertado ou do serviço prestado, uma vez que o preço Ramsey reflete o custo médio de um monopólio de dois ou mais produtos. Assim, o preço ótimo de um dos produtos ou serviços pode estar acima ou abaixo do custo médio dos demais, implicando na ocorrência de subsídios cruzados entre os produtos ou serviços.

Sendo uma firma que não maximiza receita, e sim a recuperação de seus custos, os preços deveriam maximizar o bem-estar gerado pelo consumo, dada a restrição de que a receita marginal deve-se igualar às necessidades de financiamento de provisão e expansão. Para tanto, os preços devem ser discriminados entre os usuários de forma a minimizar os impactos dos preços na redução de demanda e com isso manter o equilíbrio econômico-financeiro da firma (ou concessão). Essa tem sido a regra básica de precificação de bens públicos, ou regra de Ramsey⁵⁶, quando estes não são financiados diretamente pelo Tesouro. Esse critério se aplicaria a qualquer serviço monopolista (MOTTA, 2009).

Assim, no caso de um monopolista público que não maximiza receita, e sim a recuperação de seus custos, tal como se espera de concessões de serviços públicos, os preços deveriam maximizar o bem-estar gerado pela sua utilização, dada a restrição de que a receita deve-se igualar às necessidades de financiamento de provisão e expansão dos serviços. Esses preços são iguais ao custo marginal de provisão e expansão mais uma parcela diferenciada por usuário, que é proporcional ao inverso da elasticidade de demanda de cada usuário. Assim, usuários com demanda menos elástica pagariam mais que aqueles com demanda mais elástica. A intuição dessa regra é (i) não arrecadar mais do que o necessário para recuperar custos e (ii) que os usuários mais elásticos, com menor produtividade marginal⁵⁷ ou menor disposição a pagar, exigiriam preços menores porque tenderiam a desviar mais sua demanda diante de variações positivas de preços (*Idem*).

Na prática, os reguladores estabelecem uma referência de custos a serem recuperados e uma tarifa média que recupere esses custos de acordo com previsão de demanda e os subsídios sociais que a legislação exige. Diferenciação de preços é também muitas vezes restringida para evitar que o poder do monopolista venha a ser utilizado para facilitar

⁵⁶ Derivada inicialmente por Frank Ramsey, em 1927. Dessa forma, as demandas inelásticas financiam as demandas elásticas, uma vez que estas últimas geram maiores ganhos de excedente econômico.

⁵⁷ Produtividade marginal é quanto o lucro da atividade econômica varia com uma unidade adicional do insumo principal, mantidos os outros insumos e fatores constantes.

condutas anticompetitivas, de modo que é muito comum nos serviços monopolísticos a discriminação entre categorias de usuários⁵⁸.

Motta (2009) considera que, de fato, o subsídio cruzado discrimina preços entre usuários. Essa discriminação tanto pode maximizar a eficiência do sistema de preços como atingir objetivos distributivos. No primeiro, a discriminação de preços visa a reduzir a perda de eficiência e, no segundo, o subsídio protege um grupo de usuários.

Conforme ensinamentos de *Viscusi et al* (2000), o subsídio cruzado ocorre quando o preço de um dos serviços é fixado acima dos custos médios de modo a gerar receitas ou lucros adicionais naquela atividade, subsidiando a prestação de outro serviço oferecido com preços abaixo do custo médio.

Portanto, a regra de Ramsey estabelece a prática do subsídio cruzado, da discriminação entre produtos ou mercados do agente regulado, como uma regra socialmente ótima. No entanto, a distorção que esse critério para determinação de preços pode vir a incentivar a entrada de firmas ineficientes ou proliferação de uma determinada classe de consumo de produto ou serviço.

Kahn (1988) refere-se ao problema da entrada de empresas ineficientes no caso de desregulamentação de monopólios que estejam percebendo lucros satisfatórios, mesmo nos serviços prestados como monopólios naturais, como o problema do *'cream-skimming'*, uma vez que as empresas escolhem determinando mercado em detrimento de outros menos lucrativos. Para o autor, essa prática tem como consequência, muitas vezes, a deterioração do serviço:

"Here is clearly a way in which, allegedly, excessive competition can result in an eventual deterioration of the quality of the service" (p. 220).

A discriminação de preços para certos grupos de usuários de serviços de infraestrutura são amplamente utilizados no Brasil e no mundo, a despeito das distorções na eficiência de alocação dos serviços entre usuários. Sua vantagem, conforme apregoa Motta (*op. cit.*), seria a de gerar recursos dentro do próprio sistema, justificando-se tanto sob o ponto de vista social, como do ponto de vista de eficiência, devendo esse subsídio cruzado então ser focado para seu determinado objetivo. Todavia, o uso de subsídios distributivos a certos usuários implicará, necessariamente, em aumentos de tarifa para os outros usuários, ou transferência de recursos públicos e, conseqüente maior esforço fiscal para compensar a receita renunciada (p. 94-95).

⁵⁸ No setor elétrico brasileiro existem subsídios explícitos a determinadas classes de consumo, como saneamento, irrigação, baixa renda, entre outros. Até a conclusão do processo de realinhamento tarifário, em 2007, também existiam subsídios implícitos entre grupos tarifários, estes decorrentes da estrutura tarifária.

2.2.2. *Rate of return* ou custo do serviço

Como estudado no Capítulo 1, até meados da década de 1990, o modelo geral do setor de energia elétrica no Brasil e no mundo era caracterizado pela verticalização, isto é, pela integração numa única concessionária das atividades de geração, de transmissão, de distribuição e de comercialização de energia elétrica para atendimento do mercado consumidor.

De forma preponderante, a regulação econômica que definia as condições necessárias ao cálculo do nível tarifário era baseada na metodologia do custo do serviço prestado. A experiência internacional demonstra que, embora o objetivo principal fosse o de evitar lucros excessivos e garantir menores custos, a regulação econômica por meio do modelo do custo do serviço, na prática, garantiu a remuneração do investidor e transferiu os custos aos consumidores (SALES, 2009).

Na regulação pela taxa de retorno ou custo do serviço, aplicada em países como EUA, Canadá e Japão (e no Brasil até a edição da Lei n. 8.631, de 1993), o ente regulador define a taxa interna de retorno (*rate of return*) que as concessionárias de serviços públicos podem auferir sobre seus ativos, de forma que a empresa regulada não pode obter uma taxa de retorno senão aquela definida pelo regulador.

Na regulação pelo custo do serviço, a tarifa pode sofrer ajustes para mais ou para menos, caso a empresa obtenha taxas de rentabilidade inferiores às estabelecidas, bem como pode ser ajustada negativamente se a rentabilidade for considerada exagerada⁵⁹.

O mote da regulação de preços pelo custo é que o lucro econômico das empresas seja zero, ou seja, as receitas das companhias devem ser idênticas aos custos⁶⁰. O dilema desse tipo de regulação, no entanto, é como estabelecer os custos da maneira mais legítima possível, bem como estabelecer a taxa de retorno adequada, haja vista a presença constante de assimetria de informações. Ademais, conforme destaca Peano (2005), esse modelo não oferece incentivo para gestão eficiente da empresa, uma vez que o preço reembolsa todo o custo do serviço, mostrando-se como ideal para extração de renda da firma monopolista.

Geralmente, a metodologia utilizada para calcular a taxa de retorno permitida é o custo médio ponderado do capital (WACC), que está intimamente ligado ao custo de oportunidade da concessionária, considerando investimentos com perfil de risco semelhante (DANNI & MOITA, 2006).

⁵⁹ Trata-se de um dos regimes de regulação de preços de monopólios naturais mais antigos e cujo mecanismo de 'incentivo' consistia em distribuir o lucro no caso de rentabilidades superiores, ou socializar os custos no caso de rentabilidades inferiores às estabelecidas.

⁶⁰ O custo inclui a taxa de retorno sobre os ativos.

A avaliação e remuneração dos ativos em serviço (ativos regulatórios ou base de remuneração regulatória) faz parte desse tipo de regulação tarifária, na qual o regulador estabelece os custos operacionais ‘prudentes’ de cada concessionária, a exemplo de pessoal, material, serviços, com base em uma metodologia por ela adotada, prática que é questionada por Kahn (1988):

“Why should it be necessary for commissions to involve themselves in passing on the operating cost of public utility companies? Presumably even an unregulated profit-maximizing monopolist would wish to hold his costs to a minimum, entirely on his own initiative. Could not the commissions then leave such matters to the self-interest of the company managers themselves?” (I, p. 27).

A crítica principal a esse tipo de regime tarifário é que contribui para gestão de custos de forma bastante ineficiente, uma vez que a taxa de retorno será fixada com base nos custos da empresa. É um estímulo à maximização de custos, ou seja, que a empresa se sinta estimulada a aumentar seu estoque de capital, sem falar de outras consequências danosas para o incentivo de novos investimentos na ampliação do setor.

Conforme destacam Danni & Moita (2006), nesse tipo de regulação de preço “(...) é possível que a firma adote comportamentos indesejáveis, mas que o regulador não os perceba. O exemplo clássico é o esforço. Número baixo de horas trabalhadas, número excessivo de funcionários para executar uma tarefa, adiar tarefas desagradáveis, ineficiência na compra de matéria-prima, etc, são exemplos de um esforço negativo” (p. 5).

Em virtude da falta de estímulo para minimização de custos, outra distorção bastante comum desse tipo de regulação é o fato de empresas com menor custo tentarem ‘enganar’ o regulador, passando-se por empresa com custo elevado para terem maior receita, conforme salienta Kahn (*op. cit.*):

“(...) there is the simple danger of concealment of profits by exaggeration of costs. Whatever his actual level of costs, it obviously pays a regulated monopolist to exaggerate his estimated cost of service. As long as regulation is effective in holding his profits lower than they otherwise could be, he can more completely exploit his monopoly power by fooling the commission into permitting him higher rates than his actual cost justify” (I, p. 27).

Entretanto, em tese a regulação de preços pela taxa de retorno ou custo do serviço oferece a solução de que o preço deve corresponder a uma taxa de rendimento justo ao serviço prestado. Segundo Vickers & Yarrow (1991), desse entendimento inicial surgem imediatamente três questões principais: a) Qual é a taxa ‘justa’?; b) Em que proporção da base de capital deve ser aplicada à taxa de retorno permitida? e; c) A empresa tomará decisões que afetam sua base de capital, influenciando sobre o preço que lhe é permitido cobrar e quais distorções resultarão disso?

Em estudo publicado na década de 1960, Averch e Johnson buscaram dar uma resposta afirmativa à última pergunta. Segundo esses autores, as empresas têm um incentivo para

expandir sua base de capital a fim de obter um resultado absoluto maior, sem transgredir a restrição de sua taxa de resultado:

“(...) firms would choose too much capital relative to other inputs. As a result, the output would be produced at an inefficiently high cost. The key idea is that because allowed profit varies directly with the rate base (capital), the firm will tend to substitute too much capital for other inputs” (VISCUSI et alli, 2000, p. 371).

A tal comportamento esperado da firma monopolística em condições de regulação pelo custo do serviço deu-se o nome de Efeito Averch-Johnson. Assim, pode-se concluir que esse tipo de regulação de preços cria uma distorção ao incentivar o investimento em capital em relação ao ótimo alocativo, não promovendo incentivos adequados para firma regulada reduzir custos.

2.2.3. Price cap ou serviço pelo preço

Conforme resume Pessanha (2006), o regime *price cap*, adotado inicialmente no ano de 1984 na regulação dos serviços de telecomunicações do Reino Unido, é uma proposta para contornar as deficiências da regulação pelo custo do serviço. Nesse regime de preços o regulador define um teto inicial para a tarifa da concessionária, cujo valor é periodicamente reajustado com base em um índice de preços, descontado de um fator de produtividade X. A fixação de um preço-teto incentiva a concessionária obter ganhos de produtividade por meio da redução de custos, pois seu lucro será tanto maior quanto mais ela reduzir as suas despesas.

A regulação do tipo *price cap* é uma forma recente de regulação, com uma experiência internacional ainda limitada, que estabelece um estímulo à eficiência produtiva por meio da determinação de um valor máximo de tarifa e que permite atingir objetivos estabelecidos por diversos caminhos. Nesse regime de regulação, contudo, não desaparecem os problemas vinculados à regulação de um monopólio natural, que são o controle da lucratividade das concessionárias e o equacionamento dos problemas de alocação dos custos envolvidos (SALES, 2009).

O serviço pelo preço, mesmo que dificilmente aplicado em sua forma pura, é o mecanismo de regulação por incentivos mais utilizado atualmente e consiste no estabelecimento de limites máximos (*caps*) para a cesta média de tarifas, ficando a concessionária livre para fixar seus preços abaixo deste limite (PEANO, 2005).

Diferentemente do *rate of return*, a modalidade do serviço pelo preço ou *price cap* não considera os custos da concessionária para prestação do serviço, incentivando a redução de custo, uma vez que, pelo menos em tese, todas as reduções nos custos se convertem em lucro para mesma. O regulador, nesse regime, estabelece uma tarifa limite ao serviço, de modo que a firma possa ajustar os preços, respeitando o teto estabelecido (DANNI & MOITA, 2006).

Conforme ampla literatura, esse regime tarifário por incentivo à eficiência foi inicialmente desenvolvido no Reino Unido durante a década de 1980⁶¹, buscando reduzir a assimetria de informações entre regulador e empresas reguladas. O governo daquele país acreditava que o regime permitiria às companhias reguladas desfrutar por um período dos lucros obtidos com os ganhos de eficiência, revelando sua capacidade de gestão dos seus negócios de forma eficiente. Isto permitiria ao regulador determinar preços que refletissem de forma mais verdadeira a realidade de cada empresa (ARMSTRONG *et al*, 1994).

O sistema de *price cap* definido pela agência reguladora britânica, *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), foi dado pela fórmula “RPI – X” aplicada sobre a base de preços de referência (preço teto) e nela foi considerada a taxa de inflação referente ao *Retail Price Index* (RPI), deduzida a expectativa de ganhos de eficiência via fator “X”. Esse sistema de fixação de receitas por meio do preço pretendeu incentivar ganhos de eficiência, uma vez que qualquer ganho obtido acima daquele previsto para o fator “X” seria capturado pela concessionária até a próxima revisão de tarifas.

Na regulação de monopólios pelo preço teto dos serviços, a série histórica de custos não interessa ao regulador na determinação da tarifa, uma vez que um dos objetivos principais é estimular a minimização de custos. O regulador, portanto, passa a olhar para a eficiência esperada para o próximo período tarifário (*forward looking*) e não para o passado da concessionária. Pretende-se, assim, que o fator “X” possa simular um mercado competitivo para empresas inseridas no monopólio de redes, como é o caso da distribuição de energia elétrica.

Para Peano (2005), a forma de reajustes dos preços-teto varia desde o mais simples, no qual permanecem fixos em termos reais por toda a duração do contrato (*rate freeze* ou *rate moratória*), até fórmulas mais complexas que podem ser generalizadas de acordo com a equação: $DPC = P - X \pm Z$; onde DPC = reajuste do *price cap*; P = índice de inflação; X = fator de produtividade; e Z = variação de custos não gerenciáveis.

Assim, é possível perceber que os mecanismos de ajustes das tarifas máximas (como o próprio regime de preços) dependem mais de fatores externos do que nos esquemas tradicionais de regulação pela taxa de retorno, onde há uma relação mais direta entre preço e custo efetivo do serviço prestado e, conseqüentemente, uma maior vulnerabilidade a ineficiências e sobreinvestimento, como o citado efeito ‘Averch-Johnson’.

A autora considera o regime do serviço pelo preço como um mecanismo com riscos maiores, justamente pelo fato de não ser possível acompanhar tão de perto a evolução dos custos efetivos da empresa (assimetria de informações). O fator Z, que repassa a variação de alguns custos que a empresa não pode gerenciar, ameniza essa desvantagem, sem, no

⁶¹ No Reino Unido esse tipo de regulação foi inicialmente implementado nas telecomunicações (1984), depois nos setores de gás natural (1986), nos aeroportos (1987) e no abastecimento de água (1989/90), além de ser aplicado em todas as concessionárias de distribuição britânicas privatizadas.

entanto, eliminá-la totalmente, o que pode se refletir em um aumento no custo de capital das empresas, anulando parte dos ganhos de eficiência (*Idem*).

Outra desvantagem do mecanismo de preço-teto, comumente apontada na literatura, e que é de extrema importância para objetivo do presente trabalho, reside na dificuldade de controlar a qualidade do serviço prestado, dado que a concessionária está fortemente incentivada a reduzir custos. Nesse caso, uma maior preocupação e disponibilidade de recursos para fiscalizar a qualidade do serviço são necessárias, mesmo que em detrimento da eficiência regulatória.

Considerando-se que maior crítica a esse tipo de regulação é que possibilita ao concessionário se apropriar de ganhos extraordinários com o forte incentivo para redução de custos, a forma pura do regime do serviço pelo preço é raramente utilizada. Os reguladores têm adotado práticas intermediárias ou regimes híbridos que recorrem a instrumentos de controle tanto de custos, como de preços. A utilização de modelos como empresas de referência ou *benchmark* regulatório constituem exemplos de práticas intermediárias de regulação por incentivos, e que foram (ou ainda são) adotadas em países como o Brasil.

Para Jamison (2007), a aplicação do regime de regulação por *price cap* no Reino Unido não se desenvolveu totalmente conforme planejado e acabou por se assemelhar em muito à regulação por taxa de retorno aplicada nos Estados Unidos. Os incentivos para busca permanente da eficiência no desempenho das redes de serviços estão sempre presentes no regime de *price cap*. No entanto, conceitos observados nas regulamentações desse modelo se aproximam muito da regulação do tipo *rate of return*, em função, principalmente, das decisões das agências reguladoras.

Conforme salienta Sales (2009), a taxa de retorno do capital empregado é, em muitos casos, determinada em função de um limite de remuneração, o que é uma característica da regulação por *rate of return*. Isso ocorre, por exemplo, em relação ao setor britânico de água, onde o *Water Services Regulation Authority* (OFWAT) determina uma taxa padrão de remuneração (*post-tax real*) para as maiores distribuidoras que, por sua vez, é reduzida, quando da definição da remuneração das menores distribuidoras.

Outra diferença importante entre a teoria da regulação pela taxa de retorno e o regime pelo preço é o tratamento dado às revisões tarifárias. Na regulação por *price cap*, as revisões ordinárias ocorrem em períodos fixos de tempo, enquanto que no regime pelo custo as revisões são acionadas quando as concessionárias registram lucros ou prejuízos acima da normalidade do mercado.

No entanto, cabe destacar que nos últimos anos algumas inovações têm sido introduzidas na regulação pelo custo do serviço a fim de elevar o poder de incentivo e a eficácia deste

tipo de regulação. É o caso da adoção de intervalos regulatórios fixos para revisão tarifária, utilização de índices de preços no lugar da variação de preços dos insumos e o cálculo da taxa de retorno de acordo com os parâmetros de uma empresa eficiente, fazendo-a se confundir com a regulação por incentivos, e denotando o caráter híbrido da regulação de preços praticada atualmente.

As principais características que diferenciam os regimes de custo de serviço, preços máximos e um modelo de caráter intermediário (híbrido), são resumidas na seguinte tabela comparativa.

Tabela 16. Comparativo entre modelo do custo do serviço, preço máximo e híbrido.

Custo do Serviço	Modelo Híbrido	Preço Máximo
As tarifas se ajustam para refletir alterações nos custos, portanto a empresa é incentivada a aumentar seus investimentos como forma de aumentar lucros	A empresa assume os riscos de alterações nos custos gerenciáveis	Preços estão fixos por um período de tempo, sendo que as reduções de custos são apropriadas pela empresa como aumento de lucros
Risco de alterações nos custos são enfrentados pelos usuários	Aumentos de custos não gerenciáveis são absorvidos pelos usuários O usuário apenas se beneficia das eficiências nas revisões periódicas	A empresa assume os riscos de alterações nos custos O usuário apenas se beneficia das eficiências nas revisões periódicas
Melhor risco e custo de capital	Menor risco e custo de capital	Maior risco e custo de capital
Estimula sobreinvestimento e ineficiência	Estimula a eficiência com menor custo e capital	Estimula a eficiência

Fonte: Elaboração do autor (2015).

2.2.4. Índice de inflação e fator de produtividade (P - X)

Conforme visto anteriormente, a forma de reajuste dos preços no regime de *price cap* pode ser generalizada de acordo com a expressão $DPC = P - X \pm Z$. Num regime de regulação por incentivos, os preços estabelecidos pelo regulador buscam refletir o comportamento de um mercado competitivo, no qual os preços refletem custos. Assim, numa situação típica, os preços da firma acompanham o nível geral de preços (P).

O índice de inflação P pode ser tanto um índice geral de preços da economia (IPC), como um índice de preços de insumos do setor (IGP), dependendo do estilo de *price cap* adotado. Segundo Peano (2005), nos EUA prevalece a escolha por índices setoriais que guardam uma relação mais próxima com a tradição do país de regulação pelo custo do

serviço. No caso do regime do serviço pelo preço adotado na Inglaterra, bem como em vários países que adotaram esse tipo de regulação concomitantemente ao processo de privatização, é mais comum a utilização de índices do tipo macroeconômicos.

No regime do serviço pelo preço, o crescimento do preço dos serviços de uma firma é limitado por um índice de preços que geralmente inclui uma medida de inflação, subtraído ou acrescido de uma medida que reflete a expectativa nos ganhos de produtividade da empresa (X). Os preços são inicialmente estabelecidos pelo regulador de forma que a empresa recupere o custo de capital e de operação e manutenção, permitindo-se que os preços cresçam conforme comportamento da taxa de inflação, subtraindo ou adicionando um fator de produtividade. O X é o fator de produtividade e reflete a diferença entre a empresa e a média de um determinado mercado.

No caso dos EUA foi adotada a opção mais comum de cálculo do X, por meio do método da Produtividade Total dos Fatores (PTF), o qual analisa a produtividade histórica da indústria. No modelo inglês, o X é mais comumente calculado por métodos prospectivos, de modo a tentar capturar os ganhos de eficiência esperados com a privatização, em relação à média geral da economia (PEANO, 2005).

Para *Armstrong et al* (1994), a escolha de um indexador geral de preços (P) justifica-se pela necessidade de criar um índice transparente para os consumidores, e que não seja alvo de manipulação, tendo em vista os problemas de assimetria de informação. A estipulação de fatores X diferenciados para cada segmento específico do setor elétrico foi uma opção adotada no caso de Inglaterra para a regulação dos setores de transmissão e distribuição.

No entanto, apesar da frequente utilização de X na regulação do serviço pelo preço, a literatura econômica traz diversas formas de determiná-lo, sendo aplicado de forma bastante distinta pelos reguladores que o adotam, de acordo com o objetivo, ambiente institucional, conveniências e limitações de política tarifária (BEESLEY & LITTLECHILD, 1989; BERNSTEIN & SAPPINGTON, 1998; LOWRY & KAUFMANN, 2002; e VOGESLSANG, 2002).

2.2.5. Benchmark regulation e yardstick competition

O princípio básico desse tipo de regulação de preços consiste em estabelecer os preços de uma empresa de acordo com o desempenho (*benchmarks*) de outras firmas que atual no mesmo segmento, em razão da impossibilidade da efetiva concorrência nos monopólios naturais. Os métodos de padronização de custos conhecidos como '*benchmark regulation*' ou '*yardstick competition*' buscam potencializar a utilização da tarifa para incentivar a ampliação da eficiência econômica, introduzindo a figura de um competidor, seja ele outro

concessionário, tomado como padrão de comparação ou uma referência adotada pelo regulador.

Conforme destaca Sales (2009), o conceito de “empresa de referência” da regulação chilena, adotado no estabelecimento do teto de preços das tarifas, engloba não só o estabelecimento de um limite para os custos operacionais, mas também a remuneração dos investimentos, podendo ser uma referência de preços para uma empresa específica, ou para um conjunto de empresas que apresentem características semelhantes.

Em decorrência da evolução da regulação por incentivos, há também a possibilidade de utilização do método de padronização chamado de “*yardstick competition*” (regulação de desempenho), que consiste numa forma de regulação onde se busca estimular a redução dos custos entre empresas, a redução das assimetrias de informações e a eficiência econômica. O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das empresas como forma de auferir a produtividade e permitir a repartição desses ganhos entre a concessionária e os consumidores.

Peano (2005) destaca que esses modelos têm sido utilizados com sucesso nos casos em que não há disponibilidade de dados sobre os custos efetivos das empresas, bem como em combinação com outros tipos de regulação, a fim de reduzir a dependência com relação às informações de custo fornecidas pelas empresas. Isso porque os modelos de regulação por comparação são considerados de forte poder de incentivo. No entanto, agregam maiores riscos na regulação de monopólios naturais, pois concessões podem ser prejudicadas por se distanciarem do *benchmark* em função de inúmeros fatores.

A esse respeito, observa com propriedade o jurista Justen Filho (2005) que, ao comparar concessionários reais entre si, o regulador trata de “(...) *constranger o concessionário a obter as soluções de maior eficiência*” (p. 358). Assim, no caso de ser adotado um concessionário real como padrão (*benchmark*), o regulador subordina todos os demais a padrões de qualidade equivalentes ao padrão estabelecido, de forma a constrangê-los a melhorar seu desempenho.

Para mitigar esse problema, alguns países estabelecem a figura de uma firma eficiente hipotética (empresa de referência) que busca representar as melhores condições de prestação do serviço no mercado da concessionária. Na situação em que o padrão de comparação é uma empresa fictícia criada pelo regulador, é imposto ao concessionário o ônus de aperfeiçoar seu desempenho de acordo com padrões para prestação do serviço criados pela autoridade, de modo que não se trata, propriamente, de uma situação de competição ou constrangimento como ocorre na situação anterior, e sim uma forma complementar pela qual o regulador busca controlar os custos dos regulados para prestação do serviço. Para Anuatti Neto *et al* (2004), a credibilidade do modelo de empresa

de referência depende da qualidade técnica do regulador e da transparência de seus principais coeficientes técnicos.

Ocorre que, na definição dos custos e preços, são considerados conceitos que refletem estruturas padronizadas que, se de um lado podem sinalizar uma adequada taxa de retorno do capital investido e um incentivo a redução de custos por meio de *benchmark* ou *yardstick competition*, de outro remetem aos conceitos do serviço pelo custo. Isso pode ser observado pelo estabelecimento de custos operacionais de referência com base numa determinada estrutura de rede (seja real ou de referência), na definição da adequada remuneração do capital investido (igual ou variável) e na existência de incentivo para redução de custos em face da retenção dos ganhos empresariais a cada ciclo tarifário. (SALES, 2009).

Em resumo, embora a maioria dos países que privatizaram os serviços de rede nos últimos anos tenha adotado o regime tarifário do *price cap*, não há um melhor regime regulatório para todos os países, dado que cada mecanismo de regulação de preços não se adapta a qualquer ambiente institucional. O sistema mais eficiente é aquele que mais flexível para lidar com os obstáculos de forma a gerar um menor número de conflitos possíveis, dadas as restrições institucionais e de capacitação técnica existentes.

A esse respeito, o seguinte quadro apresenta os resultados da pesquisa dos autores Kirkpatrick, Parker e Zang (2004), sobre as maiores dificuldades do regime do custo do serviço e do preço máximo sob a ótica do regulador de diversos países em diferentes estágios de desenvolvimento.

Quadro 9. Custo do serviço x Preço máximo - maiores dificuldades do regulador (%)

Fonte: Elaboração do autor com base em Kirkpatrick, Parker e Zang (2004).

A partir dos resultados do estudo de Kirkpatrick, Parker e Zang (*Idem*), depreende-se que a maior preocupação do regulador nos regimes tarifários de preço máximo está na assimetria

de informações, e da falta de investimento na qualidade do serviço como forma de maximizar o lucro da empresa, ao passo que, no custo do serviço, as preocupações recaem sobre o investimento e gestão ineficiente de recursos, de modo que tanto os países que aplicam um ou outro regime têm adotado instrumentos de natureza intermediária para regulação dos monopólios naturais de energia elétrica, a exemplo do que tem adotado a ANEEL no Brasil.

Justamente, Ghirardi (2000) corrobora que as características distintas desses dois regimes de regulação tarifária podem produzir efeitos distintos sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica. No serviço pelo custo, a concessionária tem interesse em revelar e maximizar seus custos para justificar tarifas que permitam o retorno adequado e, de modo que o aspecto da qualidade é beneficiado, pois a empresa terá interesse em realizar investimentos para melhoria da qualidade, mesmo que economicamente ineficientes (efeito Averch-Johnson), para repassá-los às tarifas.

No regime de *price cap*, de outro lado, a existência de um preço-teto e incentivos para redução dos custos podem inibir os investimentos para a melhoria da qualidade do serviço, à medida que representem custos adicionais que não serão adicionados à tarifas⁶².

Assim, de modo a incentivar os investimentos para melhoria da qualidade, Armstrong *et al.* (1994) recomendam que o regime *price cap* seja acompanhado de um aparato regulatório que fixe padrões mínimos de qualidade a serem atendidos pelas concessionárias, sob risco de sanções e penalidades, prática adotada por diversos países, tal como o Brasil.

Por fim, independentemente do regime de regulação adotado para determinado segmento, e considerando como inevitável a existência de restrições de informação, Gómez-Lobo e Vargas (2002 *apud* PEANO, 2005) apontam quatro objetivos a serem considerados na fixação de tarifas em um monopólio natural:

- i) prover um sinal de preços adequado ao uso racional do produto;
- ii) garantir a condição de autofinanciamento da empresa através de um retorno normal, protegendo os consumidores de tarifas excessivas;
- iii) gerar incentivos adequados para que a empresa seja operada de forma eficaz em termos de custos e de investimentos; e
- iv) dar garantias aos operadores de que o regulador não atuará de forma oportunista, reduzindo as tarifas depois que os investimentos tenham sido realizados.

⁶² Pessanha (2006) ilustra essa hipótese a partir de estudo das distribuidoras do setor elétrico norte-americano realizado por Ter-Martirosyan (2003), abrangendo 78 concessionárias no período de 1993 a 1999, que confirma a deterioração da continuidade provocada pela adoção de estratégias de regulação incentivada desprovidas de uma regulamentação complementar que fixe padrões mínimos de qualidade.

2.2.6. Características do regime tarifário adotado no Brasil

Até o advento da Lei n. 8.631, de 4 de março de 1993, as tarifas eram estabelecidas em valor suficiente para cobertura dos custos operacionais e da remuneração dos investimentos, conforme disposto no Decreto n. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Esse tipo de regulação econômica corresponde ao denominado “serviço pelo custo”, que, no caso brasileiro, proporcionava às concessionárias de distribuição de energia elétrica uma remuneração mínima garantida pela União (SALES, 2009, p. 12).

Institucionalmente, após décadas de regulação pelo regime do custo do serviço, as Leis n. 8.987, de 1995, e n. 9.427, de 1996, passaram a adotar explicitamente o controle de preços como regime de regulação do segmento de distribuição no Brasil.

Peano (2005) considera que o desenho básico regulatório do setor é o de um regime de regulação por incentivos. Isto porque não há uma garantia explícita de remuneração dos custos totais e a presença do Fator X induz a um ganho de produtividade mínimo, além do qual a empresa pode se apropriar por certo intervalo de tempo, que varia de três a cinco anos (intervalo regulatório), dependendo do contrato de concessão. O marco regulatório prevê, ainda, que ao final desses intervalos sejam feitas revisões tarifárias a fim de se manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e de calcular o Fator X que deverá vigorar no período regulatório seguinte (p. 32).

Diferente do que defende aquela autora, considera-se que, dado os diferentes instrumentos de regulação tarifária adotados pelo regulador brasileiro ao fixar as tarifas das concessionárias, é possível concluir que o mesmo não pratica a tarifa pelo preço puro, amparando-se também em instrumentos típicos de custo do serviço.

Exemplos dessa prática intermediária podem ser observados com a utilização de instrumentos característicos do custo serviço como o WACC regulatório, que está intimamente ligado ao custo de oportunidade da concessionária, considerando-se investimentos com perfil de risco semelhante, a base de remuneração regulatória, que leva em consideração os ativos necessários para prestação do serviço e o limite de repasse de custos operacionais às tarifas por meio de referenciais teóricos. De outro lado, como instrumentos típicos de uma regulação por incentivos, o regulador utiliza-se de práticas de *yardstick competition* e *benchmark regulation*, além de conceitos de *retail price index* - x (o Fator X sobre a parcela de custos gerenciáveis).

Desse modo, sem prejuízo da discussão sobre a metodologia de reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica adotada no Brasil, apresentada no Capítulo 4, torna-se possível afirmar que, no que tange ao aspecto de regulação econômica de monopólios naturais de fornecimento de energia elétrica, o regime adotado atualmente no país tem natureza híbrida (BRITO, 2009).

2.3. Revisão teórica do serviço de distribuição de energia elétrica

"A energia elétrica é insumo da maior importância em todos os segmentos da sociedade moderna, desde atividades industriais de grande porte como complexos siderúrgicos até no apoio aos hábitos cotidianos dos cidadãos através da iluminação residencial.

Distribuir energia elétrica é entregar esse produto a todos os locais de consumo - indústria, lojas, residências, escritórios, fazendas etc. - no montante e no nível de tensão desejados pelo consumidor" (REIS & SEMIDA, 2001, p. 146).

A distribuição de energia elétrica é vista, usualmente, como um monopólio natural, ou seja, a exploração do serviço de distribuição aos pequenos consumidores de uma mesma região por mais de uma empresa não é economicamente viável, fazendo com que apenas uma empresa o faça. Para Kelman (2009), esse raciocínio se aplica a serviços essenciais como captação de esgoto, distribuição de gás e de energia elétrica, bem como telefonia fixa. *"Todos 'naturalmente' melhor prestados na forma de monopólio. Vem daí a expressão 'monopólio natural'".*

A atividade também é considerada um serviço público, de modo que é direito do cidadão e um dever do Estado zelar por esse direito. Conforme disciplina o art. 175 da Constituição Federal de 1988, o próprio Estado pode operacionalizar diretamente a distribuição de energia elétrica por meio de empresas por ele controladas, bem como pode conceder a terceiros a exploração desse serviço essencial segundo normas e procedimentos regulamentados e fiscalizados pelo poder público.

Diferentemente dos segmentos de geração e transmissão de energia, pelos quais o transporte é realizado utilizando-se altos níveis de tensão (acima de 230 kV) e grandes blocos de energia, as redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e, principalmente, baixa tensão, e pequenas quantidades de energia a um grande número de consumidores finais (REIS & SEMIDA, *op. cit.*).

Apesar de algumas transmissoras também possuírem linhas com tensão abaixo de 230 kV, chamadas Demais Instalações da Transmissão (DIT), grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Essas linhas são também conhecidas no setor como linhas de subtransmissão.

Além das redes de subtransmissão, as distribuidoras operam linhas de média e baixa tensão, chamadas, respectivamente, de redes primária e secundária. As linhas de média tensão são aquelas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV. As redes de baixa tensão, com tensão elétrica que pode variar entre 110 V e 440 V, são aquelas que levam energia elétrica até as residências, as quais correspondem a 85% das Unidades Consumidoras (UC) brasileiras (ABRADEE, 2015).

A natureza das obras e das redes também é muito diferente. Enquanto na geração e transmissão, um pequeno número de obras necessita de um grande volume de investimentos, a distribuição necessita de um numeroso conjunto de obras de médio e pequeno porte para que os padrões de fornecimento sejam adequados em milhares de pontos de consumo.

Para Tolmasquim (2011), a distribuição “(...) *tem como objetivo levar a energia entregue pelo sistema de transmissão até os usuários finais: residências, comerciais, ou industriais. Funciona, assim, como um elo entre o setor elétrico e a sociedade em geral*” (p. 61).

De modo a erradicar os problemas originados pelo modelo anterior de livre contratação (Lei n. 9.648, de 1998), constitui obrigação das empresas de distribuição comprar a totalidade de suas necessidades de energia das geradoras em leilões promovidos pelo governo periodicamente, e ajustar o nível de tensão a patamares próprios para o consumo de milhares de unidades consumidoras, mantendo a rede de distribuição e as instalações técnicas operando adequadamente, de modo a entregar um produto e prestar um serviço de boa qualidade em sua área de concessão.

Segundo Reis & Semida (2001), o processo que sustenta a permanência da atividade de distribuição engloba várias funções que podem ser classificadas em três grupos básicos: engenharia, gestão e administração, e comercialização. A função engenharia⁶³ constitui-se no principal suporte para a atividade-fim. Já as diretrizes que orientam o desenvolvimento da função engenharia, bem como o apoio para o seu adequado funcionamento, são os objetivos básicos da função gestão e administração⁶⁴. Por fim, o relacionamento da empresa com o consumidor e com o mercado é tratado pela função comercialização⁶⁵.

Conceitualmente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL n. 414, de 2010⁶⁶, distribuidora é o “*agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica*”. O consumidor, por sua vez, é a pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à sua unidade consumidora, segundo disposto nas normas e nos contratos. Em alguns casos, o consumidor pode ser especial, livre ou potencialmente livre⁶⁷.

⁶³ Atividades da função engenharia: apoio à prospecção e projeção de mercado; planejamento da expansão do sistema; padronização de materiais e equipamentos; projeto dos sistemas elétricos; construção das redes planejadas; e operação e manutenção das redes e dos equipamentos.

⁶⁴ Áreas da função gestão e administração: planejamento estratégico e de investimento da empresa; recursos humanos e segurança do trabalho; suprimento de materiais e equipamentos; área financeira; informática; e transporte.

⁶⁵ A função comercialização trata da venda do produto ao consumidor, do atendimento técnico comercial (novas ligações, orientações quanto ao uso) e da prospecção e projeção de mercado.

⁶⁶ Norma que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada.

⁶⁷ a) consumidor especial: agente da CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga

A modalidade de uso final da energia elétrica caracteriza os diversos tipos de consumidores atendidos no âmbito das concessionárias de distribuição (clientes cativos ou regulados), sendo classificados pelos hábitos como residenciais, comerciais, industriais, iluminação pública, poder e serviços públicos, e rurais⁶⁸.

De acordo com a tensão de fornecimento, as unidades consumidoras podem ser classificadas como do grupo A ou do grupo B. O grupo A é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária⁶⁹, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e
- f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

O grupo B, por sua vez, é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

seja maior ou igual a 500 kW e que não satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995; b) consumidor livre: agente da CCEE, da categoria de comercialização, que adquira energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei n. 9.074, de 1995; e c) consumidor potencialmente livre: aquele cujas unidades consumidoras satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei n. 9.074, de 1995, porém não adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre.

⁶⁸ A classificação da unidade consumidora não é realizada pela distribuidora de acordo com o nível de tensão e sim pela atividade exercida e a finalidade da utilização da energia elétrica. Assim, dentro dos diferentes grupos e subgrupos, as classes de consumo são classificadas, de acordo com atividade exercida, em: Residencial; Industrial; Comercial; Rural; e Poder Público. A Classe Residencial caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora com fim residencial, ressalvado os rurais residenciais. A classe subdivide-se nas subclasses: residencial; residencial baixa renda; residencial baixa renda indígena; residencial baixa renda quilombola; residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social (BPC); e residencial baixa renda multifamiliar. A Classe Industrial caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora em que seja desenvolvida atividade industrial, conforme definido na Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), assim como o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial. A Classe Comercial caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, devendo ser consideradas as seguintes subclasses: comercial; serviços de transporte, exceto tração elétrica; serviços de comunicações e telecomunicações; associação e entidades filantrópicas; templos religiosos; administração condominial; iluminação em rodovias; semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito; e outros serviços e outras atividades. A Classe Rural caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora que desenvolva atividades de agricultura, pecuária ou aquicultura, conforme CNAE, considerando-se as seguintes subclasses: agropecuária rural; agropecuária urbana; residencial rural; cooperativa de eletrificação rural; agroindustrial; serviço público de irrigação rural; escola agrotécnica; e aquicultura. A Classe Poder Público, independente da atividade, caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora solicitado por pessoa jurídica de direito público que assuma as responsabilidades inerentes à condição de consumidor. Subclasses: poder público federal; poder público estadual ou distrital; e poder público municipal.

⁶⁹ Tensão primária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados iguais ou superiores a 2,3 kV; Tensão secundária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados inferiores a 2,3 kV (Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010).

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B2 – rural;
- c) subgrupo B3 – demais classes; e
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.

2.3.1. Breve estudo da estrutura tarifária no Brasil

No Brasil, até a publicação do Decreto n. 62.724, de 1968, não existia tratamento explícito da estrutura tarifária. Ou seja, todos os consumidores eram denominados da mesma forma e recolhiam a mesma tarifa de fornecimento por MWh, independente do horário e nível de tensão. Por meio do citado Decreto, foi instituída a diferenciação entre consumidores do grupo A (alta tensão) e grupo B (baixa tensão).

A crise enfrentada pelo Brasil na década de 1980 impôs desafios ao SEB, principalmente na busca da racionalização do uso da energia. Na busca dessa racionalização, verificou-se que incentivos tarifários poderiam induzir os consumidores a programar sua demanda para horários e estações do ano em que o custo de produção de energia fosse mais baixo. Os critérios até então praticados não possibilitavam essa operação mais racional. A partir de convênio de cooperação técnica celebrado entre DNAEE e ELETROBRAS em 1977, foi iniciado o desenvolvimento de uma nova estrutura tarifária com base na Teoria de Custos Marginais, aplicada com sucesso em diversos países (DNAEE, 1985).

Conforme princípios de tarifação baseada nessa Teoria: neutralidade, igualdade e eficácia, o custo marginal de fornecimento constitui o fundamento para atribuir a *“cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe for prestado”*, conferindo à estrutura tarifária a base justa e racional desejada. A neutralidade diz respeito ao nível de preços, cuja relação deve ser a mais unitária quanto possível com o respectivo custo. A igualdade diz respeito à aplicação de preços semelhantes a consumidores semelhantes. A eficácia está relacionada à consecução de seus objetivos, no caso, a racionalização do consumo e socialização dos benefícios (*Idem*, p. 12).

O custo marginal e não o custo médio contábil das instalações em serviço, como referencial teórico, é que informa corretamente a cada usuário as consequências dos seus atos de consumidor. Um sistema tarifário baseado no custo marginal indicaria ao consumidor o benefício resultante da redução ou deslocamento de seu consumo, de modo que a mudança de hábito de um consumidor poderia ensejar o atendimento de um consumidor adicional, sem necessidade de acréscimo de carga ao sistema.

Com a publicação do estudo “Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica”, em 1981, foram concentrados esforços no aperfeiçoamento das metodologias de cálculo dos

custos e da caracterização no sistema elétrico, e na aplicação das tarifas de fornecimento, inicialmente aos grandes consumidores.

A determinação das tarifas de aplicação passava pela definição das tarifas de referência, o que envolvia a caracterização da carga e a obtenção dos custos do sistema em seus diversos níveis (produção, interconexão, repartição e distribuição). Uma vez determinadas as tarifas de referência para cada segmento de mercado, compreendendo grupamentos de consumidores conforme suas características de tensão de fornecimento, porte, classe e conformação de carga, a definição das tarifas de aplicação envolve fatores que, direta ou indiretamente, influenciam o nível e a estrutura de preços e, até mesmo, a forma das tarifas (DNAEE, 1985).

A passagem de custos do sistema (referência) às tarifas (aplicação) é ilustrada no diagrama abaixo.

Quadro 10. Diagrama de passagem dos custos para as tarifas

Fonte: Elaboração do autor com base em dados do DNAEE (1985).

Assim, a referência metodológica da atual estrutura das tarifas de fornecimento de energia elétrica no país foi concebida na década de 1980. Para fins de fixação dessas tarifas, os consumidores cativos foram agrupados da seguinte forma: a) Grupo A: consumidores ligados em tensão igual ou superior a 2.300 volts (ou 2,3 kV); e b) Grupo B: consumidores ligados em tensão inferior a 2.300 volts.

Consoante reitera Kelman (2009), para aplicação das tarifas, os consumidores são classificados segundo a tensão de fornecimento. No grupo A estão principalmente as indústrias, e no grupo B basicamente os consumidores residenciais. Chama-se de 'estrutura tarifária' ao método utilizado para ratear o custo do serviço de energia elétrica entre as diversas classes de consumidores, conforme ilustrado no quadro abaixo.

Quadro 11. Estrutura Tarifária - rateio de custos para as tarifas finais

Fonte: Elaboração do autor (2015).

Conforme discutido no Apêndice A do presente trabalho, após mais de uma década de aplicação da estrutura tarifária com base na teoria dos custos marginais, estudos da ANEEL indicaram que as unidades consumidoras conectadas em alta tensão tinham como principal parcela da tarifa de fornecimento o custo da energia e nas unidades conectadas em baixa tensão predominava o custo da rede de distribuição.

Como os consumidores, atendidos na baixa ou na alta tensão, devem estar sujeitos aos custos de uso do sistema de distribuição e transmissão que reflitam a proporção com que eles utilizam os referidos sistemas, foi realizada a partir de 2003 uma adequação na política tarifária no sentido de se estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e que induzissem a utilização mais eficiente do recurso energia elétrica, tal como preconiza a teoria dos custos marginais. Esse procedimento foi denominado de ‘realinhamento tarifário’.

Assim, a partir das revisões tarifárias realizadas em 2003, a tarifa de fornecimento de energia elétrica para cada subgrupo de consumidores foi aberta em “tarifa fio” – que engloba as tarifas pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD + TUST), e tarifa de energia (TE). Essa explicitação de cada componente da tarifa de fornecimento, denominada abertura das tarifas, permitiu ao consumidor conhecer o valor de cada parcela que compõem a sua tarifa. O procedimento de abertura teve como premissa a manutenção da receita auferida pela concessionária e da estrutura horo-sazonal então vigente.

Os cálculos dos componentes das tarifas de uso de distribuição (TUSD) e de energia (TE) foram regulamentados pelas Resoluções ANEEL de n. 666, de 2002, n. 790, de 2002, e n. 152, de 2003, sofrendo aperfeiçoamentos mediante publicação da Resolução Normativa ANEEL n. 166, de 2005.

Posteriormente, na agenda de desafios estratégicos da ANEEL para o período 2009-2012, foi apresentada proposta de consolidação dos procedimentos regulatórios tarifários por meio da criação dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

2.3.1.1. Procedimentos gerais da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição - Módulo 7 do PRORET

A primeira versão do Módulo 7 do PRORET (1.0) foi aprovada pela Resolução Normativa ANEEL n. 435, de 2011, após a realização da Audiência Pública n. 120/2010. A versão em vigor (2.0) foi aprovada pela Resolução Normativa n. 657, de 2015, a partir dos resultados da Audiência Pública n. 048/2014.

Nos termos do Módulo 7 do PRORET – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, estrutura tarifária é um conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Importante destacar que a versão vigente do Módulo 7 aplica-se a todos os processos de revisão tarifária de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica referente ao quarto ciclo de revisão tarifária periódica (4CRTP) e reajustes subsequentes. Para cada ciclo tarifário, a ANEEL realiza Audiências Públicas para fins de definição de estrutura tarifária ótima para aplicação no período seguinte.

No Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais são estabelecidos os procedimentos de cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e de energia elétrica (TE), considerando: 'Tarifas de Referência' (Submódulo 7.2); 'Tarifas de Aplicação' (7.3); 'Tarifas para Centrais Geradoras' (7.4)⁷⁰; 'Encargos de Conexão A1' (6.3)⁷¹; e 'Bandeiras Tarifárias' (6.8).

O custo regulatório (no caso a Receita Requerida ou Receita Anual) da prestação do serviço de distribuição é obtido, respectivamente, nos processos de revisão ou de reajuste tarifário, sendo decomposto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Por sua vez, as funções de custo se agregam para formar as seguintes tarifas:

⁷⁰ O Submódulo 7.4 do PRORET – Tarifas para Centrais Geradoras, estabelece a metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição aplicáveis às centrais geradoras (TUSDg) que estejam conectadas no sistema de distribuição da concessionária. Como a metodologia se aplica exclusivamente a centrais geradoras, as disposições não são tratadas em item específico deste trabalho, sendo abordadas juntamente com o estudo das Tarifas de Referência e das Tarifas de Aplicação, no Apêndice B.

⁷¹ Os encargos de conexão, cuja metodologia de cálculo é objeto do Submódulo 6.3 do Módulo 6 do PRORET – Demais Procedimentos, se aplicam unicamente a unidades consumidoras do subgrupo A1 que tenham celebrado Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) e são compostos pelas funções de custos Encargo de Conexão Parcela A ECCD(PA) e Encargo de Conexão Parcela B ECCD(PB). Por se tratar de um procedimento de regulação tarifária aplicado apenas aos consumidores da classe industrial do subgrupo A1, não é tratado em subitem específico do trabalho.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

a) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$ por MWh ou em R\$ por kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema; e

b) Tarifa de Energia (TE): valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$ por MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia dos Contratos de Compra de Energia Regulada (CCER), celebrado entre unidade consumidora e a distribuidora (art. 62 da Resolução ANEEL n. 414, de 2010); contratos de fornecimento relativo ao consumo tanto do grupo A quanto do B (arts. 63 e 60); e Contrato de Compra e Venda de Energia (CCE) para suprimento de distribuidora e concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh por ano.

A partir das citadas funções de custo constroem-se, tanto para TUSD quanto para TE, as diferentes modalidades tarifárias com base em critério temporal (postos tarifários), e por faixa de tensão (grupos e subgrupos tarifários).

Os postos tarifários são os abaixo, sendo permitida a flexibilização⁷²:

I. Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para finais de semana e os feriados definidos na REN n. 414, de 2010;

II. Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;

III. Posto Tarifário Fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Já as modalidades tarifárias são:

I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

⁷² Nos termos do PRORET (submódulo 7.1, p. 13), tanto a distribuidora quanto os consumidores podem propor alterações nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso: I. utilização ou não do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca; II. utilização do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca em horário e duração diversa daquela estabelecida, sempre em períodos conjugados ao posto ponta; III. utilização de relação ponta/fora ponta/intermediário para a modalidade tarifária horária Branca diversa daquela estabelecida na proposta padrão; IV. utilização de relação entre a TUSD do posto fora de ponta da modalidade tarifária horária Branca e a TUSD da modalidade tarifária convencional – parâmetro kz – diversa daquela estabelecida na proposta padrão para cada subgrupo tarifário; V. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde diversa daquela estabelecida na proposta padrão; VI. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde; VII. Valores dos Custos Marginais de Expansão calculados pela ANEEL, baseados em metodologia de custos médios; e VIII. Definição de horário de ponta distinto para parcela do mercado nos termos do art. 59 da Resolução Normativa n. 414, de 2010.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, e por uma única tarifa de demanda de potência;

III. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

IV. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme REN n. 414, de 2010, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;

V. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

VI. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras conectadas aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

VII. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica; e

VIII. Modalidade tarifária pré-pagamento: aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da Resolução Normativa ANEEL n. 610, de 2014.

Os grupos e subgrupos tarifários e as modalidades tarifárias, com as respectivas grandezas de faturamento (R\$/MWh ou R\$/kW), por postos tarifários da TUSD e TE, são apresentados na tabela a seguir.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 17. Tarifas aplicadas aos subgrupos e modalidades tarifárias

Grupo	Subgrupo	Modalidade	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
A (? 2,3 kV)	A1 (? 230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh	
		Geração				R\$/kW				R\$/MWh
	A2 (88 kV a 138 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3a (30 kV a 44 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A4 (2,3 kV a 25 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	AS (<2,3 kV subterrâneo)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
B (< 2,3 kV)	B1 (residencial)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
	B2 (rural)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
	B3 (demais classes)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
	B4 (IP)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Distribuição				R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				

Fonte: Submódulo 7.1 do PRORET (2015).

2.3.1.2. Composição da TUSD

Conforme visto na seção anterior, os custos regulatórios alocados à TUSD são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária das distribuidoras. As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário:

I. TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:

- a) TUSD FIO A: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis; e
- b) TUSD FIO B: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora (Parcela B), compreendida por: i) remuneração (custo anual) dos ativos (CAA); e ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

II. TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos dos seguintes encargos:

- a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE): encargo criado pela Lei n. 9.991, de 2000, que estabelece que as concessionárias distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de

sua receita operacional líquida (ROL) em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final;

b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): encargo instituído pela Lei n. 9.427, de 1996, e equivale a 0,4%⁷³ do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do serviço público de energia elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades. Para o segmento de distribuição, o cálculo do encargo se dá a cada data de aniversário da concessão;

c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): encargo criado em 2004, com a instituição do modelo do setor elétrico pela Lei n. 10.848, do mesmo ano. Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS, cuja missão é coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica;

d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): criada pela Lei n. 10.438, de 2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral; e iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Com a edição da Lei n. 12.783, de 2013, e de seus decretos regulamentadores, a CDE passou a custear a RTE de janeiro de 2013 e parte da exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo nos anos de 2013 e 2014⁷⁴; e

e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA): também Instituído pela Lei n. 10.438, e cujo objetivo foi aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual de Geração (PAG) elaborado pela Eletrobras.

III. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- b) Perdas não técnicas; e

⁷³ A Lei n. 12.783, de 2013, reduziu o percentual do benefício econômico anual de 0,5% para 0,4%.

⁷⁴ A cobrança de parte do encargo da CDE se dá mediante componente TE Encargos, conforme será tratado na seção seguinte.

c) Perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

O quadro abaixo apresenta as funções de custo e respectivos componentes tarifários da TUSD.

Quadro 12. Funções de custos e componentes tarifários da TUSD

Fonte: Submódulo 7.1 do PRORET (2015, p. 9).

A incidência da TUSD e seus componentes aos usuários do sistema de distribuição, salvo exceções previstas no PRORET⁷⁵, subdivide-se em:

I. TUSD AZUL – segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:

- a) TUSD AZUL ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
- b) TUSD AZUL fora ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário fora ponta da distribuidora; e
- c) TUSD AZUL – R\$/MWh – definida sem distinção horária;

II. TUSD VERDE – segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:

- a) TUSD VERDE – R\$/kW – definida igual ao valor da TUSD AZUL de fora ponta;
- b) TUSD VERDE ponta – R\$/MWh – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora; e
- c) TUSD VERDE fora ponta – R\$/MWh – definida igual ao valor da TUSD AZUL em R\$/MWh.

III. TUSD CONVENCIONAL binômia – R\$/kW e R\$/MWh – definida sem distinção horária;

⁷⁵ I. Concessionárias ou permissionárias de distribuição: TUSD Encargos, e TUSD Perdas não técnicas; II. Subclasse baixa renda: TUSD Encargos PROINFA; III. Parcela do consumo atendido por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução: TUSD Encargos CDE e PROINFA; e IV. Centrais geradoras que possuem uma forma específica de cálculo da TUSDg: tarifa conforme cálculo locacional descrito nos Submódulos 7.3 (Tarifas de Aplicação) e 7.4 (Tarifas para Centrais Geradoras) do PRORET.

IV. TUSD BRANCA – segmentada em três postos tarifários ou períodos de faturamento:

- a) TUSD BRANCA ponta – R\$/MWh – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
- b) TUSD BRANCA intermediária – R\$/MWh – definida para o posto tarifário intermediário da distribuidora; e
- c) TUSD BRANCA fora ponta – R\$/MWh – definida para o posto tarifário fora ponta.

V. TUSD CONVENCIONAL monômnia – R\$/MWh – definida sem distinção horária;

VI. TUSD DISTRIBUIÇÃO (TUSDd) – segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:

- a) TUSD DISTRIBUIÇÃO ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
- b) TUSD DISTRIBUIÇÃO fora ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário fora ponta; e
- c) TUSD DISTRIBUIÇÃO – R\$/MWh – definida sem distinção horária;

VII. TUSD GERAÇÃO (TUSDg) – R\$/kW – definida sem distinção horária e de subgrupo, exceto para o subgrupo A2 que possui tarifa nominal.

2.3.1.3. Composição da TE

Os custos regulatórios alocados à Tarifa de Energia (TE) também são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária e suas funções de custos são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário:

I. TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada nos leilões do ACR, quota de Itaipu, aquisição do atual agente supridor, geração própria, e compra de geração distribuída;

II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:

- a) Encargos de Serviços de Sistema (ESS): Encargo criado pelo Decreto n. 5.163, de 2004, destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreendem, dentre outros: I) custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II) a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III) a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV) a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas;

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- b) Encargo de Energia de Reserva (EER): criado para custear a energia contratada para fins de reserva. Os recursos são centralizados numa conta chamada de Conta de Energia de Reserva (CONER) e rateada entre os agentes do SIN;
- c) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE): encargo definido e detalhado na seção anterior;
- d) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH): criada pela Lei n. 7.990, de 1989, destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao MME, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT); e
- e) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): compreendida pela amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR); e pela devolução dos recursos da CDE que trata o Decreto n. 7.945, de 2013.

III. TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados a: o transporte de Itaipu e a Rede Básica de Itaipu; e

IV. TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas de Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

O quadro abaixo ilustra as funções de custo e respectivos componentes tarifários da Tarifa de Energia (TE).

Quadro 13. Funções de custos e componentes tarifários da TE

Fonte: Submódulo 7.1 do PRORET (2015, p. 12).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Para o mercado de referência⁷⁶, composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no período de doze meses anteriores, salvo as exceções previstas no PRORET⁷⁷, são aplicados todos os componentes tarifários, classificando-se a TE em:

- I. Horária – é segmentada em postos tarifários ou períodos de faturamento:
 - a) TE ponta - R\$/MWh – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
 - b) TE intermediária - R\$/MWh – definida para o posto tarifário intermediário; e
 - b) TE fora ponta - R\$/MWh – definida para o posto tarifário fora ponta.
- II. TE convencional - R\$/MWh – definida sem distinção horária; e
- III. TE suprimento - R\$/MWh – definida sem distinção horária.

Calculadas as Tarifas de Referência para TUSD e TE nos termos do Submódulo 7.2 do PRORET, as Tarifas de Aplicação (base econômica e base financeira⁷⁸, apuradas conforme Submódulo 7.3) são publicadas nas resoluções homologatórias de reajuste e revisão tarifária para cada modalidade e subgrupo tarifário.

Os consumidores do grupo B, e aqueles do grupo A optantes pelas tarifas do grupo B, recebem na fatura o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, aos encargos setoriais e aos tributos, conforme tabela abaixo.

Tabela 18. Apresentação dos valores monetários na fatura

Custo	Faturamento dos componentes tarifários associados
Energia	TE ENERGIA / TE TRANSPORTE / BANDEIRA TARIFÁRIA vigente
Serviços de Distribuição	TUSD FIO B
Transmissão	TUSD FIO A
Perdas de Energia	TUSD PERDAS / TE PERDAS
Encargos Setoriais	TUSD ENCARGOS / TE ENCARGOS

Fonte: Elaboração do autor com base em dados do submódulo 7.1 do PRORET (2016).

A metodologia de cálculo das Tarifas de Referência e das Tarifas de Aplicação, necessárias para definição da TUSD e TE, conforme estabelecido nos Submódulos 7.2 e 7.3 do PRORET, e que se aplica a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de distribuição de energia elétrica, é detalhada no Apêndice B do trabalho.

⁷⁶ Nos termos do Submódulo 2.1 do PRORET, 'Mercado de Referência' é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no 'Período de Referência' a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição. 'Período de Referência' é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica (RTA).

⁷⁷ I. Concessionária de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; parcela de amortização da CONTA-ACR da TE Encargos CDE; II. Distribuidora com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, agente da CCEE: parcela da TE Encargos referente ao ESS e EER; e III. Distribuidora com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, cotista de Itaipu: TE Transporte.

⁷⁸ A TUSD e TE base financeira e base econômica correspondem ao seu produto base econômica e base financeira por um fator multiplicativo, para cada componente de seu custo tarifário.

Feita essa breve introdução ao estudo da estrutura tarifária vigente no Brasil, importante frisar que os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas, estabelecidos, respectivamente, nos Módulos 2 e 3 (e submódulos) do PRORET, serão objeto do Capítulo 4, previamente à discussão da proposta de metodologia a ser apresentada.

2.4. Considerações do Capítulo 2

Segundo Lipietz (1988), regulação de uma relação é “(...) *o modo como essa relação se reproduz apesar de seu caráter conflituoso, contraditório*” (p. 92). O autor sustenta que as relações são contraditórias, por conseguinte, não existe um estado de equilíbrio geral.

Para Aglietta (2000), o conceito de regulação remete à avaliação que, sem conflito, não há regulação. Para que o suposto fundamental de equilíbrio seja satisfeito, devem ser formuladas regras de eficiência do sistema econômico que levem os indivíduos a agirem racionalmente, compatibilizando suas ações.

Segundo Nery (2012), não se constata uma convergência de modos de regulação decorrente de mesmas teorias econômicas e concepções políticas, tanto nos âmbitos macro, quanto no microeconômico. Para cada sistema social, “(...) *deve-se considerar a agregação à ordem ou nível lógico da economia ou da macroeconomia de pelo menos mais dois outros níveis, o político e o simbólico-cultural ou, simplesmente, simbólico, com a ampliação da representação de suas relações pelas interações ou conexões que entre eles se efetivam, regular e sistematicamente*” (p. 12).

Conforme aponta o autor, por um lado, a regulação considera a evolução do conhecimento e suas relações dinâmicas, via educação e aprendizado, na sua relação com o trabalho e com o sistema social, e via mercado, na sua relação com o desenvolvimento. Em outra vertente, a regulação trata da geração e do acesso ao conhecimento novo ou produzido pelos setores e sistemas de uma economia com forte propensão à concentração, com atitudes monopolistas, cerceadoras da livre concorrência e livre acesso, prejudicando o processo de desenvolvimento de uma sociedade.

Como desdobramento, a regulamentação surge como uma continuidade da regulação, compreendendo os modos de intervenção e coordenação, os modos de aplicação e os modos de gestão a serem empregados nos processos originários e coerentes com o modo de regulação de determinada economia. A regulamentação tem por objetivo levar a regulação às atividades de economia para que seja realizado e mantido o seu regime de acumulação. O meio e expressão mais usuais da regulamentação são as regras (*Idem*).

Para o autor, regulação corresponde à ação de regular, enquanto regulamentação / regulamento seria o resultado da ação de regular. A regulamentação, de forma predominante, é exercida pelo Estado, indiretamente, por meio de entes reguladores

(agências ou equivalentes), decorrência de falhas não apenas no campo da regulação econômica, mas também quanto aos objetivos socioeconômicos.

Os serviços públicos, entre os quais se insere o setor de energia, constituem um dos principais motores de um sistema macroeconômico, de modo que a regulação setorial é determinante para o desenvolvimento continuado do setor específico, como do sistema econômico de uma determinada sociedade. Entretanto, o modo de regulação não pode ser desassociado dos seus sistemas social, político e simbólico-cultural.

Para segmentos concorrenciais que se mostram contestáveis para atender aos interesses da sociedade, num dado ambiente, abre-se o mercado à concorrência ou competição (as chamadas forças de mercado). Já aqueles setores cuja concorrência se revela questionável sob o ponto de vista do interesse público, caso dos monopólios naturais, a competição se dá mediante outorga de concessões ou por substitutos. Entre esses podem ser citados o preço do serviço (tarifas), compromisso de qualidade do serviço e sua prestação, e padrões de sustentabilidade econômica e financeira para prestação do mesmo.

O capítulo a seguir preocupa-se justamente em trazer o referencial teórico da regulação da qualidade da prestação dos serviços de eletricidade e regulação de sustentabilidade econômico-financeira no Brasil, etapa essencial para elaboração da proposta de metodologia a ser apresentada no presente trabalho.

"(...) diz-se que um serviço de fornecimento de energia elétrica é de boa qualidade quando o mesmo garante, a custos viáveis, o perfeito funcionamento, com segurança e confiabilidade de equipamentos e processos, sem afetar o meio ambiente e o bem estar das pessoas" (HASSIN, 2003, p. 20).

CAPÍTULO 3. REFERENCIAL TEÓRICO DA REGULAÇÃO DA QUALIDADE E DA SUSTENTABILIDADE DA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Conforme introduzido no Capítulo 1, a proposta de metodologia a ser apresentada busca atender dois importantes critérios de prestação de serviço público de distribuição, tal como veio a estabelecer o Decreto n. 8.461, de 2015. Um deles é a eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; o outro é a eficiência com relação à sustentabilidade econômica e financeira da concessão.

Etapla primordial para esse fim, o presente capítulo traz uma discussão sobre a qualidade do serviço de distribuição no Brasil, cujo breve historio é tratado no Apêndice C do trabalho⁷⁹, assim como a partir de experiências internacionais, de modo a criar base que permita a introdução de proposta de modelo tarifário com ênfase nos melhoria de qualidade do serviço e da sustentabilidade.

Assim sendo, o item 3.1 discorre sobre os padrões de qualidade de fornecimento vigentes no Brasil desde a criação dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e os mecanismos existentes para apuração da qualidade e satisfação do serviço. O item 3.2 apresenta alguns casos internacionais sobre o tratamento e importância dada aos índices de continuidade e qualidade do serviço. A regulação da sustentabilidade econômica e financeira do serviço, cuja importância tem se mostrado crescente⁸⁰, é objeto do item 3.3. Por fim, as considerações do capítulo são discutidas no item 3.4.

Assim, feito este breve preâmbulo da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil, a seção seguinte trata dos indicadores de qualidade de serviço vigentes nos termos do PRODIST.

3.1. Padrões de qualidade do serviço no Brasil - Criação do PRODIST

“O atual marco regulatório da qualidade de energia busca a otimização da eficiência do sistema para a continuidade de fornecimento, considerando para isso algumas características da rede e do mercado através de métodos comparativos entre desempenhos de empresas similares” (CYRILLO, 2011, p. 15).

Nos termos do módulo introdutório do PRODIST (Módulo 1 - Introdução), figura como um dos seus principais objetivos:

⁷⁹ O Apêndice C traz um breve histórico da regulação dos indicadores de continuidade no Brasil, desde a introdução do primeiro documento legal a definir como exigência o serviço adequado até a padronização de indicadores de continuidade por meio da criação dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

⁸⁰ O episódio de intervenção das distribuidoras controladas pelo Grupo Rede, em 2012, tornou imperativo o processo de regulamentação do assunto pelo poder concedente e pela ANEEL. Inclusive, a preocupação com a sustentabilidade econômica e financeira da concessão foi uma dos pontos de atenção no processo de renovação das concessões, conforme regulamentou o Decreto n. 8.461, de 2015.

"a) garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade" (ANEEL, 2012, p. 3).

Conforme destaca Ludovico (2011), o PRODIST tem como objetivo reunir as normas de funcionamento da distribuição de energia, abrangendo assuntos como conexão às redes de distribuição, o planejamento do sistema, a qualidade de energia e do serviço, entre outros temas relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT).

O PRODIST é composto por oito módulos: 1) Introdução; 2) Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição; 3) Acesso ao Sistema de Distribuição; 4) Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição; 5) Sistemas de Medição; 6) Informações Requeridas e Obrigações; 7) Cálculo de Perdas na Distribuição; e 8) Qualidade da Energia Elétrica. Os padrões de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica vigentes estão normatizados pela Resolução Normativa ANEEL n. 664, de 2015, e organizados no Módulo 8 do PRODIST - Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

O Módulo 8 define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos e metodologia para que a ANEEL fixe os padrões para os indicadores de QEE (qualidade do produto)⁸¹ e apure os indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais⁸², definindo padrões e responsabilidades (qualidade do serviço). Ressalte-se que o presente trabalho pretende tratar exclusivamente em sua proposta da qualidade do serviço apurada mediante indicadores de continuidade, essencialmente os coletivos, de caráter gerencial.

Não obstante, observa-se que o estudo da qualidade do fornecimento de energia elétrica envolve múltiplas dimensões: a confiabilidade refere-se ao dimensionamento do sistema para assegurar o equilíbrio estrutural entre oferta e demanda (adequabilidade) e à robustez do sistema para suportar ocorrências (segurança); a conformidade refere-se à uniformidade do fornecimento de energia elétrica relativa aos padrões de tensão e frequência estabelecidos; e o atendimento comercial refere-se à presteza e cortesia no atendimento comercial ao consumidor (Acende Brasil, 2014).

⁸¹ A qualidade do produto refere-se à conformidade do fornecimento de energia alternada no nível de tensão e frequência padrão. No Brasil, a tensão final de fornecimento de energia elétrica é estabelecida em 110 ou 220 volts (V), em corrente alternada, com frequência de 60 hertz (Hz). A conformidade aborda os seguintes aspectos: nível de tensão em regime permanente; desequilíbrio de tensão; variação de tensão de curta duração; flutuação de tensão; variação de frequência; fator de potência; e harmônicos (Acende Brasil, *op. cit.*).

⁸² O atendimento às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. Esses indicadores são apurados mensalmente pelas concessionárias de distribuição para cada conjunto de unidades consumidoras, e são expressos em minutos. Os indicadores disponíveis são o Tempo Médio de Preparação (TMP), Tempo Médio de Deslocamento (TMD), Tempo Médio de Execução (TME), Número de Ocorrências Emergenciais (NUMOCORR) e Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia Elétrica (NIE). As definições aplicáveis dos conjuntos de unidades consumidoras, indicadores, ocorrências emergenciais e demais termos aplicáveis se encontram no Módulo 1 do PRODIST.

Por sua vez, Tanure (2000) destaca como principal aspecto da qualidade da energia elétrica, a continuidade do fornecimento, "(...) pois o mais importante é a capacidade da rede suprir continuamente a demanda sem interrupções".

Portanto, a qualidade do serviço relaciona-se com a continuidade do fornecimento, ou seja, garantir a tensão adequada sem interrupções, e na ocorrência destas, atuar de forma a minimizar o tempo de interrupção, ou a energia não fornecida. As interrupções podem ocorrer por falhas no sistema, ou por atividades de manutenção programada. Há diversos indicadores de continuidade relacionados com a qualidade do serviço, como os já citados DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC. A ANEEL define os padrões de qualidade do serviço que as concessionárias devem atender.

Pessanha *et al* (2006) ensinam que a continuidade expressa o grau de disponibilidade do serviço prestado pela concessionária, sendo avaliada por dois indicadores: a duração e a frequência das interrupções do fornecimento de energia elétrica. A duração relaciona-se com a gestão do sistema de distribuição, enquanto a frequência reflete a fragilidade do sistema frente ao meio ambiente, o envelhecimento ou a falta de manutenção adequada.

Conforme aponta estudo do Acende Brasil (2014), a frequência de interrupções está associada às condições físicas dos ativos da distribuidora: a configuração da rede, o grau de redundância e o estado dos equipamentos (idade dos equipamentos e qualidade de sua manutenção). Assim, a frequência está mais associada aos dispêndios de capital (CAPEX), isto é, aos investimentos realizados pela empresa ao longo dos anos. A duração das interrupções está associada aos recursos humanos e materiais disponibilizados para realizar reparos visando à recomposição e ao reparo da rede, ou seja, está mais associada aos custos operacionais (OPEX) da distribuidora.

Para Pessanha *et al* (*op. cit.*), os indicadores de duração e frequência das interrupções são facilmente mensuráveis e possibilitam um controle por meio de normas e multas em função do desempenho verificado: "*Basicamente, a regulação da continuidade consiste na avaliação destes indicadores e na comparação dos valores apurados com níveis máximos toleráveis, denominados por metas de continuidade*" (p. 3).

Conforme destaca Cyrillo (2011), há diversos métodos regulatórios para definição dos indicadores coletivos de continuidade de energia elétrica. Para o autor, destacam-se três principais: i) uso do histórico dos indicadores de qualidade na concessionária; ii) comparação de desempenho entre redes ou áreas semelhantes (*benchmark*); e iii) otimização do sistema considerando o valor econômico do custo de imperfeições na qualidade da energia.

Dos três, a ANEEL utiliza o método de comparação (*benchmark*) entre áreas semelhantes para definição dos indicadores de continuidade coletivos. Em decorrência da inevitável

assimetria de informações existente entre o regulador e as empresas reguladas, há a necessidade de se estabelecer métodos que permitam ao regulador assegurar que os serviços realizados pela concessionária regulada maximizem o benefício social de tal atividade econômica e o uso de métodos comparativos tem a vantagem de indicar possibilidade de melhora da eficiência dos recursos utilizados na rede.

Conforme já apresentado, as técnicas comparativas almejam alcançar o melhor desempenho do sistema por meio da comparação entre determinadas características dos agentes, utilizando como referência de objetivo as melhores práticas e desempenhos. Dentre os métodos comparativos, dois são muito utilizados: *benchmark regulation* e *yardstick competition*. No método de *yardstick competition*, o desempenho do melhor agente se torna referência para os demais, enquanto no *benchmark regulation* utiliza-se de um valor baseado nos melhores desempenhos como referência para os agentes.

O Módulo 8 do PRODIST, portanto, estabelece procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores, definindo indicadores e padrões de qualidade do serviço de modo a:

- a) fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT);
- b) fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura das distribuidoras; e
- c) oferecer aos consumidores parâmetros para avaliação do serviço prestado pela distribuidora.

Os indicadores de continuidade permitem à ANEEL avaliar a qualidade do serviço que está sendo prestado pelas distribuidoras de energia e também o desempenho do sistema elétrico e são calculados quanto à duração e frequência de interrupção. Os indicadores podem ser individuais ou coletivos. Os indicadores de continuidade individuais são:

- a) DIC (duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora): Intervalo de tempo em que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- b) FIC (frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções): número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão;
- c) DMIC (duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora): tempo máximo de

interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão; e

d) DICRI (duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora).

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras (coletivos) são:

a) DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora): intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica; e

b) FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções): número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

Os indicadores de continuidade coletivos e individuais são apurados considerando as interrupções de longa duração (ILD) que, no Brasil, são aquelas com duração igual ou maior que 3 minutos. O período de apuração das interrupções ocorridas nos conjuntos de unidades consumidoras é mensal, e os indicadores apurados de acordo com equações que consideram parâmetros nos termos do PRODIST. Os indicadores globais (DEC e FEC) se referem a um agrupamento de conjuntos de unidades consumidoras, podendo se referir a uma distribuidora, município, estado, região ou ao Brasil (LUDOVICO, 2011).

Os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade coletivos são disponibilizados por meio de Audiência Pública e estabelecidos em Resolução específica da ANEEL, de acordo com a periodicidade da Revisão Tarifária Periódica da distribuidora e entram em vigor a partir do mês de janeiro do ano subsequente, devendo estimular melhoria do limite anual global de DEC e FEC da distribuidora.

Já os limites dos indicadores individuais DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados aos limites anuais do indicador FEC.

A violação de indicadores de continuidade coletivos de DEC e FEC não mais enseja compensação direta das distribuidoras aos seus consumidores, mas enseja compensação no momento do processo tarifário, como forma de incentivo, consoante será ilustrado no Capítulo 4.

No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá

calcular a compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração.

No caso de violação do limite de continuidade individual DICRI, a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção. A distribuidora deverá efetuar uma compensação ao consumidor para cada interrupção ocorrida em dia crítico que superar o limite do indicador DICRI. Ademais, a compensação do DICRI deverá ser realizada sem prejuízo das compensações a serem recolhidas por violação dos demais indicadores individuais, podendo, inclusive, haver compensação referente a mais de uma violação do limite do indicador DICRI no mesmo mês. Nesse caso, a compensação a ser paga é a soma das compensações calculadas para cada violação.

A distribuidora deverá informar na fatura dos consumidores as informações referentes aos indicadores de continuidade individuais, além das seguintes informações:

- a) o direito do consumidor de solicitar à distribuidora a apuração dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI a qualquer tempo; e
- b) o direito do consumidor de receber uma compensação, caso sejam violados os limites de continuidade individuais relativos à unidade consumidora, para apuração mensal, trimestral e anual.

Também a partir da publicação da REN n. 395, de 2009, foi criado o Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R), de modo que, a partir de 2011, as distribuidoras passaram a ter a obrigatoriedade de enviar a sua Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), propiciando à ANEEL dados detalhados de ativos e consumidores em forma geográfica.

A metodologia consolidada pelo PRODIST foi aplicada a todas as concessionárias de distribuição a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias periódicas (3CRTP). Já para fins de aplicação de metodologia para o 4CRTP, a ANEEL realizou uma série de audiências públicas⁸³ para propor alterações na metodologia de definição dos limites de DEC e FEC, especialmente no que tange aos atributos dos conjuntos. Também foram identificados ao longo do 3CRTP outros pontos de aprimoramento necessários à metodologia para aplicação no próximo ciclo, os quais foram aprovados, em sua sétima revisão, pela Resolução Normativa ANEEL n. 664, de 2015, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2016.

⁸³ Audiências Públicas ANEEL n. 029 e n. 052, de 2014.

3.1.1. Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

Conforme introduzido no item anterior, a seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST – Qualidade do Serviço – estabelece procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores e às distribuidoras acessantes, assim como aqueles relativos à qualidade do serviço prestado pelas transmissoras detentoras de DIT aos consumidores e distribuidoras⁸⁴.

Conceito essencial ao estudo dos indicadores, o conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição (SED), cuja abrangência do conjunto deve ser as redes de MT à jusante da SED e de propriedade da distribuidora⁸⁵.

3.1.1.1. Apuração de indicadores de continuidade individuais

Por meio do controle das interrupções (duração e frequência), do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, os agentes podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico.

Os indicadores de continuidade podem ser individuais ou de conjuntos. Com exceção do DICRI, apurado por interrupção ocorrida em dia crítico, os indicadores de continuidade são calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais.

Os indicadores individuais são calculados pelas equações abaixo:

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC):

$$FIC = n \quad (2)$$

- c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC):

$$DMIC = t(i) \max \quad (3)$$

⁸⁴ Não obstante dos demais procedimentos previstos na seção 8.2, aqueles relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores constituem o objeto de preocupação deste trabalho.

⁸⁵ Conforme seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST, uma SED que possua número de UC igual ou inferior a 1.000 devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto. Quando o número de UC for superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 podem ser agregadas a outras. A agregação de SED deve obedecer ao critério de contiguidade das áreas, sendo vedada a agregação de duas ou mais SED cujos números de UC sejam superiores a 10.000.

- d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI):

$$DICRI = t_{crítico} \quad (4)$$

Onde:

DIC = expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = expressa em número de interrupções;

DMIC = expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

t(i) max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;

t_{crítico} = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

Os limites dos indicadores de continuidade são estabelecidos a partir das BDGD enviadas à ANEEL pelas distribuidoras, das quais são extraídos os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras⁸⁶.

Os limites dos indicadores de DIC, FIC e DMIC devem obedecer aos valores estabelecidos nas Tabelas 1 a 5 do Anexo I da seção 8.2 do PRODIST, de acordo com a localização (área urbana ou rural) e com a tensão contratada (BT, MT e AT). Os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados aos limites anuais do indicador FEC. O limite do indicador DICRI deve corresponder ao maior valor estabelecido para o indicador DMIC, de acordo com a tensão contratada.

No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração. No caso de violação do indicador DICRI, a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor e efetuar o crédito na fatura, em até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção. Cada interrupção ocorrida em Dia Crítico que superar o limite ensejará compensação ao consumidor.

Os valores das compensações pela violação dos índices de continuidade individuais são calculados pelas seguintes equações:

⁸⁶ Os conjuntos são caracterizados pelos seguintes atributos: a) área em quilômetros quadrados (km²); b) extensão da rede de média tensão (MT), segregada em urbana e rural, em quilômetros (km); c) energia consumida nos últimos 12 meses, segregada pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes, em megawatt-hora (MWh); d) número de unidades consumidoras atendidas, segregadas pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes; e) potência instalada em kilovolt-ampère (kVA); f) padrão construtivo da rede (aérea ou subterrânea); g) localização (sistema isolado ou interligado).

a) DIC:

$$Valor = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1 \right) DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei \quad (5)$$

b) DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1 \right) DMICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei \quad (6)$$

c) FIC:

$$Valor = \left(\frac{FICv}{FICp} - 1 \right) DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei \quad (7)$$

d) DICRI:

$$Valor = \left(\frac{DICRIv}{DICRIp} - 1 \right) DICRIp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei \quad (8)$$

Onde:

DICv = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DICp = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

DMICv = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DMICp = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

FICv = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FICp = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

DICRIv = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRIp = limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSDmédio = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em BT;
- ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em MT;
- iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em AT.

Para efeito de aplicação das compensações pela violação dos limites de indicadores individuais, é considerado o valor mínimo de R\$ 0,01 (um centavo de Real); e valor máximo de:

- i. 10 (dez) vezes o valor do “EUSDmédio”, no caso de violação de limite mensal;
- ii. 30 (trinta) vezes o valor do “EUSDmédio”, no caso de violação de limite trimestral; e
- iii. 120 (cento e vinte) vezes o valor do “EUSDmédio”, no caso de violação de limite anual.

Quando ocorrer, no mesmo período de apuração, violação do limite de mais de um indicador de continuidade individual DIC, FIC e DMIC, deverá ser considerado, para efeito de compensação, o indicador que apresentar o maior valor de compensação. Quando ocorrer violação do indicador DICRI, a compensação deverá ser realizada sem prejuízo das compensações a serem pagas por violação dos demais indicadores, podendo inclusive haver compensação referente a mais de uma violação do limite do indicador DICRI no mesmo mês. Nesse caso, a compensação a ser paga é a soma das compensações calculadas para cada violação.

3.1.1.2. Apuração dos indicadores de continuidade coletivos

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras (DEC e FEC) deverão ser apurados conforme as seguintes equações:

- a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (10)$$

- b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC):

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (11)$$

Onde:

DEC = expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Para apuração dos indicadores coletivos DEC e FEC são consideradas as interrupções de longa duração (ILD)⁸⁷, devendo ser segregadas nos seguintes indicadores:

⁸⁷ Na apuração dos indicadores DEC e FEC devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas como exceções: i. falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros; ii. interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo; iii. Interrupção em Situação de Emergência (ISE); iv. suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação; v. vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União; vi. ocorridas em Dia Crítico; e vii. oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- i. DEC_{xp} e FEC_{xp} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico;
- ii. DEC_{xn} e FEC_{xn} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada, não ocorrida em Dia Crítico;
- iii. DEC_{ip} e FEC_{ip} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico;
- iv. DEC_{ind} e FEC_{ind} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

Das interrupções admitidas como exceções, deverão ser apurados os seguintes indicadores, mesmo que não venham a compor o DEC e FEC de cada conjunto e os globais:

- i. DEC_{ine} e FEC_{ine} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em situação de emergência;
- ii. DEC_{inc} e FEC_{inc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em Dia Crítico e não ocorrida nas situações de ISE, racionamento decretado pela União e alívio de carga estabelecido pelo ONS;
- iii. DEC_{ino} e FEC_{ino} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida nas situações de racionamento e alívio de carga;
- iv. DEC_{ipc} e FEC_{ipc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;
- v. DEC_{xpc} e FEC_{xpc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;
- vi. DEC_{xnc} e FEC_{xnc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em Dia Crítico.

O período de apuração das interrupções ocorridas nos conjuntos de unidades consumidoras é mensal, e os indicadores são apurados de acordo com as equações apresentadas anteriormente.

Por sua vez, o valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, é calculado de acordo com as seguintes equações:

a) DEC trimestral:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_TRIM}} \quad (12)$$

b) DEC anual:

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_ANUAL}} \quad (13)$$

c) FEC trimestral:

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_TRIM}} \quad (14)$$

d) FEC anual:

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_ANUAL}} \quad (15)$$

Onde:

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n, com duas casas decimais;

FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n, com duas casas decimais;

DEC_{TRIM} = valor do DEC no período de apuração trimestral, com duas casas decimais;

FEC_{TRIM} = valor do FEC no período de apuração trimestral, com duas casas decimais;

DEC_{ANUAL} = valor do DEC no período de apuração anual, com duas casas decimais;

FEC_{ANUAL} = valor do FEC no período de apuração anual, com duas casas decimais;

Cc_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n;

Cc_{MED_TRIM} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período trimestral, com duas casas decimais;

Cc_{MED_Anual} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual, com duas casas decimais.

A partir do cálculo dos indicadores de cada conjunto são apurados os indicadores de continuidade globais. Os indicadores globais de DEC e FEC se referem a um agrupamento de conjuntos de unidades consumidoras, podendo se referir a uma distribuidora, município, estado, região ou ao Brasil.

Os valores dos indicadores de continuidade global (mensal, trimestral e anual) são calculados conforme as seguintes fórmulas:

a) DEC mensal:

$$DEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i} \quad (16)$$

b) DEC trimestral:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_TRIM_i}} \quad (17)$$

c) DEC anual:

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_ANUAL_i}} \quad (18)$$

d) FEC mensal:

$$FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i} \quad (19)$$

e) FEC trimestral:

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_TRIM_i}} \quad (20)$$

f) FEC anual:

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_ANUAL_i}} \quad (21)$$

Onde:

DEC_i = valor mensal do DEC, do conjunto i, com duas casas decimais;

FEC_i = valor mensal do FEC, do conjunto i, com duas casas decimais;

DEC_{MENSAL} = valor mensal global do DEC, no mês de referência, com duas casas decimais;

FEC_{MENSAL} = valor mensal global do FEC, no mês de referência, com duas casas decimais;

DEC_{TRIM} = valor trimestral global do DEC, no trimestre de referência, com duas casas decimais;

FEC_{TRIM} = valor trimestral global do FEC, no trimestre de referência, com duas casas decimais;

DEC_{TRIM_i} = valor do DEC, trimestral do conjunto i, com duas casas decimais;

FEC_{TRIM_i} = valor do FEC, trimestral do conjunto i, com duas casas decimais;

DEC_{ANUAL_i} = valor do DEC, anual do conjunto i, com duas casas decimais;

FEC_{ANUAL_i} = valor do FEC, anual do conjunto i, com duas casas decimais;

DEC_{ANUAL} = valor anual global do DEC, no ano de referência, com duas casas decimais;

FEC_{ANUAL} = valor anual global do FEC, no ano de referência, com duas casas decimais;

Cc_i = número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, no mês de referência;

$Cc_{MED_TRIM_i}$ = média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, com duas casas decimais, para o período trimestral;

$Cc_{MED_ANUAL_i}$ = média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, com duas casas decimais, para o período anual;

M = número total de conjuntos considerados para o cálculo do indicador global.

Tal como apresentado para fins de apuração dos limites dos indicadores de continuidade individuais, para o estabelecimento dos limites globais as distribuidoras devem enviar à ANEEL suas BDGD, das quais são extraídos os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras, sendo aplicado o seguinte procedimento:

- a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados;
- c) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e
- d) análise da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.

Obrigatoriamente, os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras são disponibilizados por meio de audiência pública da ANEEL e, quando aprovados pela Agência, são estabelecidos em norma específica, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária de cada distribuidora. Os limites entram em vigor a partir do mês de janeiro do ano subsequente, constituindo incentivo para melhoria dos indicadores da distribuidora.

Conforme já explorado, e diferentemente do que ocorre no caso dos limites dos indicadores de continuidade individuais, a violação dos limites de DEC e FEC não mais enseja compensações diretamente às tarifas dos consumidores. Como objeto deste estudo e consoante será abordado oportunamente, a não observância dos indicadores globais pela distribuidora enseja compensações indiretas às tarifas (mediante redução da parcela de receita gerenciável da empresa)⁸⁸ ou até, conforme Decreto n. 8.461, de 2015, a abertura de processo para extinção da concessão.

Salutar esclarecer que a ANEEL determina que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade gerenciais DEC e FEC com base nas normas da *International Organization for Standardization* ISO 9000.

3.1.1.3. Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC)

Desde 2011, conforme previsto na Rev. 3 da Seção 8.2 do Módulo do PRODIST⁸⁹, a ANEEL tem o dever de publicar, até o final do mês de abril de cada ano, o indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC) das concessionárias de distribuição, podendo dividi-las em grupos para efeito de comparação do desempenho relativo, de acordo com o mercado faturado. Pela definição constante do item 15 do Submódulo 2.5 do PRORET,

⁸⁸ Em 2013, a média ponderada do Componente Q do Fator X de uma amostra de 28 distribuidoras foi de -0,20%. Aplicando-se esse valor ao montante da Parcela B dessas empresas, as tarifas de energia foram diminuídas em mais de R\$ 27 milhões (Acende Brasil, 2014).

⁸⁹ O DGC foi previsto na Revisão 3 do Módulo 8 do PRODIST, aprovada por meio da Resolução Normativa n. 444, de 6 de setembro de 2011. A ANEEL considera o indicador como 'Ranking' da continuidade do serviço.

distribuidoras de grande porte são aquelas com mercado superior a 1 TWh, sendo as de pequeno porte as demais.

A Nota Técnica n. 0007/2015–SRD/ANEEL, documento que apura o DGC referente ao ano de 2014, segrega as distribuidoras com base no mercado total de energia das concessionárias daquele ano, de acordo com os dados disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP), da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT).

O indicador permite avaliar o nível da continuidade do serviço prestado pela distribuidora em relação aos limites estabelecidos pela ANEEL para a sua área de concessão, e em comparação às demais concessionárias.

O DGC é calculado de acordo com as seguintes etapas:

- a) cálculo dos indicadores anuais globais DEC e FEC da distribuidora, tanto dos valores apurados, quanto dos limites;
- b) cálculo do desempenho relativo anual para os indicadores DEC e FEC, que consiste na razão do valor apurado pelo limite dos indicadores;
- c) cálculo do desempenho relativo global, que consiste na média aritmética simples entre os desempenhos relativos anuais dos indicadores DEC e FEC, com duas casas decimais; e
- d) apuração do indicador de desempenho global de continuidade, obtido após a ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais das distribuidoras.

As etapas de cálculo do DGC estão materializadas na equação abaixo:

$$DGC = \frac{\left(\frac{DEC_{Apurado}}{DEC_{Limite}} + \frac{FEC_{Apurado}}{FEC_{Limite}} \right)}{2} \quad (22)$$

Onde:

DGC: Desempenho Global de Continuidade;

DEC_{Apurado}: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual);

DEC_{Limite}: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual);

FEC_{Apurado}: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual);

FEC_{Limite}: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual).

De caráter ilustrativo, a tabela abaixo apresenta o Ranking do Indicador de Desempenho Global de Continuidade com as vinte concessionárias melhor qualificadas em 2014 (mercado superior a 1 TWh).

Tabela 19. Ranking de Desempenho Global de Continuidade 2014 (DGC)

Ranking	DGC	Sigla	Empresa	Região
1º	0,55	CRUZ	COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ	SE
2º	0,58	COELCE	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	NE
3º	0,69	CEMAR	COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	NE
4º	0,7	EMG	ENERGISA MINAS GERAIS	SE
5º	0,75	CPFL-PAULISTA	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	SE
6º	0,76	EPB	ENERGISA PARAÍBA	NE
7º	0,77	BANDEIRANTE	BANDEIRANTE ENERGIA	SE
7º	0,77	CEMIG-D	CEMIG DISTRIBUIÇÃO	SE
7º	0,77	PIRATININGA	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	SE
7º	0,77	ELEKTRO	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS	SE
11º	0,8	CELTINS	COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO TOCANTINS	NO
11º	0,8	ENERSUL	EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL	CO
13º	0,82	EEB	EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA	SE
14º	0,83	ELETROPAULO	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO	SE
15º	0,9	AME	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	NO
15º	0,9	ESCELSA	ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS	SE
17º	0,91	COSERN	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	NE
18º	0,92	CAIUÁ-D	CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	SE
19º	0,94	ESE	ENERGISA SERGIPE	NE
20º	0,96	CELESC-DIS	CELESC DISTRIBUIÇÃO	SU

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

A ANEEL utiliza o DGC como instrumento de *benchmark* regulatório para incentivar as concessionárias a buscarem a melhoria contínua dos indicadores globais de qualidade do serviço. Ademais, constitui parâmetro operacional de sustentabilidade em processo de consulta pública pelo regulador. O incentivo para que as empresas continuem buscando as melhores posições se dá por meio da definição de parcela do Fator X aplicado no momento do reajuste tarifário (Componente Q), com impacto na tarifa da distribuidora, como será estudado oportunamente.

3.1.1.4. Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial - IASC

Criado em 2000 – e regulamentado por meio do Despacho n. 14, de 2003⁹⁰, o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial (IASC) tem como objetivo avaliar, a partir da percepção dos usuários, o grau de satisfação com as distribuidoras de energia elétrica, gerando indicadores comparáveis por região e por porte de empresa. Trata-se de um indicador único da satisfação do consumidor que indique a percepção global no setor (IASC BRASIL).

Ademais, a pesquisa serve de complementação aos indicadores de continuidade DEC e FEC, aos indicadores de prestação DER e FER⁹¹, aos registros na Ouvidoria da ANEEL,

⁹⁰ Despacho n. 47, de 14 de fevereiro de 2003. Resolve: I - aprovar o regulamento para apuração da classificação das concessionárias com vistas à outorga do Prêmio IASC - Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor.

⁹¹ Com o objetivo de monitorar a qualidade do atendimento comercial, a ANEEL define como indicadores análogos ao FEC e DEC, a Frequência Equivalente de Reclamação (FER), que mede a quantidade de reclamações procedentes a cada mil unidades consumidoras da distribuidora; e a Duração Equivalente de Reclamação (DER), que mede o prazo médio de solução das reclamações procedentes solucionadas pela distribuidora (em dias). No 4CRTP, o FER constitui parâmetro do componente Q do Fator X.

além de permitir a comparação com os resultados obtidos nos anos anteriores⁹². No 4CRTP, o IASC também faz parte da metodologia de apuração do componente Q do Fator X, objeto de estudo do Capítulo 4.

O modelo utilizado para apuração do IASC é composto de cinco variáveis: Qualidade Percebida, Valor, Satisfação, Confiança e Fidelidade, sendo cada variável avaliada em questionário por meio de escalas de mensuração. O IASC, por sua vez, é obtido a partir da aplicação da metodologia apenas para a variável Satisfação sobre o conjunto de entrevistas realizadas em amostra de municípios de todas as 101 concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica do país.

O RELATÓRIO BRASIL - IASC 2015⁹³ contou com 25.186 entrevistas presenciais (domiciliares) em 550 municípios das 101 distribuidoras de energia elétrica, sendo 20.230 entrevistas com consumidores das 63 concessionárias e 4.956 entrevistas das 38 permissionárias de distribuição de energia elétrica. As entrevistas são realizadas por empresa especializada em serviços de pesquisa, contratadas pela ANEEL por meio de licitação⁹⁴.

O Índice referente às 63 concessionárias obtido na 16ª edição da pesquisa de satisfação apresentou considerável redução em relação a 2014. A queda da variável Satisfação foi de 10,71 pontos, passando de 67,74 pontos para 57,03 pontos, o que corresponde a uma variação negativa de 15,8%. Trata-se do IASC mais baixo obtido pelas concessionárias desde o início da divulgação do Índice, em 2000.

De caráter ilustrativo, o quadro a seguir traz a evolução dos resultados do IASC BRASIL nos anos de 2010 a 2015⁹⁵, comparativamente com os resultados do *American Consumer Satisfaction Index* (ACSI) e do *National Consumer Satisfaction Index* (NCSI-UK) para *Energy Utilities*, ambos referentes a 2015.

⁹² Constitui igual dever lembrar que, desde 1999, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) realiza em conjunto com as distribuidoras de energia o *Programa Benchmarking*. Como parte do Programa, a Associação mede de forma sistemática a satisfação dos clientes residenciais para avaliar o grau de satisfação dos consumidores de energia elétrica, mediante Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP). O Índice é apurado a partir de dados levantados em questionário e aplicado nacionalmente. Conforme última apuração do ISQN, referente ao ano de 2014 (17ª edição), 77,3% dos pesquisados declararam-se satisfeitos ou muito satisfeitos com o serviço de energia.

⁹³ 16ª edição da pesquisa IASC.

⁹⁴ A 17ª pesquisa da ISQN (2015), por sua vez, contou com entrevistados de 39.905 residências em 1.280 municípios de 46 empresas de distribuição de energia elétrica que, em conjunto, atendem 98% dos consumidores do Brasil.

⁹⁵ Não houve divulgação do IASC em 2011.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 14. IASC Brasil (2010-2015) e *benchmarks* internacionais (ACSI e NCSI-UK)

Fonte: Relatório BRASIL – IASC 2015.

Analisando-se com maior profundidade os resultados do IASC, é possível verificar a grave assimetria entre regiões e concessionárias do país, sendo que a concessionária considerada como *benchmark* brasileiro em 2015, a Muxfeldt Marin & Cia. Ltda. (MUX-Energia), no Rio Grande do Sul, obteve IASC de 74,81, índice de percepção do consumidor considerado como 'Bom', e comparável com *benchmarks* internacionais. E, no outro extremo, figura a Companhia Energética de Roraima (CERR), com IASC de 36,50, índice considerado como 'Ruim'.

A pesquisa de satisfação IASC foi originalmente adotada pela ANEEL como instrumento regulatório de incentivo para melhoria da prestação de serviços de energia elétrica no processo de RTP, mediante componente 'Xc' do Fator X⁹⁶. De acordo com o método de cálculo dessa componente, concessionárias que não prestassem um serviço, na percepção de seus consumidores, que alcançasse determinado nível de satisfação esperado seriam penalizadas. De forma simétrica, aquelas que superassem o nível de satisfação esperado seriam beneficiadas. O componente foi excluído no 2º ciclo de RTP em função da subjetividade do Índice (ANEEL, 2007⁹⁷), sendo restabelecido no Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ) do 4CRTP.

Conforme ressalta este autor por meio do quadro a seguir, a retirada do componente de pesquisa de opinião do processo tarifário pela ANEEL mostrava-se acertada, pois não constitui forma adequada de incentivar a busca por melhoria da qualidade dos serviços pela distribuidora. Isso ocorre devido ao fato que a percepção de satisfação do consumidor com a distribuidora local apresenta correlação negativa com fatores que independem da

⁹⁶ O Despacho ANEEL n. 1.298, de 22 de setembro de 2005, estabelece que no cálculo da componente Xc, integrante do Fator X, devem ser utilizados os resultados obtidos na pesquisa IASC 2003.

⁹⁷ Audiência Pública ANEEL n. 051/2007.

atuação direta da concessionária, a exemplo de situações excepcionais como no caso da interrupção ocorrida na Rede Básica do SIN em 10 de novembro de 2009 e do patamar das tarifas da distribuidora local ⁹⁸.

Em relação ao ‘apagão’ de 2009, comparando-se a média móvel dos indicadores DEC e FEC globais das distribuidoras nos períodos de novembro de 2008 a outubro de 2009 e dezembro de 2008 a novembro de 2009, é possível verificar uma elevação significativa nos mesmos. As distribuidoras com maiores elevações nos indicadores no período mencionado são apresentadas na tabela a seguir.

Tabela 20. ‘Apagão’ de 2009 - DEC e FEC globais

Distribuidora	Média Móvel: Novembro/08 a Outubro/09		Média Móvel: Dezembro/08 a Novembro/09		Elevação		Elevação Percentual	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
CJE	6,03	4,3	10,93	6,06	4,90	1,76	81%	41%
EFLUL	7,47	9,96	13,29	12,31	5,82	2,35	78%	24%
CPFL - Piratininga	6,10	5,09	10,74	6,34	4,64	1,25	76%	25%
ELETROCAR	11,95	14,99	19	16,46	7,05	1,47	59%	10%
LIGHT	8,80	5,60	13,47	6,91	4,67	1,31	53%	23%
MUX-Energia	4,75	4,49	6,88	6,84	2,13	2,35	45%	52%
ELFSM	9,13	7,69	13,19	9,27	4,06	1,58	44%	21%
ELETROPAULO	11,15	5,92	15,96	7,17	4,81	1,25	43%	21%
BANDEIRANTE	9,60	5,40	12,71	6,43	3,11	1,03	32%	19%
EFLJC	6,14	5,34	8,10	6,34	1,96	1,00	32%	19%
CPFL- Paulista	5,88	5,11	7,62	5,73	1,74	0,62	30%	12%
AMPLA	14,12	9,84	17,97	11,18	3,85	1,34	27%	14%
ENF	19,21	13,64	23,90	16,06	4,69	2,42	24%	18%
ESCELSA	9,09	5,88	10,97	6,69	1,88	0,81	21%	14%
EMG	15,32	11,02	18,04	13,06	2,72	2,04	18%	19%

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

Já o processo de realinhamento tarifário realizado no 1º trimestre de 2015, de caráter conjuntural, contribui para explicar a abrupta queda no nível de satisfação dos consumidores brasileiros em 2015 (superior a 10 p.p.), sem fundamento estrutural que a justifique.

⁹⁸ Importante observar que nem toda interrupção no fornecimento de energia elétrica é ocasionada por falhas no sistema de distribuição. Uma ocorrência pode ter sido provocada por falha na rede da concessionária de distribuição, ou em instalações da rede de transmissão que transporta a energia até a distribuidora, ou em central de geração que supre energia para a rede de transmissão. Entretanto, todas as ocorrências, independentemente de sua origem, são percebidas pelos consumidores como falhas de sua distribuidora local. E isso contribui negativamente para a percepção de satisfação do consumidor com o serviço. Na interrupção da Rede Básica em 2009, houve uma grave perturbação no sistema de transmissão de Itaipu, ocasionando uma interrupção total de 40% das cargas do SIN. O distúrbio ocorrido no SIN teve um impacto significativo nos indicadores DEC e FEC globais de várias concessionárias, principalmente nas regiões Sul e Sudeste.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 15. BRASIL – IASC e tarifas médias de fornecimento para classe residencial (B1)

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

Entretanto, a metodologia para o 4CRTP prevê a utilização dos resultados da pesquisa IASC no componente Q do Fator X, como será visto no item 4.4.3. Ademais, além de trazer impactos sobre as tarifas de energia elétrica, as distribuidoras melhor avaliadas pelos consumidores concorrem, desde 2002, ao Prêmio IASC, que consiste na entrega de certificado e do Selo IASC, marca a ser utilizada pelas distribuidoras vencedoras, em suas respectivas categorias⁹⁹. Trata-se de uma forma importante de promover a busca pela excelência entre as empresas.

3.1.1.5. Ouvidoria Setorial em Números – OSN ANEEL

Outro importante subsídio para os processos de análise relacionados ao consumidor de energia elétrica tem sido a publicação, desde 2014, pela ANEEL, do relatório 'Ouvidoria Setorial em Números (OSN)'. O documento constitui referência sobre o relacionamento do consumidor de energia elétrica com sua distribuidora e com a agência reguladora, agregando informações provenientes das áreas regulatórias e fiscalizatórias da ANEEL, de suas conveniadas, assim como das concessionárias de distribuição.

A publicação apresenta informações consolidadas das reclamações dos consumidores no fluxo de atendimento chamado 'caminho do entendimento' (em primeiro nível, a distribuidora; em segundo nível, a ouvidoria da distribuidora; e em terceiro e último nível, a agência estadual conveniada ou a ANEEL), o detalhamento das tipologias de reclamação

⁹⁹ O regulamento estabelece as seguintes categorias para as concessionárias de distribuição: IASC - Região Norte; IASC - Região Nordeste; IASC - Região Centro-Oeste - Acima de 30 mil unidades consumidoras; IASC - Região Sudeste - Acima de 400 mil unidades consumidoras; IASC - Região Sul - Acima de 400 mil unidades consumidoras; IASC - Sul/Sudeste/Centro-Oeste - Até 30 mil unidades consumidoras; IASC - Sul e Sudeste - Acima de 30 mil e até 400 mil unidades consumidoras; IASC - Maior crescimento anual; e IASC Concessionárias Brasil. Para as permissionárias: IASC - Até 10 mil unidades consumidoras; IASC - Acima de 10 mil unidades consumidoras; IASC - Maior crescimento anual; e IASC Permissionárias Brasil.

mais registradas pelos consumidores diretamente em suas distribuidoras de energia elétrica em primeiro nível e nas suas ouvidorias, na ANEEL e nas agências estaduais¹⁰⁰.

Conforme ilustra a tabela abaixo, a quase totalidade das reclamações é registrada pelos consumidores diretamente em suas distribuidoras de energia elétrica, em primeiro nível (central de teleatendimento, postos de atendimento presenciais e canais eletrônicos).

Tabela 21. Resumo das reclamações nos canais de atendimento (2014)

Canal	Reclamações (2014)	%
1º nível distribuidora	28.042.347	98,9%
Ouvidoria da distribuidora	202.922	0,7%
ANEEL / Agência Estadual	121.162	0,4%
Total	28.366.431	100,0%

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

A OSN também reúne todos os indicadores técnicos e comerciais que se prestam para avaliar a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores, por distribuidora. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica, principalmente por meio dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, e a qualidade do produto avalia a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão, mediante observação dos indicadores coletivos DRPe e DRCe, obtidos a partir de medição amostral instituída pela ANEEL¹⁰¹.

Informações sobre compensações pela transgressão dos limites para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI)¹⁰², créditos pelo não cumprimento dos prazos normativos de execução dos diversos serviços comerciais prestados nos termos da REN n. 414, de 2010¹⁰³, e penalizações pela ultrapassagem da Frequência Equivalente de Reclamação (FER), indicador que define a quantidade máxima de reclamações

¹⁰⁰ A OSN também apresenta os percentuais de variação das principais tipologias com relação ao ano anterior, quando disponíveis, e também o percentual de procedência e da quantidade relativa de reclamações procedentes.

¹⁰¹ Nos termos do PRODIST, Módulo 8, item 2.11, a ANEEL adota o nível de tensão como o indicador principal para apuração de eventuais não conformidades na qualidade do produto. Para avaliar o nível de tensão, são realizadas campanhas de leitura trimestrais por amostragem. As tensões de cada leitura são classificadas em três categorias: adequada; precária; e crítica. Cada categoria representa um grau de discrepância crescente, para cima ou para baixo, da tensão contratada. A amplitude das faixas de tensão de cada categoria varia dependendo da tensão nominal contratada. A partir dessas informações são construídos os índices DRP e DRC. A duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) representa o percentual das leituras em que o nível de tensão estava na faixa de tensão classificada como precária; e a duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC) indica o percentual de leituras na faixa de tensão crítica. O limite permitido para o DRP é de 3% e para o DRC é de 0,5%.

¹⁰² Os pagamentos referentes a compensações dos indicadores de continuidade individuais pelas distribuidoras atingiram cerca de R\$ 650 milhões em 2015.

¹⁰³ A Qualidade do Atendimento Comercial é regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos n. 148 a 155 das Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa ANEEL n. 414, de 2010). As distribuidoras são avaliadas por meio da verificação do cumprimento dos prazos de execução dos serviços descritos na do Anexo III da Resolução. Caso a distribuidora não cumpra com os prazos estabelecidos deve creditar na fatura do consumidor um valor relativo ao descumprimento. Em 2014, o descumprimento do prazo de serviços comerciais pelas distribuidoras ensejou crédito total aos consumidores de R\$ 16.807.059,02 (OSN, 2015).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

procedentes a cada mil unidades consumidoras permitida a cada ano¹⁰⁴, também integram a publicação da ANEEL.

O levantamento da Ouvidoria Setorial da ANEEL corrobora a importância da preocupação com a constante melhoria na qualidade do serviço fornecimento de energia elétrica, uma vez que os fenômenos de interrupção de energia elétrica representam a principal causa de abertura de reclamações pelos consumidores, tanto em primeiro nível (88% do total de reclamações registradas na distribuidora), como em terceiro nível (23% do total), conforme resumem as tabelas 22 e 23 a seguir.

Tabela 22. Detalhamento das reclamações de 1º nível e 2º nível (2014)

Reclamações	Reclamações 1º nível		Reclamações ouvidoria distribuidora	
	Qtde.	Var. 2014/2013	Qtde.	Var. 2014/2013
Interrupção do fornecimento	24.728.291	8,2%	20.780	13,2%
Apresentação e entrega da fatura	686.115	7,1%	5.924	11,1%
Variação de consumo	562.589	1,0%	25.310	84,3%
Prazos	440.491	10,2%	41.656	46,6%
Danos Elétricos	303.537	-9,4%	18.692	8,8%
Tensão de fornecimento	266.319	2,3%	16.266	2,3%
Faturas	266.191	30,1%	11.815	35,0%
Erro de leitura	249.608	10,8%	9.940	120,9%
Atendimento	147.088	14,1%	11.535	-11,7%
Cobrança por irregularidade	55.397	18,8%	7.340	28,0%
Suspensão indevida	41.351	-27,8%	813	-17,1%
Alteração cadastral	34.448	-58,4%	2.841	13,2%
Custo de disponibilidade	3.184	7,6%	39	5,4%
Tarifas	2.948	8,6%	380	51,4%
Indisponibilidade de canais de atend. e serviço de arrecadação	2.096	-1,3%	529	-1,5%
Outros (inclui cobranças de atividades assessorias)	252.689	-4,7%	29.062	14,0%
Total de reclamações	28.042.347	7,6%	202.922	26,4%

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

¹⁰⁴ Para o acompanhamento do tratamento das reclamações realizado pelas distribuidoras, a ANEEL define dois indicadores globais: Duração Equivalente de Reclamação (DER); e Frequência Equivalente de Reclamação (FER) a cada mil Unidades Consumidoras. A Resolução ANEEL n. 574, de 2013, estabeleceu meta para o indicador FER de cada distribuidora e prevê a aplicação de penalidades pela ultrapassagem das metas estipuladas a partir de 2015. A metodologia do 4CRTP utiliza o FER como um dos parâmetros de formação do componente Q do Fator X.

Tabela 23. Detalhamento das reclamações registradas na ANEEL (2014)

Reclamações	Reclamações Ouvidoria ANEEL	
	Qtde.	Var. 2014/2013
Interrupção do fornecimento	27.725	127,6%
Variação de consumo/erro de leitura	15.944	28,7%
Ligação	12.511	36,0%
Ressarcimento de danos elétricos	10.985	19,0%
Qualidade do atendimento da distribuidora	5.137	46,6%
Extensão de rede	4.999	37,1%
Flutuação/variação/oscilação de tensão	4.333	24,5%
Apresentação e entrega da fatura	4.185	53,6%
Cobrança por irregularidades	4.143	12,1%
Faturamento por média	3.749	66,3%
Alteração de carga	3.114	62,0%
Cobrança indevida	2.947	11,2%
Religação normal	2.415	-8,5%
Aferição e substituição do medidor	2.235	22,9%
Outras	16.740	1,6%
Total de reclamações	121.162	38,0%

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

Apresentada a revisão dos indicadores de continuidade estabelecidos de acordo com as normas vigentes no Brasil (PRODIST), dos instrumentos utilizados para avaliar a satisfação dos consumidores (ISQN e IASC) assim como os *benchmarks* de melhores práticas entre distribuidoras (DGC e OSN)¹⁰⁵, o item seguinte trata da preocupação com a qualidade da energia elétrica, principalmente com a qualidade do serviço, em outros países. Conforme se pretende ilustrar, de forma similar ao caso brasileiro, as políticas de incentivos e penalidades aplicadas internacionalmente se restringem, basicamente, ao aspecto da continuidade, utilizando, para tanto, indicadores globais como SAIDI (DEC), SAIFI (FEC) e ENS¹⁰⁶.

3.2. Políticas e indicadores de qualidade do serviço de distribuição em outros países

"(...) a comparação da regulação para a qualidade de energia deve ser feita sobretudo sobre os aspectos gerais, pois torna-se inverossímil comparar aspectos técnicos, como por exemplo, frequência de interrupções entre países supridos por geradores próximos dos centros de cargas e com distribuição por redes subterrâneas com a realidade brasileira" (CYRILLO, 2011, p. 40).

Conforme destaca Cyrillo (*Idem*), a qualidade da energia elétrica é um tema em desenvolvimento em muitos países. A determinação dos indicadores de qualidade tem sido feita de diversas maneiras no cenário internacional, buscando sempre adequar a

¹⁰⁵ Destaca-se que em abril de 2016, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da ANEEL (SFE) disponibilizou a ferramenta interativa 'Painel de Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica'. O Painel concentra os principais indicadores do segmento, como DEC, FEC, qualidade da energia e atendimento a chamados emergenciais, por empresa. O acesso à ferramenta pode ser feito através do endereço eletrônico abaixo.
[http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/\(S\(muuelboxt1aqwrfegjvgmqo\)\)/relatorio.aspx?folder=sfe&report=PainelDesempenho](http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/(S(muuelboxt1aqwrfegjvgmqo))/relatorio.aspx?folder=sfe&report=PainelDesempenho)

¹⁰⁶ Energia Não Suprida (*Energy Not Supplied* - ENS) é a quantidade de energia demandada pelo consumidor que deixou de ser fornecida devido a interrupções. O indicador não é apurado no Brasil.

regulamentação dos sistemas elétricos de acordo com as informações disponíveis e buscando uma melhor eficiência. Entretanto, quando se compara a regulação de qualidade de energia no Brasil e no mundo, o autor ressalta que se deve atentar para algumas diferenças básicas:

- A tipologia de rede brasileira é eminentemente aérea;
- O sistema de elétrico brasileiro apresenta grandes geradores de energia afastados do centro de carga, com grandes distâncias percorridas por linhas de transmissão; e
- O serviço de distribuição de energia é provido por concessionárias, com enfoque em maximizar a eficiência econômica do negócio de acordo com as regras impostas pelo regulador, obtendo lucro sempre que possível.

Cyrillo (*Ibidem*) busca resumir que, no caso dos países europeus, a adequação dos serviços públicos aos padrões contemporâneos, adotando regulação baseada em desempenho que incentiva a redução de custos, ocasiona eventual perda na qualidade dos serviços. Para o autor, a grande dificuldade nessa forma de regulação é definir adequadamente o valor do custo da interrupção, seja ele medido por número de interrupções, por duração média ou máxima dessas interrupções. A definição correta do incentivo à qualidade de energia evita sobreinvestimentos ou subinvestimentos.

Para Pérez (2013), quantificar e comparar a continuidade do fornecimento de energia em diferentes áreas requer indicadores de continuidade definidos de forma transparente e única. As análises estatísticas e as equações usadas nos cálculos dos indicadores de qualidade devem medir os mesmos parâmetros independentemente dos nomes adotados em cada região.

No caso internacional, a autora considera que não se trata de tarefa trivial levando em conta que há diversas definições e métodos de apuração utilizados nos diferentes países. Contudo, apesar das diferenças nos cálculos e na definição dos indicadores de qualidade do serviço de cada país, a duração e a frequência das interrupções são os principais parâmetros de avaliação do desempenho das distribuidoras¹⁰⁷. Isto porque tanto a frequência das interrupções quanto a duração causam enormes prejuízos à sociedade, de modo que esses prejuízos devem ser minimizados¹⁰⁸. Convém observar que há setores produtivos mais sensíveis à duração das interrupções e outros à sua frequência.

¹⁰⁷ A duração das interrupções está intimamente ligada à operação e manutenção das redes, tais como os recursos existentes para se recuperar um sistema após cada interrupção. Já a frequência das interrupções caracteriza a fragilidade do sistema frente ao meio ambiente (causas externas) e a degradação do sistema por envelhecimento e/ou falta de manutenção adequada (MME, 2013).

¹⁰⁸ Podem ser citados como impactos à sociedade: impactos econômicos diretos (perdas de produção, custos de reinício de processos, danos a equipamentos, perda de material, custos diretos associados com vidas e saúde humana); impactos sociais diretos (perdas no tempo de lazer, falta de transporte, temperaturas desconfortáveis em ambientes internos e danos pessoais ou mortes); e impactos indiretos, como desobediência civil e pilhagem, custos legais e de seguros etc (*Idem*).

De acordo com Fumagalli *et al* (2007), em conjunto, os parâmetros de duração e frequência de interrupções descrevem os aspectos mais relevantes da regulação da qualidade do serviço a serem monitorados e servem como base comparativa para análises regulatórias entre países.

No tocante à duração das interrupções, no Brasil e na maioria de países da Europa associados ao *Council of European Energy Regulators* (CEER)¹⁰⁹, são consideradas no cálculo dos indicadores de qualidade do serviço interrupções de longa duração (ILD) aquelas ocorrências que superem os 3 minutos, de modo que as interrupções de curta duração (ICD) não são objeto do presente trabalho. Países da América Latina como Chile, Argentina e Colômbia também adotam o padrão de 3 minutos. Algumas regiões da Austrália e a Nova Zelândia, por sua vez, consideram interrupções superiores a um minuto. Já em países como Estados Unidos e Canadá a grande maioria de empresas distribuidoras de energia utiliza o padrão com durações superiores a 5 minutos no cálculo dos indicadores de qualidade do serviço.

Conforme o *5th Benchmarking report on quality of electricity supply 2011* (CEER, 2012; 2015)¹¹⁰, nos países europeus os indicadores de duração (SAIDI)¹¹¹ e frequência (SAIFI)¹¹² são apresentados separadamente para interrupções programadas¹¹³ e interrupções não programadas¹¹⁴, incluindo e excluindo as interrupções consideradas de força maior¹¹⁵. Ademais, conforme ilustra o quadro a seguir, os incidentes são separados de acordo com o nível de tensão (AT, MT e BT).

¹⁰⁹ O *Council of European Energy Regulators* (CEER) representa as agências reguladoras de eletricidade e gás dos 28 países da União Europeia, além de Islândia, Noruega, Suíça, Finlândia e Montenegro.

¹¹⁰ O *5th Benchmarking report on quality of electricity supply*, atualmente em sua revisão 5.2, de fevereiro de 2015 (CEER, 2015).

¹¹¹ SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) is representative of the average interruption time on LV (low-voltage) networks and is not weighted according to the consumption of connected customers (CEER, 2015). Alguns países, como Finlândia e Noruega, utilizam indicadores que representam interrupção em redes de média tensão. O relatório considera que países que adotam indicadores de MT tendem a subestimar o tempo de interrupção em 5% a 20% em comparação àqueles que utilizam indicadores de BT como o SAIDI.

¹¹² SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) indicates the average number of interruptions. Aqui se aplicam as mesmas observações feitas sobre o indicador SAIDI.

¹¹³ Interrupção Programada (*planned*): Interrupção considerada como parte dos esforços das empresas distribuidoras para melhorar a continuidade do fornecimento.

¹¹⁴ Interrupção Não Programada (*unplanned*): Interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária de distribuição, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços, ou da manobra.

¹¹⁵ Interrupção de Força Maior (*exceptional events*): Interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, desde que não se caracterize como responsabilidade técnica o de manutenção do sistema. Representa as causas devidas a eventos climáticos extremos, terrorismo etc.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 16. Percentual do indicador de duração SAIDI não programado por nível de tensão

Fonte: Adaptado com base em *CEER Benchmarking Report 5.2* (2015).

A diferenciação entre os tipos de interrupções permite identificar principalmente o efeito que os eventos climáticos extremos têm nos indicadores de continuidade do serviço, assim com o tempo médio que as distribuidoras gastam em obras de melhoria e manutenção do sistema desde que informadas às unidades consumidoras com antecedência (PÉREZ, 2013).

A autora complementa que, no tocante aos agrupamentos de controle de unidades consumidoras para fins de apuração de indicadores de continuidade, na Europa existe uma tendência geral para realizar o acompanhamento dos indicadores dos operadores do sistema, dos níveis de tensão, dos tipos de causas que incluem interrupções programadas, não programadas e por força maior. Com menor frequência é realizado o acompanhamento de indicadores por região, por zonas urbanas e rurais, e por tipologia e extensão de rede.

Os dados apresentados na revisão 5.2 do *5th Benchmarking report on quality of electricity supply* mostram que, de forma análoga ao que ocorre no Brasil, há uma profunda assimetria nas características técnicas observadas entre os diferentes países europeus. Esta afirmação pode ser constatada pelo agrupamento de países de acordo com a extensão de suas redes subterrâneas, conforme ilustra o quadro abaixo.

Quadro 17. Agrupamento de países europeus conforme redes subterrâneas de BT

Fonte: CEER 5.2, 2015, p. 18.

Hassin (2009) corrobora o entendimento de que a escolha dos critérios regulatórios adotados por diferentes países é feita tendo como base nas suas características. No caso da Argentina, país que possui uma regulamentação de qualidade complexa, o modelo de remuneração da distribuição é a regulamentação por limitação de preços (*price-cap*) com ênfase na qualidade dos serviços prestados. A exigência de um determinado nível de qualidade dos serviços é específica para cada concessionária e considera continuidade, conformidade e atenção comercial.

Ademais, a qualidade dos serviços na regulamentação argentina é classificada em produto técnico, serviço técnico e serviço comercial. Cada um desses produtos é avaliado usando índices individuais e globais. Os valores exigidos para cada atributo são chamados níveis de referência e foram estabelecidos em duas etapas, com exigências crescentes. Na etapa 1 (de 36 ou 48 meses, dependendo da concessionária), o controle da continuidade é realizado mediante o uso de índices globais de sistema FEP, DEP, FET e DET¹¹⁶, sendo que a conformidade apenas considera o controle da regulação de tensão (qualidade do produto). A etapa 2 considera o controle da continuidade, atenção comercial e conformidade de cada cliente mediante índices individuais e penas pecuniárias para as distribuidoras que excedam os limites estabelecidos para cada atributo da qualidade. O montante da multa é calculado segundo a energia e potência fornecida em condições de serviços deficiente, em benefício dos consumidores afetados.

¹¹⁶ FET e DET – frequência e duração de interrupção média por transformador; e FEP e DEP – frequência e duração de interrupção média por potência.

O caso boliviano tem a particularidade de ser uma regulamentação que segue as diretrizes argentinas, mas baseado em um regulamento de qualidade da distribuição de aplicação geral a todas as distribuidoras. O sistema daquele país agrega algumas regulações explícitas controladas por índices, especificando as condições em que o serviço de distribuição deve ser suprido. Ademais, estabelece como de responsabilidade da distribuidora oferecer o serviço de distribuição no nível de qualidade especificado no regulamento. Também considera o controle dos atributos da continuidade do serviço em relação à frequência e duração das interrupções. Para quantificar a continuidade em BT são usados índices globais (DEC e FEC), enquanto em MT são usados índices individuais DIC e FIC. Assim como o observado nos casos brasileiro e argentino, caso sejam violados os limites de continuidade, a distribuidora deve efetuar um pagamento ao consumidor (*Ibidem*).

O Chile, primeiro país a reestruturar o setor elétrico, em 1982, introduzindo um mercado competitivo na geração, utiliza mecanismo de remuneração das concessionárias distribuidoras baseado em custos padrões e concessionárias modelos, tanto para as questões tarifárias, quanto para os padrões de qualidade do serviço. A qualidade dos serviços naquele país atualmente é controlada pelo regulamento da lei geral de serviços elétricos que considera a qualidade uma característica inerente da atividade de distribuição.

A regulamentação da continuidade no Chile considera interrupções imprevistas e programadas maiores do que 3 minutos e é controlada por meio de índices globais baseados em potência (FEP, DEP) e transformadores (FET, DET) e índices individuais de duração (DIC) e número de interrupções (FIC) por consumidor. Hassin (2009) critica o regulamento uma vez que procura um determinado valor de qualidade dos serviços objetivos, aplicando pena pecuniária às concessionárias cujo nível de qualidade esteja abaixo desse valor objetivo, entretanto não incentiva melhorias acima do nível de qualidade considerado obrigatório.

No caso dos Estados Unidos da América, país com mais de mil e duzentas empresas de distribuição¹¹⁷, cada concessionária tem sua própria regulamentação de qualidade com o respectivo controle da continuidade e atenção comercial dos clientes¹¹⁸. Embora Larsen *et al* (2014) ressaltem essa disparidade na metodologia de apuração da continuidade entre as diferentes empresas, conforme ilustra a tabela abaixo, apontam o SAIDI e o SAIFI como indicadores mais comumente utilizados¹¹⁹.

¹¹⁷ Conforme dados do *Department of Energy* (DOE), 2014, os Estados Unidos possuem em operação 1233 empresas de distribuição de energia elétrica.

¹¹⁸ Para estudo mais aprofundado da continuidade das concessionárias de eletricidade norte-americanas, vide Larsen *et al* (2014) em "*Exploring the Reliability of U.S. Electric Utilities*".

¹¹⁹ Alguns estados evoluíram sua regulação para incluir, além dos indicadores usuais de duração e frequência, meios de medir a confiabilidade do sistema de forma desagregada, em alguns casos o desempenho de circuitos individuais. Assim, os indicadores usualmente monitorados pelos reguladores estaduais incluem SAIDI, SAIFI, MAIFI e CAIFI, além

Tabela 24. EUA – métrica do controle de continuidade do serviço em diferentes estados

Distribuidora	Estado	Ano	Métrica
Madison Gas & Electric Company	WISCONSIN	2012	SAIFI
Florida Public Utilities Company	FLORIDA	2012	Número de Interrupções
Rocky Mountain Power	WYOMING	2011	SAIDI / SAIFI
Interstate Power & Light	IOWA / MINNESOTA	2012	% de interrupção (minutos)
Jersey Central Power & Light	NEW JERSEY	2012	Número de horas por consumidor
PSE&G	NEW JERSEY	2012	Número de horas por consumidor
Portland General Electric	OREGON	2012	Frequência de Interrupção / Duração de Interrupção
AEP Southwestern Electric	TEXAS	2011	% de interrupções

Fonte: Adaptado de Larsen *et al* (2014).

Também observam os autores que, embora os indicadores de continuidade SAIDI e SAIFI para um conjunto de 106 concessionárias norte-americanas tenham apresentado, respectivamente, duração média de 236 minutos e frequência média de 1,5 interrupção, tal como ocorre no Brasil e nos países europeus, há uma grande diferença entre regiões, metodologias etc, o que compromete a comparação entre as empresas.

Conforme corroboram Hesmondhalgh *et al* (2012), há uma grande disparidade entre a regulação adotada por cada estado americano, sendo que, segundo dados de pesquisa realizada em 2008, 35 agências reguladoras estaduais fiscalizam de forma rotineira o desempenho das distribuidoras. Ademais, não se mostra infrequente o fato de uma mesma distribuidora atender consumidores em mais de um estado e, portanto, estar submetida a regras e políticas completamente distintas¹²⁰.

No caso do estado de *New York*, o serviço de eletricidade é prestado majoritariamente por seis empresas privadas (IOUs - *investor owned utilities*), reguladas pela agência *New York Public Service Commission* (NYPSC), que também é responsável por colher os dados de confiabilidade da distribuidora *Long Island Power Authority* (LIPA), embora não seja responsável por sua regulação.

Hesmondhalgh *et al* (*Idem*) destacam como marco para o estado a aprovação, em 1991, da regulamentação de continuidade pela NYPSC por meio do comando “*Adopting Standards On Reliability and Quality of Electric Service*”, que estabeleceu uma política de confiabilidade, incluindo padrões para SAIDI e SAIFI, conforme adotado a partir de então. A tabela abaixo apresenta o nível de detalhamento dos padrões de continuidade praticados e a variação dos padrões para cada distribuidora do estado de *New York*.

do ICRPL - *Individual Circuit Reliability Performance Levels*, que corresponde aos indicadores de SAIFI, SAIDI e CAIDI para cada circuito de uma área operativa (Hesmondhalgh *et al*, 2012).

¹²⁰ Importante recordar que, em sua maioria, as agências reguladoras estaduais norte-americanas adotam o regime de custo do serviço, embora algumas adotem políticas de incentivos típicas de serviço pelo preço, a exemplo de *Performance Based Rate* (PBR) adotados pela NYPSC.

Tabela 25. Estado de Nova Iorque - padrões de qualidade

Distribuidoras de Nova Iorque	Áreas operativas	SAIDI Standards	SAIFI Standards (incidência)
Central Hudson Gas & Electric	5	69,30 - 192,00	0,77 - 1,60
Con Edison (Radial)	6	19,53 - 82,66	0,29 - 1,23
Con Edison (Network)	5	0,41 - 3,38	0,003 - 0,02
Long Island Power Authority	3	72,59 - 149,94	1,09 - 2,10
Niagara Mohawk Power/National Grid	8	31,98 - 253,80	0,41 - 1,41
New York State Gas & Electric	13	32,23 - 262,50	0,41 - 2,75
Orange & Rockland	3	112,35 - 255,00	1,75 - 2,50
Rochester Gas & Electric	4	69,12 - 194,04	0,72 - 2,20
Total	47		

Fonte: Adaptado de Hesmondhalgh et al (2012).

A disparidade de padrões apresentados na tabela acima reflete a assimetria da continuidade entre as várias áreas operativas (conjuntos) de uma mesma distribuidora daquele estado, a tipologia do sistema e a densidade demográfica da área. Uma análise dos padrões de continuidade estabelecidos para a empresa *Con Edison (Network)* reflete uma baixa expectativa na duração e frequência das interrupções. Isso ocorre em função da tipologia majoritariamente subterrânea das redes da distribuidora, o que têm resultado em baixos índices de interrupção quando comparada com outras empresas do estado.

Conforme resume Heydt (1991 *apud* HASSIN, 2009), a proposta de regulamentação de continuidade introduzida pela NYPSC tem as seguintes características principais:

- Regime de regulação de preços pelo custo do serviço (*rate of return*) com política de incentivo típica de serviço pelo preço para aprimoramento dos indicadores continuidade;
- Continuidade do serviço de distribuição regulada por dois métodos complementares: mediante desempenho de indicadores em relação a padrões regulatórios (*performance against standards*); e por meio de percentual baseado no desempenho (*Performance Based Rate* - PBR);
- *Performance against standards* diz respeito à metodologia de apuração dos indicadores de frequência SAIFI e duração CAIDI para o controle da continuidade a partir de áreas de operação (conjuntos), sendo atribuída a cada uma um valor limite e um valor alvo¹²¹. Os dados mensais encaminhados pelas distribuidoras são revisados pela NYPSC e incluídos em relatório anual de desempenho que compara as empresas aos seus respectivos limites regulatórios;

¹²¹ As sete distribuidoras são obrigadas a enviar à NYSPC, mensalmente, os dados referentes a interrupções para que a agência calcule os indicadores de SAIFI e CAIDI das áreas de operação, individualmente.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- *Performance Based Rate* (PBR) é um mecanismo de incentivo que atua sobre a remuneração da distribuidora (*reliability performance mechanism* – RPM) com base nos padrões globais estabelecidos para os indicadores de continuidade¹²²;
- RPM corresponde à aplicação de uma taxa percentual sobre rentabilidade da concessionária (sobre taxa de retorno), sendo definida no momento da revisão das tarifas;
- Mecanismo de RPM consiste em impor penalidades (ajustes negativos na taxa de retorno) para as distribuidoras que não cumpriram suas metas de continuidade, limitadas a um percentual máximo;
- RPM não considera incentivos positivos, ou seja, não contempla recompensas para distribuidoras cujo desempenho seja superior às metas de continuidade¹²³;
- Natureza da causa das interrupções deve ser tipificada de acordo com “*Cause Code*” que inclui mais de 10 categorias.

O mecanismo de RPM da empresa *Con Edison* está estruturado em quatro áreas principais: “*frequency and duration of outages*”; “*major outages - network and radial*”; “*remote monitoring system – network*”; e “*programme standards*”. A primeira inclui os parâmetros mais tradicionais de continuidade do serviço (duração e frequência das interrupções), com exposição máxima da receita em 0,25%. As demais áreas refletem questões particulares associadas ao sistema de distribuição daquela empresa. A tabela abaixo ilustra que a aplicação do RPM expõe a *Con Edison*, no máximo, a uma redução de receita correspondente a U\$ 112 milhões, frente à receita regulatória de U\$ 8 bilhões¹²⁴.

Tabela 26. *Con Edison* – Sumário da estrutura de RPM

	Exposição Máxima (US\$ milhões) e % da Receita Requerida	
Frequência e Duração das Interrupções		
<i>Network outage duration</i>	5	0,06%
<i>Radial outage duration</i>	5	0,06%
<i>Network outage per 1,000 consumers</i>	4	0,05%
<i>Network automatics</i>	1	0,01%
<i>Radial SAIFI</i>	5	0,06%
Total	20	0,25%
<i>Major outages - network and radial'</i>	30	0,37%
<i>Remote monitoring system - network'</i>	50	0,62%
<i>Programme standards'</i>		
<i>Pole repair</i>	3	0,04%
<i>Shunt removal</i>	3	0,04%
<i>Street light repair</i>	3	0,04%
<i>Over - duty circuits</i>	3	0,04%
Total	12	0,15%
Exposição da Receita Total	112	1,38%

Fonte: Adaptado de Hesmondhalgh et al (2012).

¹²² A estrutura do RPM não considera padrões por área operacional (conjunto) e sim uma média do sistema da distribuidora. A NYPSC pode incluir outros parâmetros de desempenho no mecanismo de RPM.

¹²³ Motivo pelo qual o mecanismo de RPM é bastante criticado pelas concessionárias reguladas pela NYPSC.

¹²⁴ Dados apurados para o ano de 2010.

A política de regulação da NYPSC também estabelece padrões para o atendimento comercial (*Customer Service Performance Mechanism* - CSPM) e prevê penalidades para a distribuidora no caso de a empresa não atingir os padrões de desempenho. Os padrões foram definidos para: reclamações do consumidor; satisfação do consumidor¹²⁵; notificação de interrupções; e índices de atendimento de chamada telefônica. No caso da empresa *Con Edison*, a exposição total da receita no CSPM corresponde a 0,3 p.p. (R\$ 40 milhões) na sua taxa de retorno¹²⁶. Caso a empresa cumpra os padrões previstos pelo mecanismo, não é aplicada revisão negativa. O mecanismo, a exemplo do RPM, não prevê bonificação pelo cumprimento satisfatório dos padrões do serviço.

Por fim, segundo apontam Hesmondhalgh *et al* (2012), não é possível determinar qual dos mecanismos previstos pela NYPSC teve participação mais significativa para regular a continuidade serviço, porém a combinação desses três elementos (*Performance Against Standards*, *Performance Based Rate* – PBR e *Customer Service Performance Mechanism* – CSPM) têm contribuído para manutenção dos elevados padrões de continuidade do serviço naquele estado.

O modelo francês, resumidamente, tem como particularidade o monopólio do serviço elétrico pela empresa estatal *Electricité de France* (EDF), com existência de um contrato chamado “Contrato *Emeraude*” que regula as condições de suprimento para determinados clientes. O citado contrato regulamenta atributos de continuidade e conformidade para unidades consumidoras atendidas em MT e AT, estabelecendo limites de acordo com recomendações e normas internacionais. Caso os níveis de qualidade dos serviços estabelecidos no contrato sejam violados, a EDF obriga-se a efetuar o pagamento de uma indenização ao consumidor.

Na Inglaterra, país em que a prestação do serviço é regulada pela agência *Office of the Gas and Electricity Markets* (OFGEM) nos termos de suas respectivas concessões (*licences*), a regulamentação está orientada basicamente aos aspectos comerciais, sendo os aspectos técnicos regulamentados por normas de planejamento¹²⁷, mecanismos de incentivo e garantias de desempenho das distribuidoras.

¹²⁵ Os níveis a serem atingidos são determinados por pesquisas de opinião que possibilitam conhecer o percentual de clientes satisfeitos com os serviços da distribuidora. O estado da Califórnia também inclui pesquisa de satisfação do consumidor no seu mecanismo de incentivos à continuidade do serviço. Corroborando as considerações feitas por este autor sobre a inclusão de pesquisas de satisfação nos mecanismos de incentivo tarifários, a agência reguladora *California Public Utilities Commission* (CPUC) chegou a revisar os dados apresentados por distribuidoras de sua jurisdição que manipularam e submeteram dados falsos de satisfação do consumidor a fim de determinar positivamente a aplicação dos incentivos (que naquele estado podem chegar a 3% da receita), aplicando penalidades aos envolvidos. No Brasil, como apresentado, o modelo de níveis por pesquisa de opinião foi adotado no 2º ciclo de RTP, por meio do componente Xc do Fator X, que então refletia a percepção dos consumidores sobre o serviço prestado pela concessionária, a partir do resultado da pesquisa IASC. O componente foi excluído ao final do 2CRTP, retornando a partir da regulamentação do 4CRTP.

¹²⁶ Dados referentes ao ano de 2010.

¹²⁷ Desenvolvido em 1978, o padrão Recomendação de Engenharia P.2/5 (*Engineering Recommendation P.2/5*) tem como objetivo estabelecer níveis de segurança do suprimento em redes de transmissão e distribuição, havendo sido incluídas nas licenças de operação das concessionárias distribuidoras visando critérios adequados de planejamento e confiabilidade.

Naquele país, são utilizados três mecanismos principais para incentivar o nível adequado de qualidade do serviço: i) o IIS (*Interruption Incentive Scheme*); ii) o GS (*Guaranteed Standards*); e iii) o WSCF (*Worst Served Customer Fund*). Esses mecanismos empregam limites e metas para interrupções, compensações automáticas e não automáticas pela violação dos padrões pré-determinados e autorizações de investimentos para elevar a confiabilidade do serviço, principalmente em áreas rurais e de baixa densidade demográfica (universalização). Como estudado no modelo RE-SEB, o arcabouço regulatório brasileiro herdou muito de seus princípios da regulamentação inglesa.

O mecanismo de *Interruption Incentive Scheme* (IIS), adotado a partir de 2002, proporciona incentivos financeiros para que as distribuidoras aprimorem a confiabilidade do serviço. Cada empresa pode receber um bônus ou pagar uma penalidade dependendo de seu desempenho em relação às metas estabelecidas pela OFGEM para cada distribuidora de acordo com o resultado de uma pesquisa de disposição a pagar do consumidor (WTP - *willingness to pay*, ou DAP, em português¹²⁸). Os parâmetros monitorados nesse mecanismo de incentivos são o CI (número de interrupções por cada 100 consumidores, que corresponde a 100 vezes o SAIFI) e o CML (média da duração das interrupções por consumidor, que corresponde ao SAIDI). Os indicadores CI e CML são considerados separadamente para cada distribuidora e a metodologia de cálculo considera as interrupções programadas e não programadas acima de 3 minutos, contemplando as etapas de: segregação da distribuidora em subsistemas (similar ao conceito de conjuntos elétricos); cálculo de *benchmark* para cada conjunto; e agregação dos índices dos conjuntos para formar um único *benchmark* para cada empresa.

Introduzidos em 1991, os padrões garantidos de desempenho (*guaranteed standard* - GS) foram criados originalmente para clientes residenciais e têm como objetivo estabelecer uma base de qualidade de atendimento dos serviços das distribuidoras com cada cliente individual (semelhante à regulação da qualidade de atendimento comercial nos termos da Resolução ANEEL n. 414, de 2010). Se a distribuidora não cumprir com os padrões garantidos, que variam de acordo com o serviço, a mesma fica obrigada a realizar o pagamento, como compensação pelo serviço prestado em condições deficientes, de acordo com tabela específica, usualmente de forma automática na fatura. A OFGEM estabelece limites de pagamentos de compensações em decorrências de condições climáticas severas.

O mecanismo do *Worst Served Customer Fund* (WSCF), por sua vez, é uma adição recente da OFGEM na confiabilidade do serviço¹²⁹. O seu objetivo é melhorar a qualidade

¹²⁸ A respeito da discrepância da disposição a pagar do consumidor, Hesmondhalgh *et al* (2012) apresentam conclusão de estudo publicado pela OFGEM, em 2009: “*The main finding of the study was that, on average, consumers outside London were willing to pay around £4 per year for a reduction in the frequency of outages whereas London consumers were willing to pay £13 per year for the same reduction*” (p. 62).

¹²⁹ OFGEM. “*Electricity Distribution Price Control Review; Final Proposals – Incentives and Obligations*”, Ref: 145/09, 7 December 2009.

do serviço para consumidores que tiveram um elevado número de interrupções no decorrer dos últimos anos, principalmente aqueles que não são diretamente beneficiados pelo mecanismo regulatório do IIS em virtude de sua localização (áreas rurais e de baixa densidade). A OFGEM define esses consumidores como aqueles que sofreram, pelo menos, cinco interrupções por ano, nos últimos três anos, nas redes de voltagem de 1kV a 20kV¹³⁰. No mecanismo, a agência estabelece o valor a ser recolhido pelo WSCF e divide seu montante entre as distribuidoras na proporção de seus consumidores pior atendidos (*worst served customers*)¹³¹.

Hesmondhalgh *et al* (2012) tecem uma crítica sobre o modelo de incentivo inglês pois, enquanto o número e duração das interrupções tem diminuído nos últimos anos, as ocorrências de curta duração (inferiores a 3 minutos) tem sofrido considerável elevação devido ao fato que não estão enquadradas nos mecanismos de incentivo. Considerando a elevada DAP dos consumidores britânicos pela redução das ICD, a OFGEM deverá rever o tratamento dessas interrupções, podendo incluí-las no mecanismo de incentivo.

Consoante o *CEER Benchmarking Report 5.2* (2015), o controle de preços do serviço de distribuição inglês passou por uma revisão (RIIO-ED1) para considerar o novo modelo RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*) no período de 1º de abril de 2015 a 31 de março de 2023. O modelo proporciona fortes incentivos para que as empresas cumpram as necessidades dos consumidores de forma sustentável e a um custo módico, recompensando o cumprimento dos padrões estabelecidos. Apesar da mudança regulatória, o RIIO continua a adotar os mecanismos estudados de *Interruptions Incentive Scheme* (IIS), *Worst Served Customer*, e *Guaranteed Standards*.

Na Itália, apesar de existirem cerca de 170 distribuidoras, a maior delas (ENEL) é responsável por 80% da energia fornecida. Naquele país, a agência AEEG (*Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas*) é encarregada de definir os requisitos mínimos de qualidade do serviço e fiscalizar o cumprimento dos padrões estabelecidos, assim como por assegurar que os consumidores sejam compensados no caso em que o serviço seja prestado em qualidade inferior e recompensar as distribuidoras se as mesmas forneçam um serviço de melhor qualidade.

Os padrões de qualidade na Itália são estabelecidos por meio do chamado EQC (*Electricity Quality Code*) e abrangem os seguintes aspectos do serviço: continuidade; qualidade comercial; e qualidade do atendimento telefônico¹³². A continuidade envolve incentivos para aumentar a confiabilidade do serviço, enquanto a qualidade comercial diz respeito aos

¹³⁰ No sistema elétrico britânico, BT são os ativos de voltagens até 1 kV e AT são aqueles acima de 1kV a 20kV. Todas as voltagens acima de 20kV, até 131kV, são consideradas como 'extra' AT. Os sistemas de 132kV são classificados como ativos de 132kV.

¹³¹ Uma crítica oportuna ao WSCF, e que pode se aplicar à lógica de qualquer fundo setorial, diz respeito ao fato de que pode haver significativos pagamentos a distribuidoras e consumidores sem um efetivo incentivo para que ocorra a melhoria nos serviços, de modo que a OFGEM considera mudanças nesse mecanismo de incentivo em ciclos tarifários futuros.

¹³² Os padrões de qualidade do atendimento telefônico (QTA), por sua vez, são tratados em norma específica.

prazos de resposta das distribuidoras às solicitações dos consumidores. A qualidade do atendimento telefônico é medida por meio de indicadores, tal como ocorre no caso brasileiro¹³³, embora não esteja ligada diretamente às interrupções de fornecimento.

No âmbito da política de incentivos de continuidade do serviço italiano, a AEEG define os limites de SAIDI e SAIFI para todas as distribuidoras¹³⁴, assim como as recompensas e as penalidades, no início de cada período regulatório. Naquele país, os limites de SAIDI se aplicam apenas a interrupções com duração de 3 minutos a 8 horas, enquanto os limites de SAIFI se aplicam a todas as interrupções com duração inferior a 8 horas que tenham ocorrido nos sistemas de BT. Em ambos os casos, interrupções não ocorridas nos sistemas de distribuição, ou que tenham sido causadas por eventos excepcionais, são excluídas da apuração dos indicadores de continuidade.

Os limites anuais são estabelecidos com base no desempenho de cada distribuidora no período anterior de dois anos, mais um fator de melhora, de modo a incentivar contínua melhora. Para o SAIDI, o fator corresponde ao percentual anual exigido para atingir a meta de 8 anos, nunca inferior a 2%. No caso do SAIFI, o fator corresponde ao percentual para atingir a meta de 12 anos, nunca inferior a 6%¹³⁵. Caso uma distribuidora viole ou atenda seus limite em mais de 5%, a AEEG aplica, respectivamente, uma penalidade ou um bônus, cujo montante é estabelecido de acordo com pesquisa de opinião para apurar a DAP.

De modo a evitar que a distribuidora concentre seus esforços em melhorar o desempenho em determinadas áreas em detrimento a outras, no período regulatório de 2012-2015 a AEEG passou a estabelecer que regiões em que a confiabilidade do serviço seja 1,5 vez inferior à meta serão considerados como *“badly performing área”*, com previsão de pagamentos adicionais. Trata-se, portanto, de mecanismo semelhante àquele utilizado aos *“worst served consumers”*, vigente na regulação britânica.

A regulação italiana também prevê a figura de fundo (*Electricity Sector Compensation Fund*) para pagar compensações aos consumidores quando seu fornecimento é interrompido por razões não imputáveis às distribuidoras, como eventos climáticos,

¹³³ No Brasil, a qualidade do atendimento telefônico (QTA) é regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos n. 183 a 191 das Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa n. 414, de 2010), observando o disposto no Decreto n. 6.523, de 2008, que fixaram normas para o Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC). A norma da ANEEL estabelece que distribuidoras a partir de 60 mil unidades consumidoras são obrigadas a implantar uma central de teleatendimento (CTA) e que o serviço de atendimento telefônico deve ser gratuito, com acesso em toda área de concessão ou permissão, 24 horas por dia, todos os dias e ser realizado até o segundo toque de chamada. A ANEEL acompanha a QTA por meio dos seguintes indicadores de qualidade: Índice de Nível de Serviço (INS) - percentual de chamadas atendidas em até 30 segundos em relação ao total de chamadas recebidas, cujo limite está estabelecido por $INS \geq 85\%$; Índice de Abandono (IAb) - percentual de chamadas abandonadas em tempo superior a 30 segundos em relação às chamadas atendidas, cujo limite está estabelecido por $IAb \leq 4\%$; e Índice de Chamadas Ocupadas (ICO) - percentual de chamadas ocupadas em relação ao total de chamadas oferecidas, cujo limite está estabelecido em $ICO \leq 4\%$. A QTA não constitui objeto de estudo detalhado do presente trabalho. Entretanto, os indicadores de QTA são utilizados para apurar o componente de qualidade (Q) do Fator X no 4CRTP.

¹³⁴ Os limites de SAIDI e SAIFI para consumidores de BT são definidos individualmente por distritos (cerca de 300), de acordo com a sua população.

¹³⁵ Conforme a metodologia utilizada no ciclo tarifário de 2008-2011.

segurança de suprimento e casos de força maior. O Fundo também é utilizado caso o pagamento de compensações aos consumidores supere o limite estabelecido para cada distribuidora.

A Holanda é um país que possui oito distribuidoras, das quais três são responsáveis por mais de 90% do mercado. Grande parte das redes de distribuição é subterrânea e o sistema apresenta elevado nível de confiabilidade¹³⁶. O país conta com uma agência reguladora independente, a *Netherlands Competition Authority* (NMa), com a responsabilidade pela fiscalização do cumprimento da lei geral de competição e pelas leis relacionadas ao setor de energia e transporte. Na estrutura do NMa, o *Office of Energy and Transport Regulation* (DREV) é responsável pela regulação dos mercados de energia.

Tal como no caso brasileiro, a NMa inclui a qualidade do serviço em sua regulação por incentivos mediante a utilização de Fator Q (*yardstick regulation*). O mecanismo proporciona a competição entre distribuidoras, prevendo incentivos sobre a receita regulatória de acordo com o desempenho médio dos indicadores de qualidade. Para determinar o Fator Q de cada distribuidora, são considerados os indicadores de SAIFI e CAIDI referentes a um período de três anos¹³⁷, além de um custo estimado pela inconveniência trazida pelas interrupções sob a ótica dos consumidores (DAP)¹³⁸. Cabe ressaltar que a NMa não inclui o SAIDI no cálculo do fator pois considera que a frequência das interrupções afeta os consumidores de forma mais aguda que a duração das interrupções. O Fator Q pode afetar a receita regulatória da distribuidora em até 5% de acordo com o desempenho da distribuidora em comparação com o desempenho médio de todas as empresas (*Q-amount*).

Além do ajuste de receita pelo mecanismo do Fator Q, a regulação holandesa também prevê o pagamento de compensações aos consumidores por interrupções com duração superior a quatro horas. A regulação da qualidade da energia (tensão) e do atendimento comercial está prevista no *Dutch Network Code*. De acordo com a norma, a NMa pode multar as distribuidoras que não respeitem os padrões estabelecidos. Os chamados *Key Performance Indicators* (KPIs) monitoram os tempos de resposta às chamadas telefônicas e outros parâmetros da qualidade do serviço. Entretanto, os indicadores não trazem qualquer impacto financeiro para distribuidora, mas auxiliam a identificar e orientar as empresas que prestam os piores serviços a melhorar seu nível de desempenho.

Na Austrália, país em que os padrões de continuidade de alguns sistemas de distribuição (*South Australia, Tasmania, Victoria e Northern Territories*) são estabelecidos por uma agência reguladora, enquanto em outras regiões (*Australian Capital Territory, NSW,*

¹³⁶ O país apresentou, em 2010, média anual de SAIDI de apenas 80 minutos e média anual de SAIFI de apenas 0,34.

¹³⁷ Apenas as interrupções não programadas são incluídas na apuração dos indicadores de SAIFI e CAIDI para cálculo do Fator Q. Não obstante, as distribuidoras têm a obrigação de reportar as interrupções programadas.

¹³⁸ Segundo o CEER 5.2 (2015), em 2012 foi realizada pesquisa para verificar a DAP do consumidor referente a interrupções programadas e não programadas. O estudo resultou numa nova fórmula de incentivo regulatório da qualidade que será utilizada pela NMa a partir de 2017.

Queensland e *Western Australia*) os padrões são responsabilidade do governo local, os indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFI (*Momentary Average Interruption Duration Index*)¹³⁹ são os mais utilizados.

A regulamentação australiana (NER)¹⁴⁰, supervisionada pela agência reguladora AER (*Agency of Energy Regulation*), prevê um mecanismo de incentivos (STPIS)¹⁴¹ para que as concessionárias busquem a melhoria de seus serviços, por meio de quatro elementos: i) confiabilidade do fornecimento; ii) qualidade do fornecimento; iii) atendimento comercial; e iv) níveis de serviço garantidos (*guaranteed service levels - GSL*)¹⁴². De acordo com o seu desempenho (em termos de confiabilidade e atendimento comercial), cada distribuidora pode receber bônus ou penalidade de até 7% de sua receita regulatória anual¹⁴³.

O STPIS ampara-se no conceito de ‘valor de confiabilidade do consumidor’¹⁴⁴, que corresponde a um valor por MWh não suprido (ENS), estabelecido em AU\$ 97.500 por MWh para determinado subgrupo de consumidores¹⁴⁵ e metade desse valor os demais¹⁴⁶. O valor da energia não suprida é utilizado como parâmetro para definir os indicadores de SAIDI, SAIFI e MAIFI a partir da disposição a pagar (DAP) do consumidor (Hesmondhalgh *et al*, 2012).

Na Nova Zelândia, a continuidade do serviço de todas as distribuidoras¹⁴⁷ é regulada pela agência *Commerce Commission* por meio de dois mecanismos: i) padrões de qualidade do serviço; e ii) de apresentação de ‘plano de gestão dos ativos’ (*asset management plans – AMP*) para aprovação do regulador. De acordo com o arcabouço neozelandês, preço e qualidade são tratados conjuntamente, conforme política de controle de preços chamada de “*Price-Quality Path*”¹⁴⁸.

Nesse regime de preço-qualidade, as distribuidoras privadas devem respeitar limites anuais de SAIDI e SAIFI em dois anos de cada período de três anos, estabelecidos de acordo com a média do ciclo anterior de cinco anos, mais um desvio padrão. A apuração dos indicadores considera interrupções planejadas e não planejadas, e não exclui os dias críticos, estabelecendo um fator beta acima da média. Desconsidera apenas as interrupções com duração inferior a 1 minuto e ocorridas nas linhas de tensão abaixo de 3,3 kV (essencialmente BT). A *Commerce Commission* não estabelece os padrões de acordo

¹³⁹ *Momentary Average Interruption Duration Index* (MAIFI): indicador análogo ao SAIDI, para curtíssima duração de interrupção.

¹⁴⁰ *National Electricity Rules* (NER).

¹⁴¹ *Service Target Performance Incentive Scheme* (STPIS).

¹⁴² Hesmondhalgh *et al* (2012), tradução do autor.

¹⁴³ Alguns sistemas elétricos adotam política incentivos de até 2% (*Queensland*), 3% (*South Australia*), e 5 % (*Victoria e Tasmania*). Sistemas como *Western Australia*, *NSW* e *ACT* não possuem política de incentivos.

¹⁴⁴ “*Value of customer reliability*”.

¹⁴⁵ Subgrupo ‘*Central business district*’.

¹⁴⁶ Sugrupos ‘*urban*’, ‘*rural short feeders*’ e ‘*rural long feeders*’.

¹⁴⁷ Das 29 empresas de distribuição neozelandesas, 17 são privadas e 12 são controladas diretamente pelos consumidores (cooperativas).

¹⁴⁸ *Default/customised price-quality regulation is a type of regulation under Part 4 of the Commerce Act 1986 that applies to 17 electricity distribution businesses (EDBs) across New Zealand.* <http://www.comcom.govt.nz/regulated-industries/electricity/electricity-default-price-quality-path/>. Página acessada em março de 2016.

com a DAP, como acontece no STPIS adotado na Austrália, embora algumas empresas de distribuição realizem pesquisas periódicas para avaliar suas políticas de preço-qualidade. Ademais, diferentemente do que se observa na maioria dos países apresentados, a regulamentação neozelandesa não estabelece mecanismos explícitos de penalidades e incentivos para a qualidade do serviço.

Em linha com o que foi apresentado neste item, corrobora Cyrillo (2011) que a forma de definição dos indicadores e dos limites adequados para estipular a melhor qualidade de energia elétrica distribuída para a sociedade apresenta variações entre os diversos países ou mesmo entre diversas regiões ou concessionárias de distribuição.

Não obstante, é possível perceber uma convergência entre políticas de incentivo e indicadores utilizados por um conjunto de países, podendo ser observada uma trajetória geral de melhora nos indicadores de continuidade, principalmente naqueles países, regiões e jurisdições que adotam mecanismos de incentivo. Entretanto, de modo geral, verifica-se que as interrupções de curta duração, o grau de transparência das empresas, e a clareza das regras, ainda constituem desafio para a regulação da qualidade.

Independentemente das diferenças entre países e regiões, uma maior qualidade do fornecimento implica, necessariamente, mais investimentos em infraestrutura e maiores custos operacionais, o que também acarreta tarifas mais elevadas¹⁴⁹. Por esse motivo, mostra-se necessário, em qualquer arranjo setorial, avaliar qual é a relação custo-benefício que melhor atende às necessidades do consumidor.

3.3. Regulação de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira do serviço no âmbito da renovação das concessões de distribuição

Conforme estudado no Capítulo 1, a edição do Decreto n. 8.461, de 2015, veio a regulamentar a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, condicionando a renovação a critérios objetivos de eficiência e racionalidade. A eficiência foi tratada no ato normativo em duas dimensões:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; e
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira.

No período de 2016 a 2020, a eficiência com relação à qualidade do serviço será mensurada por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço de distribuição de energia elétrica, enquanto a sustentabilidade econômico-financeira será fiscalizada por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos de maneira sustentável.

¹⁴⁹ "Distribution planners and regulators are also aware that there is a trade-off between costs (including capital expenditure as well as O&M spending) and reliability performance." (Hesmondhalgh et al, 2012, p. 139).

Pois em momento anterior à publicação do Decreto n. 8.461, Castro & Brandão (2013) avaliaram que os indicadores de qualidade dos serviços publicados pela ANEEL nos últimos anos demonstravam um conjunto de empresas de distribuição com histórico comparativamente ruim dos indicadores da qualidade de serviço.

Os autores ressaltaram que a baixa qualidade no serviço de distribuição normalmente tem como origem a combinação entre gestão ineficiente de operação e manutenção e a falta de capacidade financeira para sustentar um programa de investimentos. O baixo nível de investimentos, além de aumentar o número de interrupções, traria impactos negativos à tarifa (menos ativos corresponderiam a uma menor receita¹⁵⁰).

Ao mesmo tempo, a baixa qualidade de serviço implica em penalização financeira à distribuidora mediante obrigação de ressarcir os consumidores. Como a receita da distribuidora é duplamente prejudicada, ela pode se tornar financeiramente incapaz de realizar os projetos de investimento necessários para reverter a queda na qualidade de serviço, ou seja, arma-se um ciclo vicioso.

Fonseca (2012) também destacou a indefinição sobre a renovação de concessões como fator que poderia estar inibindo os investimentos nos sistemas de distribuição pelas concessionárias:

“(...) é preciso considerar, neste momento, que diversas concessões de distribuição terão seu período de concessão vencendo em 2015. Esse fator estaria ou não interferindo no nível de investimentos que as empresas precisam realizar todos os anos para o adequado funcionamento de seus sistemas elétricos?” (p. 33).

Por se tratar de um serviço essencial para o desenvolvimento social e econômico do país, a decisão natural seria a não prorrogação das concessões que apresentam deficiências em relação à qualidade do serviço prestado ou à efetiva capacidade financeira para realizar os programas de investimento adequados.

Pragmaticamente, a prorrogação da concessão poderia ser condicionada a um compromisso sério e temporalmente consistente de melhoria operacional por parte da atual concessionária, principalmente àquelas com piores índices de qualidade dos serviços. *“Não há justificativa nem condições de renovar sem qualidade”* (Castro & Brandão, *op. cit.*, p. 13).

Soma-se à questão dos baixos índices de qualidade apresentados por um conjunto de concessionárias de distribuição, a declaração de intervenção no Grupo Rede Energia, fato que ameaçou o fornecimento de energia em sete estados, para cerca de dezessete

¹⁵⁰ Lógica formada a partir do princípio do serviço pelo custo. No serviço pelo preço, a distribuidora deveria se pautar na busca pela qualidade do serviço de acordo com as tarifas definidas em contrato, independentemente do seu nível de investimento. O montante de investimentos seria um fator exógeno às tarifas. Essa lógica ilustra, como explorado no Capítulo 2, exercício de regulação híbrida na definição das tarifas de fornecimento de energia elétrica no Brasil.

milhões de pessoas, e o diagnóstico setorial elaborado pela ANEEL (Nota Técnica n. 353/2014-SFF/ANEEL) revelando a situação preocupante de outras distribuidoras.

Fazia-se necessário, portanto, mudar a abordagem regulatória e fiscalizatória sobre eficiência com relação à qualidade do serviço e à gestão econômico-financeira (sustentabilidade), de modo que a iminência do vencimento (e renovação) das concessões mostrava-se como momento adequado para que o Estado repensasse, pelo menos em parte, seu papel de regulador e fiscalizador.

Tal como defendido pelos autores, o Decreto que regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição estabeleceu como condicionantes objetivas a eficiência na prestação do serviço de distribuição e a eficiência da gestão econômico-financeira, cujos parâmetros mínimos de eficiência deverão ser observados para o período de 2016 a 2020.

No caso de descumprimento de limites anuais de indicadores de continuidade coletivos e dos indicadores financeiros por dois anos consecutivos, ou ao final do período de cinco anos, ficará caracterizada a inadimplência da distribuidora, ensejando abertura de processo de caducidade da concessão.

3.3.1. Eficiência com relação à qualidade do serviço prestado

A respeito do parâmetro de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, o Decreto n. 8.461, de 2015, estabeleceu que, para os cinco anos iniciais do contrato renovado, o critério de eficiência deveria considerar indicadores que mensurem a duração e a frequência das interrupções do fornecimento.

Adicionalmente, o referido Decreto estabeleceu que o atendimento ao critério de eficiência com relação à qualidade do serviço poderá ser atendido em até cinco anos, contados a partir do ano civil subsequente à assinatura do contrato de concessão ou termo aditivo. Determinou ainda que as metas anuais para atendimento do critério devem ser definidas por meio de uma trajetória de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato ou termo aditivo.

A continuidade será considerada como a dimensão representativa da qualidade do serviço para o critério objetivo que ensejará a abertura de processo de caducidade da concessão. Quanto aos parâmetros de eficiência (indicadores e limites) e critérios de enquadramento da concessionária como inadimplente (violação dos limites), os mesmos são estabelecidos, de forma objetiva, pela ANEEL.

A ANEEL adotou os indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, por concessão, com expurgo das interrupções motivadas por causas externas à distribuidora, assim como em razão de situação de emergência, dia crítico ou atuação de Esquemas Regionais de

Alívio de Carga (ERAC). São utilizadas as parcelas referentes às interrupções de origem interna ao sistema de distribuição que compõem os indicadores globais, assim como realizado para fins do componente Q do Fator X, por meio dos indicadores que passam a ser denominados DEC_i e FEC_i (DEC e FEC internos), de acordo com as equações a seguir:

$$DEC_i = DEC_{ip} + DEC_{ind} \quad (23)$$

$$FEC_i = FEC_{ip} + FEC_{ind} \quad (24)$$

Onde:

DEC_i = Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

DEC_{ip} = DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;

DEC_{ind} – DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável;

FEC_i = Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

FEC_{ip} = FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;

FEC_{ind} – FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

Para cada distribuidora, a ANEEL definiu uma trajetória de melhoria contínua a partir do maior valor entre o indicador apurado no ano anterior à prorrogação da concessão (2014) e o limite calculado pela ANEEL para o mesmo ano. As empresas que violaram os limites de continuidade em 2014 terão cinco anos para cumprir as metas da ANEEL. Nesses casos, a trajetória de melhoria terá como ponto de partida o valor apurado em 2014. Já as distribuidoras que atenderam as metas, a trajetória partirá desses limites regulatórios, ressaltando-se que se tratam dos limites para os indicadores internos DEC_i e FEC_i , e não os globais. Em ambos os casos, o objetivo é convergir para os limites calculados pela ANEEL para o 5º ano subsequente ao da prorrogação da concessão (2020).

A trajetória definida para os indicadores DEC_i e FEC_i considera que, de forma geral, as interrupções do suprimento possuem pequeno impacto nos indicadores apurados das distribuidoras. De 2012 a 2014, a participação média dessas interrupções nos indicadores apurados do Brasil foi de 4,12% no DEC e 6,85% no FEC. Assim, os limites globais das empresas em 2014 foram reduzidos em 4,12% (DEC) e em 6,85% (FEC), sendo considerados como ponto inicial da trajetória dos indicadores internos DEC_i e FEC_i para fins de atendimento do Decreto n. 8.461, de 2015.

Para a definição do ponto final da trajetória (2020), a ANEEL aplicou metodologia de análise comparativa de desempenho dos conjuntos, considerando apenas as interrupções de origem interna na apuração dos indicadores, no período de 2012 a 2014.

De modo a estabelecer os limites intermediários (2016 a 2019), foi adotada trajetória linear para as distribuidoras que atendem os limites regulatórios, conforme procedimento ordinário do DEC e FEC. No caso das distribuidoras com violação dos limites, a trajetória foi obtida com base em resultados obtidos por distribuidoras que no passado tiveram uma melhoria expressiva após a mudança do controlador, a exemplo do desempenho da CEMAR e CELPA após o processo de intervenção administrativa, com a troca do controle societário em 2004 e 2013, respectivamente.

Assim, a ANEEL parametrizou a redução alcançada pela CEMAR para o indicador DEC¹⁵¹, atribuindo o valor 100% para o indicador do ano anterior à transferência de controle e 0% para o indicador alcançado no quinto ano, transformando os valores para um plano no qual 100% representa a diferença entre o valor apurado no ano anterior à troca do controle e o valor apurado no quinto ano após a assunção do novo controlador, conforme trajetória parametrizada apresentada a seguir.

Quadro 18. Trajetória parametrizada de redução do DEC da concessionária CEMAR

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 12.

Pela leitura do quadro verifica-se uma tendência de melhoria pequena no início da trajetória, o primeiro ano, no qual a distribuidora precisa diagnosticar os problemas de gestão na operação e começar a implantar melhorias necessárias. Nos anos seguintes, a empresa deve acentuar a melhoria alcançada, sendo essa reduzida novamente no final da trajetória, quando o esforço para a redução do indicador DEC começa a se tornar maior.

A partir da trajetória do indicador DEC apresentada pela concessionária CEMAR, a ANEEL definiu uma linha de tendência para os pontos intermediários (trajetória ajustada), calculados por meio de um percentual da diferença entre o valor apurado em 2014 e o limite estabelecido para 2020. Como ilustra o quadro abaixo, a distribuidora deverá reduzir a diferença entre o apurado e o limite em 8% no primeiro ano, em 34% no segundo, em

¹⁵¹ A ANEEL optou por utilizar a trajetória alcançada no indicador DEC como base para as trajetórias a serem definidas para as distribuidoras com violação de limite, por considerar que é o indicador para o qual ocorre grande parte das violações das distribuidoras.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

66% no terceiro, em 93% no quarto e em 100% no quinto, de modo que a distribuidora atinja o limite definido para o último ano.

Quadro 19. Trajetória ajustada de redução do DEC das concessionárias

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 13.

Conforme exemplifica a Nota Técnica n. 0175/2015, “(...) para uma distribuidora com apuração de $DEC_i = 20$ horas em 2014 e limite de $DEC_i = 10$ horas em 2020, a trajetória dela exigiria uma redução de 10 horas no total. Para o primeiro ano, seria exigida uma redução de 8% (0,8 horas), o que resultaria em um limite de 19,2 horas. Os limites para os anos 2 a 5 seriam então de 16,6, 13,4, 10,7 e, finalmente, 10 horas.” (p. 13)

Importante ressaltar que o Decreto n. 8.461, de 2015, define que a trajetória deve partir, conforme o caso, dos valores apurados, ou dos limites de 2014, mas deve se iniciar apenas em 2016. Desse modo, não há evolução proposta para o ano de 2015. A título ilustrativo, o quadro a seguir apresenta a trajetória de DEC aplicada para uma distribuidora com violação de limite em 2014.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 20. Exemplo de trajetória de DEC para distribuidora com violação de limite

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 15.

No caso das distribuidoras que atenderam aos limites globais de 2014, a trajetória de melhoria contínua para o período de 2016 a 2020 será linear, equivalente àquela utilizada convencionalmente na definição dos limites dos indicadores de DEC e FEC, conforme o seguinte quadro.

Quadro 21. Exemplo de trajetória de DEC para distribuidora com cumprimento de limite

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 16.

Assim, em consonância com a metodologia apresentada na Audiência Pública ANEEL n. 38/2015, foram estabelecidos os limites de DECI e FECi para o período de 2016 a 2020.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 27. Trajetórias de DECI e FECi – 2016 a 2020

Distribuidora	DEC	FEC	DEC	FEC	Ponto de	Ponto de	Trajetória DECI					Trajetória FECi				
	Apurado	Apurado	Limite	Limite	Partida	Partida										
	Interno	Interno	Interno	Interno	Trajetória	Trajetória										
	2014				2015		2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
AmE	40,28	21,45	50,22	46,01	50,22	46,01	47,83	45,44	43,05	40,66	38,27	44,51	43,01	41,51	40,01	38,51
Boa Vista	8,71	10,69	17,50	20,87	17,50	20,87	17,49	17,48	17,47	17,47	17,46	20,05	19,22	18,40	17,57	16,75
CAIUÁ-D	8,93	7,24	8,22	9,02	8,93	9,02	8,76	8,23	7,56	7,00	6,86	8,54	8,07	7,59	7,12	6,64
CEAL	33,03	21,67	15,27	12,87	33,03	21,67	31,42	26,18	19,72	14,28	12,87	20,66	17,36	13,31	9,89	9,00
CEB-DIS	15,77	11,79	10,91	10,00	15,77	11,79	15,14	13,09	10,58	8,45	7,90	11,33	9,83	7,99	6,43	6,03
CEEE-D	26,76	16,62	12,93	11,54	26,76	16,62	25,41	21,03	15,63	11,08	9,90	15,90	13,58	10,72	8,31	7,68
CELESC-DIS	15,07	10,37	13,91	11,10	15,07	11,10	14,77	13,79	12,58	11,56	11,30	10,61	10,12	9,63	9,14	8,65
CELG-D	39,68	25,88	15,94	14,45	39,68	25,88	37,48	30,33	21,53	14,11	12,18	24,55	20,22	14,88	10,39	9,22
CEMIG-D	10,74	5,53	11,47	8,07	11,47	8,07	11,26	11,06	10,85	10,65	10,44	7,79	7,51	7,23	6,95	6,67
CEPISA	31,58	19,60	22,73	16,34	31,58	19,60	30,81	28,31	25,24	22,64	21,97	19,09	17,43	15,38	13,66	13,21
CERON	25,05	18,08	26,04	22,50	26,04	22,50	25,48	24,92	24,37	23,81	23,25	21,44	20,38	19,32	18,26	17,20
CFLO	4,17	3,67	8,05	7,82	8,05	7,82	8,04	8,03	8,02	8,01	8,00	7,74	7,65	7,57	7,48	7,40
CHESP	11,87	12,54	15,72	19,73	15,72	19,73	15,24	14,77	14,29	13,81	13,33	19,39	19,06	18,73	18,39	18,06
CNEE	6,74	9,08	9,16	9,34	9,16	9,34	8,75	8,34	7,93	7,52	7,11	8,76	8,17	7,59	7,00	6,42
COCEL	10,05	6,85	10,73	8,01	10,73	8,01	10,7	10,68	10,65	10,63	10,60	7,93	7,85	7,76	7,68	7,60
COOPERALIANÇA	6,17	3,75	5,00	5,00	6,17	5,00	6,08	5,77	5,40	5,08	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
COPEL-DIS	13,94	8,82	11,77	9,36	13,94	9,36	13,61	12,54	11,23	10,12	9,83	8,94	8,51	8,09	7,66	7,24
CPFL Jaguarí	5,41	4,32	9,10	8,38	9,10	8,38	8,68	8,26	7,84	7,42	7,00	7,91	7,43	6,95	6,48	6,00
CPFL Leste Paulista	7,55	5,20	10,82	9,31	10,82	9,31	10,28	9,73	9,18	8,63	8,08	8,75	8,18	7,62	7,05	6,49
CPFL Mococa	6,42	5,88	10,73	10,05	10,73	10,05	10,34	9,95	9,57	9,18	8,79	9,52	8,99	8,46	7,93	7,40
CPFL Santa Cruz	6,74	5,28	10,35	10,44	10,35	10,44	9,81	9,26	8,72	8,17	7,63	9,65	8,85	8,06	7,26	6,47
CPFL Sul Paulista	9,62	6,30	10,28	9,05	10,28	9,05	10,11	9,95	9,78	9,62	9,45	8,67	8,29	7,91	7,53	7,15
DEMEI	8,25	11,22	12,46	12,11	12,46	12,11	11,97	11,48	10,99	10,49	10,00	11,29	10,47	9,64	8,82	8,00
DMED	2,23	2,65	7,67	7,45	7,67	7,45	7,54	7,40	7,27	7,13	7,00	7,16	6,87	6,58	6,29	6,00
EDEVP	6,00	4,68	10,16	9,87	10,16	9,87	9,67	9,17	8,68	8,18	7,69	9,26	8,64	8,02	7,41	6,79
EEB	11,09	7,52	10,49	12,31	11,09	12,31	10,95	10,50	9,95	9,48	9,36	11,51	10,70	9,89	9,08	8,27
EFLJC	2,89	4,07	10,55	9,31	10,55	9,31	10,04	9,53	9,02	8,51	8,00	8,65	7,99	7,33	6,66	6,00
EFLUL	5,64	5,13	12,46	10,25	12,46	10,25	11,97	11,48	10,99	10,49	10,00	9,80	9,35	8,90	8,45	8,00
ELETROACRE	61,41	35,54	37,02	30,67	61,41	35,54	59,20	52,03	43,21	35,76	33,83	34,78	32,29	29,24	26,66	25,99
ELETROCAR	16,05	15,05	13,32	11,61	16,05	15,05	15,77	14,88	13,77	12,84	12,60	14,56	12,95	10,97	9,30	8,87
ELFSM	9,09	6,23	12,20	9,82	12,20	9,82	12,19	12,19	12,19	12,18	12,18	9,51	9,19	8,88	8,57	8,26
EMG	9,43	6,37	11,36	10,14	11,36	10,14	11,34	11,32	11,31	11,29	11,27	9,77	9,40	9,03	8,66	8,29
ENF	6,46	5,08	11,89	10,55	11,89	10,55	11,59	11,29	10,99	10,69	10,39	10,07	9,60	9,12	8,64	8,16
FORCEL	0,39	0,86	11,51	10,25	11,51	10,25	10,80	10,10	9,40	8,70	8,00	9,60	8,95	8,30	7,65	7,00
HIDROPAN	5,32	6,36	16,30	13,97	16,30	13,97	15,44	14,58	13,72	12,86	12,00	12,98	11,98	10,99	9,99	9,00
IENERGIA	14,14	18,58	12,46	11,18	14,14	18,58	13,97	13,41	12,73	12,15	12,00	17,81	15,32	12,26	9,67	9,00
MUXENERGIA	7,94	6,98	11,51	9,31	11,51	9,31	11,40	11,30	11,20	11,10	11,00	8,85	8,39	7,93	7,46	7,00
SULGIPE	12,02	10,68	18,19	12,19	18,19	12,19	17,65	17,12	16,59	16,05	15,52	11,69	11,19	10,69	10,19	9,69
UHENPAL	14,78	8,96	16,30	13,04	16,30	13,04	15,24	14,18	13,12	12,06	11,00	12,23	11,42	10,62	9,81	9,00

Fonte: Elaboração do autor com base nos dados da Audiência Pública ANEEL n. 038/2015.

A despeito da apuração de indicadores distintos (DECI e FECi) para atender ao critério de eficiência previsto no Decreto n. 8.461, de 2015, faz-se necessário ressaltar que toda a regulamentação relativa à qualidade do serviço – limites coletivos de DEC e FEC estabelecidos em resolução específica, limites individuais de DIC, FIC, DMIC e DICRI definidos no Módulo 8 do PRODIST e mecanismo de incentivo regulatório do Componente Q do Fator X aplicado nos processos tarifários –, continuará em vigor.

A trajetória para os indicadores DECI e FECi no período de 2016 a 2020, definida nos termos aditivos aos contratos de concessão, representa uma obrigação adicional para a distribuidora, cujo descumprimento, por dois anos consecutivos ou ao final do período de cinco anos, pode ensejar a extinção contratual.

3.3.2. Eficiência em relação à sustentabilidade econômico-financeira

A Lei n. 8.987, de 13 de janeiro de 1995, estabelece, em seu artigo 6º, que “*toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários*”.

O serviço adequado é conceituado, pelo § 1º do mesmo artigo, como “*o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas*”¹⁵². Essas obrigações legais estão reiteradas nos contratos de concessão.

Na prática, porém, os indicadores regulatórios de qualidade do serviço e de satisfação do consumidor revelam que diversas distribuidoras encontram dificuldade em cumprir essas condições satisfatoriamente – especialmente regularidade, continuidade, eficiência, segurança e atualidade.

Tanto a literatura¹⁵³ quanto o monitoramento econômico e financeiro das concessionárias de distribuição indicam que há uma forte ligação entre a dimensão operacional e a econômico-financeira, uma vez que a prestação de serviço no nível de qualidade esperado pela sociedade pressupõe o desembolso adequado de recursos em construção, operação e manutenção das redes elétricas.

Entretanto, muito embora a dimensão da eficiência com relação à qualidade do serviço seja detalhadamente regulamentada no âmbito legal, contratual e regulatório brasileiro, a regulação setorial não se debruça adequadamente sobre as questões de eficiência em relação à sustentabilidade econômica e financeira.

Conforme aponta a Nota Técnica n. 0175/2015-SFF/ANEEL, no arcabouço regulatório vigente estão disponíveis ao regulador um conjunto de ferramentas no que tange a gestão econômico-financeira, entre as quais se destacam: (i) o controle prévio de operações comerciais, financeiras e societárias¹⁵⁴; (ii) a imposição de penalidade de multa por inadimplência tributária ou setorial; (iii) a não aplicação do Índice de Reajuste Tarifário

¹⁵² De acordo com o que ensina Neto (2014), o **princípio da generalidade** significa assegurar a maior extensão de serviços aos interessados; o **princípio da continuidade** significa garantir a permanência e continuidade do serviço prestado, o que não significa que não possa ocorrer interrupções por ocasião de manutenção ou força maior; o **princípio da regularidade** preceitua que o serviço público deve ser mantido com regularidade por quem o execute, seja o Poder Público, seu delegado ou autorizado, o que significa que a execução não deverá apresentar variação apreciável das características técnicas no que toca à prestação devida aos usuários; o **princípio da eficiência** está voltado ao melhor atendimento possível das finalidades estatuídas em lei, exigindo-se que a atividade administrativa seja praticada com a satisfação de determinados padrões mínimos de qualidade; o **princípio da atualidade** indica o dever da Administração de atender da melhor maneira e o mais prontamente possível, as exigências dos serviços de utilidade pública postas pelos permanentes avanços científicos e tecnológicos, mormente tratando-se de atividades de crescente expressão econômica e de altamente demandantes de recursos, no que toca à qualidade das prestações aos usuários; o **princípio da segurança** entendido como sendo a qualidade específica da prestação, que importa na salvaguarda da incolumidade das pessoas e dos bens afetos ao serviço; **princípio da cortesia** compreende ao trato urbano e educado, devido pelos prestadores, diretos ou indiretos, aos usuários, não é mera exigência do bom convívio social, mas, igualmente, um dever legal, de assento constitucional (art. 37, § 3.º), uma vez que esses destinatários são, em última análise, os legítimos senhores dos serviços públicos; **princípio da modicidade** ensina que os preços dos serviços públicos devem ser administrados de modo a atender, concomitantemente, às exigências do mercado e à capacidade econômica de seus usuários, devendo por isso, ser módicos. O princípio da modicidade é um corolário do **princípio da generalidade**, de vez que a sua adequada observância deverá proporcionar o mais amplo acesso ao serviço por parte de todos que dele tenham necessidade, assim atendendo, harmonicamente, ao da generalidade (p. 566-571).

¹⁵³ Fonseca (2012); Castro & Brandão (2013); Ohara (2014).

¹⁵⁴ O controle prévio das operações, mediante o oferecimento de direitos emergentes ou bens vinculados à concessão em garantia, a celebração de contratos com partes relacionadas, a transferência de controle societário ou as operações societárias com impacto patrimonial, possibilita ao regulador não anuir a certas operações danosas para a empresa, mas não traz nenhum espécie de incentivo positivo à empresa.

(IRT) por inadimplência setorial¹⁵⁵; (iv) a intervenção na concessionária e (v) a proposição de caducidade ao poder concedente¹⁵⁶.

Contudo, as ferramentas à disposição Agência não evitaram o colapso do grupo Rede Energia, fato que ameaçou o fornecimento a milhões de consumidores, e veio a tornar urgente a definição, pela ANEEL, de novos instrumentos preventivos que minimizem o risco de uma distribuidora ingressar numa trajetória de insustentabilidade econômico-financeira e que, na hipótese de sua ocorrência, possibilitem respostas mais rápidas por parte do regulador.

Cabe ressaltar que a pauta de sustentabilidade econômico-financeira não constitui discussão recente para a ANEEL. Em outubro de 2007, por meio da Nota Técnica n. 380/2007-SFF/ANEEL, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) iniciou processo de “Aprimoramento do Monitoramento do Desempenho da Gestão Econômico-Financeira das Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica”, instituindo novas ferramentas para esse fim. Nesse processo, foi produzido, em fevereiro de 2008, o primeiro relatório do “Panorama do Desempenho das Concessionárias de Distribuição”, com base no período de referência entre janeiro a novembro de 2007. A partir de então, a ANEEL tem produzido, internamente (e continuamente), uma série de estudos e relatórios específicos¹⁵⁷.

Esses estudos e relatórios subsidiaram uma série de ações da ANEEL, como a declaração de intervenção em concessionárias de distribuição, a análise dos pedidos de anuência prévia para oferecimento de recebíveis em garantia nos termos da Resolução Normativa ANEEL n. 532, de 2013¹⁵⁸, a exigência regulatória de apresentação de relatórios periódicos em casos de transferência de controle societário de distribuidoras¹⁵⁹, e uma fiscalização mais ativa junto a distribuidoras em situação financeira desfavorável.

Os avanços regulatórios e acontecimentos do período, somados à troca de experiências com agentes e com outras instituições¹⁶⁰, propiciaram a elaboração de uma disciplina

¹⁵⁵ A imposição de penalidades e a não aplicação do reajuste por inadimplências regulatórias e contratuais, embora importantes para coibir essas práticas, não resolvem a causa dos problemas e, muitas vezes, contribuem para agravar o problema de inadimplência.

¹⁵⁶ A intervenção administrativa e a proposição de caducidade são medidas extremas previstas pelo regulador / poder concedente, utilizadas em momentos críticos, como no caso ocorrido no grupo Rede Energia.

¹⁵⁷ Em 2012, considerando a necessidade de divulgar informações sobre a situação econômico-financeira das concessionárias de transmissão e de distribuição de energia elétrica, a SFF/ANEEL disponibilizou a 'Central de Informações Financeiras', instituída por meio da Resolução Normativa ANEEL n. 396, de 23 de fevereiro de 2010. A partir de então, passaram a ser disponibilizadas as demonstrações contábeis regulatórias das empresas.

¹⁵⁸ Norma que “disciplina a constituição de garantias pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e dá outras providências”.

¹⁵⁹ Resolução Normativa n. 484, de 2012, que “estabelece os procedimentos a serem adotados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica para obtenção de anuência à transferência de controle societário, e dá outras providências”; Resolução Normativa n. 149, de 2005, que “estabelece os procedimentos para solicitação de anuência, pelos agentes prestadores de serviço de energia elétrica, para alteração de atos constitutivos”.

¹⁶⁰ (i) Comissão de Valores Mobiliários (CVM); (ii) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); (iii) Caixa Econômica Federal (CEF); (iv) Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE); (v) o Banco Central do Brasil (BACEN); (vi) Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL/UFRJ); (vii) Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID); (viii) *Standard & Poor's*; (ix) *Moody's*; e (x) *Fitch Ratings*.

regulatória específica sobre o tema da sustentabilidade econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, e cuja conveniência da implantação da proposta teve amparo no Decreto n. 8.461, de 2015, de forma a atender o critério de *“eficiência com relação à gestão econômico-financeira”*, devendo ser mensurada *“por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos de maneira sustentável”*.

3.3.2.1. Parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira

Sob o ponto de vista financeiro, para prestação de serviço em nível de qualidade esperado pelo regulador e pela sociedade, a empresa se depara com desembolsos de capital (*Capital Expenditure – CAPEX*) – que constituem investimentos na aquisição, melhorias, de equipamentos e instalações de forma a manter e/ou expandir o funcionamento do negócio –, bem como com desembolsos (*Operating Expenditures – OPEX*) para a manutenção dos equipamentos e outras despesas operacionais necessárias à produção e à continuidade do negócio.

Conforme aponta a Nota Técnica n. 353/2014-SFF/ANEEL¹⁶¹, considerando a natureza limitada dos recursos da empresa, esses desembolsos de capital e operacionais (CAPEX e OPEX) concorrem com desembolsos para (i) liquidação do serviço da dívida (amortização do principal e pagamento dos juros); (ii) arrecadação de tributos; e (iii) remuneração do capital investido (seja como juros sobre capital próprio ou dividendos).

Caso a empresa não consiga gerar recursos para cumprir todos esses compromissos, e considerando, naturalmente, que a mesma não deixará de cumprir seus desembolsos de CAPEX e OPEX¹⁶², necessitará de recursos externos para honrá-los, seja por capital próprio, aportado pelos sócios, ou capital de terceiros, por meio da contratação de novos empréstimos, aumentando sua alavancagem e, conseqüentemente, a percepção de risco do mercado financeiro, que passará a cobrar juros cada vez mais elevados.

Em que pese o lapso temporal entre a redução de investimentos e a piora da qualidade do serviço, uma distribuidora que apresenta indicadores de continuidade em conformidade com o padrão regulatório, mas situação econômico-financeira insustentável, tende a reduzir desembolsos de CAPEX e OPEX, levando à deterioração da qualidade do serviço. Do mesmo modo, uma empresa que apresenta indicadores de qualidade abaixo do padrão, e

¹⁶¹ A Nota Técnica n. 353/2014-SFF/ANEEL fundamenta a abertura da Consulta Pública ANEEL n. 015/2014, visando coletar subsídios para a formalização e o aprimoramento da fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica, compreendendo a instituição de indicadores públicos de sustentabilidade.

¹⁶² A empresa que não consegue gerar recursos para cumprir seus compromissos financeiros não poderia, de forma alguma, deixar de realizar investimentos para melhoria de suas instalações e desembolsos para custos de manutenção, principalmente quando se trata de um serviço público como o de energia elétrica. Embora lógico, o arcabouço regulatório e legal do setor elétrico não estabelecia mecanismos claros para evitar o agravamento operacional decorrente da situação de insustentabilidade econômico-financeira da concessionária. Desse modo, casos como os ocorridos nas concessionárias do grupo Rede e CEMAR ilustram que medidas extremas como a intervenção administrativa, embora necessárias nos casos citados, poderiam ser evitadas se houvesse uma regulamentação financeira mais severa.

que se mostre como insustentável sob o ponto de vista econômico-financeiro, não apresentará condições para reverter sua situação operacional e financeira¹⁶³. Essa relação direta entre sustentabilidade e qualidade do serviço torna necessária a análise da trajetória econômico-financeira das concessionárias, de modo a verificar se a empresa reúne as condições mínimas para manter a qualidade do serviço e o adimplemento de suas obrigações tributárias e setoriais.

Com vistas a prevenir o agravamento da situação de concessionárias com dificuldade de honrar seus compromissos, bem como mitigar o risco de um caso análogo ao do grupo Rede Energia, o aspecto fundamental da estratégia regulatória implantada pela ANEEL a partir do processo de prorrogação das concessões de distribuição consiste na definição de parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira a serem observados pelas concessionárias durante a vigência do contrato¹⁶⁴.

No arcabouço regulatório brasileiro, essa abordagem já é utilizada na regulação bancária do Banco Central (BACEN), e pela Superintendência de Seguros Privados (SUSEP), no âmbito do setor de seguros¹⁶⁵. Por sua vez, no setor de saúde suplementar, para avaliar o desempenho das operadoras, a Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), utiliza cerca de 30 indicadores, reunidos em quatro dimensões: 'Atenção à Saúde'; 'Estrutura e Operação'; 'Satisfação do Beneficiário' e 'Econômico-Financeira'. Esta última, apurada por meio do Índice de Desempenho Econômico-Financeiro (IDEF), compreende cinco indicadores: (i) enquadramento em garantias financeiras; (ii) patrimônio líquido; (iii) liquidez corrente; (iv) prazo médio de pagamento de eventos e (v) indicador de suficiência de ativos garantidores vinculados.

No Reino Unido, tanto a OFGEM quanto a OFWAT exigem, além do acompanhamento da trajetória dos indicadores de sustentabilidade em diversas dimensões - incluindo custos operacionais, custos de capital e níveis de serviço -, que as concessionárias de serviço público mantenham permanentemente o Grau de Investimento atestado por agência de *rating* idônea (ELLIOT, 2006).

No SEB, a definição de parâmetros econômicos e financeiros é amplamente utilizada por credores nos contratos de empréstimos e financiamentos, especialmente relacionados a *project finance*¹⁶⁶, mas não há, ainda, a mesma definição de parâmetros de sustentabilidade pela regulamentação da ANEEL.

¹⁶³ A condição de insustentabilidade costuma resultar no progressivo inadimplemento das obrigações. Isso pois, ocorrendo a necessidade de descumprir obrigações, na ausência de mecanismos regulatórios eficazes, ou em virtude do próprio lapso temporal entre causa e efeito, há incentivos econômicos para tal descumprimento, a começar pelas menos onerosas ou por aquelas cujas consequências são menos imediatas.

¹⁶⁴ A proposta prevê período de transição de cinco anos, como será ilustrado no item a seguir.

¹⁶⁵ Para ingressar e permanecer autorizada a atuar no mercado regulado pela SUSEP, uma sociedade seguradora deve se submeter às regras de controle de solidez econômico-financeira, que envolve contínua e sistemática avaliação de variáveis como: (i) Capital Mínimo; (ii) Parâmetros de Solvência; (iii) Limites Técnicos; (iv) Constituição de Provisões Técnicas e (v) Manutenção de Ativos Garantidores das Provisões Técnicas.

¹⁶⁶ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/Project_Finance/.

Pois o primeiro passo dado pela ANEEL para incorporar parâmetros econômico-financeiros ao processo regulatório foi dado com a abertura da Consulta Pública n. 15/2014¹⁶⁷, por meio da qual a Agência divulgou a Nota Técnica n. 353/2014–SFF/ANEEL, que propõe uma série de indicadores de sustentabilidade econômica e financeira das distribuidoras, submetendo à discussão pública metodologias e parâmetros de análise.

De acordo com a NT n. 353/2014, cinco princípios orientaram o desenvolvimento de indicadores para fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro da concessão: (i) comparabilidade – permite a comparação entre as distribuidoras; (ii) confiabilidade – avaliação de dados confiáveis, sempre que disponíveis; (iii) especificidade – busca refletir da a situação econômica e financeira de distribuidoras no Brasil, ao invés da comparação com outros segmentos e com a realidade de outros países; (iv) finalidade regulatória – sustentabilidade plena, de longo prazo, e possibilidade de fiscalização; e (v) simplicidade – opção pelo caminho mais simples na existência de opções similares.

Com base nesses cinco princípios, foram definidos indicadores (principais e complementares) de sustentabilidade das concessões de distribuição, compreendendo seis perspectivas: (i) endividamento; (ii) eficiência; (iii) investimentos; (iv) rentabilidade; (v) retorno ao acionista e (vi) performance operacional. A proposta original da ANEEL consistia na utilização de 6 indicadores principais e 29 indicadores suplementares, representativos das seis dimensões citadas.

Aberta a 2ª Fase da Consulta Pública ANEEL n. 15/2014, em abril de 2016, a ANEEL incluiu a dimensão referente aos contratos de concessão renovados, mas reduziu o número de indicadores de 35 para 16. O quadro a seguir apresenta os indicadores de sustentabilidade, por dimensão, propostos conforme Nota Técnica n. 67/2016–SFF/ANEEL que consubstancia o processo de consulta pública.

¹⁶⁷ Consulta Pública reaberta pela ANEEL em abril de 2016, fundamentada na Nota Técnica n. 67/2016–SFF/ANEEL, ou seja, pós-processo de renovação das concessões de distribuição.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PERSPECTIVA	INDICADORES		
1. Endividamento	1. $\frac{DLR}{EBITDA \text{ Ajst UDM} - QRR \text{ UDM}}$		
2. Eficiência	2.1 $\frac{EBITDA \text{ Ajst UDM}}{VPB \text{ Reg UDM}}$	2.2 $\frac{PMSO \text{ Ajst UDM}}{PMSO \text{ Reg UDM}} - 1$	
3. Investimentos	3. $\frac{Capex \text{ U4A}}{QRR \text{ U4A}} - 1$		
4. Rentabilidade	4.1 $\frac{EBIT \text{ Ajst UDM} - EBIT \text{ Reg}}{BRL + Incrém}$	4.2 $\frac{\text{Set Constituição}}{EBITDA \text{ Reg UDM}}$	
5. Retorno ao Acionista	5. $\frac{\text{Proventos UDM}}{\text{Res Líq UDM}}$		
6. Operacional	6.1 Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC	6.2 % Perdas Realizadas (-) % Perdas Reg	6.3 Mercado GWh CAGR U4A
	6.4 Nº Consumidores CAGR U4A		
7. Contratos de Concessão Renovados	7.1 $EBITDA \text{ Ajst UDM} - QRR \text{ UDM} - 111\% \text{ Selic} \times DLR > 0$	7.2 $EBITDA \text{ Ajst} > 0$	7.3 $EBITDA \text{ Ajst UDM} - QRR \text{ UDM} > 0$
	7.4 $Ind 1 \leq \frac{1}{80\% \text{ Selic}}$	7.5 $Ind 1 \leq \frac{1}{111\% \text{ Selic}}$	

Quadro 22. Indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras¹⁶⁸

Fonte: Nota Técnica n. 67/2016-SFF/ANEEL, p. 17.

3.3.2.2. Condição mínima de sustentabilidade econômico-financeira

Apesar do avanço nas discussões sobre a implantação e aperfeiçoamento de indicadores de sustentabilidade, o arcabouço regulatório da ANEEL ainda não consagrava, como visto, quaisquer mecanismos de regulação que definissem parâmetros e condições mínimas de sustentabilidade econômica e financeira para as distribuidoras de energia elétrica.

¹⁶⁸ Siglas dos indicadores: DLR - Dívida Líquida com Ativos e Passivos Financeiros Setoriais; EBITDA Ajst - Geração Operacional Bruta de Caixa Ajustado; UDM - Últimos 12 meses; QRR - Despesa da Quota de Reintegração Regulatória (Depreciação); VPB Reg - Parcela B Regulatória; PMSO Ajst - PMSO Ajustado; PMSO Reg - PMSO Regulatório; CAPEX - Investimento realizado pela concessionária em AIS e AIC pela média entre com e sem baixas líquidas, deduzidos das Obrigações Especiais em AIS e AIC, corrigido pelo IGP-M; U4A - Últimos 4 anos; EBIT Ajst - EBIT Ajustado - Resultado das Atividades Ajustado; EBIT Reg - EBIT Regulatório - Resultado da Atividade Regulatório. Remuneração Bruta; BRL - Base de Remuneração Líquida corrigido pelo IGP-M e QRR; Incrém - Investimentos incrementais; Set Constituição - Ativos e Passivos Financeiros Setoriais em Constituição. Diferença entre Ativos e Passivos Financeiros Setoriais em Constituição (ainda não contemplados na tarifa); EBITDA REG - EBITDA Regulatório; Proventos - Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio declarados; Res Líq. - Resultado Líquido; Perdas Reg. - Perdas Registradas; CAGR U4A - Taxa composta de crescimento anual (*Compound Annual Growth Rate*) do número total de consumidores nos últimos 4 anos.

Desse modo, o processo de renovação de concessões mostrou-se como o momento oportuno para introduzir a regulação de parâmetros mínimos de sustentabilidade, a partir de atendimento ao critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira, previsto no Decreto n. 8.461, de 2015, e de dispositivo específico da minuta do termo aditivo¹⁶⁹, mediante o qual o próprio contrato de concessão definiria os parâmetros para os primeiros cinco anos da concessão prorrogada.

Inicialmente, para definição da condição mínima de sustentabilidade para os primeiros cinco anos da concessão, faz-se necessário pressupor, de forma simplificada, que uma distribuidora de energia elétrica deve gerar receita suficiente para: (i) cobrir as despesas com a manutenção e operação do serviço; (ii) investir na expansão e reposição de infraestrutura; (iii) investir para melhorar a qualidade do serviço; (iv) pagar os juros da dívida; (v) cobrir a necessidade de capital de giro; (vi) recolher os tributos sobre o lucro; (vii) remunerar adequadamente os acionistas; e (viii) amortizar parcela do principal, entre outras obrigações, conforme ilustra o quadro abaixo.

Quadro 23. Sustentabilidade de uma distribuidora de energia elétrica

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 27.

Conforme aponta Ohara (2014), para se estabelecer uma condição mínima de sustentabilidade é necessário apurar a geração operacional bruta de caixa da atividade, por meio do cálculo do Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA), conhecido também como EBITDA (*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*).

¹⁶⁹ CLÁUSULA SÉTIMA - SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA – A DISTRIBUIDORA se compromete a preservar, durante toda a concessão, condição de sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, do nível e da estrutura do seu endividamento, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.

O LAJIDA indica o desempenho operacional do negócio, ou seja, a capacidade da empresa em gerar riquezas na exploração da atividade (lucratividade), descontando-se custos que não implicam desembolso direto, a exemplo de ganhos ou perdas financeiras. No caso das distribuidoras, a análise desse indicador contempla a verificação quantitativa e qualitativa das receitas e despesas operacionais da empresa no âmbito específico da cadeia produtiva do setor elétrico e de sua regulação.

Isso porque, como ilustra o quadro abaixo, a receita da concessionária de distribuição (receita operacional líquida – ROL), descontados os tributos sobre a receita bruta, é composta de Valor da Parcela A (custos com aquisição de energia, uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais – não gerenciáveis) e Valor da Parcela B (despesas gerenciáveis de O&M, pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros – PMSO, e que também inclui os custos de depreciação e remuneração dos investimentos).

Quadro 24. Estrutura regulatória da receita de uma distribuidora de energia elétrica

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 28.

O EBITDA de uma distribuidora é calculado a partir do Valor da Parcela B (VPB), deduzindo-se do PMSO as despesas que não implicam desembolso (depreciação e amortização), e procedendo-se o estorno das despesas não recorrentes¹⁷⁰, de modo que o VPB contribua, de fato, com a análise da capacidade de geração de caixa da distribuidora no longo prazo.

¹⁷⁰ Itens não recorrentes referem-se a despesas relacionadas a: (i) Programas de Demissão Voluntária (PDV) - seguida pela expectativa de benefícios futuros; (ii) Provisão para Redução ao Valor Recuperável - não tem efeito caixa e consiste em menor geração de benefícios futuros; (iii) Provisão para Devedores Duvidosos, Litígios Trabalhistas, Cíveis, Fiscais, Ambientais e Regulatórios e Outros - se o saldo for credor, reduzem o EBITDA em vista de se tratarem de desembolsos futuros prováveis pela distribuidora. A provisão com saldo líquido credor, por sua vez, eleva o resultado da empresa, mas sem contrapartida efetiva na geração de caixa, uma vez que se trata de redução de provisões passivas; e (iv) Recuperação de Despesas, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita - o ajuste limita recuperações que não tem relação com o cotidiano operacional das distribuidoras.

Quadro 25. EBITDA de uma distribuidora de energia elétrica

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 30.

A sustentabilidade da atividade de distribuição pressupõe EBITDA ajustado¹⁷¹ positivo - despesas recorrentes da atividade com efeito caixa inferiores à sua ROL (Geração de Caixa Positiva). A Geração de Caixa Negativa, opostamente, corresponde a um cenário em que a empresa gera recursos suficientes sequer para a cobertura das despesas operacionais (OPEX), quanto mais para cobrir investimentos (CAPEX) e despesas financeiras.

Para manter a prestação do serviço de distribuição, com a mesma qualidade, parte do EBITDA deve ser investida na aquisição ou introdução de melhorias em equipamentos e instalações. Esses investimentos de reposição (*CapManEx – Capital Maintenance Expenditures*) devem ser deduzidos do LAJIDA, resultando, conforme o seguinte quadro, no fluxo anual, operacional e de investimentos, da atividade de distribuição¹⁷².

Quadro 26. Fluxo da atividade de distribuição de energia elétrica

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 30.

Como etapa subsequente à apuração do fluxo da atividade, faz-se necessário verificar se esse fluxo anual é suficiente para cobrir, ao menos, o custo da dívida da empresa (juros).

¹⁷¹ Ajuste referente ao estorno dos itens de despesas não recorrentes.

¹⁷² No caso de EBITDA positivo, porém inferior aos Investimentos (*CapManEx*), configura-se o denominado "Fluxo Negativo", representando que o caixa gerado e remanescente após o pagamento das despesas operacionais da empresa (OPEX) não é suficiente para repor a parcela dos bens de produção depreciada, quanto mais para cobrir as despesas financeiras.

Em caso positivo, a empresa apresenta a condição de sustentabilidade mínima, conforme seguinte equação:

$$\text{Geração Operacional de Caixa (-) Investimentos de Reposição (-) Juros da Dívida} \geq 0 \quad (26)$$

Onde:

Geração Operacional de Caixa: EBITDA ajustado;

Investimentos de Reposição: Despesa de depreciação regulatória, apurada pela Quota de Reintegração Regulatória (QRR), inflacionada pelo IGP-M; e

Juros da Dívida: (Passivos Onerosos Líquidos +/- Ativos e Passivos Regulatórios¹⁷³) x (1,11 x SELIC¹⁷⁴).

A partir dessa condição mínima de sustentabilidade, a ANEEL definiu o indicador abaixo de modo a comparar a capacidade da empresa em honrar seus compromissos de endividamento mínimos. Essa capacidade se reflete em quantas vezes o principal da dívida da empresa (curto e longo prazo) é superior ao fluxo anual da atividade. Caso o indicador resulte em índice superior a $1 / (1,11 \times \text{SELIC})$, a empresa não gera recursos suficientes para investir e honrar o pagamento dos juros anuais. Se o apurado for igual ou inferior a esse índice, o fluxo gerado anualmente pela empresa mostra-se suficiente para investir e pagar, ao menos, os juros anuais da dívida.

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{[\text{EBITDA ajustado} - \text{Investimentos de Reposição}]} \leq \frac{1}{1,11 \times \text{SELIC}} \quad (27)$$

Tomando como base esse indicador de condição mínima de sustentabilidade, que trata basicamente da perspectiva do endividamento, o diagnóstico econômico-financeiro do segmento das distribuidoras com contratos de concessão com vencimento até 2017 é apresentado na tabela a seguir¹⁷⁵.

¹⁷³ Para fins regulatórios, os Passivos Onerosos Líquidos e Ativos e Passivos Regulatórios correspondem aos Empréstimos, Financiamentos e Debêntures adicionados de Passivos Setoriais e Tributários em Atraso e Renegociados, Déficit Atuarial, Mútuos passivos com partes relacionadas, Derivativos a Pagar, Passivos Regulatórios e Suprimento e Compra de Energia Elétrica para Revenda de Curto Prazo, deduzida dos Ativos Financeiros, compostos pelo somatório de Caixa e Equivalentes de Caixa, Investimentos Temporários, Derivativos a Receber, Ativos Regulatórios e Créditos a Receber do Fundo do encargo da CDE.

¹⁷⁴ A ANEEL adotou a taxa média de juros de 111% do CDI para o segmento de distribuição para as captações indexadas ao CDI, considerando a taxa Selic como referência de custo do CDI. Para cálculo de juros, a ANEEL considerou uma taxa Selic de 12,75% a.a., resultando num custo financeiro total de 14,15% a.a.

¹⁷⁵ Outubro de 2013 a setembro de 2014.

Tabela 28. Diagnóstico econômico-financeiro das distribuidoras

Empresa	Dívida Líquida	EBITDA Ajustado	Investimento de Reposição (QRR)	Dívida Líquida / (EBITDA - QRR)	EBITDA - QRR - Juros
Cocel	(6,2)	6,8	2,2	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Demei	(5,6)	4,0	0,7	n/a (Caixa Líquido)	n/a
DME-PC	(113,0)	11,6	5,1	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Muxfeldt	(6,6)	2,6	0,3	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Nacional	(32,2)	22,4	4,8	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Santa Maria	(7,2)	29,9	6,2	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Sulgipe	(6,6)	9,6	3,4	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Uhenpal	(0,3)	2,9	0,7	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Edevp	0,5	32,4	6,3	0,0X	n/a
Chesp	2,2	7,4	1,9	0,4X	n/a
Mococa	15,8	17,9	3,5	1,1X	n/a
Cflo	4,6	5,6	1,7	1,2X	n/a
Cpee	24,2	21,1	3,5	1,4X	n/a
Cspe	27,6	25,2	5,2	1,4X	n/a
Sta Cruz	85,5	54,4	10,9	2,0X	n/a
Ienergia	2,5	2,7	1,4	2,0X	n/a
Panambi	11,8	4,2	1,0	3,6X	n/a
Cooper	9,7	4,7	2,0	3,6X	n/a
Jaguari	39,4	12,0	2,4	4,1X	n/a
EMG	305,2	82,0	23,1	5,2X	n/a
ENF	46,7	11,7	5,1	7,1X	(0,1)
Urussanga	2,6	1,1	0,8	7,8X	(0,0)
EEB	160,6	27,0	7,1	8,1X	(2,9)
Celesc-D	751,4	273,1	180,4	8,1X	(13,6)
Caiuá-D	93,8	20,6	9,9	8,7X	(2,5)
Cemig-D	5.887,0	1.254,3	642,0	9,6X	(220,8)
Copel-D	1.275,0	430,2	315,5	11,1X	(65,8)
Eletrocar	33,4	2,9	1,0	18,1X	(2,9)
Cepisa	1.019,80	60,7	25,9	29,3X	(109,5)
Forcel	5,6	0,3	0,3	292,6X	(0,8)
Ceb-D	467,8	8,2	56,5	Fluxo Neg.	(114,4)
Celg-D	1.509,1	61,2	130,7	Fluxo Neg.	(283,1)
J.Cesa	1,3	(0,0)	0,1	EBITDA Neg.	(0,3)
Boa Vista	157,6	(59,7)	7,7	EBITDA Neg.	(89,7)
Eletroacre	199,7	(82,4)	14,5	EBITDA Neg.	(125,2)
Ceal	499,6	(25,0)	45,3	EBITDA Neg.	(141,1)
Ceron	851,3	(97,6)	26,8	EBITDA Neg.	(244,9)
Ceee-D	1.085,2	(258,5)	102,0	EBITDA Neg.	(514,1)
Manaus	2.211,8	(377,1)	13,7	EBITDA Neg.	(703,8)

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, p. 30

Uma análise rápida da tabela acima alerta que, se considerada a condição mínima de sustentabilidade definida pela ANEEL para fins de prorrogação [Dívida Líquida / (EBITDA ajustado - QRR)] $\leq (1 / 1,11 * \text{SELIC})$, a maioria das empresas citadas não atende a essa condição regulatória referente ao nível de endividamento, parâmetro que deverá ser atendido, operacionalmente, até 2020.

3.3.2.3. Parâmetros de sustentabilidade no âmbito da renovação de concessões

Definida a condição mínima de sustentabilidade (no caso, sob a perspectiva do endividamento), fazia-se necessário definir os parâmetros para o cumprimento no período de cinco anos e as consequências pelo seu descumprimento, uma vez que a regulação vigente não trazia uma solução de gestão regulatória e contratual para uma empresa em trajetória de insustentabilidade econômica e financeira.

A eficiência com relação à gestão econômico-financeira, mensurada por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos de maneira sustentável, foi um dos critérios de eficiência avaliados pelo Poder Concedente para prorrogar as concessões, conforme o Decreto n. 8.461, de 2015, e poderá ser alcançado

pela concessionária em até cinco anos, contados a partir do ano civil subsequente à data de celebração do termo aditivo ao contrato (2016 a 2020).

Nesse sentido, a ANEEL estabeleceu como uma das condições para a prorrogação o comprometimento dos sócios controladores, no momento da assinatura do contrato, de aportar capital na concessionária a cada ano em que houver violação dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira definidos pela ANEEL, no montante necessário para atingir a condição de sustentabilidade mínima naquele exercício¹⁷⁶.

Esse mesmo raciocínio é utilizada pelo BNDES em contratos de *project finance* no SEB, mediante o Compromisso de Aporte de Capital (CAC) dos sócios, quando necessário à satisfação da obrigação principal.

Os novos contratos de concessão estabelecem como consequência para o eventual descumprimento dos compromissos assumidos pelo controlador a limitação de sua participação e de seu grupo societário em novos empreendimentos do setor, nos termos da regulação da ANEEL e demais normas setoriais, prática que já é utilizada para casos de descumprimentos contratuais de leilões de geração e de transmissão.

Ainda em decorrência da crise de sustentabilidade do grupo Rede Energia, que apesar de as distribuidoras apresentarem parâmetros insuficientes operacionais e econômico-financeiros, mantiveram política agressiva de distribuição de resultados, e seguindo práticas amplamente utilizadas pelo BNDES, pelo BACEN e pela regulação do Reino Unido¹⁷⁷, a ANEEL passou a restringir temporariamente a distribuição aos sócios de resultados das concessionárias nessa situação. Assim, para que esse risco não seja transferido das concessionárias aos consumidores, os novos contratos estabelecem que

¹⁷⁶ CLÁUSULA SÉTIMA - SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA

(...)

Subcláusula Primeira - O descumprimento por parte da DISTRIBUIDORA dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira definidos em regulação da ANEEL implicará, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias e conforme regulação da ANEEL:

(...)

III – a exigência de aporte de capital do(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES), em montante suficiente para atender à condição de sustentabilidade mínima, conforme detalhado pela Cláusula Décima Terceira.

(...)

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – COMPROMISSOS DO CONTROLADOR SOCIETÁRIO

(...)

Subcláusula Quarta - O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) se compromete(m), solidariamente, em caráter irrevogável e irrevogável, a aportar anualmente na concessionária, sob a forma de integralização de capital social em caixa ou equivalentes de caixa, a totalidade das insuficiências que ocorrerem em função do não atendimento pela concessionária dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira previstos na Cláusula Sétima, em até 180 dias, contados do término de cada exercício social.

¹⁷⁷ "OFGEM - Standard conditions of the Electricity Distribution Licence – 1 April 2015", disponível em: <https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/Electricity%20Distribution%20Consolidated%20Standard%20Licence%20Condition%20-%20Current%20Version.pdf>.

"A Guide to Understanding Water Company Accounts - Produced for the Consumer Council for Water". Disponível em: https://www2.le.ac.uk/departments/law/research/cces/documents/Guide_to_Understanding_Water_Company_Accounts_Oct06.pdf.

empresas fora do patamar regulatório tenham restrições à liberdade de distribuição de proventos¹⁷⁸, e à contratação entre partes relacionadas¹⁷⁹.

Considerando ainda que o Decreto define que haverá metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou termo aditivo, a Agência definiu a seguinte trajetória para atendimento da condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira em cinco anos¹⁸⁰.

Ano 1: 2016 - Aporte de capital pelos acionistas;

Ano 2: 2017 - LAJIDA ≥ 0 ;

Ano 3: 2018 - LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ;

Ano 4: 2019 - Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR] $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$; e

Ano 5: 2020 - Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR] $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (condição mínima).

Assim, no primeiro ano (2016), a condição mínima deverá ser assegurada por meio apenas de aporte de capital, sem exigências adicionais. A partir do segundo ano (2017), a geração de caixa deverá ser positiva. A partir de 2018, a geração de caixa, além de positiva, deverá ser suficiente para fazer frente aos investimentos em reposição (QRR). A partir do quarto ano, 2019, a geração de caixa deverá ser positiva, suficiente para os investimentos de reposição e para fazer frente à parte do custo da dívida ($0,8 * SELIC$). Finalmente, a partir do quinto ano, 2020, a geração de caixa da empresa deverá ser compatível com os investimentos de reposição e o custo da dívida, alcançando assim a condição mínima de sustentabilidade econômico-financeira. Essas condições buscam induzir as concessionárias prorrogadas para o caminho da sustentabilidade econômica e financeira durante todo o prazo de concessão.

O descumprimento de qualquer limite anual da trajetória de melhoria contínua por dois anos consecutivos, ou ao final dos cinco anos, acarretará a extinção da concessão, sem

¹⁷⁸ Conforme Subcláusula Primeira da Cláusula Sétima do termo aditivo, o descumprimento dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira definidos em regulação da ANEEL implicará, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias, na impossibilidade de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere o mínimo legal, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados.

¹⁷⁹ Partes de um mesmo grupo societário, conforme Resolução Normativa ANEEL n. 699, de 2016, norma que disciplina os atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas de energia elétrica e suas partes relacionadas, orientada pelos ditames de livre concorrência e manutenção do serviço adequado, com modicidade tarifária, atualidade, eficiência e continuidade. A ANEEL estabelece restrições a contratos entre partes relacionadas de modo a assegurar que os recursos sejam, de fato, retidos na concessionária.

¹⁸⁰ Conforme o parágrafo 2º da Subcláusula Primeira da Cláusula Primeira do Anexo III - CONDIÇÕES PARA PRORROGAÇÃO - EFICIÊNCIA NA GESTÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA:

“Subcláusula Primeira - O atendimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira dependerá da observância das seguintes inequações:

(I) LAJIDA ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);

(II) [LAJIDA (-) QRR] ≥ 0 (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020);

(III) {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (até o término de 2019); e

(IV) {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (até o término de 2020)

(...)

§2º As inequações são limites que deverão ser alcançados antes dos prazos estabelecidos e mantidos a partir deles;”

prejuízo das consequências previstas pelo contrato de concessão, e da exigência de aportes de capital anuais dos sócios controladores e restrições à distribuição de recursos da concessionária aos sócios.

Conforme Nota Técnica n. 0360/2015-SCT/SFF/SRD/ANEEL, as definições das métricas após o quinto ano serão reguladas por uma futura Resolução Normativa da ANEEL. A esse respeito, a Consulta Pública n. 15/2014, reaberta em abril de 2016, e fundamentada na Nota Técnica n. 67/2016-SFF/ANEEL, disciplina parâmetros e indicadores de acompanhamento da sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias de distribuição.

3.4. Considerações do Capítulo 3

A qualidade do fornecimento de energia elétrica envolve três dimensões principais: confiabilidade, conformidade, e atendimento comercial. A conformidade corresponde à uniformidade do fornecimento de energia elétrica relativa aos padrões de tensão e frequência estabelecidos. O atendimento comercial refere-se à presteza e cortesia no atendimento ao consumidor.

A confiabilidade envolve dois conceitos adicionais: adequabilidade e segurança. O primeiro se refere à capacidade do sistema para atender à demanda do consumidor. O conceito segurança do sistema elétrico refere-se à capacidade do sistema para lidar com ocorrências internas e de origem externa.

A dimensão da confiabilidade é aquela mais facilmente percebida pelo consumidor devido às ocorrências que provocam a interrupção de fornecimento de energia, de modo que os indicadores mais utilizados para avaliar o grau de confiabilidade ao consumidor final medem a ocorrência e duração das interrupções no fornecimento, seja em caráter individual (FIC, DIC, DMIC e DICRI), como de forma gerencial (FEC e DEC).

Considerando que a falta de energia elétrica acarreta uma série de consequências danosas sob os aspectos econômico, social e político, constata-se que a regulação da continuidade da prestação do serviço de energia elétrica é um tema em desenvolvimento constante em muitos países. Embora possam ser observadas diferenças básicas, é possível constatar uma convergência na utilização de indicadores para acompanhar a evolução da duração e frequência das interrupções, assim como de mecanismos de incentivo para uma contínua melhoria na continuidade da prestação do serviço.

Paralelamente, a literatura aponta uma clara relação entre a dimensão operacional e a econômico-financeira da empresa, uma vez que a prestação de serviço público no nível de qualidade esperado pela sociedade pressupõe o desembolso adequado de recursos em

construção, operação e manutenção das redes elétricas¹⁸¹. Muito embora essa relação se mostre lógica, apenas a dimensão da eficiência com relação à qualidade do serviço estava regulamentada no âmbito legal, contratual e regulatório brasileiro, ao passo que a regulação da sustentabilidade econômico-financeira foi deixada à margem do processo de regulamentação do SEB, resultando em casos emblemáticos como os observados nas concessionárias CEMAR (2004), CELPA (2013) e, de forma ainda mais grave, nas distribuidoras do grupo Rede Energia (2012).

Pois, na ausência de regras e dispositivos contratuais que disciplinassem a eficiência na dimensão da sustentabilidade econômico-financeira, o poder concedente, por conveniência da regulamentação do processo de renovação das concessões de distribuição, inseriu parâmetros de sustentabilidade a serem observados no período de transição de cinco anos e para o restante do prazo da concessão prorrogada.

No processo de renovação dessas concessões, foram também incluídos nos termos aditivos aos contratos trajetórias de melhoria nos indicadores de continuidade de duração e frequência (DEC a FEC) para um horizonte de cinco anos, com base no desempenho da empresa CEMAR no período pós-intervenção administrativa da ANEEL, em 2004.

Apesar dos esforços para que as empresa venham a cumprir os padrões contratuais e assegurar a manutenção desses indicadores por todo o período restante de concessão, sob pena de caducidade, cabe apontar, conforme tabela abaixo, que cerca de 70% das empresas cujo contrato tem vencimento até 2017 não conseguem cumprir pelo menos um indicador de continuidade do serviço ou de sustentabilidade econômico-financeira estabelecido no termo aditivo.

Tabela 29. Concessões com vencimento até 2017: descumprimento de indicadores

Distribuidoras que apresentam descumprimento de indicadores	Parâmetros					Total
	Qualidade		Sustentabilidade			
	DEC 2020	FEC 2020	LAJIDA > 0	LAJIDA - QRR > 0	Div. Liq. / (LAJIDA - QRR) < 1/1.11 * Selic	
Número	19	16	6	9	17	27
Percentual	49%	41%	15%	23%	44%	69%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A proposta a ser apresentada neste trabalho pauta-se nas dimensões da qualidade do serviço, da sustentabilidade econômico-financeira, e na simplicidade tarifária, a partir da política tarifária adotada no segmento de distribuição do Brasil, a ser discutida no capítulo a seguir.

¹⁸¹ Conforme corroboram El Hage *et al* (2011), uma maior qualidade implica maior preço.

"(...) nem sempre a melhor solução de um problema é a solução exata e complexa. Às vezes é preferível uma solução aproximada, mas de fácil compreensão. (...) não basta que nós saibamos que estamos fazendo a coisa certa. É preciso que os demais, agentes e consumidores, compreendam e possam questionar os nossos procedimentos" (KELMAN, 2009, p. 164).

CAPÍTULO 4. REVISÃO DA REGULAÇÃO TARIFÁRIA ADOTADA NO BRASIL

Conforme corroboram Kelman (2009), Castro & Brandão (2013), e Ramos *et al* (2012), a metodologia de cálculo das tarifas de serviços públicos deve buscar os princípios de eficiência, equidade, justiça, equilíbrio financeiro, simplicidade e estabilidade¹⁸², sinalizando aos consumidores a direção do mínimo custo e promovendo o uso racional da energia elétrica para a prestação do serviço, ao mesmo tempo em que deve garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, de acordo com a qualidade exigida, assegurando uma tarifa justa que possibilite a correta alocação dos custos ao consumidor.

Considerando que a regulação tarifária deve primar pela simplicidade¹⁸³, clareza e estabilidade, autores como Sales (2009), Kelman (*op. cit.*) e Brito (2010) acreditam que a metodologia tarifária adotada pela ANEEL tem se mostrado muito complexa e de difícil compreensão para os consumidores. Os mecanismos e procedimento tarifários, conforme a Lei e os contratos de concessão estabeleciam em suas linhas gerais, foram idealizados de forma mais simples e objetiva. Segundo o princípio da simplicidade, é preciso que os agentes e, principalmente, os consumidores, compreendam e possam questionar os procedimentos tarifários.

Assim, como etapa necessária para fundamentar a proposta a ser discutida neste estudo, o presente capítulo traz uma revisão teórica sobre regulação das tarifas de distribuição de energia elétrica em vigência no Brasil. Para tanto, inicialmente serão apresentados, no item 4.1, conceitos de Direito Administrativo referentes à prestação do serviço público e sua remuneração mediante preço público (tarifa). O item 4.2. faz uma breve recapitulação sobre as bases legais do regime tarifário que, pelo menos em teoria, deveria ser adotado

¹⁸² O princípio da simplicidade, oriundo, principalmente, do Direito Tributário, estabelece a necessidade de que um sistema fiscal deve ser simples. Sobre isso, deve-se entender que o sistema fiscal seja dotado de leis claras e objetivas, bem como deve evitar elementos burocratizantes, com formalismo e rigidez. O princípio da simplicidade deve ser sempre conjugado com o princípio da transparência, de acordo com o qual devem ser eliminadas ou reduzidas situações de favorecimento de certos contribuintes, como benefícios ou incentivos fiscais. Ainda, pelo princípio da simplicidade, exigir o atendimento de diretrizes básicas como: “a) *redução dos escalões de imposto*; b) *eliminação da aplicação de diferentes taxas ao mesmo tipo de rendimento*; c) *redução de taxas marginais* e, d) *adoção de impostos simples e de fácil compreensão pelos contribuintes e administração fiscal*” (TEIXEIRA, 2008, p.61-62, grifos nossos). A definição do princípio da eficiência, por sua vez, depende do sentido atribuído. Em sentido econômico, relaciona-se com o princípio da neutralidade e corresponde à ideia de que a eficiência somente pode ser alcançada se o sistema fiscal for neutro, no sentido de que os rendimentos sejam sujeitos à mesma taxa de imposto. O princípio da neutralidade impõe que não existam prejuízos ou favorecimentos a grupos específicos dentro da economia, evitando influenciar de forma negativa a concorrência, como também de que a tributação deve intervir para suprimir ou atenuar imperfeições. Já os princípios da equidade e justiça correspondem à forma ‘justa’ da aplicação do Direito, porque é adaptada a regra, a uma situação existente, onde são observados os critérios de igualdade e de justiça. A equidade não somente interpreta a lei, como evita que a aplicação da lei possa, em alguns casos, prejudicar alguns indivíduos, já que toda a interpretação da justiça deve tender para o justo, para a medida do possível, suplementando a lei preenchendo os vazios encontrados na mesma (*Idem*). Por princípio do equilíbrio econômico-financeiro, diferentemente do conceito defendido por Carvalho (2015) – “*entende-se como princípio do equilíbrio econômico – financeiro quando a tarifa é calculada com base nos custos dos serviços a serem executados, somando-se ao lucro que deve ser auferido pela concessionária, assim como a amortização dos investimentos que a empresa realizou para bem executar a atividade*” –, este autor considera o respeito pelas condições estabelecidas na Lei n. 8.987, de 1995, e no contrato de concessão, que prevê a possibilidade de revisão tarifária de acordo com critérios bastante objetivos.

¹⁸³ Para Justen Filho (2005), o reajuste deve ter um procedimento automático e simples, enquanto a revisão exige a comprovação dos eventos que provocaram modificações imprevisíveis nos custos e encargos e nas vantagens do concessionário.

pelo regulador, o serviço pelo preço, cujas características principais foram apresentadas no Capítulo 2.

Os mecanismos de reajuste anual das tarifas (RTA) são tratados no item 4.3, e os procedimentos de revisão tarifária periódica (RTP) são apresentados no item 4.4, sendo que os subitens seguintes apresentam os principais mecanismos regulatórios utilizados no processo. A discussão dos componentes do Fator X, especialmente aqueles relacionados com o Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ), o Componente Q, cuja definição se dá no momento da revisão, é objeto do item 4.4.3. Por fim, as considerações do capítulo são apresentadas no item 4.5.

4.1. Conceito de serviço público e remuneração pela prestação do serviço

Para Rosa (2003, p. 120) *“serviço público corresponde a toda atividade desempenhada diretamente ou indiretamente pelo Estado, visando solver necessidades essenciais do cidadão, da coletividade ou do próprio Estado”*. Mukai (2002) ensina que *“(...) existem certas atividades que, em princípio, não podem e não devem estar à livre disposição e exploração dos particulares: é o que se tem denominado de serviços públicos”* (p. 05).

Meirelles (2003) conceitua serviço público como sendo *“todo aquele prestado pela Administração ou por seus delegados, sob normas e controles estatais, para satisfazer necessidades essenciais ou secundárias da coletividade, ou simples conveniências do Estado”* (p. 319).

Mello (2008), por sua vez, define serviço público como *“toda atividade de oferecimento de utilidade ou comodidade material destinada à satisfação da coletividade em geral, mas fruível singularmente pelos administrados, que o Estado assume como pertinente a seus deveres e prestar por si mesmo ou por quem lhe faça as vezes, sob um regime de Direito Público – portanto, consagrador de prerrogativas de supremacia e de restrições especiais -, instituído em favor dos interesses definidos como públicos no sistema normativo”* (p. 665).

Já para a doutrinadora Di Pietro (2014) serviço público é toda atividade material que a lei atribui ao Estado para que a exerça diretamente ou por meio de seus delegados, com o objetivo de satisfazer concretamente às necessidades coletivas, sob regime jurídico total ou parcialmente público (p. 107).

Por fim, Carvalho Filho (2016) define serviço público como *“toda atividade prestada pelo Estado ou por seus delegados basicamente sob regime de direito público, com vistas à satisfação de necessidades essenciais e secundárias da coletividade”* (p. 436).

Pela leitura dos conceitos apresentados, ao Poder Público cabe a responsabilidade pela prestação de serviços públicos, podendo sua gestão ser direta ou indireta. A prestação

indireta do serviço decorre de instituição de pessoas jurídicas com essa finalidade, mediante outorga de concessões e permissões ou autorizações.

Os serviços de utilidade pública *“são os que a Administração, reconhecendo sua conveniência para os membros da coletividade, presta-os diretamente ou aquiesce em que sejam prestados por terceiros, nas condições regulamentadas e sob seu controle, mas por conta e risco dos prestadores, mediante remuneração dos usuários. São exemplos dessa modalidade os serviços públicos de transporte coletivo, energia elétrica, gás, telefone”* (Meirelles, 2003, p. 325).

Consoante Di Pietro (2013), *“concessão de serviço público é um contrato administrativo pelo qual a Administração Pública delega a outrem a execução de um serviço público, para que o execute em seu próprio nome, por sua conta e risco, assegurando-lhe a remuneração mediante tarifa paga pelo usuário ou outra forma de remuneração decorrente da exploração do serviço”* (p. 306).

Quando prestado diretamente pelo Poder Público, o serviço é remunerado pelo usuário mediante pagamento de taxa, que é espécie do gênero tributo. Entretanto, quando o serviço é prestado por concessionário, a remuneração decorre do pagamento de preço público ou tarifa.

Para Meirelles (2005), *“o serviço concedido deve ser remunerado por tarifa (preço público), e não por taxa (tributo). E a tarifa deve permitir a justa remuneração do capital, o melhoramento e a expansão, assegurando o equilíbrio econômico-financeiro”* (p. 381).

Nos termos do art. 145, II, da CF de 1988 a taxa é um tributo devido *“pela utilização, efetiva ou potencial, de serviços públicos específicos e divisíveis, prestados ao contribuinte ou postos a sua disposição”* e o preço público, ou tarifa, é a retribuição pecuniária paga pelo usuário ao concessionário em razão da utilização de serviço público por ele prestado.

Grotti (2003) estabelece como marco divisor entre taxa e tarifa a obrigatoriedade da primeira e a facultatividade da segunda. A autora ensina que *“por tarifa ou preço público são remunerados os serviços facultativos, ou seja, os oferecidos aos usuários para que estes os utilizem se e quando os desejarem, tais como os de transporte coletivo, telefone, gás encanado. Na tarifa, a obrigação de pagar é sempre contraída pela efetiva percepção de uma vantagem traduzida na prestação do serviço, ou seja, só aparece com a utilização”* (p. 231).

Enfim, é possível concluir que preço público é gênero da qual tarifa é a espécie. Resume Sabbag (2016) que a tarifa é uma espécie da qual o preço público é o gênero exigido por empresas prestadoras de serviços públicos (concessionárias e permissionárias) como se comuns vendedoras fossem. Ou seja, tarifa não é tributo, mas sim prestações pecuniárias não compulsórias, uma vez que permitem a voluntariedade do interessado, não lhe

impondo consequências fiscais, caso não cumpra as cláusulas constantes do contrato que o faria pagar a exação não tributária. Na tarifa há autonomia da vontade ou a liberdade de contratar, uma vez que, de fato, o preço é a remuneração contratual livremente pactuada entre as pessoas públicas (despidas de privilégios) e os usuários de serviços realizados sob regime de direito privado (p. 546-550).

O serviço de distribuição de energia elétrica é considerado na literatura como um exemplo clássico de monopólio natural, estrutura de mercado que tem origem quando a produção é mais eficiente do ponto de vista técnico e econômico quando há apenas uma firma atuando no segmento específico do mercado.

Por conseguinte, a distribuição de energia elétrica é uma atividade fortemente regulada, tanto em seus aspectos técnicos, como econômicos. As tarifas cobradas ao consumidor são definidas por uma Agência Reguladora¹⁸⁴ de forma a permitir o equilíbrio econômico financeiro para a empresa distribuidora¹⁸⁵ e ao mesmo tempo beneficiar o consumidor com tarifas módicas. No Brasil, as tarifas de energia elétrica são calculadas e estabelecidas anualmente pela ANEEL.

4.2. Regime tarifário de distribuição de energia elétrica no Brasil (aspectos legais)

Uma das questões mais importantes e centrais da regulação dos serviços público de fornecimento de energia elétrica, atividade caracterizada como monopólio natural, é o estabelecimento de tarifas adequadas (PARENTE *et al*, 2007).

No Brasil, a discussão sobre a forma mais apropriada de remunerar o capital investido para prestação dos serviços públicos sem onerar demasiadamente os consumidores remonta a período anterior à publicação do primeiro grande marco legal do setor, o Código de Águas, em 1934.

Por sua vez, a reforma legal e regulatória promovida durante a década de 1990 a partir da promulgação da Constituição Federal de 1988 (CF) instituiu as bases de um regime tarifário que buscava eliminar toda a dose de discricionariedade caracterizada pelo regime de custo do serviço, praticado, formalmente, desde a edição do Decreto n. 41.019, de

¹⁸⁴ As autarquias são conceituadas como entes administrativos autônomos, criados por lei específica, com personalidade jurídica de Direito Público interno, patrimônio próprio e atribuições estatais específicas (MEIRELLES, 2005). Parente (2007) ensina que *“o órgão regulador existe para garantir o equilíbrio entre os interesses do governo, com viés mais político; dos consumidores, preocupados com os custos da tarifa e a qualidade do serviço; e das empresas reguladas, que precisam garantir seu retorno financeiro”* (p. 03). Conforme ensina Ganim (2009), a ANEEL é uma autarquia constituída sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com personalidade jurídica de direito público e com autonomia patrimonial, administrativa e financeira, conforme estabelece a Lei n. 9.427, de 1996, que a criou e tem por finalidade regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal (p. 199).

¹⁸⁵ Na regulação brasileira, o termo 'equilíbrio econômico-financeiro do contrato' foi sendo sutilmente 'substituído' pelo termo 'equilíbrio econômico-financeiro da concessão'. Contrato e concessão são figuras distintas para fins de equilíbrio econômico-financeiro.

1957, e que não provia estímulos à eficiência das concessionárias na prestação do serviço público¹⁸⁶.

A partir do regime instituído por meio da edição das Leis n. 8.987, de 1995, e n. 9.427, de 1996, o serviço prestado por cada uma das concessionárias deveria ser sustentável e prestado com qualidade, sendo custeado pelo nível tarifário estabelecido em contrato, não mais existindo os fundos de compensação e reservas de remuneração para equalização das tarifas.

Entretanto, com a introdução de um regime tarifário com a obrigação de prestação de serviço adequado e equilíbrio econômico-financeiro, as diferenças estruturais entre as concessionárias passaram a ter influência determinante na definição das tarifas, provocando, naturalmente, uma assimetria tarifária entre as áreas de concessão, sobremaneira naquelas regiões cujas necessidades de investimento em expansão do sistema elétrico mostravam-se maiores¹⁸⁷.

Ramos *et al* (2012) corroboram que os tarifas pagas pelos consumidores finais da energia elétrica do mercado cativo no Brasil variam consideravelmente de distribuidora para distribuidora, mesmo considerando que a ANEEL adota uma metodologia única para fixação das tarifas de todas as distribuidoras. A principal causa desta diferenciação decorre do fato de que os custos do serviço de distribuição de energia são distintos entre as distribuidoras.

De forma simplificada, ensinam os autores que todas as distribuidoras cobrariam do consumidor o mesmo valor pela energia se:

- i. Comprassem energia ao mesmo preço;*
- ii. Tivessem o mesmo volume de investimentos em ativos fixos por consumidor;*
- iii. Apresentassem os mesmo níveis de perdas e inadimplência;*
- iv. Tivessem a mesma proporção de subsídios cruzados na área de concessão;*
- v. Tivessem os mesmos custos operacionais." (p. 4)*

No entanto, tal realidade é 'impossível' pois: (i) as distribuidoras têm um 'mix' de compra de energia muito diferente entre si; (ii) existem áreas de concessão que, devido à grande extensão e à baixa densidade demográfica, necessitam de maiores investimentos para atender a cada consumidor; (iii) o nível de perdas (técnicas e comerciais) e o nível de inadimplência são muito distintos; (iv) volume de subsídios incluídos na tarifa (consumidores de baixa renda, fontes incentivadas, cooperativas etc.) bastante variado entre distribuidoras; (v) redes de manutenção mais ou menos complexas, fazendo com que

¹⁸⁶ Uma revisão histórica dos regimes tarifários adotados pelo Poder Concedente no Brasil, desde as primeiras concessões outorgadas por governos locais, ainda no século XIX, até a edição da Lei n. 10.848, de 2004, é trazida no Apêndice A do presente trabalho.

¹⁸⁷ A respeito da assimetria tarifária entre concessões, vide estudos comparativos de Brito (2010) e Ramos *et al* (2012).

os custos operacionais sejam distintos e; (vi) os tributos municipais e estaduais variam muito (*Ibidem*).

O *ranking* das vinte maiores tarifas finais praticadas por concessionárias de distribuição, na tabela abaixo, ilustra a necessária assimetria entre as tarifas cobradas (TE e TUSD) para os consumidores residenciais do subgrupo B1, considerando as diferentes características de cada uma das empresas e das respectivas áreas de concessão.

Tabela 30. *Ranking* das tarifas de distribuição do subgrupo B1 (abril/2016)

Distribuidora	UF	Data	TE	TUSD (R\$ / MWh)	Tarifa Final
Uhenpal	RS	19/abr/15	290,86	298,22	589,08
Chesp	GO	12/set/15	253,51	328,4	581,91
Forcel	PR	26/ago/15	287,82	268,41	556,23
CFLO	PR	29/jun/15	312,88	240,47	553,35
Cooperaliança	SC	14/ago/15	272,61	280,47	553,08
Hidropan	RS	29/jun/15	231,26	315,24	546,5
Light	RJ	07/nov/15	259,02	284,44	543,46
Ampla	RJ	15/mar/16	259,95	282	541,95
Cocel	PR	24/jun/15	302,76	229,23	531,99
Eletrocar	RS	29/jun/15	220,83	307,08	527,91
EFLJC	SC	14/ago/15	257,6	269,95	527,55
Celipa	PA	07/ago/15	213,76	311,63	525,39
Eflul	SC	14/ago/15	265,79	256,84	522,63
CPFL Santa Cruz	MG	22/mar/16	267,1	254,23	521,33
ENF	RJ	18/jun/15	241,27	279,27	520,54
ELFSM	ES	15/ago/15	253,87	265,13	519
Sulgipe	SE	14/dez/15	204,95	311,78	516,73
CPFL Piratininga	SP	23/out/15	286,16	224,65	510,81
Elektro	SP	27/ago/15	274,26	236,15	510,41
Cemig-D	MG	08/abr/15	239,19	270,55	509,74

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2016).

Nos termos do art. 175 da Constituição Federal¹⁸⁸ foi estabelecido que a lei dispusesse sobre a política tarifária do regime das concessões e permissões relativas à prestação de serviços públicos nos três âmbitos federativos. Em decorrência, a Lei n. 8.987, de 1995, regulamentou esse dispositivo constitucional, por meio de seu art. 9º e de seus três últimos parágrafos¹⁸⁹, buscando assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão do serviço público, por meio de revisão da tarifa estabelecida no contrato.

¹⁸⁸ “Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. Parágrafo único. A lei disporá: I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial do seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão; II – os direitos dos usuários; III – política tarifária; IV – obrigação de manter o serviço adequado.”

¹⁸⁹ “Art. 9º. A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta lei, no edital e no contrato. § 1º. A tarifa não será subordinada à legislação específica anterior. § 2º. Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro. § 3º. Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso. § 4º. Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.”

Por sua vez, a Lei n. 9.427¹⁹⁰, de 1996, estabeleceu que o regime econômico-financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende a contraprestação do serviço com tarifas máximas estabelecidas com base no serviço pelo preço, nos termos de seus arts. 14 e 15¹⁹¹.

Em consonância com esses comandos específicos da Lei n. 9.427, de 1996, e também em cumprimento à Lei n. 8.987, de 1995, os contratos de concessão para os serviços públicos de distribuição de energia dispuseram, na sua cláusula sétima, sobre as tarifas aplicáveis na prestação de cada serviço de distribuição de energia. E, mais especificamente, sua subcláusula sétima dispôs sobre a revisão tarifária periódica, a ser procedida pela ANEEL segundo cronograma anexado a cada contrato, o que significa determinada e própria periodicidade. Obedecendo a essa diretriz, o 4CRTP contará com mais de seis dezenas de distribuidoras espalhadas no período de 2015-2018, e com ciclos de duração de quatro ou cinco anos¹⁹².

A cada ciclo de revisão tarifária, uma resolução de caráter normativo é emitida pela ANEEL com o objetivo de estabelecer legalmente os procedimentos padronizados no respectivo processo revisional, sempre mediante prévia audiência pública, como requer a citada lei de criação da Agência. E uma vez implantado o processo geral de revisão tarifária em cada ciclo, incluindo seu calendário próprio, as tarifas máximas de cada distribuidora terão seus valores autorizados em resolução específica da ANEEL¹⁹³.

Por fim, importante esclarecer que o contrato de concessão ainda estabelece o mecanismo de revisão tarifária extraordinária (RTE), que não se confunde com a revisão tarifária periódica, e menos ainda com os reajustes anuais. A RTE poderá ser procedida pela ANEEL a qualquer tempo, por requerimento da distribuidora interessada, com o mesmo objetivo de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, caso tenha havido alterações significativas nos custos da distribuidora. Entre tais alterações, incluem-se as modificações relevantes de tributos, de tarifas de compra de energia, de encargos setoriais ou de encargos de uso das redes elétricas que possam ter sido estabelecidos depois do contrato de concessão (ou em momento posterior ao processo de revisão).

¹⁹⁰ Lei que também instituiu a ANEEL.

¹⁹¹ “Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende: I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; (...) Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas: I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; (...)”.

¹⁹² O processo de prorrogação de concessões de distribuição equalizou o período de revisão dos contratos renovados em cinco anos.

¹⁹³ Nem todas as concessionárias de distribuição foram objeto de processo de licitação e desestatização. As que não foram, sofreram processo de prorrogação com reagrupamento de suas concessões nos termos do art. 22 da Lei n. 9.074/95, submetendo-se a celebração de contrato de concessão com cláusula de renúncia a eventuais direitos que contrariassem a Lei n. 8.987/95, conforme dispôs o art. 25 da Lei n. 9.074/95 (FARIA JR., 2010).

Portanto, a realização de processos de reajuste e revisão periódica das tarifas de distribuição não constitui uma ação gratuita da ANEEL. Essas obrigações advêm do que claramente a legislação geral e a setorial comandam sobre esse direito das concessionárias de serviços públicos em geral, e em particular, das distribuidoras de energia elétrica. O que se discute no presente trabalho é o grau de discricionariedade adotado pela Agência para estabelecer uma metodologia complexa, distante do princípio da simplicidade, e se afastando das diretrizes constitucionais e legais que deveriam pautar o processo tarifário¹⁹⁴.

Os procedimentos gerais para cálculo do reajuste tarifário anual (RTA) e da revisão tarifária periódica (RTP) são estabelecidos em Módulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), aprovados pela Resolução Normativa ANEEL n. 435, de 2011. O PRORET tem caráter normativo e resulta de um esforço conjunto de diversas Superintendências relacionadas com os processos tarifários para consolidar os diversos atos que regulamentam os processos. Os Procedimentos estão atualmente estruturados em 12 módulos¹⁹⁵, que por sua vez estão subdivididos em vários submódulos.

4.3. Reajuste Tarifário Anual (RTA)

O RTA das concessionárias de distribuição é tratado nos Módulo 3 e 4 do PRORET¹⁹⁶, cuja versão e procedimentos vigentes foram aprovados pela Resolução Normativa n. 703, de 2016. Nos termos do Submódulo 3.1, no momento do reajuste anual a ANEEL deve homologar os reajustes das tarifas, na data de aniversário estabelecida no contrato de concessão, observando estritamente o que estabelecem as leis e normas, além das disposições previstas nos contratos.

Para fins de reajuste tarifário, excluídos os tributos PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, a receita da distribuidora é dividida em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A Parcela A incorpora os custos relacionados à compra de energia, conexão e uso das instalações de

¹⁹⁴ Importante destacar que, conforme aponta Sales (2009), embora as diretrizes constitucionais e legais para definição das tarifas seja a mesma entre diferentes setores da infraestrutura, a regulação tarifária do serviço público de distribuição de energia elétrica adotada pela ANEEL distingue-se daquela adotada em serviços públicos de concessão de telefonia, rodovias etc.

¹⁹⁵ Módulo 1 - Introdução; Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica; Módulo 3 - Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica; Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição; Módulo 5 - Encargos Setoriais; Módulo 6 - Demais Procedimentos; Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica; Módulo 8 - Permissionárias de Distribuição; Módulo 9 - Concessionárias de Transmissão; Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos Processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações; Submódulo 11.1 - Distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/Ano; e Módulo 12 - Concessionárias de Geração.

¹⁹⁶ Módulo 3 - Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica; Submódulo 3.1 - Procedimentos Gerais; Submódulo 3.2 - Custos de Aquisição de Energia; Submódulo 3.3 - Custos de Transmissão; Submódulo 3.4 - Encargos Setoriais. Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição; Submódulo 4.1 - Conceitos Gerais; Submódulo 4.2 - CVA; Submódulo 4.3 - Sobrecontratação de Energia; e Submódulo 4.4 - Demais Componentes Financeiros.

transmissão e distribuição de energia elétrica, além dos encargos setoriais. Ou seja, são os custos cujos montantes e preços independem da gestão da distribuidora¹⁹⁷.

A Parcela B compreende os custos diretamente gerenciáveis pela empresa. Constituem os custos da atividade de distribuição propriamente ditos e que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, a exemplo dos custos operacionais (OPEX), a remuneração do capital (WACC sobre a Base de Remuneração Regulatória - BRR) e a quota de reintegração regulatória (QRR). Na prática, a Parcela B corresponde ao valor remanescente da receita total da distribuidora, excluídos os tributos, após a dedução da Parcela A¹⁹⁸.

Kelman (2009) ressalta que, tipicamente, apenas 30% (atualmente, menos de 20%¹⁹⁹) do que o consumidor residencial paga em sua conta de luz destina-se à própria concessionária de distribuição. É a chamada parcela B da Receita Requerida (RR). Os outros 70% são arrecadados pela distribuidora para repasse a terceiros e se destinam à compra de energia (30%), ao custeio da rede básica que propicia a integração elétrica de grande parte do país (6%) e ao pagamento de encargos e tributos (34%). Esses itens, com exceção dos tributos, constituem a Parcela A (p. 149).

De fato, em março de 2016²⁰⁰, os custos de energia, perdas, transmissão e encargos setoriais representavam a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com tributos (ICMS, PIS/COFINS, excluída a COSIP, de 29,5%). Os custos com o sistema de distribuição correspondiam a apenas 17% dos custos das tarifas.

Levantamento de *Ramos et al* (2012) segrega as diferentes componentes da tarifa paga pelos consumidores em algumas distribuidoras de energia, corroborando a afirmação de Kelman (*op. cit.*) de que a maior parte dos recursos arrecadados via tarifa não são destinados à concessionária de distribuição²⁰¹, conforme quadro a seguir.

¹⁹⁷ Os contratos de concessão prorrogados definem a Parcela A como a "parcela da receita correspondente aos seguintes itens: i. Encargos Setoriais; ii. Energia Elétrica Comprada; iii. Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica"; e iv. Receitas Irrecuperáveis."

¹⁹⁸ Os novos contratos de concessão prorrogados à luz do Decreto n. 8.461 estabelecem como Parcela B a "parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica". Já o Módulo 3 do PRORET ainda define a "Parcela B" como o valor remanescente da receita da distribuidora, excluído o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, após a dedução da "Parcela A".

¹⁹⁹ Atualmente, a parcela referente aos custos com distribuição, ou seja, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição representa apenas 17% dos custos das tarifas (ANEEL, 2016).

²⁰⁰ SGT/ANEEL - publicado: 24/11/2015 16:25, última modificação: 12/03/2016 00:04.

²⁰¹ Apenas as rubricas 'Custos Operacionais' e 'Remuneração de Investimentos' compõem a Parcela B da receita.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 27. Tarifa residencial B1 segregada por componentes de custo

Fonte: RAMOS *et al* (2012, p. 33).

Para fins de reajuste e revisão das tarifas (custos não gerenciáveis – Parcela A, e custos gerenciáveis – Parcela B, excluídos os componentes financeiros), a estrutura da receita da concessionária é ilustrada no quadro abaixo.

RECEITA Tarifa x Mercado	=	PARCELA A Custos não gerenciáveis	+	PARCELA B Custos gerenciáveis
		<ul style="list-style-type: none"> - Compra de energia - Transmissão - Encargos setoriais 		<ul style="list-style-type: none"> - Custos operacionais - Custos de capital - Depreciação - Tributos
REGRAS DE REAJUSTE E REVISÃO		<ul style="list-style-type: none"> - Repasse dos custos 		<ul style="list-style-type: none"> - Atualização (IVI) - Reajuste anual (RTA) - Revisão periódica (RTP) - Fator X (IVI +/- X)
		Repasse para geradoras, transmissoras e governos		Cobertura de O&M, remuneração de capital e investimentos

Quadro 28. Estrutura da receita das concessionárias de distribuição

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A soma dos custos referentes às Parcelas A e B constitui a chamada tarifa econômica ou tarifa de equilíbrio da distribuidora. Entretanto, a tarifa econômica não é aquela efetivamente paga pelos consumidores, pois a conta de luz contempla uma série de outras rubricas de custo que são, em conjunto, chamadas de componentes financeiros, e cuja soma resulta na chamada tarifa financeira. Os componentes financeiros são, basicamente,

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

a Conta de Variações da Parcela A (CVA)²⁰², a sobrecontratação de energia, os subsídios²⁰³, e outros componentes financeiros específicos²⁰⁴.

A tabela a seguir apresenta a participação aberta das componentes da tarifa de equilíbrio do subgrupo residencial B1, referente a um conjunto de concessionárias de distribuição²⁰⁵.

Tabela 31. Tarifa de equilíbrio aberta – subgrupo residencial B1 (out/2011)

Tarifa B1 Res Aberta	Eletro-paulo	Elektro	Escelsa	Bandeirante	Piratinha	Cemig	Light	Celelesc	Aes Sul	Coelba
Tarifa B1 Residencial	326,07	395,39	344,79	347,48	330,96	395,60	332,80	329,63	317,44	386,19
Parcela A	197,30	199,34	188,65	205,26	197,18	189,77	180,24	195,29	191,05	168,89
Encargos Setoriais	37,04	37,65	38,00	35,57	34,66	37,98	34,72	38,84	38,24	31,13
Custo com o transporte de energia	21,69	42,50	19,76	29,93	21,21	18,72	17,71	24,26	25,65	17,57
Energia	138,57	119,18	130,88	139,76	141,31	133,06	127,81	132,20	127,16	120,19
Perdas	22,66	12,79	26,40	24,26	20,39	30,64	39,86	15,64	16,42	28,72
Perdas Técnicas na Distribuição	9,75	10,93	17,29	13,83	17,14	24,28	12,72	12,72	12,36	18,30
Perdas Não-Técnicas	12,91	1,86	9,11	10,43	3,24	6,36	27,15	2,91	4,06	10,42
Parcela B	99,30	164,70	122,31	116,49	108,86	166,79	117,35	100,54	106,91	171,20
Custos Operacionais	42,87	86,14	60,29	56,56	56,77	85,72	44,61	53,15	55,93	87,04
Remuneração dos investimentos	56,43	78,56	62,02	59,93	52,08	81,07	72,74	47,38	50,98	84,16
Quota de reintegração regulatória	22,74	31,83	21,82	22,13	17,93	36,00	23,83	17,30	19,99	30,40
Remuneração bruta de capital	33,68	46,73	40,20	37,79	34,16	45,06	48,91	30,09	31,00	53,76
Componentes Financeiros	6,81	18,56	7,43	1,47	4,53	8,40	-4,65	18,16	3,06	17,38
CVA	1,46	7,48	-4,01	0,88	-0,73	-7,31	0,86	-0,23	-5,74	0,04
Subsídios	4,44	9,78	17,40	3,41	4,38	17,67	5,17	20,44	16,44	13,14
Outros	0,92	1,31	-5,97	-2,82	0,89	-1,96	-10,69	-2,05	-7,64	4,20

Fonte: RAMOS *et al* (2012, p. 39).

Nos termos dos contratos de concessão, o reajuste tarifário (RTA) ocorre de modo ordinário com periodicidade anual, exceto nos anos em que ocorre a revisão tarifária ordinária (RTP), sendo a Receita Requerida (RR) calculada pela seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB \quad (28)$$

Onde:

RR: Receita Requerida;

²⁰² Nos termos do Submódulo 4.2, aprovado pela Resolução Normativa n. 703, de 2016, a CVA tem como finalidade apurar o desvio dos custos em relação ao valor previsto na tarifa fixada no início de cada ciclo tarifário e que são compensados por ocasião do processo tarifário seguinte. A CVA registra as variações dos seguintes itens de custo da Parcela A: (i) tarifa de repasse de potência de Itaipu; (ii) tarifa de transporte de Itaipu; (iii) Quota de recolhimento à CCC; (iv) Quota de recolhimento à CDE; (v) TUST da Rede Básica; (vi) COFURH; (vii) ESS; (viii) Quotas do Proinfa; e (ix) Custos de aquisição de energia elétrica.

²⁰³ "A legislação do setor elétrico contempla uma série de subsídios cruzados que são tratados no cálculo das tarifas como sendo componentes financeiros. Isto quer dizer que alguns consumidores pagam mais pela energia para que outros possam pagar menos. Os consumidores de baixa renda, as cooperativas e os agricultores que utilizam irrigação têm suas tarifas subsidiadas pelos demais consumidores da distribuidora. Também há subsídios para alguns geradores, notadamente para geração a partir de fontes incentivadas e para autoprodutores." (RAMOS *et al*, 2012, p. 11)

²⁰⁴ A exemplo de déficits no orçamento do Programa Luz para Todos.

²⁰⁵ A Parcela A da RR já embute na compra de energia uma previsão para perdas. Entretanto as perdas podem se mostrar relevantes na tarifa de algumas distribuidoras. Conceitualmente, há dois tipos de perdas: i. perdas técnicas - decorrentes da natureza dos sistemas elétricos; e ii. perdas não-técnicas - furto de energia. O tratamento regulatório das perdas técnicas é diferente do tratamento das perdas não técnicas. As perdas técnicas, quando os investimentos em rede são adequados, não são evitáveis, sendo por isso, repassadas integralmente para a tarifa. As perdas não técnicas são, muitas vezes, culturais e sua erradicação é um processo demorado e educativo. As distribuidoras que atuam em áreas com elevados índices de furto de energia possuem incentivos regulatórios para combater as perdas. A ANEEL estabelece metas de redução progressivas de perdas, preestabelecendo o percentual de perdas a ser incorporado nas tarifas de acordo com o mecanismo de *yardstick competition*. Caso o índice de perdas diminua em ritmo mais rápido que a meta, a empresa é recompensada; caso a empresa não atinja a meta regulatória, tem diminuído seu faturamento sem compensação pela tarifa. Os níveis regulatórios das Perdas Não Técnicas são definidos conforme metodologia do Submódulo 2.6 do PRORET.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VPA: Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento (DRP) e o Mercado de Referência;

Data de Referência Anterior (DRA): Data do último reposicionamento tarifário (RTA ou RTP);

Mercado de Referência: composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; e

Período de Referência: 12 meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento.

VPB: Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior (DRA), ao Mercado de Referência, atualizado pela diferença entre o Índice de Variação da Inflação (IVI) e o Fator X;

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M (ou IPC-A²⁰⁶), ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário; e

Fator X: É o valor a ser subtraído do IVI, com objetivo de compartilhar com os usuários e consumidores da distribuidora os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período, contribuindo para a modicidade tarifária.

Como conceito importante para o RTA, o Mercado de Referência é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no Período de Referência a outras distribuidoras, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como, pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição. O Período de Referência compreende o período de 12 meses anteriores ao mês do reajuste em processamento²⁰⁷.

A Data de Referência Anterior (DRA) é definida como sendo a data de vigência do último processo tarifário homologado pela ANEEL. A Data do Reajuste em Processamento (DRP) é a data de vigência do RTA em análise a ser homologado pela Agência.

O rito do RTA tem início com o envio da proposta de reajuste tarifário, pela distribuidora, até o quadragésimo quinto dia anterior à DRP (D-45). Para o cálculo do Índice de Reajuste Tarifário (IRT²⁰⁸), a ANEEL apura, em DRA, como em DRP, a Receita Anual, a Parcela A e a Parcela B, esta última corrigida, unicamente, pelo índice de variação de preços (IVI), deduzido o repasse²⁰⁹ de ganhos de eficiência representado pelo componente Pd do Fator X²¹⁰.

Para fins de apuração da Receita Anual (RA0), definida como Receita Anual de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, são consideradas as tarifas econômicas homologadas na DRA e o Mercado

²⁰⁶ Contratos de concessão de distribuição prorrogados conforme regras do Decreto n. 8.461 passaram a adotar o IPC-A, do IBGE, como índice de variação de preços.

²⁰⁷ Os montantes faturados em qualquer mês do Período de Referência são aqueles registrados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica da ANEEL (SAMP).

²⁰⁸ O IRT é o índice de reajuste que resulta do processo de RTA.

²⁰⁹ Na versão vigente do PRORET, a ANEEL abandonou o conceito de compartilhamento de ganhos de eficiência, pelo conceito de repasse dos ganhos.

²¹⁰ Os componentes do Fator X serão tratados no item 4.4.3 deste capítulo.

de Referência²¹¹, excluídos o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros.

O Valor da Parcela A na DRA (VPA0) é apurado da seguinte forma:

- i. Para a energia elétrica comprada, é considerado o montante de Energia Elétrica valorado pelo Preço Médio de Repasse no processo de RTA ou RTP do ano anterior²¹²;
- ii. Para a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição e para as componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS, são considerados os valores no processo anterior,
- iii. Para o uso dos sistemas de transmissão e distribuição, são considerados os montantes de demanda de potência contratados no período de referência e de energia elétrica associada, valorados pelas respectivas tarifas, no RTA ou RTP anterior; e
- iv. Para os demais itens (Encargos Setoriais), são considerados os valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes, vigentes na DRA, ao Mercado de Referência, de modo a assegurar a sua neutralidade.

O Valor da Parcela B, considerando-se as condições vigentes na DRA e o Mercado de Referência (VPB0), é calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0 \quad (29)$$

Onde:

RA0: Receita Anual na DRA, também denominada "Receita de Referência"; e

VPA0: Valor da Parcela A, nas condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA).

A Receita Anual (RA1) constitui a nova receita da concessionária na DRP e corresponde ao somatório das Parcelas A (VPA1) e B (VPB1), conforme:

$$RA1 = (VPA1 + VPB1) \quad (30)$$

Onde:

VPA1: O Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP); e

VPB1: O Valor da Parcela B na Data do Reajuste em Processamento (DRP).

O Valor da Parcela A, considerando-se as condições vigentes na DRP e o Mercado de Referência (VPA1), é calculado da seguinte forma:

- i. Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei n. 10.848, de 2004, é considerado o preço de repasse de cada contrato aplicado ao

²¹¹ Como o IRT para o próximo ciclo é calculado em momento anterior à conclusão do ciclo anterior, a informação relativa ao mercado faturado nos dois últimos meses do Período de Referência é estimada repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior.

²¹² Energia Elétrica Comprada, também denominada Energia Requerida, constitui o volume de energia elétrica (MWh) e potência (kW) adquirido para o atendimento a consumidores e outras concessionárias e permissionárias de distribuição no Período de Referência, acrescido de: i. perdas elétricas do sistema de distribuição, às quais se subdividem em técnicas e não-técnicas, conforme tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica (RTP); e ii. perdas associadas ao transporte de Itaipu e na Rede Básica, inclusive as provenientes das Demais Instalações da Transmissão – DIT de uso compartilhado.

montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;

ii. Para a energia proveniente de Itaipu, considera-se a tarifa de repasse estabelecida pela ANEEL aplicada ao montante de demanda de potência (kW) que poderá ser disponibilizado pela usina nos 12 meses subsequentes;

iii. Para a energia elétrica de empreendimentos de geração própria, é considerado o valor da geração própria (VGP) estabelecido pela ANEEL na última RTP, atualizado até a DRP, aplicado ao montante de geração própria (MGP) definido no processo de RTP;

iv. Para a energia elétrica proveniente do PROINFA, considera-se o montante de energia que poderá ser disponibilizado nos próximos 12 meses, valorado como energia comprada a custo zero, visto que o seu custo está classificado como encargo setorial;

v. Para a energia elétrica referente à cota-parte de Angra 1 e 2, é considerada a tarifa homologada pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser fornecido nos 12 meses subsequentes;

vi. Para a energia elétrica referente às Cotas das Usinas com Concessões Renovadas (CUCR), considera-se a tarifa definida pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser disponibilizado no nos próximos 12 meses;

vii. Para a energia elétrica comprada por meio de contratos celebrados após a Lei n. 10.848, de 2004, considera-se o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica (geração distribuída, CCEAR e leilão de ajuste), autorizados pela ANEEL até a DRP, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 meses subsequentes;

viii. Para cobertura tarifária econômica do Montante de Reposição²¹³, é considerado o preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário (RTA ou RTP);

ix. Para a energia elétrica relativa aos Sistemas Isolados, considera-se o valor do ACR-médio²¹⁴, aplicado ao montante de energia elétrica proveniente de geração própria e contratos preexistentes, aplicado ao montante de energia elétrica proveniente de geração própria e contratos anteriores à edição da Lei n. 12.111, de 2009;

x. Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no Período de Referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na DRP; e

xi. Para os demais itens da Parcela A (Encargos Setoriais, Conexão de uso exclusivo, TUSDg-ONS e TUSDg-T), são considerados os valores vigentes na DRP.

²¹³ Art. 24 do Decreto n. 5.163, de 2004.

²¹⁴ O ACR-médio corresponde ao custo médio da energia comercializada no ACR do SIN.

O Valor da Parcela B na DRP (VPB1) é calculado da seguinte forma:

$$VPB1 = VPB0 \times (IVI - X) \quad (31)$$

Onde:

VPB0: O Valor da Parcela B na DRA;

IVI: Índice de Variação de Preços; e

X: Fator X. É o valor a ser subtraído do IVI, com objetivo de repassar aos usuários e consumidores da distribuidora os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período, contribuindo para a modicidade tarifária²¹⁵.

Em síntese, no processo de reajuste anual é garantido o repasse às tarifas de fornecimento da variação dos custos não gerenciáveis, dado pela diferença entre as tarifas e encargos em DRA e DRP, e a atualização nominal da parcela gerenciável pela aplicação do índice de preços dos últimos 12 meses. O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é o índice que atualiza a receita anual para composição desses custos acima (EL HAGE *et al*, 2011).

O IRT total é apurado pela soma do IRT econômico, dado pela divisão entre a Receita Anual na DRP (RA1) e a Receita Anual na DRA (RA0), com o IRT financeiro, que é calculado pela divisão entre o somatório dos Componentes Financeiros, apurados na DRP, e a Receita Anual na DRA, multiplicada pela razão de variação de mercado, em MWh.

A equação do IRT total está representada abaixo:

$$IRT_{total} = IRT_{econ} + IRT_{fin} \quad (32)$$

O IRT econômico é obtido pela divisão entre a Receita Anual na DRP (RA1) e a Receita Anual na DRA (RA0), conforme segue:

$$IRT_{eco} = \frac{RA_1}{RA_0} \quad (33)$$

O IRT financeiro é calculado pela divisão entre o somatório dos Componentes Financeiros, na DRP, e a Receita Anual na DRA, multiplicada pela razão de variação de mercado (MWh).

$$IRT_{fin} = \frac{\sum \text{Componentes Financeiros (R\$)}}{RA_0 * (1 + r_m)} \quad (34)$$

Onde:

r_m = MWh RTA ou RTP atual / MWh RTA ou RTP ano anterior (limite mínimo igual a zero).

²¹⁵ Originalmente, os contratos de concessão estabeleciam que o Fator X poderia ser somado ou subtraído ao índice de preços.

Conforme estabelecido no Módulo 4 do PRORET, os Componentes Financeiros não fazem parte da base tarifária, ou seja, não compõem a tarifa econômica da distribuidora. São valores apurados anualmente, positivos ou negativos, que são repassados às tarifas da distribuidora para compensação no período de 12 meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento²¹⁶.

O fluxograma do processo de RTA até o cálculo do IRT Total é ilustrado no quadro abaixo:

Quadro 29. Fluxograma do processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA)

Fonte: Elaboração do autor com base no submódulo 3.1 do PRORET (ANEEL, 2016).

A respeito do processo de RTA, Kelman (2009) esclarece que “(...) nos anos intermediários, entre as revisões, a ANEEL executa o reajuste tarifário. Grosso modo, trata-se, como na revisão, do cálculo dos custos não gerenciáveis que compõem a parcela A. Mas ao contrário do que ocorre na revisão, por ocasião do reajuste a parcela B não é objeto de qualquer avaliação sofisticada. Aplica-se simplesmente a correção monetária (IGP-M), subtraída do fator X. É por causa desse vínculo com o IGP-M que algumas análises superficiais do Setor Elétrico costumam erroneamente atrelar a variação das tarifas ao IGP-M. Na realidade, a parcela B também é afetada pelo fator X (...) e a parcela A é recalculada anualmente, sem necessariamente seguir a variação do IGP-M. É o caso da compra da energia de Itaipu, que é corrigida pela variação do dólar, e dos contratos mais recentes de venda de energia das geradoras para as distribuidoras, resultantes de leilões, que são atualizados pelo IPCA” (p. 160-161).

A própria ANEEL tem esclarecido, em dispositivo do PRORET, que o Reajuste Tarifário Anual “(...) não segue necessariamente a mesma variação da inflação. A fórmula

²¹⁶ Módulo 4 – Componentes Financeiros: define procedimento para cálculo dos componentes financeiros passíveis de consideração nos processos de reajuste e revisão das tarifas das concessionárias de distribuição, destacando-se a CVA, a sobrecontratação de energia e o Programa Luz para Todos.

paramétrica constante do contrato de concessão considera uma Parcela “A”, que contém custos não gerenciáveis pela distribuidora, e uma Parcela “B”, de custos por ela diretamente gerenciáveis. A Parcela “B” é corrigida, unicamente, pela variação do IGPM, deduzido o compartilhamento de ganhos representado pelo “Fator X”. Já os componentes da Parcela “A” são afetados por legislações específicas e podem sofrer variações superiores ou inferiores à inflação medida no período” (Submódulo 3.1. do PRORET, rev 1.4, 2016, p. 12).

Defendem El Hage *et al* (2011) que, no processo de reajuste deve-se repassar às tarifas finais dos usuários as variações dos custos sobre as quais a concessionária de distribuição não tem administração, enquanto a parcela da receita relativa aos serviços que esteja sob sua gestão seja apenas atualizada nominalmente por um índice que reflita a inflação monetária.

De fato, como aponta a ANEEL e os autores citados, o Reajuste Tarifário Anual (RTA) não segue necessariamente a mesma variação da inflação. Contudo, os processos de reajuste tarifário têm como princípio manter o poder de compra da tarifa das distribuidoras no período entre revisões.

A tabela seguinte ilustra a afirmação acima por meio da apresentação dos IRT homologados pela ANEEL em 2014, muito superiores aos índices de inflação do período²¹⁷, sendo explicados, principalmente, pela elevação dos custos com a compra de energia e encargos setoriais, itens inerentes à Parcela A.

²¹⁷ IGP-M acumulado em 2014, de 2,66%; IPC-A acumulado em 2014, de 6,40%.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 32. Índices de Reajuste Tarifário (IRT) homologados pela ANEEL em 2014

Distribuidora	DATA	IRT	IRT economico	IRT financeiro
		%	%	%
CFLO	29/06	43,14	36,44	6,7
COCEL	24/06	32,88	34,88	-2
ELETRCAR	29/06	31,45	21,01	10,44
COPEL-DIS	24/06	30,78	24,78	6
RGE	19/06	21,82	18,83	2,99
EDEVP	10/05	18,94	15,65	3,29
CPFL-Paulista	08/04	17,18	14,56	2,62
CNEE	10/05	16,7	14,25	2,45
CEMAT	08/04	16,62	11,46	5,16
AES-SUL	19/04	16,42	11,89	4,53
CEMIG-D	08/04	16,33	11,91	4,41
CELPE	29/04	15,99	14,05	1,94
CAIUÁ-D	10/05	15,63	12,08	3,56
ENF	18/06	15,5	13,52	1,98
COELBA	22/04	14,86	10,76	4,1
CPFL Santa Cruz	03/02	14,86	9,89	4,97
EEB	10/05	14,78	7,79	6,99
ENERSUL	08/04	14,24	11,86	2,66
COSERN	22/04	12,21	9,15	3,06
ESE	22/04	11,19	8,84	2,35
COELCE	22/04	8,09	8,43	-0,34
EMG	18/06	6,81	7,25	-0,44
EBO	04/02	3,04	6,28	-3,24
AMPLA	15/03	1,03	-3,49	4,52
CPFL Mococa	03/02	-2,07	2	-4,07
CPFL Jaguari	03/02	-3,73	1,17	-4,9
CPFL Sul Paulista	03/02	-5,51	-3,16	-2,35
CPFL Leste Paulista	03/02	-7,67	-4,74	-2,93

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2015).

Enquanto o processo de RTA tem por objetivo definir um IRT que garanta o equilíbrio econômico-financeiro entre revisões, no processo de RTP, as tarifas são 'reposicionadas' conforme abertura da estrutura de custos e estrutura de mercado das concessionárias. A ANEEL analisa os itens 'gerenciáveis' da Parcela A e da Parcela B, definindo uma nova Receita Requerida (RR) e, conseqüentemente, novas tarifas.

4.4. Revisão Tarifária Periódica (RTP)

No processo de RTP, Kelman (2009) destaca que a ANEEL “(...) *estabelece clara distinção entre as necessidades da concessão, que devem atender aos interesses de curto e longo prazos do consumidor, e às da concessionária, que podem estar contaminadas por decisões empresariais equivocadas, cujos custos não devem ser repassados ao consumidor. Como resultado da revisão, a tarifa de uma concessionária pode aumentar ou diminuir*” (p. 160).

Já El Hage *et al* (2011) consideram que o modelo que permeia a atual regulação econômica das atividades de monopólio natural – entre elas a distribuição de energia elétrica – baseia-se no incentivo à eficiência e não mais no custo do serviço de forma convencional (p. 10).

Corroborando o que defende Sales (2009), considera-se que, na prática, a distinção entre a regulação tarifária por meio do serviço pelo preço (*price cap*) e a do custo do serviço (*rate of return*), conceitos discutidos no Capítulo 2, fica prejudicada em função das práticas das agências reguladoras, fenômeno que ocorre não apenas no caso do Brasil²¹⁸.

Conforme previsto nos contratos de concessão²¹⁹, na revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica deveriam ser observadas as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, bem como os estímulos ao ganho de eficiência e à modicidade tarifária²²⁰.

Jamison (2007) considera que o regime tarifário de *price cap* se diferencia das formas de regulação do tipo custo do serviço justamente por incentivar a busca permanente de ganhos de eficiência na prestação do serviço. No entanto, o próprio autor considera que muitos conceitos observados no processo de regulamentação do modelo se aproximam de instrumentos da regulação do tipo *rate of return*, análise que se pretende ilustrar a partir do presente estudo do processo de RTP realizado periodicamente pela ANEEL.

Objetivamente, os procedimentos gerais e específicos do processo de RTP²²¹ estão estabelecidos no Módulo 2 do PRORET. Nos termos do Submódulo 2.1, a revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT) e do Fator X. No processo de revisão tarifária também é definido o parâmetro referente ao percentual regulatório de Perdas Não Técnicas, conforme Submódulo 2.6²²².

Segundo a ANEEL, o cálculo do RT “(...) se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de

²¹⁸ Jamison (2007) discute a aplicação da regulação tarifária por *price cap* no Reino Unido.

²¹⁹ “Sétima Subcláusula – O PODER CONCEDENTE (...) procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas (...)”.

²²⁰ Os critérios contratuais para fins de revisão das tarifas de distribuição serão objeto de discussão nas considerações finais do presente capítulo.

²²¹ Atualmente em seu 4º ciclo de revisão (4CRTP), para maioria das distribuidoras (a ESCELSA passa pelo 7CRTP).

²²² As perdas regulatórias de energia, consideradas no cálculo dos custos de compra de energia (Parcela A), possuem dois componentes: Perdas na Distribuição e Perdas na Rede Básica. As Perdas na Distribuição são formadas pelas Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas. A abordagem utilizada pela ANEEL para definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa (*yardstick competition*), efetuada a partir da construção de um *ranking* de complexidade das áreas de concessão, de modo a verificar a eficiência de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas. Com base na análise comparativa, a ANEEL define uma trajetória de redução para cada concessionária por mecanismo de *benchmarking*.

qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência” (2005, p. 22).

O Reposicionamento compreende duas etapas. Na primeira, ocorre o cálculo da Receita Requerida (RR). Na segunda, é realizada a abertura tarifária. O objetivo do processo de RT consiste na redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro da concessão²²³.

Nos contratos de concessão, o Fator X corresponde a um valor a ser subtraído ou acrescido da variação do Indicador de Variação da Inflação (IVI), quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade apurados no período. Na regulamentação vigente, o Fator X corresponde a um valor a ser apenas subtraído de IVI (índice de inflação), de modo a repassar os ganhos de eficiência aos consumidores²²⁴.

Para definição dos valores necessários ao cálculo do RT e do Fator X (chamados de procedimentos gerais do processo de RTP), são utilizados os conceitos, critérios e procedimentos estabelecidos nas metodologias descritas em Módulos e Submódulos dos PRORET (procedimentos específicos)²²⁵.

O cálculo do RT passa pelo cálculo da Receita Requerida (RR) que, segundo define a ANEEL, corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com o retorno adequado para o capital prudentemente investido. A RR é composta pela soma dos valores da Parcela A (VPA) e Parcela B (VPB).

O VPA da Receita Requerida é composto pela soma dos seguintes componentes²²⁶:

²²³ Novamente uma referência ao equilíbrio da concessão, e não do contrato de concessão.

²²⁴ Embora a regulamentação anterior prevísse a subtração ou acréscimo de um fator do IVI, na prática, a ANEEL costuma adotar a subtração de fator ao IVI. A regulamentação do Submódulo 2.5 do PRORET formaliza a prática da Agência e retira o incentivo para que a concessionária apure ganhos de eficiência.

²²⁵ Submódulo 2.2: Custos Operacionais; Submódulo 2.3: Base de Remuneração Regulatória; Submódulo 2.4: Custo de Capital; Submódulo 2.5: Fator X; Submódulo 2.6: Perdas de Energia; Submódulo 2.7: Outras Receitas; Submódulo 2.8: Geração Própria de Energia; Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição; Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição; e Módulo 5: Encargos Setoriais.

²²⁶ Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes estão descritos, respectivamente, nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET. Como visto, o Valor da Parcela A compreende os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, encargos setoriais, cujos montantes e preços escapam da capacidade de gestão da distribuidora, sendo cada componente calculado conforme segue: i. Energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei n. 10.848, de 2004: preço de repasse de cada contrato aplicado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos doze meses subsequentes; ii. Energia proveniente de Itaipu: tarifa de repasse estabelecida em ato específico da ANEEL aplicada ao montante de demanda de potência (kW) que poderá ser disponibilizado por Itaipu nos doze meses subsequentes; iii. Energia proveniente dos empreendimentos de geração própria: valor da geração própria (VGP) aplicado ao Montante de Geração Própria (MGP), conforme Submódulo 2.8 do PRORET, 'Geração Própria de Energia'; iv. Energia proveniente do PROINFA: montante de energia elétrica associado ao Programa que poderá ser disponibilizado nos doze meses subsequentes, valorado como energia comprada a custo zero, visto que seu custo efetivo está classificado como encargo setorial; v. Energia referente à cota-parte de Angra 1 e 2: tarifa calculada e homologada anualmente pela ANEEL, aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser fornecido pelas centrais geradoras Angra 1 e 2 nos doze meses subsequentes; vi. Energia referente às cotas das usinas com concessões renovadas: tarifa definida pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser disponibilizado no regime de cotas pelas usinas com concessões renovadas nos doze meses subsequentes; vii. Energia comprada por meio de contratos firmados após a Lei n. 10.848: preço médio de repasse dos contratos de geração distribuída, CCEAR e leilão de ajuste, autorizados pela ANEEL, atualizados até a data da revisão tarifária, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos doze meses subsequentes; viii. Montante de reposição para fins de cobertura tarifária econômica:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (35)$$

Onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais.

O VPB, por sua vez, corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, sendo composta pela soma dos custos operacionais e financeiros. Os custos operacionais são os necessários para a empresa prover o serviço público, incluindo os custos com gestão de pessoas (administrativo e de operação e manutenção), infraestrutura física (edificações, móveis, sistema de informática) e materiais e serviços, representados pelos componentes CAOM (Custo de Administração, Operação e Manutenção), e pelo CAA (Custo Anual dos Ativos), que inclui, entre seus itens, a remuneração do capital (RC).

O VPB é calculado no processo de revisão tarifária conforme equação abaixo:

$$VPB = (CAOM + CAA) \times (1 + Pm + MIQ) - OR \quad (36)$$

Onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado (componente Pd); e

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (componente Q);

OR: Outras Receitas.

Para o cálculo do Fator de Ajuste de Mercado (Pm) é considerada a metodologia de cálculo do Fator Pd do Fator X, conforme Submódulo 2.5 do PRORET. O componente Q do Fator X, mecanismo tarifário de incentivo à melhoria da qualidade do serviço, será objeto do próximo item deste trabalho, sendo que nas revisões tarifárias que ocorrerão a partir de abril de 2016, o componente Q será calculado conforme metodologia de cálculo do 4CRTP, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL n. 660, de 2015.

Os valores de Outras Receitas (OR) são calculados conforme Submódulo 2.7, e podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza, em receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e receitas de outras atividades empresariais, subdivididas em dois grupos. Aquelas inerentes ao serviço de distribuição são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia. As atividades

valorado ao preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário; ix. Energia relativa aos Sistemas Isolados: custo médio da energia comercializada no ACR do SIN, denominado ACR-médio, aplicado ao montante de energia elétrica proveniente de geração própria e contratos anteriores à edição da Lei n. 12.111, de 2009; x. Uso dos sistemas de transmissão e distribuição: montantes de demanda de potência contratados no Período de Referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data da revisão tarifária; e xi. Demais itens da Parcela A (encargos setoriais, conexão de uso exclusivo, TUSDg-ONS e TUSDg-T): valores vigentes na data da revisão tarifária. No cálculo dos custos de compra de energia elétrica também são considerados os valores regulatórios de perdas de energia elétrica (técnicas e não técnicas, conforme Submódulo 2.6).

acessórias são atividades de natureza econômica acessória ao objeto do contrato de concessão ou permissão, exercida por sua conta e risco, sendo subdivididas em (a) próprias²²⁷; e (b) complementares²²⁸. Para efeito de modicidade tarifária, parte dos valores das OR é deduzida da parcela B conforme disciplinam os Submódulos 2.1. e 2.7. (compartilhamento de até 60% da receita bruta).

4.4.1. Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), cuja metodologia de cálculo é detalhada no Submódulo 2.2 do PRORET, é composto pelos seguintes itens:

$$CAOM = CO + RI \quad (37)$$

Onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO: Custos Operacionais; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

Os custos operacionais (CO) correspondem aos custos com pessoal, materiais, serviço de terceiros, outros custos operacionais, tributos e seguros relativos à atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica. Para a ANEEL, o CO é um valor de natureza regulatória, distinguindo-se, portanto, do OPEX, que é custo operacional real da empresa usado no cálculo de eficiência.

A metodologia de cálculo dos custos operacionais adotada no processo de RTP busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, por meio da comparação entre as distribuidoras (*yardstick competition*) e áreas de concessão. A partir do nível eficiente, é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário.

Assim, no momento da RTP, a meta regulatória é comparada com a cobertura de CO na tarifa vigente da concessionária, denominada receita de custos operacionais. A partir da diferença entre a meta regulatória e a receita de custos operacionais, calcula-se uma

²²⁷ Atividades acessórias próprias: são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

²²⁸ Atividades acessórias complementares: são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados; e serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas.

trajetória regulatória. Parte dessa diferença será incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente será considerada para fins de cálculo do componente T do Fator X.

O valor do CO correspondente à cobertura tarifária da concessionária no momento da revisão (receita de custos operacionais no ano teste - CO_{At}) é apurado pela equação:

$$CO_{At} = \frac{CO_{Rev} - VPB_{Rev}(1 - (1 - T_{Rev})^{N-1})}{VPB_{Rev}(1 - T_{Rev})^{N-1}} \cdot VPB_{At} \quad (38)$$

Onde:

CO_{At} : receita de custos operacionais no Ano Teste;

CO_{Rev} : valor dos custos operacionais aprovado na última revisão tarifária, com ajustes;

VPB_{Rev} : valor da parcela B na última revisão tarifária;

T_{Rev} : componente T do Fator X definido na última revisão tarifária;

VPB_{At} : receita de parcela B no Ano Teste;

N : número de anos do ciclo tarifário da concessionária.

O valor do custo operacional eficiente (CO_{ef}) é definido a partir da comparação da receita de custos operacionais no momento da revisão (CO_{At}) e o intervalo de custos operacionais eficientes para a concessionária em análise (LI e LS), conforme abaixo.

$$CO_{ef} = \min (\max (CO_{At}; LI) ; LS) \quad (39)$$

Onde:

CO_{ef} : valor dos custos operacionais regulatórios eficientes;

LS : limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes;

LI : limite inferior dos custos operacionais regulatórios eficientes;

Os intervalos de custos operacionais eficientes (LS e LI) são calculados conforme equação a seguir:

$$\begin{aligned} LS &= \alpha \cdot \frac{\theta_{sup}}{\theta_{ref}} \cdot Opex \\ LI &= \alpha \cdot \frac{\theta_{inf}}{\theta_{ref}} \cdot Opex \end{aligned} \quad (40)$$

Onde:

LS : limite superior dos custos operacionais regulatórios;

LI : limite inferior dos custos operacionais regulatórios;

θ_{sup} : limite superior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;

θ_{inf} : limite inferior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;

θ_{ref} : referencia de eficiência;

$Opex$: custo operacional real da empresa usado no cálculo de eficiência;

α : fator de atualização.

A meta de custos operacionais (CO_{meta}) é ajustada de modo que não implique uma trajetória que exceda uma variação de custos (ΔCO) superior a 5% a.a, conforme a seguinte equação:

$$\Delta CO = \min \left(\left| \sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1 \right|; 5\% \right)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N \quad (41)$$

Onde:

ΔCO : variação anual dos custos operacionais regulatórios;

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

O fator de atualização do $Opex$ (α) é calculado conforme a equação a seguir.

$$\alpha = \frac{Opex_{ef}^{t+1}}{Opex_{ef}^t} \cdot \frac{IPCA^{t+1}}{IPCA^t} \quad (42)$$

Onde:

$Opex_{ef}^{t+1}$: custo eficiente estimado na data base da revisão tarifária;

$Opex_{ef}^t$: custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência;

$IPCA^{t+1}$: número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária;

$IPCA^t$: número índice.

O custo eficiente estimado para a concessionária ($Opex_{ef}$) é calculado pela equação²²⁹:

$$Opex_{ef} = \frac{1}{u} \left(\sum_{j=1}^m v_j y_j + \varphi \right) \quad (43)$$

Onde:

$Opex_{ef}$: o custo eficiente estimado para a concessionária;

y_j : produto "j" da empresa;

v_j : "peso" atribuído ao produto "j";

u : "peso" atribuído ao insumo;

m : total de produtos;

φ : "fator de escala" da empresa.

A diferença entre os valores de meta regulatória (CO_{meta}) e a receita de custos operacionais (CO_{At}) é deduzida ou acrescida às tarifas de forma gradual ao longo do ciclo de revisão. O valor dos custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária (CO_p) e o Componente T do Fator X (T_p) são calculados conforme equações a seguir.

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N}$$

$$T_p = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p} \quad (44)$$

Onde:

²²⁹ Os produtos utilizados, bem como seus respectivos pesos por concessionária, foram obtidos do estudo de *benchmarking* realizado pela ANEEL, e estão apresentados nos Anexos III e IV do Submódulo 2.2. do PRORET.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

COp: valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na RTP em processamento;

Tp: componente de trajetória dos custos operacionais do Fator X (componente T) para a revisão em processamento;

VPBp: valor de Parcela B da RTP em processamento.

O valor regulatório das receitas irrecuperáveis (RI) é composto por duas parcelas. A primeira se refere às receitas irrecuperáveis associadas aos valores faturados com encargos setoriais. A segunda parcela diz respeito aos demais itens da receita requerida, acrescidos dos valores de faturamento previstos de bandeiras tarifárias. Os limites percentuais de RI a serem considerados por empresa variam de acordo com a parcela, a classe de consumo e o grupo²³⁰.

4.4.2. Custos dos Ativos e Remuneração do Capital

Os ativos da concessionária de distribuição são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e da Base de Anuidade Regulatória (BAR).

A BRR é composta por investimentos com longo período de recuperação, formada pelos valores dos itens: I - Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) avaliado por laudo de avaliação de empresa específica²³¹, depreciado ou amortizado, considerando os grupos de ativos: i) terrenos – distribuição e geração; ii) reservatórios, barragens e adutoras; iii) edificações, obras civis e benfeitorias – distribuição, geração; e iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração; II – Intangível; III – Almoxarifado de operação; e IV – Obrigações Especiais (OE). A tabela a seguir resume a formação da Base de Remuneração.

Tabela 33. RTP – Formação da Base de Remuneração

N.	Item
1	Ativo Imobilizado em Serviço (VNR)
2	Índice de Aproveitamento Integral
3	Obrigações Especiais Bruta
4	Bens Totalmente Depreciados
5	Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)
6	Depreciação Acumulada
7	AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)
8	Índice de Aproveitamento Depreciado
9	Valor da Base de Remuneração (VBR)
10	Almoxarifado em Operação
11	Obrigações Especiais Líquida
12	Terrenos e Servidões
13	Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)

Fonte: Submódulo 2.3. do PRORET (2015).

²³⁰ Para fins de limitação de receitas irrecuperáveis referentes a encargos setoriais, as distribuidoras são divididas em dois grupos (1 e 2) de acordo com o mercado atendido.

²³¹ A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, conforme Resolução Normativa n. 635, de 2014, contratada pela concessionária, a qual produzirá um laudo técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência.

A avaliação dos ativos da concessionária de distribuição (BRR) é realizada utilizando o Método do Valor Novo de Reposição (VNR), que não representa o valor de mercado, mas um valor referencial, oriundo da aplicação do aproveitamento e da depreciação sobre os custos de reposição para equipamentos, benfeitorias e obras civis em operação (contemplados os gastos com instalações e outros custos adicionais, como impostos não recuperáveis).

O valor final dos ativos fixos do VNR considera os seguintes itens:

$$VNR = VF + COM + CA + JOA \quad (45)$$

Onde,

VF – Valor de Fábrica: corresponde aos equipamentos principais, representados pelas Unidades de Cadastro ou Unidades de Adição e/ou Retirada (UC/UAR), conforme o MCPSE. O valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado é obtido a partir do Banco de Preços da Concessionária;

COM – Componentes Menores: conjunto de componentes acessórios vinculados a um determinado equipamento principal, definido a partir do Banco de Preços Referenciais;

CA – Custos Adicionais: compreende os custos necessários para colocação do bem em operação, incluindo os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, entre outros, conforme estabelecido no MCSE; e

JOA – Juros sobre Obras em Andamento: representa a remuneração da obra em curso e é aplicado para subestações, linhas e redes de distribuição. O JOA é definido regulatoriamente e calculado considerando-se o WACC real após impostos.

A parcela da Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por investimentos de curto a médio período de recuperação, cujos valores são equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível: I – Intangível – Software, Outros; II – Terrenos – Administração; III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração; IV – Máquinas e equipamentos – Administração; V – Veículos; e VI – Móveis e utensílios.

Os ativos que compõem a BAR não são considerados no AIS que compõe a BRR, sendo determinados como uma relação do AIS, conforme equação:

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1 / IPCA_0)^{0,167} \quad (46)$$

Onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na RTP;

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na RTP;

IPCA₁: Valor do índice IPCA na data da revisão tarifária; e

IPCA₀: Valor do índice IPCA em 1º de janeiro de 2015.

A BAR é decomposta na somatória dos grupos: aluguéis (BAR_A - 45%); veículos (BAR_V - 12%); e sistemas (BAR_I - 43%). Assim, BAR_A corresponde ao montante referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; BAR_V corresponde aos investimentos em veículos; e BAR_I ao montante dos investimentos em sistemas de informática.

A remuneração, amortização e depreciação referentes aos itens da BAR são dadas em forma de anuidades (CAIMI). Os valores de CAIMI, conforme Submódulo 2.3, são calculados com remuneração sobre 50% do investimento, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI^{232} \quad (47)$$

Onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende do montante da BRR e do Custo de Capital (WACC regulatório) conforme metodologia e formulação descritas nos Submódulo 2.3 e 2.4 do PRORET. A RC diz respeito à remuneração da estrutura de capital das fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, capital próprio e de terceiros²³³.

Para apuração do custo de capital próprio, a ANEEL adota o modelo risco/retorno do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), conforme seguinte equação:

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (48)$$

Onde:

r_p : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco. A ANEEL adota o rendimento anual do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos (de 1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014), obtendo-se o valor de 5,64% a.a.;

β : beta do setor regulado. Para cálculo do beta, foram escolhidas empresas distribuidoras que atuam nos EUA. O beta desalavancado resultou em 0,43. Para aplicação às distribuidoras no Brasil, foram realizados ajustes, resultando num beta de 0,70;

r_m : taxa de retorno do mercado. Taxa calculada a partir da média do rendimento anual histórico do índice de ações Standard & Poor's 500 (S&P500), do período de 1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014, apurando-se o valor de 13,20% a.a.; e

r_B : prêmio de risco país. O cálculo do prêmio de risco país utilizou a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index Plus* relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), calculado pela JP Morgan, de 1º de outubro de

²³² O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado conforme a equação: $CAL = BAR_A \cdot [1/VU + rWACCpré/2]$, onde: CAL: Custo Anual de Aluguéis; BAR_A : Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), sendo 75% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) "230.01 – Equipamento Geral – móveis e utensílios"; e 25% referente ao TUC "215.09 – Edificação – outras". O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado conforme a equação: $CAV = BAR_V \cdot [1/VU + rWACCpré/2]$, onde: CAV: Custo Anual de Veículos; BAR_V : Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo MCPSE, referente ao TUC "615.01 – Veículos". O Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) é calculado conforme a equação: $CAI = BAR_I \cdot [1/VU + rWACCpré/2]$, onde: CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática; BAR_I : Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática; e VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao MCPSE, sendo 70% referente ao TUC "535 – Software"; e 30% referente ao TUC "235 – Equipamento Geral de Informática". A metodologia de cálculo dos valores de BAR_I , BAR_V e BAR_A , é descrita no é detalhada no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória.

²³³ O capital de terceiros representa recursos originários de terceiros utilizados para a aquisição de ativos, sujeitos a remuneração. Corresponde ao passivo oneroso de curto e longo prazo. O capital próprio corresponde aos recursos originários dos sócios ou acionistas da entidade ou decorrentes de suas operações sociais, obtido pela diferença entre o capital total e o capital de terceiros. A metodologia da ANEEL apurou o percentual de participação de capital de terceiros de 48,76% a ser utilizado na definição do WACC do 4CRTP.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

1999 a 30 de setembro de 2014. A ANEEL considerou a mediana do período, obtendo como resultado 2,62% a.a.

O custo de capital próprio, em termos nominais depois de impostos, referenciado no mercado norte americano, foi apurado em de 13,57% a.a. Em termos reais depois de impostos, corresponde a uma taxa de 10,90% a.a. a ser utilizada na definição do custo médio ponderado de capital (WACC) com vigência para o 4CRTP.

Para o cálculo do custo de capital de terceiros (r_d), adiciona-se à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é apurado pelo método CAPM da dívida, conforme equação:

$$r_d = r_f + r_c + r_B \quad (49)$$

Onde:

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco (5,64% a.a.);

r_c : prêmio de risco de crédito. Estabelecido pela média das pontuações obtidas pelas empresas de distribuição brasileiras em relação à classificação na escala de *rating* de crédito global em moeda local da Moody's, no período de novembro de 1999 a outubro de 2014, resultando numa taxa de 3,37% a.a.; e

r_B : prêmio de risco país (2,62% a.a.).

O custo de capital de terceiros (r_d), em termos nominais antes de impostos, referenciado no mercado norte americano, foi apurado em 11,62% a.a. Este valor corresponde a uma taxa de 5,12% a.a. em termos reais depois de impostos, a ser utilizada na definição do WACC ao longo do 4CRTP.

Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (ou *Weighted Average Cost of Capital* - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, pela seguinte equação:

$$rWACC = (PV) \cdot r_p + (DV) \cdot r_d \quad (50)$$

Onde:

$rWACC$: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_p : custo do capital próprio real depois de impostos;

r_d : custo da dívida real depois de impostos;

P: capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida; e

V: soma do capital próprio e de terceiros.

Aplicando-se a equação na estrutura de capital adotada pela ANEEL ($D/V = 48,76\%$), foi obtido um WACC em termos reais depois de impostos de 8,09% a.a. a vigorar entre março de 2015 a dezembro de 2017. Entretanto, para aplicação tarifária considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos, com a posterior inclusão do percentual de

impostos a serem pagos²³⁴. Assim, o WACC é aplicado às tarifas dos consumidores sem os tributos, da seguinte forma:

$$rWACC \text{ pré} = (PV) \cdot rp + (DV) \cdot rd / 1 - T \quad (51)$$

Considerando-se alíquotas de IRPJ (25%) e CSSL (9%), sendo as empresas sujeitas, contudo, a tratamento legal diferenciado, a depender das especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores, foi apurado o WACC real antes dos impostos de 12,26% a.a.

A tabela abaixo resume os componentes e resultados do cálculo do WACC para o 4CRTP.

Tabela 34. Componentes do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC do 4CRTP

CUSTO DE CAPITAL	
Proporção de Capital Próprio	51,24%
Proporção de Capital de Terceiros	48,76%
Taxa livre de risco	5,64%
Prêmio de risco de Mercado	7,56%
Beta médio alavancado	0,70
Prêmio de risco do negócio	5,31%
Inflação americana considerada	2,41%
Prêmio de risco país	2,62%
Custo de capital próprio real	10,90%
Prêmio de risco de crédito	3,37%
Custo de dívida real	5,14%
CUSTO MÉDIO PONDERADO - WACC	
WACC real antes de impostos (34% IRPJ/CSSL)	12,26%
WACC real depois de impostos	8,09%

Fonte: Submódulo 2.4. do PRORET (2015).

No cálculo do RC, o saldo devedor dos recursos da RGR é deduzido da base de remuneração líquida (BRRI) do mês referente à data base do laudo de avaliação da BRR da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR são remunerados à uma taxa específica²³⁵, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

Ainda no processo de apuração da RC, é calculada a Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais (RC_{OE}). As Obrigações Especiais (OE) são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, das verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão. As OE não constituem passivos onerosos e nem créditos do

²³⁴ Os tributos são associados ao custo de capital de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para a sua quitação.

²³⁵ Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 0,73% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT são remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,88% a.a. em termos reais.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

acionista, como não integram a Receita Requerida (RR), compondo a BRR como redutoras do AIS, sendo atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados nessa conta.

A RC_{OE} é calculada conforme equação abaixo:

$$RC_{OE} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM + CAA - RC_{OE}} \times OES_b \quad (52)$$

Onde:

RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

r_p : Custo de Capital Próprio (nominal);

r_f : Remuneração do Ativo Livre de Risco (nominal);

t : Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P : Participação do Capital Próprio no Capital Total;

$CAOM$: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA Custo Anual dos Ativos; e

OES_b : Obrigações Especiais Brutas.

Assim, apresentados todos os componentes da Remuneração do Capital, os valores de RC no processo de RTP são calculados conforme a seguir:

$$RC = (BRRl - RGR) \times rWACC_{pré} + RGR \times rRGR + RCOE \quad (53)$$

Onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão (RGR);

$rWACC_{pré}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;

$rRGR$: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

$RCOE$: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

Também é adicionada aos custos de capital (RC) a quota de reintegração regulatória (QRR) composta das quotas de depreciação e de amortização, e que representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens ou direitos, conforme:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (54)$$

Onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações²³⁶.

Resumindo-se o apresentado neste item, o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos seguintes componentes de custo apresentados no decorrer deste item:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (55)$$

²³⁶ Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações (δ), são utilizadas as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2009.

Onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (amortização e depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

Como será discutido no item seguinte, para cálculo do Valor da Parcela B (VPB), além dos componentes de custos operacionais e de capital apresentados (Custo de Administração, Operação e Manutenção - CAOM, Custo Anual dos Ativos - CAA e Outras Receitas - OR), o processo de RTP prevê ainda a apuração dos componentes do Fator X^{237} (Fator de Ajuste de Mercado - Pm e Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade - MIQ).

Em resumo, o cálculo do índice de reposicionamento (RT) visa ajustar, para mais ou para menos, as tarifas homologadas no último RTA de modo a promover o reequilíbrio da concessão, mediante definição de uma taxa de retorno adequada sobre o capital investido e de receita que cubra os custos operacionais considerados eficientes, componentes do VPB, na data da revisão.

4.4.3. Metodologia do Fator X

Os contratos de concessão das distribuidoras também estabelecem que o valor da Parcela B será ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se sobre o valor vigente dessa parcela o índice "IVI - X" (RPI - X), o que se convencionou chamar de Fator X. A metodologia de cálculo do Fator X, inicialmente regulamentada por meio da Resolução ANEEL n. 055, de 2004, é descrita no Submódulo 2.5 do PRORET.

Conforme versão do Submódulo 2.5 aprovada pela Resolução Normativa ANEEL n. 660, de 2015, o *"Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isto ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica"* (p. 3, grifos nossos).

Nos termos dos contratos de concessão, o cálculo do Fator X no momento da RTP buscava não apenas transferir, porém repartir ganhos potenciais de produtividade compatíveis com o nível de crescimento do mercado junto aos consumidores (o componente Pd)²³⁸. Na regulamentação dos ciclos de RTP subsequentes, foram inseridos componentes que incorporam a qualidade do serviço e a trajetória dos custos operacionais eficientes.

²³⁷ O componente T do Fator X (trajetória dos custos operacionais), diferentemente dos componentes Pd e Q, é tratado separadamente nos custos operacionais da Parcela B, como visto.

²³⁸ A atual metodologia da ANEEL não considera o compartilhamento dos ganhos de produtividade, pois consiste na comparação da produtividade de cada distribuidora com a mediana do segmento. Ademais, ressalta que, no período de 2005 a 2012, mais de 20% das concessionárias tiveram perda de produtividade e, nessas circunstâncias, não seria razoável compartilhar ganhos de produtividade.

Desse modo, o Fator X é formado por três componentes, conforme:

$$\text{Fator } X = Pd + Q + T \quad (56)$$

Onde:

Pd: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

T: Trajetória de custos operacionais.

O Componente *Pd* consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, sendo calculado por equação que agrega a mediana da produtividade do segmento de distribuição (PTF), o crescimento médio do mercado faturado e a variação do número de unidades consumidoras da concessionária, conforme:

$$Pd(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \Delta MWh_{m\acute{e}dia}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \Delta UC_{m\acute{e}dia}) \quad (57)$$

Onde:

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a. A PTF de cada empresa é calculada pela média geométrica da produtividade do período de 2005 a 2012. A produtividade total dos fatores é obtida conforme índice de Tornqvist, pela relação entre a variação do mercado faturado e a variação dos custos totais (operacionais e de capital);

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

$\Delta MWh_{m\acute{e}dia}$: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a., sendo que os valores de crescimento dos mercados de baixa, de média e de alta tensão são ponderados pela participação de cada faixa de tensão na formação da Parcela B;

$\Delta UC(i)$: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento; e

$\Delta UC_{m\acute{e}dia}$: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a.

Apesar de o Fator X ser definido no processo de RTP, os contratos de concessão das distribuidoras determinam que o valor da Parcela B deverá ser ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o 'IVI - Fator X'. O *Pd* é um componente de ajuste aplicado nos reajustes tarifários subsequentes, utilizando-se os parâmetros médios definidos na revisão e os parâmetros anuais disponíveis na data de reajuste.

O componente *T*, já descrito no item que trata dos custos operacionais - e tratado no Submódulo 2.2 do PRORET -, ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente (meta estabelecida pela ANEEL).

O valor da componente *Q*, inserido no contexto de Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ) criado pela ANEEL para o 4CRTP, resulta da apuração de componentes de qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados pela distribuidora. De acordo

com o procedimento vigente, o cálculo de Q considera a variação de cinco indicadores comerciais e o atendimento aos padrões de qualidade DEC e FEC²³⁹.

Os indicadores técnicos e comerciais considerados no MIQ são apresentados na tabela abaixo²⁴⁰:

Tabela 35. Indicadores considerados no Componente Q do Fator X

Sigla	Indicador	Padrões	Distribuidoras
Comerciais			
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Padrão individual	Todas
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	mínimo de 70	Todas
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	maior/igual 85%	60 mil UC
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	menor/igual 4%	60 mil UC
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	menor/igual 2%	60 mil UC
Técnicos			
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por UC	Padrão individual	Todas
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por UC	Padrão individual	Todas

Fonte: Submódulo 2.5. do PRORET (2015).

As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, que serão aplicados gradualmente até o final do 4CRTP, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70.Q_{Técnico} + 0,30.Q_{Comercial} \quad (58)$$

No período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, os pesos dos indicadores de qualidade comercial serão incrementados de forma gradativa.

Tabela 36. Pesos dos indicadores de qualidade para distribuidoras com mais de 60 mil UC

Indicador	Metodologia 3CRTP	Metodologia 4CRTP			
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30,0%	27%	20%
INS			0,75%	1,8%	4%
ICO			0,375%	0,9%	3%
IAb			0,375%	0,9%	3%
FER			3,0%	7,2%	10%
IASC			3,0%	7,2%	10%
Total	100%	60%	75%	90%	100%

Fonte: Submódulo 2.5. do PRORET (2015).

²³⁹ No 3CRTP, a ANEEL considerava o atendimento dos padrões de DEC e FEC. Para o 4CRTP, embora os indicadores coletivos representem 70% do peso do componente, a ANEEL passou a adotar mecanismo de qualidade (ou incentivos) bem mais abrangente e complexo, internalizando uma série de parâmetros utilizados em outros países (apresentados no Capítulo 3).

²⁴⁰ Indicadores considerados no MI de distribuidoras com mais de 60 mil UC. As distribuidoras com menos de 60 mil UC são avaliadas por quatro indicadores. Como não possuem a obrigação de implantar Central de Teleatendimento (CTA), são dispensadas da observância dos limites para os indicadores INS, IAb e ICO.

Portanto, até março de 2016, foi aplicada a metodologia do 3CRTP, que considerava apenas os indicadores técnicos DEC e FEC.

No 3CRTP, o valor do ajuste do VPB em função do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade dependia do desempenho relativo das distribuidoras. Para definição do Indicador de Qualidade do Serviço (*Ind.Qual*) de cada distribuidora, a cada ano eram comparados os indicadores apurados DEC e FEC, contra os limites definidos pela ANEEL, conforme a seguinte equação:

$$Ind.Qual(i) = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{DEC_{apurado}(i)}{DEC_{limite}(i)} + \frac{FEC_{apurado}(i)}{FEC_{limite}(i)} \right) \quad (59)$$

Onde:

Ind.Qual: Indicador de qualidade do serviço para fins tarifários;

DEC_{apurado}: Apuração de DEC do último ano civil disponível;

FEC_{apurado}: Apuração de FEC do último ano civil disponível;

DEC_{limite}: Limite de DEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado; e

FEC_{limite}: Limite de FEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.

Definidos o *Ind.Qual* de cada concessionária, eram consideradas as de melhor desempenho aquelas cujo indicador fosse inferior ao primeiro quartil dos indicadores individuais das concessionárias de cada grupo²⁴¹. Já as concessionárias com pior desempenho eram aquelas cujo indicador superasse o terceiro quartil.

O Fator de Ajuste de Qualidade era então especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, conforme equação abaixo.

$$VarDEC_I/FEC_I(i) = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{DEC_{I(t)}(i)}{DEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) + \left(\frac{FEC_{I(t)}(i)}{FEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) \right] \quad (60)$$

Onde:

VarDEC_I/FEC_I(i): Variação anual média de DEC e FEC da concessionária i, expurgadas as causas externas ao sistema de distribuição;

DEC_{I(t)}: DEC apurado do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos DEC_I e DEC_{ind} definidos no PRODIST;

DEC_{I(t-1)}: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior;

FEC_{I(t)}: FEC do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos FEC_I e FEC_{ind} definidos no PRODIST; e

FEC_{I(t-1)}: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior.

O Fator de Ajuste de Qualidade era apurado para aplicação na RTP com base no resultado da *VarDEC_I/FEC_I(i)*, sendo então aplicados os incentivos percentuais previstos abaixo:

²⁴¹ Para efeito comparativo, as distribuidoras são separadas em dois grupos. Distribuidoras com mercado faturado superior a 1 TWh/ano no ano da apuração dos indicadores são denominadas de grande porte. As demais são denominadas de pequeno porte.

Tabela 37. Percentuais de Incentivo de Qualidade no 3CRTP

Var DECI/FECi	Regra Geral	Melhores Desempenhos	Piores Desempenho
Maior que 20%	1.00%	0.50%	1.00%
17% a 20%	0.95%	0.47%	0.95%
14% a 17%	0.79%	0.40%	0.79%
11% a 14%	0.64%	0.32%	0.64%
8% a 11%	0.49%	0.24%	0.49%
5% a 8%	0.33%	0.17%	0.33%
-5% a 5%	0.00%	0.00%	0.00%
-8% a -5%	-0.33%	-0.33%	-0.17%
11% a -8%	-0.49%	-0.49%	-0.24%
14% a -11%	-0.64%	-0.64%	-0.32%
17% a -14%	-0.79%	-0.79%	-0.40%
20% a -17%	-0.95%	-0.95%	-0.47%
Menor que -20%	-1.00%	-1.00%	-0.50%

Fonte: Nota Técnica n. 59/2016–SGT/ANEEL.

Concluído o período de transição, em 2019, a equação do componente de qualidade (Q) passará a considerar indicadores de natureza técnica e comercial, sendo o Q apurado conforme segue:

$$Q = 0,50.QDEC + 0,20.QFEC + 0,10.QFER + 0,10.QIASC + 0,04.QINS + 0,03.QIAb + 0,03.QIC \quad (61)$$

Para definição de cada indicador de qualidade (Q_{DEC} , Q_{FEC} , Q_{FER} , Q_{IASC} , Q_{INS} , Q_{IAb} , e Q_{ICO}), as distribuidoras foram divididas entre as que atendem e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Cada um desses grupos foi dividido em duas classes: 25% melhores (ou piores) e demais 75%, totalizando quatro classes de concessionárias de acordo com seu desempenho: a) 25% melhores do grupo que atende ao padrão; b) 75% restantes do grupo que atende ao padrão; c) 25% piores do grupo que não atende ao padrão; e d) 75% restantes do grupo que não atende ao padrão.

Para obtenção de cada componente de Q, são necessários: (i) as variações dos indicadores nos dois anos anteriores; (ii) os valores dos padrões para identificação das concessionárias que atendem ou não os limites; e iii) o *ranking* de desempenho para definição das quatro classes. A partir desses dados, as equações e parâmetros para apuração dos indicadores técnicos e comerciais aplicáveis a todas distribuidoras, inclusive aquelas cujo mercado abrange até 60 mil unidades consumidoras, são resumidos na tabela abaixo.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 38. Equações e parâmetros para apuração dos indicadores (até 60 mil UC)

Classe	DEC/FEC		FER		IASC	
	Faixa de variação	Curva	Faixa de variação	Curva	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -2,00$	$\Delta i \leq -45\%$	$Q_i = -2,00$	$\Delta i \leq -20\%$	$Q_i = -2,00$
	$-25\% < \Delta i < 5\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i - 0,333$	$-45\% < \Delta i < 15\%$	$Q_i = 0,0333 \times \Delta i - 0,500$	$-20\% < \Delta i < 5\%$	$Q_i = 0,0800 \times \Delta i - 0,400$
	$5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0267 \times \Delta i - 0,133$	$15\% < \Delta i < 30\%$	$Q_i = 0,0133 \times \Delta i - 0,200$	$5\% < \Delta i < 15\%$	$Q_i = 0,0300 \times \Delta i - 0,150$
75% restantes (atendem)	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 0,400$	$\Delta i \geq 30\%$	$Q_i = 0,200$	$\Delta i \geq 15\%$	$Q_i = 0,300$
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -1,30$	$\Delta i \leq -45\%$	$Q_i = -1,40$	$\Delta i \leq -20\%$	$Q_i = -1,40$
	$-25\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0520 \times \Delta i$	$-45\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0311 \times \Delta i$	$-20\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0700 \times \Delta i$
75% restantes (não atendem)	$0\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0600 \times \Delta i$	$0\% < \Delta i < 30\%$	$Q_i = 0,0167 \times \Delta i$	$0\% < \Delta i < 15\%$	$Q_i = 0,0467 \times \Delta i$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,20$	$\Delta i \geq 30\%$	$Q_i = 0,500$	$\Delta i \geq 15\%$	$Q_i = 0,700$
	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,900$	$\Delta i \leq -45\%$	$Q_i = -0,700$	$\Delta i \leq -20\%$	$Q_i = -0,800$
25% piores (não atendem)	$-25\% < \Delta i < -5\%$	$Q_i = 0,0450 \times \Delta i + 0,225$	$-45\% < \Delta i < -15\%$	$Q_i = 0,0233 \times \Delta i + 0,350$	$-20\% < \Delta i < -5\%$	$Q_i = 0,0533 \times \Delta i + 0,267$
	$-5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0640 \times \Delta i + 0,320$	$-15\% < \Delta i < 30\%$	$Q_i = 0,0356 \times \Delta i + 0,533$	$-5\% < \Delta i < 15\%$	$Q_i = 0,0800 \times \Delta i + 0,400$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,60$	$\Delta i \geq 30\%$	$Q_i = 1,60$	$\Delta i \geq 15\%$	$Q_i = 1,60$
25% piores (não atendem)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,500$	$\Delta i \leq -45\%$	$Q_i = -0,300$	$\Delta i \leq -20\%$	$Q_i = -0,400$
	$-25\% < \Delta i < -10\%$	$Q_i = 0,0333 \times \Delta i + 0,333$	$-45\% < \Delta i < -30\%$	$Q_i = 0,0200 \times \Delta i + 0,600$	$-20\% < \Delta i < -10\%$	$Q_i = 0,0400 \times \Delta i + 0,400$
	$-10\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i + 0,667$	$-30\% < \Delta i < 30\%$	$Q_i = 0,0333 \times \Delta i + 1,00$	$-10\% < \Delta i < 15\%$	$Q_i = 0,0800 \times \Delta i + 0,800$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 2,00$	$\Delta i \geq 30\%$	$Q_i = 2,00$	$\Delta i \geq 15\%$	$Q_i = 2,00$

Fonte: Submódulo 2.5. do PRORET (2015).

Adicionalmente, por força da obrigação de implantar a Central de Teleatendimento (CTA), as distribuidoras que atendem mais de 60 mil unidades consumidoras devem apurar os componentes de qualidade para os indicadores INS, IAb e ICO conforme os seguintes parâmetros e equações:

Tabela 39. Equações e parâmetros adicionais (distribuidoras com mais de 60 mil UC)

Classe	INS		IAb		ICO	
	Faixa de variação	Curva	Faixa de variação	Curva	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem)	$\Delta i \leq -9\%$	$Q_i = -2,00$	$\Delta i \leq -4\%$	$Q_i = -2,00$	$\Delta i \leq -6\%$	$Q_i = -2,00$
	$-9\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,0167 \times \Delta i - 0,500$	$-4\% < \Delta i < 1\%$	$Q_i = 0,400 \times \Delta i - 0,400$	$-6\% < \Delta i < 2\%$	$Q_i = 0,250 \times \Delta i - 0,500$
	$3\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i - 0,200$	$1\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,100 \times \Delta i - 0,100$	$2\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,100 \times \Delta i - 0,200$
75% restantes (atendem)	$\Delta i \geq 6\%$	$Q_i = 0,200$	$\Delta i \geq 3\%$	$Q_i = 0,200$	$\Delta i \geq 4\%$	$Q_i = 0,200$
	$\Delta i \leq -9\%$	$Q_i = -1,20$	$\Delta i \leq -4\%$	$Q_i = -1,40$	$\Delta i \leq -6\%$	$Q_i = -1,40$
	$-9\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0133 \times \Delta i$	$-4\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,350 \times \Delta i$	$-6\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,233 \times \Delta i$
75% restantes (não atendem)	$0\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,0833 \times \Delta i$	$0\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,167 \times \Delta i$	$0\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,175 \times \Delta i$
	$\Delta i \geq 6\%$	$Q_i = 0,500$	$\Delta i \geq 3\%$	$Q_i = 0,500$	$\Delta i \geq 4\%$	$Q_i = 0,700$
	$\Delta i \leq -9\%$	$Q_i = -0,500$	$\Delta i \leq -4\%$	$Q_i = -0,600$	$\Delta i \leq -6\%$	$Q_i = -0,800$
25% piores (não atendem)	$-9\% < \Delta i < -3\%$	$Q_i = 0,0833 \times \Delta i + 0,250$	$-4\% < \Delta i < -1\%$	$Q_i = 0,200 \times \Delta i + 0,200$	$-6\% < \Delta i < -2\%$	$Q_i = 0,200 \times \Delta i + 0,400$
	$-3\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,167 \times \Delta i + 0,500$	$-1\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,350 \times \Delta i + 0,350$	$-2\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,233 \times \Delta i + 0,467$
	$\Delta i \geq 6\%$	$Q_i = 1,50$	$\Delta i \geq 3\%$	$Q_i = 1,40$	$\Delta i \geq 4\%$	$Q_i = 1,40$
25% piores (não atendem)	$\Delta i \leq -9\%$	$Q_i = -0,300$	$\Delta i \leq -4\%$	$Q_i = -0,300$	$\Delta i \leq -6\%$	$Q_i = -0,300$
	$-9\% < \Delta i < -6\%$	$Q_i = 0,100 \times \Delta i + 0,600$	$-4\% < \Delta i < -2\%$	$Q_i = 0,150 \times \Delta i + 0,300$	$-6\% < \Delta i < -4\%$	$Q_i = 0,150 \times \Delta i + 0,600$
	$-6\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,0167 \times \Delta i + 1,00$	$-2\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,400 \times \Delta i + 0,800$	$-4\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,250 \times \Delta i + 1,00$
	$\Delta i \geq 6\%$	$Q_i = 2,00$	$\Delta i \geq 3\%$	$Q_i = 2,00$	$\Delta i \geq 4\%$	$Q_i = 2,00$

Fonte: Submódulo 2.5. do PRORET (2015).

Ilustrativamente, compulsando a Nota Técnica n. 59/2016–SGT/ANEEL, assim como os dados da planilha do Sistema para Processos Automatizados de Revisões e Reajustes Tarifários (SPARTA), ambos referentes à RTP de 2016 da concessionária CPFL Jaguari e disponíveis no sítio da ANEEL²⁴², verifica-se que, de acordo com a metodologia do 4CRTP, foi apurado o Componente Q do Fator X de 1,03% conforme tabela abaixo:

²⁴² <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao> (acessado em abril de 2016).

Tabela 40. 4CRTP da CPFL Jaguarí – Componente Q do Fator X²⁴³

Indicadores	Q _{DEC}	1,20%
Técnicos	Q _{FEC}	0,86%
Indicadores Comerciais	Q _{IASC}	0,50%
	Q _{FER}	0,34%
	Q _{INS}	0,00%
	Q _{IAb}	0,00%
	Q _{ICO}	0,00%
Componente Q do Fator X		1,03%

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2016).

O Componente Q calculado conforme tabela acima corresponderia a uma subtração de cerca de R\$ 340.000,00 do Valor da Parcela B da empresa, de quase R\$ 33 milhões²⁴⁴. No entanto, como previsto para o período de transição, a metodologia do 4CRTP só passará a ser aplicada, gradativamente, a partir de 2017, de modo que o Componente Q do Fator X da CPFL Jaguarí foi apurado de acordo com o método definido para o 3CRTP.

Assim, como a citada concessionária, no momento do processo de RTP, estava classificada no quartil de melhores desempenhos, e a $VarDEC_i/FEC_i(i)$ apurada situava-se no intervalo de '-14% a -11%' de variação, o incentivo de melhoria de qualidade do Fator X estabelecido para ajustar o VPB foi de -0,64%, o que representou incentivo positivo sobre a Parcela B de pouco mais de R\$ 200.000,00²⁴⁵.

Cabe ressaltar que estudo mais aprofundado de caso prático de processo tarifário será objeto de estudo no Capítulo 5. Não obstante, o presente capítulo buscou apresentar a metodologia tarifária adotada no Brasil e ilustrar a complexidade envolvida na definição dos índices de reajuste e de revisão das tarifas.

4.5. Considerações do Capítulo 4

O Decreto n. 2.335, de 1997, ato do executivo que institui a ANEEL e aprova sua estrutura regimental, estabelece a competência da Agência para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços²⁴⁶.

²⁴³ A CPFL Jaguarí é uma concessionária com menos de 60 mil UC, logo não possui a obrigação de implantar CTA, ficando dispensada da observância dos limites para os indicadores INS, IAb e ICO.

²⁴⁴ VPB de R\$ 32.754.763,01.

²⁴⁵ Embora importante para Parcela B da concessionária em questão, que consistia em R\$ 32.754.763,01 no momento da RTP da concessionária CPFL Jaguarí, considera-se que um incentivo regulatório, quando inexpressivo, seja positivo ou negativo, não consegue atender seu objetivo precípuo, como de fato ocorre neste caso.

²⁴⁶ "Art. 4.º À ANEEL compete:

(...)

X - atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;" (Anexo I, art. 4º, X).

Nos termos da cláusula sétima dos contratos de concessão, estabeleceu-se que os valores das tarifas seriam reajustados com periodicidade anual, um ano após a Data de Referência Anterior (DRA), ficando convencionado que a receita da concessionária seria dividida em duas parcelas: parcela da receita correspondente aos custos não gerenciáveis (Parcela A); e valor remanescente da receita, excluído o ICMS (Parcela B, ou custos gerenciáveis).

No processo de reajuste anual (RTA), portanto, o índice de reajuste (IRT) deveria ser apurado pelo somatório do valor da parcela prevista para cobrir os custos não gerenciáveis para o período de doze meses subsequentes, com o valor da parcela remanescente, sendo esta última atualizada pela aplicação do índice de variação de preços (IVI) sobre o valor da parcela remanescente, somando-se ou subtraindo-se um número índice (X)²⁴⁷ de modo a preservar o poder de compra da tarifa inicial do contrato no período entre revisões.

De acordo com o cronograma de cada contrato de concessão²⁴⁸, estava igualmente previsto o processo de revisão das tarifas de energia elétrica praticadas pela distribuidora, podendo as mesmas sofrer alteração para mais ou para menos, considerando os critérios estabelecidos na sétima subcláusula do contrato.

Objetivamente, os critérios estabelecidos para a revisão das tarifas iniciais do contrato de concessão foram os seguintes:

- (a) alterações na estrutura de mercado;
- (b) alterações na estrutura de custos;
- (c) os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional; e
- (d) os estímulos à eficiência e à modicidade.

O critério da estrutura de mercado (a) corresponde à composição do mercado total atendido pela concessionária por classe de consumo – residencial, industrial, comercial etc, ou seja, a participação percentual de cada classe em relação ao mercado total da concessionária.

A vinculação da revisão tarifária à estrutura de mercado não era casual uma vez que a receita considerada suficiente para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão resultava da aplicação das tarifas vigentes no edital de desestatização²⁴⁹ sobre a estrutura de mercado então existente. As novas tarifas de fornecimento por subgrupo

²⁴⁷ Para os reajustes anuais do primeiro ciclo, o valor de X foi definido nos contratos de concessão como zero.

²⁴⁸ Os contratos, de forma geral, definem cronograma de revisão das tarifas de 4 ou 5 anos. A distribuidora EDP ESCELSA, por sua vez, passa pelo 7CRTP. Como visto no Capítulo 1, os termos aditivos dos contratos de concessão renovados sob a égide da Lei n. 12.783, de 2013, estabelecem a padronização de 5 anos para realização de processos de revisão tarifária.

²⁴⁹ Ou do momento da celebração do contrato de concessão naqueles casos em que não houve processo de desestatização da empresa.

tarifário eram estabelecidas por Portaria do DNAEE e constavam do Anexo IV dos contratos de concessão.

Necessário salientar que a vinculação à estrutura de mercado se dava em função da existência, à época da assinatura dos contratos de concessão, de subsídios cruzados entre as classes de consumo²⁵⁰. A prática desses subsídios não era novidade para os agentes do setor elétrico e a ANEEL reconheceu a sua existência por meio da Nota Técnica n. 083/2003-SRE/SRD/ANEEL. Esse desconto tarifário se dava de forma implícita e decorria da estrutura tarifária adotada, gerando transferência de custos dos consumidores atendidos em alta tensão aos de baixa tensão por meio de pagamento do componente energia.

Assim, as tarifas homologadas pelo regulador embutiam diferentes margens de rentabilidade, de modo que a variação de consumo de uma classe para outra implicava na alteração da estrutura de mercado, resultando em ganhos ou perdas para a concessionária, os quais deveriam ser corrigidos no processo de revisão tarifária²⁵¹.

A esse respeito, a tabela a seguir ilustra a evolução da estrutura de mercado por nível de tensão e classe de consumo referente ao período do primeiro ciclo revisão da concessionária CPFL Paulista (1997 a 2003).

Tabela 41. CPFL Paulista – Estrutura de mercado (1997 a 2003)

Nível de Tensão	Evolução do Mercado			
	Abr/97 a Mar/98	% participação	Abr/02 a Mar/03	% participação
Total Geral	18.212.900	100,00%	18.606.003	100,00%
A2	2.907.162	15,96%	3.042.892	16,35%
A3	16.023	0,09%	16.698	0,09%
A4	6.353.528	34,88%	7.233.583	38,88%
A3a	-	-	-	-
Total A	9.276.713	50,93%	10.293.174	55,32%
B1	5.284.848	29,02%	4.952.519	26,62%
B2	648.831	3,56%	495.201	2,66%
B3	2.323.134	12,76%	2.216.602	11,91%
B4	679.374	3,73%	648.508	3,49%
Total B	8.936.187	49,07%	8.312.830	44,68%
Classe de Consumo				
Residencial	5.293.012	29,06%	4.959.879	26,66%
Industrial	7.594.884	41,70%	7.936.295	42,65%
Comercial	2.435.395	13,37%	2.869.191	15,42%
Rural	857.240	4,71%	777.759	4,18%
Poder Público	477.564	2,62%	441.759	2,37%
Illum. Pública	679.374	3,73%	648.508	3,49%
Serv. Público	844.972	4,64%	943.575	5,07%
Próprio	30.459	0,17%	29.037	0,16%
Total Geral	18.212.900	100,00%	18.606.003	100,00%

Fonte: Elaboração do autor com base nos dados dos AMP²⁵² da concessionária (2016).

²⁵⁰ Os subsídios cruzados existentes nas tarifas de eletricidade e o processo de realinhamento tarifário são tratados no Anexo deste trabalho.

²⁵¹ Os subsídios cruzados foram gradualmente retirados das tarifas no período de 2003 a 2007.

²⁵² Os Acompanhamentos de Mercado Padronizados (AMP) correspondem a relatórios padronizados que, no período em discussão nos autos, deveriam ser encaminhados mensalmente pelas distribuidoras à ANEEL para fins de

Analizando-se a evolução do mercado atendido pela CPFL Paulista em alta tensão e baixa tensão, verifica-se a alteração da estrutura do mercado da concessionária, com elevação significativa da parcela atendida em alta tensão. Assim, de acordo com esse critério contratual de revisão, as tarifas da concessionária deveriam ser alteradas, para mais ou para menos, para reequilibrar a receita da distribuidora.

Alterações relevantes na estrutura de mercado podem, por sua vez, provocar sérias alterações na estrutura de custos da concessionária. Isso porque a estrutura de custos (b) compreende as despesas incorridas pela concessionária na prestação do serviço de distribuição de energia, os quais se dividem, como apresentado, em custos não gerenciáveis e custos gerenciáveis, cada um deles coberto por uma parcela da receita (Parcela A e Parcela B), ressaltando que a Parcela B corresponde ao valor remanescente da receita da empresa, excluindo os tributos²⁵³.

Posto isto, não haveria porque se falar em reposicionamento do valor da Parcela B com base “(..) *na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência*”, como tem estabelecido o regulador. O mecanismo de ajuste da receita que atua sobre a Parcela B, diferentemente do que consideram alguns autores²⁵⁴, aproxima a prática do regulador à lógica do extinto regime do custo do serviço, tese também defendida na literatura²⁵⁵.

A estrutura de custos (b) é principalmente afetada por fatores externos à administração da concessionária, a exemplo dos custos com compra de energia, perdas, transporte, encargos setoriais, além de criação de programas especiais como o PROINFA e o Programa Luz para Todos, componentes majoritariamente integrantes da Parcela A ou de natureza estritamente financeira. Para esses itens não gerenciáveis, como estudado, os procedimentos tarifários estabelecem repasse integral dos custos às concessionárias (princípio da neutralidade)²⁵⁶.

Entretanto, a concessionária pode também sofrer alterações na estrutura dos custos que formam a sua parcela de receita gerenciável (Parcela B) em razão de fatores como

monitoramento do mercado atendido – fornecimento faturado por classe de consumo e tensão de fornecimento. Atualmente, o envio dos AMP foi substituído pela obrigação de registro de informações de mercado no Sistema de Acompanhamento de Mercado para Regulação Econômica (SAMP).

²⁵³ Originalmente, os contratos de concessão previam a exclusão apenas do ICMS. Atualmente, do valor da receita são também excluídos o PIS/PASEP e a COFINS.

²⁵⁴ “(...) *a revisão periódica é o processo no qual é verificado o real custo do serviço à época em que é analisado*” (EL HAGE et al, 2011, p. 11, grifos nossos); Para Kelman (2009), a ANEEL “(...) *estabelece clara distinção entre as necessidades da concessão, que devem atender aos interesses de curto e longo prazos do consumidor, e às da concessionária, que podem estar contaminadas por decisões empresariais equivocadas, cujos custos não devem ser repassados ao consumidor. Como resultado da revisão, a tarifa de uma concessionária pode aumentar ou diminuir*” (p. 160).

²⁵⁵ Jamison (2007) e Sales (2009) apontam que a regime de regulação tarifária por *price cap* acabou por se assemelhar em muito à regulação da taxa de retorno praticada nos Estados Unidos. Tal semelhança pode ser verificada no mecanismo de incentivos adotado no estado de Nova Iorque, como apresentado no Capítulo 3 deste trabalho.

²⁵⁶ Para preservação do princípio da neutralidade, não é incomum haver devolução de custos não gerenciáveis aos consumidores. A distribuidora não pode auferir receita com esses componentes de custo.

eventual crescimento (ou redução) do consumo em determinada classe ou nível de tensão, alteração unilateral de padrões de qualidade do produto e do serviço, criação ou extinção de tributos, inclusive pela variação da própria estrutura de mercado (a), de modo que o critério em discussão tem como objeto a revisão das tarifas para repor o equilíbrio original da equação econômico-financeira do contrato de concessão, mantendo o poder de compra da receita.

Com base na conceituação dos critérios de alteração de estrutura de mercado (a) e estrutura de custos (b), considera-se que apenas alterações muito expressivas poderiam justificar variações relevantes do valor médio da Parcela B (VPB) de uma distribuidora entre revisões tarifárias.

Contudo, estudo realizado por Sales (2009) destaca que, com a realização do processo de revisão tarifária de 2003, foram estabelecidas novas relações entre as tarifas médias e os custos médios da Parcela B, sem alterações na estrutura de custos e de mercado que justificassem variações médias tão dispares, conforme ilustra a tabela abaixo:

Tabela 42. Variação do VPB médio do RTA 1998 ao IRT 2003

Concessionária	Parcela B	Tarifa média	VPB médio	Parcela B	Tarifa média	VPB médio	VPB Médio
	R\$ mil	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$ mil	R\$/MWh	R\$/MWh	variação
	abril/1997 a março/1998			IRT 2003			
CPFL Paulista	881.467	91,57	48,36	1.250.141	187,22	65,38	35%
CEMAT	171.094	130,30	69,34	414.951	234,27	119,55	72%
CEMIG	1.863.183	95,15	52,30	2.600.820	180,78	76,00	45%
ENERSUL	137.929	102,72	55,60	338.471	237,68	121,00	118%
COELBA	543.682	107,65	63,36	1.116.467	224,18	123,84	95%

Fonte: Elaboração do autor com base nos dados de Sales (2009).

Como as variações do VPB apresentadas na tabela acima não podem ser objetivamente explicados por variações na estrutura de custos e de mercado nos termos previstos pelo contrato de concessão, considera-se que a metodologia tarifária adotada pela ANEEL provocou uma quebra da condição de equilíbrio inicial do contrato, a qual se mostrou benéfica para algumas distribuidoras, e prejudicial para outras.

A esse respeito, Sales (*Idem*) destaca que a metodologia do regulador criou um “novo equilíbrio” ao estabelecer conceitos de custos e de remunerações de Parcela B, resultando em (i) acréscimo de Parcela B sem um mercado de consumo de energia correspondente para suportar o aumento nas concessionárias com infraestrutura menos desenvolvida, fato que levaria a uma elevação das tarifas; e (ii) acréscimo, ou mesmo um decréscimo da Parcela B nas distribuidoras com mercado de consumo de energia suficiente para possibilitar uma menor elevação das tarifas ou até mesmo sua redução, especialmente aquelas com infraestrutura mais madura para prestação dos serviços.

O terceiro critério para subsidiar o processo de revisão, ‘níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional (c)’, por sua vez, constitui fator

subsidiário a ser utilizado na revisão tarifária, não tendo a função de eliminar as diferenças de tarifas entre a concessionária e suas similares nacionais ou internacionais existentes no momento da assinatura do contrato de concessão, mas apenas para manter a equivalência entre estas no marco inicial do contrato.

Entretanto, mesmo considerando que o critério de revisão em tela tivesse como função mitigar as disparidades entre os níveis de tarifas praticados em empresas similares no Brasil, o que não deveria ser tomado como premissa por princípio, observa-se que a metodologia adotada pela ANEEL, ao regular as tarifas de empresas bem diferentes de forma bastante similar (padronização de custos), elevou o grau de assimetria entre as tarifas já existente no momento da assinatura do contrato de concessão, sem correlação com alterações no VPB, parcela sobre a qual deveria ser aplicado esse critério de revisão subsidiário.

Tabela 43. Variação do VPB médio e da Tarifa Média do RTA 1998 ao IRT 2003

Concessionária	VPB Médio	Tarifa média
	variação (%)	
	RTA 1998 a IRT 2003	
CPFL Paulista	35%	104%
CEMAT	72%	80%
CEMIG	45%	90%
ENERSUL	118%	131%
COELBA	95%	108%

Fonte: Elaboração do autor com base nos dados de Sales (2009).

Por fim, o critério do estímulo à eficiência e à modicidade das tarifas (d) pressupõe a apropriação pela concessionária dos seus ganhos de produtividade mediante a aplicação de parte em benefício da modicidade das tarifas. De outra forma, estaria ocorrendo um desestímulo à busca contínua da melhoria de eficiência, a exemplo do que ocorria no regime do serviço pelo custo, quando os excedentes ao limite de remuneração estabelecido eram integralmente transferidos para outras concessionárias por meio de fundos de compensação, conforme apresentado no Apêndice A.

De fato, o regime de serviço pelo preço se diferencia das demais formas de regulação tarifária por incentivar a busca permanente de ganhos de eficiência na prestação do serviço. No contrato de concessão, objetivamente, existe a previsão que o regulador altere o nível de preços em função da variação do índice de inflação e de um componente que promova incentivos à produtividade. No entanto, conforme a literatura econômica, a aplicação desse componente tarifário varia muito de acordo com o grau de discricionariedade de cada órgão regulador²⁵⁷. No Brasil, trata-se do mecanismo do Fator X, como discutido no item 4.4.3 do presente capítulo.

²⁵⁷ O Fator X adotado pelo modelo britânico, principal modelo que pautou a regulação tarifária no Brasil, baseava-se no desempenho passado da concessionária, assim como no esperado para o próximo ciclo tarifário (*forward-looking*), de

A respeito do Fator X, considera-se que somente após da aplicação dos critérios contratuais apresentados que então deveriam ser apurados os ganhos de produtividade no ciclo tarifário, por meio de verificação da variação real da Parcela B, de modo que seria admissível o compartilhamento de parte desses ganhos em benefício da modicidade tarifária nos reajustes anuais subsequentes, mediante aplicação de um fator a ser acrescido ou subtraído da tarifa.

Porém, o mecanismo jamais deveria desestimular a busca continuada da melhoria de eficiência pela concessionária de serviço público. Com a padronização de custos adotada pela ANEEL para a Parcela B da receita, independente do instrumento regulatório utilizado, os custos operacionais reconhecidos tendem a se aproximar àqueles considerados numa regulação onde prevalecem os custos reais, característica intrínseca do regime de custo do serviço.

Como consequência, as concessionárias, principalmente as mais eficientes, podem ser afetadas negativamente com os ganhos na gestão de suas atividades. Isso porque, como a atual regulação captura grande parte dos ganhos de eficiência a cada ciclo de revisão tarifária e projeta ganhos de produtividade e custos eficientes para o próximo ciclo, diminui os incentivos para uma gestão eficiente das atividades de natureza gerencial da empresa, como processo de operação, manutenção e de administração.

Em resumo, considera-se que qualquer mecanismo regulatório para promover a redução ou elevação das tarifas de distribuição deveria observar os critérios objetivos estabelecidos no contrato. Não obstante o que reza o Decreto n. 2.335, de 1997, e a despeito da legitimidade econômica dos mecanismos tarifários utilizados nos processos de reajuste e revisão, a discricionariedade do exercício de regulação da ANEEL está limitada pelo que estabelece a lei e o contrato.

Logo, cumpridas todas as obrigações previstas na lei e no contrato, entre elas o compromisso de evolução dos índices de qualidade do produto e do serviço, o poder de compra das tarifas do contrato inicial, principalmente no que tange a Parcela B, deveria ser mantido, inclusive, no momento da revisão tarifária.

Observado o aumento do poder de compra real da Parcela B no processo de RTP, os ganhos de produtividades apurados no ciclo tarifário deveriam ser compartilhados com o consumidor a título de modicidade tarifária como forma de repartir uma parcela dos ganhos nos reajustes tarifários seguintes. Subsidiariamente, o Fator X poderia ser utilizado como mecanismo para mitigar a disparidade tarifária entre diferentes áreas de concessão nos casos que não reste comprometida a autossustentabilidade da empresa.

modo a simular um mercado competitivo na situação de monopólio natural. Tal prática foi também adotada pela ANEEL para definição do Fator X.

Assim, retratados os mecanismos de alteração das tarifas em vigência no Brasil, e a partir das premissas discutidas de qualidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade tarifária, o capítulo seguinte apresenta uma discussão de caso prático de aplicação de uma metodologia tarifária que visa atender as premissas apontadas acima, não se distanciando dos critérios contratuais que deveriam ser observados na regulamentação editada pelo agente regulador.

“The challenge in setting regulatory standards for reliability, then, becomes providing incentives for distributors to improve distribution reliability without raising costs to customers to unreasonable levels.” (Hasmondalgh et al, 2012, p. 140)

CAPÍTULO 5. PROPOSTA DE APERFEIÇOAMENTO TARIFÁRIO A PARTIR DE PARÂMETROS DE QUALIDADE DO SERVIÇO, SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA E SIMPLICIDADE REGULATÓRIA

Com a proximidade da data de vencimento de contratos concessão dos segmentos de geração (20% da capacidade instalada do país), transmissão (80% da Rede Básica do SIN) e distribuição (30% da energia do mercado cativo), o tema da renovação de concessões ganhou grande relevância na agenda de discussão SEB, principalmente, em virtude de a Lei n. 9.074, de 1995, prever a reversão da maior parte dos ativos em serviço para a União.

Apesar do que estabelecia o marco legal vigente, diversos autores²⁵⁸ consideravam que o poder concedente definiria um mecanismo de renovação das concessões que pudesse capturar parte dos lucros dos proprietários dos ativos em benefício dos consumidores, o que de fato ocorreu com a edição da Medida Provisória n. 579, de 2012, regulamentada pelo Decreto n. 7.805, do mesmo ano, e convertida na Lei n. 12.783, de 2013.

Em benefício do princípio da modicidade tarifária²⁵⁹, e tomando-se como parâmetro que os ativos em serviço das geradoras e transmissoras estavam praticamente amortizados²⁶⁰, foi estabelecido um mecanismo de remuneração dos serviços de geração e transmissão mediante a homologação de novas receitas, tal como previsto pelo art. 13 da MP 579, de 2012, nos termos:

“Art. 13. Na antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 12, o poder concedente definirá, conforme regulamento, a tarifa ou receita inicial para os concessionários de geração, transmissão e distribuição.”

Por meio da edição do Decreto n. 7.805, de 2012, ficou estabelecido que o poder concedente condicionaria a assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão de energia elétrica à aceitação de uma nova tarifa ou receita, e de um valor de indenização pelos ativos ainda não totalmente amortizados.

²⁵⁸ Ver Kelman (2009) e Castro (2011).

²⁵⁹ Conforme exposição de motivos, a MP n. 579/2012 teve como objetivo “*viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando, assim, não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil.*”

As cotas das usinas com concessões renovadas seriam determinadas de forma a atingir um percentual equilibrado de queda na Tarifa B1 Residencial. Para tanto, foi calculado o nível de redução proporcionado pela diminuição dos encargos tarifários e pela renovação das concessões de transmissão. A partir desse ponto, foi definida uma alocação de cotas tal que obtenha uma redução tarifária do nível B1 mais homogênea entre as distribuidoras (Nota Técnica n. 391/2012 – SRE/ANEEL, de 29 de outubro de 2012).

²⁶⁰ Aqueles ativos que não estivessem completamente amortizados deveriam ser indenizados mediante aplicação do conceito do Valor Novo de Reposição (VNR). O VNR corresponde ao valor, a preços atuais de mercado, de um ativo idêntico, similar ou equivalente, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente, considerando todas as despesas necessárias para sua instalação, sendo obtido a partir do banco de preços da concessionária, ou do banco de preços referenciais, quando homologado, ou do custo contábil atualizado (Módulo 9.1 do PRORET).

Segundo a Nota Técnica n. 385/2012-SRE/SRG/ANEEL, de 2012, a definição dos custos operacionais a ser considerada na tarifa de geração seria feita com base nos mesmos princípios adotados nos demais segmentos regulados. No entendimento do regulador, a natureza dos custos de operação e manutenção das geradoras não seria diferente daquela adotada para os segmentos de distribuição e de transmissão.

A partir desse raciocínio, a tarifa ou receita inicial das concessionárias de geração foi definida mediante a fixação de uma Receita Anual de Geração (RAG)²⁶¹ que visa remunerar o agente responsável pela prestação do serviço pela disponibilização integral, em regime de cotas de energia, da garantia física e de potência da usina hidrelétrica às distribuidoras do SIN²⁶².

A RAG é formada pelo Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG), incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da usina hidrelétrica²⁶³. Além da GAG, a RAG também considera os encargos de uso e conexão, a TFSEE, e custos de P&D. Adicionalmente, embora não integrem a base de cálculo da RAG, é prevista a cobrança de tributos como PIS/COFINS e do encargo da CFURH²⁶⁴. Do valor total da RAG, cerca de 45% corresponde ao GAG, 53% a encargos de uso do sistema, e o restante aos demais itens²⁶⁵.

A RAG é paga aos geradores em parcelas mensais e sujeita a ajustes de indisponibilidade ou desempenho, sendo reajustada anualmente, e revisada a cada 5 anos²⁶⁶. O reajuste é aplicado no dia 1º de julho de cada ano, com exceção aos anos em que ocorre a revisão tarifária, conforme equação²⁶⁷:

$$RAG_t = GAG_{t-1} \times (IVI_{GAG} \pm X) + EU_t + EC_t \pm Aji_{t-1} \quad (62)$$

Onde:

RAG_t: Receita Anual de Geração reajustada, a ser praticada no ano seguinte (R\$/ano);

²⁶¹ Nos termos da Cláusula Sexta dos aditivos dos contratos de geração: "A Concessionária receberá a RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO (RAG), homologada pela ANEEL, pela disponibilização da garantia física, em regime de COTAS, de energia e de potência da Usina Hidrelétrica relacionada no Anexo 1, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração, excluído o montante necessário à cobertura das despesas com as contribuições sociais ao Programa de Integração Social – PIS, ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP, e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS".

²⁶² Conceito presente na Nota Técnica n. 004/2016-SGT-SRM/ANEEL, de 13 de janeiro de 2016.

²⁶³ O valor do RAG (e GAG) inicial foi estabelecido pela Portaria MME n. 578, de 31 de outubro de 2012. Os valores da RAG/GAG devem cobrir custos regulatórios de operação, manutenção, administração entre outros. As demais componentes da RAG são para pagamento dos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição e P&D.

²⁶⁴ "A RAG será composta dos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica, quando cabíveis, determinados pela ANEEL com base em parâmetros de eficiência, além dos encargos e tributos, inclusive os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição de responsabilidade da Concessionária."

²⁶⁵ Percentuais conforme disposto na Nota Técnica n. 043/2014-SRG/ANEEL.

²⁶⁶ Os procedimentos para o processo de revisão periódica da RAG estão previstos para integrar o Módulo 12 do PRORET, ainda não homologado pela ANEEL na data de elaboração do presente estudo. A RAG poderá também ser revista, independentemente do ciclo de 5 anos, caso haja revisão da garantia física da usina hidrelétrica.

²⁶⁷ Salienta-se que a metodologia de reajuste da RAG reúne características de um regime de remuneração híbrido. Inclui mecanismos típicos de custo do serviço (GAG) e mecanismo explícito, porém ainda indefinido, de incentivo (IVI +/- X), assemelhando-se, na prática, aos mecanismos de receita-teto praticados em países como os EUA e o Reino Unido.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GAG_{t-1} : Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (R\$/ano);

IVI_{GAG} : Índice de Variação da Inflação que reajustará o GAG, definido a partir da variação anual acumulada do IPCA, do IBGE, e na hipótese de sua extinção, o índice que vier a sucedê-lo (%);

X : Percentual a ser definido pela ANEEL no processo de revisão tarifária, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor a ser acrescido ou subtraído do IVI_{GAG} (%);

EU_t : Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R\$/ano);

EC_t : Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária para o ano seguinte (R\$/ano);

Ajl_{t-1} : Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R\$/ano), conforme a modalidade de operação definida pelo ONS²⁶⁸.

O GAG utilizado para a definição da RAG inicial consta do Anexo 3 dos termos aditivos aos contratos de concessão e corresponde ao produto da tarifa pela respectiva potência de cada empreendimento, publicadas pelo poder concedente por meio da Portaria MME n. 578, de 2012²⁶⁹.

Muitos agentes geradores não aderiram ao pacote de renovação de concessões porque a RAG foi definida num patamar de cerca de R\$ 30,00 por MWh, quando, até então, esses mesmos agentes podiam comercializar sua energia ao preço de mercado no ACL (com preços superiores a R\$ 100,00 por MWh), ou direcionar sua energia em leilões de energia existente no ACR, como determinado pela Lei n. 10.848, de 2004.

Em novembro de 2015, as concessões de geração não renovadas em 2013 foram licitadas ao preço médio de R\$ 126,50 por MWh, considerando a parcela de bonificação pela outorga de R\$ 17 bilhões nos termos do edital. Desse modo, a RAG média, de R\$ 37,25 por MWh, passou para R\$ 75,62 por MWh em 2016.

No segmento de transmissão, por sua vez, foi estabelecida para cada concessionária uma nova Receita Anual Permitida (RAP), forma de remuneração já adotada nos processos de licitação de instalações de transmissão e com mecanismos de padronização de custos semelhantes aos adotados na regulamentação das tarifas de distribuição, excetuando o fato que a metodologia de revisão da RAP não prevê mecanismo explícito de incentivo²⁷⁰.

A RAP de uma concessionária é composta pelos itens de acordo com a equação a seguir²⁷¹:

²⁶⁸ Se despachada centralizadamente ou não despachada centralizadamente pelo ONS.

²⁶⁹ "Art. 1º Definir as tarifas iniciais, de que trata o art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 2012, conforme descrito no Anexo à presente Portaria, para as Usinas Hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória no 579, de 2012, com base no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, observada a decisão de que trata o seu art. 12. § 1º Estão incluídos nos valores das tarifas os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, entre outros.

§ 2º Os valores constantes desta Portaria foram calculados considerando como data-base o mês de outubro de 2012."

²⁷⁰ Conforme Submódulo 9.2 do PRORET – REVISÃO PERIÓDICA DAS RECEITAS DAS CONCESSIONÁRIAS LICITADAS, os ganhos de produtividade anual dos custos operacionais para o período de julho de 2015 a junho de 2020 foi estabelecido em 0,0%.

²⁷¹ Os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de serviço público de transmissão são tratados no Submódulo 9.1. do PRORET.

$$RAP = \sum RAP_i + PA \quad (63)$$

Sendo:

$$RAP = CAOM + CAA + ET + PA \quad (64)$$

Onde:

i: Parcelas da RAP (Base Remuneração Regulatória conforme contrato de concessão - RBSE, RPC; RBNI e RCDM – novas instalações autorizadas²⁷²). A Receita Requerida da transmissora é obtida mediante a soma das parcelas acima reposicionadas, conforme o contrato, de modo a considerar os custos operacionais eficientes, a remuneração dos investimentos prudentes e a quota de reintegração regulatória. O custo ótimo do capital, como no caso do segmento de distribuição, é apurado pelo método CAPM;

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos. É dado pela soma dos componentes RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos; QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e CAIMI: Custo anual das instalações móveis e imóveis (anuidades);

ET: Encargos Setoriais e Tributos (RGR, TFSEE, P&D, PIS/Cofins); e

PA: Parcela de ajuste.

A redução da RAP das concessionárias de transmissão, estabelecida na Resolução Homologatória ANEEL n. 1.313, de 2012, ocasionou a redução do nível tarifário das TUST. As variações nas TUST foram então capturadas no valor da tarifa de geração e repassadas às tarifas dos consumidores finais. Dessa forma, os efeitos da prorrogação dos contratos de concessão de geração e de transmissão beneficiaram diretamente os consumidores.

No segmento de distribuição, apesar de o texto da MP e do Decreto também remeterem a um conceito geral de definição de tarifa ou receita inicial para condicionar a renovação das concessões, e diferentemente da remuneração adotada para os segmentos de geração (preço) e de transmissão (receita teto), o regime tarifário já incorporava mecanismos de captura dos ganhos dos proprietários dos ativos em favor dos consumidores, de modo que não haveria um benefício semelhante com a fixação de uma receita inicial por meio de um instrumento análogo ao da RAG e RAP como, diga-se, uma Receita Anual de Distribuição (RAD).

De fato, a ilustrada metodologia de cálculo da Receita Requerida (RR), que é formada, grosso modo, pelo somatório do valor da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), e revisitada a cada ciclo tarifário, já cumpre a função essencial de incentivar a empresa a contratar suas despesas da forma mais eficiente possível, perfazendo, com efeito, a figura de uma eventual RAD, tornando a sua criação, portanto, sem efeito.

²⁷² Reforços em instalações existentes, bem como adequações de menor porte, como permitido pela legislação e previsto nos contratos de concessão, são implantados por meio de autorizações expedidas da ANEEL. As RAP associadas a esses reforços são caracterizadas pelas parcelas denominadas RBNI (Rede Básica Novas Instalações) e RCDM (Demais Instalações de Transmissão), que são as parcelas correspondentes às novas instalações autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica.

Por outro lado, reiterando as conclusões até aqui apresentadas, considera-se que estabelecer uma padronização de custos e receitas para despesas tipicamente gerenciáveis ao acionista, seja mediante RR ou RAD, aproxima a prática de remuneração do serviço de distribuição adotada no país àquela praticada no extinto regime do serviço pelo custo, afastando-se dos princípios que se procura buscar com a metodologia a ser discutida neste capítulo.

Com efeito, SANTANA (2016) argumenta que as tarifas calculadas para as distribuidoras pela ANEEL são, hoje, essencialmente pelo custo, tal como eram calculadas por mais de 50 anos pelo antigo DNAEE, nos termos:

“(...) a Lei 8.987/1995, conhecida como “Lei de concessões”, determina que o serviço será prestado pelo preço, e não pelo custo, como o era até então. Sucede que a origem da ANEEL, a quem compete aplicar a regra, é o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que por mais de 50 anos calculou as tarifas com base no custo do serviço. Não deu outra. As tarifas calculadas para as distribuidoras são, hoje, essencialmente pelo custo.

(...) O custo do serviço, saudoso e atual, é composto pelas despesas associadas ao Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e outras despesas – cuja sigla é, até hoje, PMS&O -, Depreciação, Energia Comprada para revenda e Remuneração dos Investimentos em Serviço. Este último componente de custo era definido a partir de uma taxa de remuneração estabelecida pelo governo, que variava de 10% a 12%. Somava-se esses diversos componentes, sendo o total dividido pelo mercado (MWh). O resultado era uma tarifa média, em R\$/MWh.

Hoje, a mudança mais importante é que a taxa de remuneração é chamada de WACC (custo médio ponderado do capital) e não é definida pelo governo, mas pela ANEEL, sendo revisada a cada ciclo tarifário. Também há uma razoável sofisticação para calcular o PMS&O, mas a essência é a mesma dos anos 50 a 90, inclusive quanto aos intermináveis debates. Os Investimentos em serviço agora são chamados de Base de Remuneração Regulatória (BRR). De qualquer maneira, o regulamento foi mais importante do que o objetivo, mas o artifício encontrado foi uma forma razoável de cumprir, no tempo necessário, o que estava previsto na lei (serviço pelo preço), apenas modificando sutilmente o que se fazia antes.

(...) Um dos pré-requisitos para o bom exercício do papel do regulador consiste em minimizar os efeitos da assimetria de informações, mas a ANEEL escolheu maximizar tão conhecida falha de regulação. Foi dela que “apareceram” aqueles km de cabos na rede uma distribuidora, que até hoje geram confusão. Quanto maior a BRR maior será a tarifa, daí ser natural o empenho das distribuidoras para aumentá-la.”

Efetivamente, para o segmento de distribuição, a Lei n. 9.074, de 1995, estabelecia que as concessões outorgadas antes da edição da Lei poderiam ser prorrogadas por até 20 anos, prazo cujo vencimento dar-se-ia até 2017 para 40 empresas de distribuição.

Ademais, como visto, havia uma posição de consenso entre os diferentes autores que a definição de uma tarifa ou receita inicial para o segmento de distribuição não traria benefícios ao consumidor. Tal consenso tinha como base o argumento que o regime tarifário aplicado às distribuidoras nos processos de reajuste e revisão já buscava a modicidade das tarifas, de modo que, em teoria, uma nova concessionária teria a mesma tarifa que a empresa anterior, não trazendo ganho direto para a tarifa do consumidor. Pelo

contrário, consideravam os autores que a hipótese de reversão dos ativos e sua posterior licitação poderia deslocar investimentos na qualidade do serviço.

Assim, os autores defendiam que a atenção da agenda governamental deveria direcionar os esforços no aperfeiçoamento de mecanismos de controle de qualidade do serviço, cujos padrões vinham sendo continuamente descumpridos por uma série de empresas, das perdas comerciais, em patamares críticos em muitas áreas de concessão, da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, principalmente após o episódio do grupo Rede Energia, da racionalidade operacional, e simplificação e maior clareza dos dispositivos contratuais.

Entendido que a renovação das concessões de distribuição segundo critérios de remuneração semelhantes aos homologados para os segmentos de geração e transmissão não se traduziria em benefícios imediatos ao consumidor, o Decreto n. 8.461, de 2015, editado na iminência do vencimento do contrato de 37 empresas, estabeleceu como critérios condicionantes para renovação dos contratos de distribuição de energia elétrica: I – eficiência em relação à qualidade do serviço prestado; II – eficiência em relação à gestão econômico-financeira; III – racionalidade operacional e econômica; e IV – modicidade tarifária.

A eficiência foi tratada em duas dimensões, cada uma mensurada por indicadores capazes de apurar a qualidade do serviço (DEC e FEC) e a sustentabilidade econômico-financeira da concessão (endividamento, investimento etc.). Os termos aditivos aos contratos de concessão submeteram as distribuidoras signatárias ao cumprimento de uma trajetória de melhoria dos índices de continuidade e sustentabilidade econômico-financeira²⁷³.

Como critérios subsidiários ao processo de renovação, a racionalidade operacional trata especificamente dos casos de reagrupamento de concessões em áreas atendidas por um mesmo grupo econômico e a modicidade tarifária diz respeito apenas ao princípio que não será dado tratamento tarifário diferenciado em razão da renovação das concessões.

Portanto, não tendo havido uma redefinição da tarifa ou receita das concessionárias de distribuição, as empresas permaneceram sujeitas aos processos de revisão tarifária periódica (RTP), cuja metodologia tem sido alterada a cada ciclo, o que de fato ocorre desde a regulamentação do 1CRTP, aprovado pela Resolução ANEEL n. 493, de 2002, norma que *“estabelece a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica”*.

Assim sendo, a despeito dos reconhecidos aperfeiçoamentos adotados e em discussão pelo órgão regulador, o presente trabalho busca discutir proposta de aprimoramento da

²⁷³ As trajetórias dos índices de continuidade do serviço (DECi e FECi) e de sustentabilidade econômico-financeira foram objeto de estudo no Capítulo 3.

metodologia tarifária, incorporando aspectos de continuidade do serviço, tanto sob a dimensão econômica e financeira como operacional, além de uma maior simplicidade e clareza nos processos tarifários, de modo a incentivar de forma mais adequada o investimento na melhoria da qualidade do serviço e na sustentabilidade da concessão.

Com esse objetivo, o presente trabalho propõe ajustes nas seguintes dimensões de eficiência que poderão ser objeto de estudos para o aperfeiçoamento das práticas de regulação do segmento de distribuição no Brasil:

- i. Incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado;
- ii. Incentivo ao cumprimento e manutenção de padrões sustentabilidade; e
- iii. Simplificação da metodologia tarifária.

Os parâmetros de incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado serão tratados no item 5.1. Os critérios de incentivo para o cumprimento da dimensão de sustentabilidade econômica e financeira serão objeto do item 5.2. A proposta de simplificação do processo tarifário será tratada no item 5.3. A aplicação das premissas adotadas em estudos de caso de duas concessionárias em situação de qualidade do serviço e de sustentabilidade antagônicas será apresentada no item 5.4. Por fim, as considerações do capítulo serão objeto do item 5.5.

5.1. Parâmetros de qualidade do serviço prestado

"(..) deve-se sempre buscar atingir um ponto de equilíbrio entre QUALIDADE X RENTABILIDADE, que possibilite o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e atenda aos interesses da sociedade" (HASSIN, 2003, p. 54).

Para fins de definição de tarifas adequadas, é usual na literatura o problema da qualidade do serviço prestado. A introdução de mecanismos que incentivem somente a redução de custos pode levar à deterioração do serviço. Com o declínio da qualidade, é economicamente racional que o preço (tarifa) seja reduzido de modo a compensar a perda de valor agregado do serviço para o consumidor.

Como em qualquer atividade econômica, preço e qualidade são atributos indissociáveis de um bem. Não se mostra razoável, portanto, atribuir preços altos na ausência de qualidade. Uma vez que a energia entregue ao consumidor pode ser considerada como o produto final associado à atividade de distribuição de energia elétrica, a discussão da formação do preço dessa energia também deve procurar envolver aspectos relacionados à qualidade do serviço prestado.

Num regime tarifário de *price cap*, a existência de um preço-teto e de incentivos para redução de custos pode inibir investimentos para melhoria da qualidade, à medida que representam desembolsos que poderão não integrar a base tarifária. A partir do estudo de

desempenho referente a 78 distribuidoras de energia elétrica nos EUA no período de 1993 a 1999, Pessanha *et al* (2006) confirmam essa hipótese de deterioração da continuidade causada por práticas de regulação por incentivos sem regulamentação que estabeleça padrões de qualidade minimamente adequados.

Independentemente do regime tarifário adotado, considera-se como premissa que o regulador não pode negligenciar a questão da qualidade do serviço. Desse modo, deve incentivar o investimento da concessionária em melhoria de qualidade, impondo mecanismos de penalidade no caso de descumprimento dos padrões, evitando que a concessionária prefira incorrer em descumprimento ao invés de investir no cumprimento dos padrões de qualidade individuais e coletivos.

Para Pérez (2013), o equilíbrio entre a qualidade do serviço e os investimentos da concessionária se dá por meio de quatro instrumentos presentes na regulação do tema:

- Indicadores de continuidade;
- Padrões mínimos de qualidade;
- Políticas de compensações; e
- Mecanismos de incentivos / penalidades.

Como estudado no Capítulo 3, os indicadores de continuidade mais comumente utilizados monitoram a duração e a frequência das interrupções de fornecimento (SAID e SAIFI). Entretanto, em boa parte dos países apresentados existe uma grande preocupação pelo prejuízo que as interrupções geram nas atividades diárias da sociedade, seja em forma individual ou coletiva, sendo apurado, internacionalmente, pelo indicador END, determinado com base nas curvas de carga dos consumidores.

A partir da apuração dos indicadores, o regulador estabelece padrões mínimos de qualidade para os consumidores (valores individuais), como para agrupamentos de consumidores (conjuntos elétricos, concessionárias, países etc.). A violação dos padrões individuais enseja compensação direta na tarifa dos consumidores afetados. Os padrões coletivos, por sua vez, são geralmente utilizados nas políticas de incentivos e penalidades, com reflexos sobre a tarifa de energia de cada área de concessão, no momento do processo tarifário.

As políticas de compensações têm como princípio o ressarcimento do prejuízo que as interrupções causam aos consumidores e decorrem da violação dos padrões estabelecidos por número de ocorrências, por prazo de apuração, por localização (urbana, rural etc.), e por nível de tensão. O valor da compensação pode ser fixo ou variável de acordo com critérios como potência instalada, encargo de uso do sistema, ou consumo de energia. Na regulamentação brasileira, são utilizados os indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Conforme afirma Gueiber (2009), a política de penalizações, que foi inicialmente estabelecida à época da existência do DNAEE, ainda constitui a principal prática utilizada pela ANEEL para incentivar as empresas na busca da melhoria do desempenho de seus indicadores técnicos e de atendimento.

Com efeito, as políticas de compensação, embora financeiramente pouco significantes frente aos prejuízos incorridos pelos consumidores com a interrupção de energia, constituem o principal instrumento de penalização da qualidade utilizado no Brasil. Os valores das compensações pagas pelas vinte principais distribuidoras no ano de 2014 são apresentados na tabela abaixo²⁷⁴.

Tabela 44. Valores das compensações pagas por distribuidora em 2014

Concessionária	Valor das Compensações (R\$)				Total
	DIC, FIC e DMIC			DICRI	
	Mensais	Trimestrais	Anuais	Mensais	
CELG	44.644.417,97	6.831.326,64	6.910.490,02	610.664,48	58.996.899,11
Ampla	27.010.825,71	2.546.051,12	3.490.029,96	1.463.965,53	34.510.872,32
Coelba	22.251.227,80	3.185.551,70	3.371.364,49	1.880.363,41	30.688.507,40
Light	21.792.508,93	3.873.670,08	3.823.081,21	240.910,76	29.730.170,98
Eletropaulo	17.208.552,72	2.889.607,48	2.087.939,19	5.562.810,46	27.748.909,85
CEEE-D	15.042.805,86	2.027.785,95	5.176.881,94	1.393.302,76	23.640.776,51
Cemig-D	16.553.688,01	1.611.966,03	2.073.237,12	523.873,55	20.762.764,71
Celpe	14.989.011,63	2.322.387,79	2.518.808,99	493.026,73	20.323.235,14
Copel-DIS	9.982.450,65	1.111.176,78	3.502.568,74	467.108,90	15.063.305,07
RGE	7.608.822,36	1.207.519,22	1.817.111,73	672.741,12	11.306.194,43
Cemat	9.054.815,75	1.338.018,84	N/D	156.176,19	10.549.010,78
Ceron	5.135.117,62	1.269.983,89	2.334.797,90	159.329,71	8.899.229,12
Celesc-DIS	5.550.939,84	600.168,08	1.122.493,59	813.755,13	8.087.356,64
Ceal	4.828.814,98	820.761,37	1.991.624,55	96.465,21	7.737.666,11
Eletroacre	3.935.775,69	817.781,06	2.169.403,00	364.086,10	7.287.045,85
CEB-DIS	4.784.454,66	894.341,91	1.060.246,92	299.570,17	7.038.613,66
Cemar	5.062.275,80	405.808,02	1.234.972,27	250.534,95	6.953.591,04
Elektro	5.077.447,80	396.238,86	761.332,92	593.713,58	6.828.733,16
CPFL Paulista	4.470.841,09	526.731,73	844.979,25	437.004,14	6.279.556,21

Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2016).

Os mecanismos de incentivos são instrumentos regulatórios que buscam impelir as distribuidoras a operar num nível global adequado de qualidade do serviço. Geralmente, são aplicados por meio de definição de percentual ou valores a serem adicionados ou reduzidos das tarifas, da receita teto, ou da parcela gerenciável da receita da concessionária. Pérez (2013) corrobora que a política de incentivos deve especificar um

²⁷⁴ Foram consideradas as compensações pagas em 2014, pois, em 2015, o montante referente à parcela TUSD Encargos (CDE) provocou distorções no EUSD, encargo que serve como parâmetro para apurações das compensações individuais, fenômeno que será tratado oportunamente.

relacionamento funcional entre as receitas e o desempenho da distribuidora, mediante definição de uma taxa de incentivos.

Devido à complexidade da regulação da qualidade, as políticas de incentivos adotam apenas alguns indicadores de qualidade. Internacionalmente, são utilizados indicadores globais como o SAIDI (DEC), SAIFI (FEC) e o END (não apurado no Brasil). Em linha com a prática internacional, até o 3CRTP os indicadores mais utilizados pela política de incentivos da ANEEL eram o DEC e o FEC.

No Brasil, a política de incentivos para melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica é aplicada por meio do componente Q do fator X, cujo objetivo é promover a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando a parcela gerenciável da empresa (VPB), para mais ou para menos, de acordo com o comportamento dos parâmetros de qualidade adotados.

Os instrumentos da regulação da qualidade utilizados atualmente pelo Brasil para fins de política de compensações e para mecanismo de incentivos, este último referente ao 4CRTP, estão esquematizados na tabela a seguir.

Tabela 45. Brasil – Política de Compensações e Mecanismo de Incentivo (MIQ)

Política de Compensações						
Indicadores Individuais de Interrupção		Natureza	Distribuidoras	Padrão	Aplicação	
DIC	Duração de Interrupção	Operacional	Todas	Individual		Crédito na fatura
FIC	Frequencia de Interrupção					
DMIC	Duração Máxima					
DICRI	Duração em Dia Crítico					
Mecanismo de Incentivo (MIQ)						
Indicador Gerencial		Natureza	Distribuidoras	Limite	Peso	Aplicação
DEC	Duração Equivalente	Operacional	Todas	Individual	50%	Fator X (Q) - VPB
FEC	Frequencia Equivalente				20%	
Indicadores Acessórios						
FER	Frequencia de Reclamação	Operacional	Todas	Individual	10%	Fator X (Q) - VPB
IASC	Índice de Satisfação ANEEL	Satisfação		mínimo 70	10%	
INS	Satisfação do At. Telefônico	Comercial	60 mil UC	≥ 85%	4%	
IAB	Abandono do At. Telefônico			≤ 4%	3%	
ICO	Chamadas Ocupadas			≤ 2%	3%	

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Pela leitura da tabela acima, é possível concluir que o regulador brasileiro tem o entendimento de que a qualidade do serviço, de forma individual, deve ser incentivada mediante compensações (penalidades), diretamente na fatura da unidade consumidora, enquanto a qualidade do serviço de forma global (indicadores gerenciais, índice de satisfação, parâmetros comerciais etc.), deve ser incentivada nos processos tarifários.

A proposta em discussão busca romper com a lógica citada mediante a incorporação de indicadores de interrupção individuais no mecanismo de incentivos, por meio de alterações nos indicadores e parâmetros do MIQ adotados pela ANEEL. Assim, a violação desses indicadores passaria a integrar o componente de qualidade (Q) do Fator X. O descumprimento de indicadores individuais passaria, portanto, a produzir impactos negativos sobre a parcela da receita gerenciável da concessionária.

5.1.1. Proposta de Mecanismo de Incentivo (MIQ)

Cyrillo (2011) pondera que cada agente percebe os custos da qualidade de energia sob uma ótica diferente de acordo com os custos percebidos e dos investimentos envolvidos. Os consumidores têm suas atividades afetadas pelo preço da energia elétrica, como pela sua ausência. A distribuidora, de modo geral, percebe apenas suas receitas e custos, que estão relacionados com a venda de energia e com os investimentos na rede, acrescidos dos custos de operação e de manutenção. O regulador procura equilibrar esse relacionamento de acordo com regras que proporcionem resultados benéficos para a sociedade.

Os problemas de qualidade geram ônus para as distribuidoras no decorrer do prazo de concessão. No curto prazo, as empresas devem indenizar os consumidores por prejuízos ocasionados pelas faltas no sistema, seja mediante multas, seja por meio de ressarcimentos por danos. No médio prazo, o ônus é causado pela incorporação de indicadores de continuidade nos processos tarifários, além da perda de receita decorrente da queda de consumo.

No longo prazo, conforme alertam Castro & Brandão (2013), a distribuidora pode entrar num círculo vicioso de baixa qualidade do serviço e insustentabilidade econômica e financeira. Além disso, a empresa pode perder mercado para outras fontes energéticas ou outras formas de suprimento de eletricidade.

Assim, os impactos econômicos de problemas na qualidade de energia para as distribuidoras são, de modo geral, principalmente aqueles decorrentes de:

- a) Queda na receita devido à energia não distribuída;
- b) Queda na receita devido à indisponibilidade do sistema de distribuição;
- c) Custo adicional de O&M das redes de distribuição devido às falhas;
- d) Penalidades devidas pelo descumprimento dos padrões individuais;
- e) Penalidades devidas pelo descumprimento dos padrões de reclamação;
- f) Penalidades devidas pelo descumprimento dos prazos de serviços comerciais;
- g) Penalidades devidas pelo descumprimento das metas de atendimento telefônico;
- h) Ajustes no Fator X (VPB) em função do nível de qualidade (Q);
- i) Ressarcimentos pelos equipamentos queimados; e

- j) Penalidades devidas por descumprimento das obrigações como agente de distribuição²⁷⁵.

A queda de receita em função da energia não suprida, custos de O&M adicionais, penalidades, ressarcimentos e ajustes regulatórios são proporcionais à Parcela B da energia que deixou de ser fornecida, de modo que quaisquer problemas na qualidade da prestação do serviço provocam resultados diretos na parcela da receita gerenciável da distribuidora. Por esse motivo, e de modo a concentrar os incentivos sobre o VPB da empresa, o MIQ em discussão neste trabalho sugere alguns ajustes em relação à metodologia em aplicação pela ANEEL.

Até o mês de março de 2016, o MIQ aplicado pela ANEEL sobre o VPB considerava a metodologia do 3CRTP, que inclui apenas os indicadores técnicos gerências DEC e FEC, mediante definição do Indicador de Qualidade do Serviço (*Ind.Qual*) de cada distribuidora. O índice era apurado pela comparação, a cada ano civil, dos indicadores de DEC e FEC, contra os limites definidos pela ANEEL. Definidos os *Ind.Qual* de cada concessionária, eram consideradas as de melhor desempenho aquelas cujo indicador fosse inferior ao primeiro quartil dos indicadores das concessionárias de cada grupo. Já as concessionárias com pior desempenho eram aquelas cujo indicador superasse o terceiro quartil. Portanto, o valor do ajuste do VPB em função do MIQ dependia do desempenho relativo das distribuidoras (*yardstick competition*).

O Fator de Ajuste de Qualidade era então especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora. O limite de variação sobre a Parcela B, aplicado pelo componente Q do Fator X, poderia ser de até 1%, para mais ou para menos. Logo, no melhor ou pior caso, o MIQ poderia implicar em elevação ou redução da parcela gerenciável da empresa em 1%. Em alguns exemplos internacionais estudados no Capítulo 3, como o caso de regiões da Austrália, o MIQ pode representar até 7% da receita regulatória anual da concessionária.

Para aplicação no 4CRTP, a ANEEL passou também a incorporar parcelas de qualidade comercial e de satisfação do consumidor ao componente Q, cada uma com peso distinto. Os indicadores serão aplicados gradualmente no período de abril de 2016 a março de 2019, de modo que, a partir de então, o Q técnico corresponderá a 70% do componente Q, e o Q comercial a 30%, sendo ampliado o limite de variação para 2% sobre o VPB. Os indicadores considerados no MIQ, seus padrões estabelecidos e pesos percentuais, foram apresentados na tabela 45.

²⁷⁵ A Resolução Normativa ANEEL n. 62/2004 aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

Conforme metodologia vigente, a apuração dos indicadores de índice de satisfação (IASC) e de frequência de reclamações (FER) passará a ter importância semelhante à apuração do indicador técnico gerencial de frequência de interrupções (FEC). Os componentes relativos ao atendimento telefônico, de caráter acessório, adotados por concessionárias com mais de 60 mil UC, representarão 10% do componente Q do Fator X.

Tal como aplicado no 3CRTP, a apuração do MIQ referente a cada indicador de qualidade (Q_{DEC} , Q_{FEC} , Q_{FER} , Q_{IASC} , Q_{INS} , Q_{IAB} , e Q_{ICO}) depende do desempenho relativo das distribuidoras, dividindo-as entre as que atendem e que não atendem ao limite estabelecido. Cada um desses grupos é dividido em duas classes: 25% melhores (ou piores) e demais 75%, totalizando quatro classes.

A grande diferença trazida para o MIQ do 4CRTP foi, além do retorno do componente relativo à satisfação do consumidor (IASC) aplicado no 2CRTP, a inclusão de parâmetros comerciais, e a redução da importância da apuração do FEC em comparação ao DEC, que permaneceu com peso de 50% do Q, enquanto parcela da participação do FEC foi rateada entre as componentes introduzidas, passando a responder apenas por 20% do peso total.

A respeito dessa mudança no peso do indicador FEC para composição do MIQ, a evolução dos indicadores de DEC e FEC no Brasil ilustra que, desde 2009, o DEC apurado tem se mantido em patamares superiores aos limites estabelecidos pela ANEEL. A média do indicador FEC, embora venha se mantendo aderente ao limite regulatório nos últimos anos, tem apresentado trajetória de deterioração relativa aos padrões do regulador, conforme ilustra a tabela abaixo.

Tabela 46. Brasil – DEC e FEC 2005 a 2015

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC apurado	16,75	16,14	16,14	16,65	18,77	18,42	18,53	18,66	18,35	17,62	18,59
DEC limite	21,03	20,05	19,28	18,68	17,86	17,01	16,23	15,87	15,19	14,58	13,94
Índice	0,80	0,80	0,84	0,89	1,05	1,08	1,14	1,18	1,21	1,21	1,33
FEC apurado	12,53	11,53	11,81	11,37	11,72	11,31	11,18	11,11	10,53	9,95	9,86
FEC limite	18,20	17,63	17,03	16,44	15,63	14,54	13,61	13,19	12,47	11,77	11,03
Índice	0,69	0,65	0,69	0,69	0,75	0,78	0,82	0,84	0,84	0,85	0,89

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Comparando-se a trajetória do DEC apurado e limite no período de 2005 a 2015 (quadro abaixo), é possível verificar, com efeito, uma violação contínua e crescente dos indicadores de duração de interrupção coletivos. Particularmente em 2015, o índice apurado demonstra um descumprimento de 33% em relação ao indicador limite, que corresponde a 1. Essa trajetória de elevação na relação de descumprimento pode ser explicada pela manutenção do patamar de índices apurados, combinada com a trajetória decrescente para os limites regulatórios do indicador.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 30. Relação percentual do DEC Limite e DEC Apurado

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A estagnação do patamar de DEC apurado nos últimos sete anos pode denotar o esgotamento do modelo de incentivo existente, uma vez que o mesmo não tem se traduzido em incrementos da base de remuneração relacionados a investimentos para reduzir a duração de interrupções. Portanto, considera-se que a preocupação da ANEEL com esse indicador no MIQ é legítima, de modo que foi mantido o peso de 50% para o componente Q_{DEC} .

Por sua vez, analisando-se o FEC no mesmo período conforme quadro abaixo, verifica-se o cumprimento dos limites regulatórios além de trajetória de redução nos indicadores apurados. Entretanto, a trajetória regulatória é mais rigorosa que a verificada, de forma que, em poucos anos, estima-se que o FEC apurado ficará acima do limite regulatório.

Quadro 31. Relação percentual do FEC Limite e FEC Apurado

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Apesar dessa piora relativa no indicador de frequência das interrupções, a ANEEL reduziu substancialmente a participação desse componente no MIQ, situando-o num patamar de importância semelhante ao índice de satisfação do consumidor (IASC) e do indicador comercial de reclamações (FER), premissa que este autor não considera em sua proposta. Inclusive, a metodologia de apuração do indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC) das concessionárias de distribuição considera o mesmo peso para os indicadores DEC e FEC²⁷⁶.

Assim, verifica-se que as distribuidoras têm apresentado melhora no indicador FEC, enquanto o indicador DEC permanece estagnado, ou em trajetória de piora em alguns casos. Portanto, mostra-se como adequado priorizar o indicador DEC, o que não significa desprezar o indicador FEC, pois a melhoria do indicador DEC pode ser alcançada ao se reduzir a quantidade de interrupções, ou seja, o FEC. No entanto, o contrário não é válido, conforme constatado pelos indicadores apurados no período de 2005 a 2015.

Outro aspecto abordado no MIQ proposto é o tratamento dado pela ANEEL à violação dos índices de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI), que atualmente se dá somente por meio de devolução diretamente na fatura dos consumidores.

Cyrillo (2011) considera que, a partir de uma interrupção de fornecimento, os consumidores podem sofrer impactos diretos na produção econômica, mensurados por meio da perda de produção, matéria-prima, horas trabalhadas, estoque etc., como também podem sofrer impactos indiretos, caracterizados pela perda de lazer, segurança, custo de oportunidade, entre outros, e que os mesmos são, em grande parte, externos ao mercado de energia, em parte porque os custos de interrupção e faltas na rede são absorvidos pelos consumidores e, em parte, porque as distribuidoras de energia não são inteiramente responsabilizadas pelos custos da qualidade (p. 43).

Desse modo, busca-se verificar o efeito da inclusão dos indicadores individuais como componente da Parcela B nos processos de reajuste e revisão das tarifas, em substituição à política de compensações diretas na fatura do consumidor. Isso porque, além de considerar que os limites dos indicadores individuais DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do DEC, e os limites do FIC são vinculados aos limites do FEC, os ressarcimentos

276

$$DGC = \frac{\left(\frac{DEC_{Apurado}}{DEC_{Limite}} + \frac{FEC_{Apurado}}{FEC_{Limite}} \right)}{2}$$

Onde:

DGC: Desempenho Global de Continuidade;

DEC_{Apurado}: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual);

DEC_{Limite}: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual);

FEC_{Apurado}: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual);

FEC_{Limite}: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

individuais não refletem o real valor da interrupção da energia sob a ótica do consumidor. Propõe-se, portanto, que esses indicadores sejam tratados no MIQ.

Atualmente, o Módulo 8 do PRODIST estabelece que o valor máximo da compensação associada à violação do limite do indicador de continuidade individual será de: i. 10 (dez) vezes o valor do “EUSD médio”, no caso de violação de limite mensal; ii. 30 (trinta) vezes o valor do “EUSD médio”, no caso de violação de limite trimestral; e iii. 120 (cento e vinte) vezes o valor do “EUSD médio”, no caso de violação de limite anual.

A participação do montante total apurado pelas violações dos indicadores de interrupção individuais sobre o Valor da Parcela B e sobre o EBITDA das principais distribuidoras é apresentado na tabela abaixo. A amostra apenas corrobora o fato que a Política de Compensações tem sido instrumento mais importante, pelo menos financeiramente, porém não necessariamente o mais eficaz para mitigar os patamares de interrupção, pois os montantes apurados tem se mostrado crescentes nos últimos anos²⁷⁷.

Tabela 47. Brasil – Política de compensações sobre VPB e EBITDA (2014-2015)²⁷⁸

Distribuidora	Parcela B	EBITDA Reg.	Compensações 2014			Compensações 2015		
	R\$ Milhões	R\$ Milhões	R\$ MM	% VPB	% EBITDA	R\$ MM	% VPB	% EBITDA
AES SUL	634,225	184,652	15,563	2,5%	8,4%	20,695	3,3%	11,2%
CEAL	339,719	36,100	7,738	2,3%	21,4%	8,483	2,5%	23,5%
CEB	405,542	87,596	7,039	1,7%	8,0%	10,148	2,5%	11,6%
CEEE	591,238	144,675	23,641	4,0%	16,3%	15,622	2,6%	10,8%
CELESC	1.251,764	312,981	8,087	0,6%	2,6%	12,043	1,0%	3,8%
CELG	1.066,719	181,636	58,997	5,5%	32,5%	98,401	9,2%	54,2%
CELPA	1.002,701	197,257	-	-	-	13,547	1,4%	6,9%
CELPE	1.141,316	280,059	20,323	1,8%	7,3%	17,383	1,5%	6,2%
CEMAR	906,149	244,402	6,954	0,8%	2,8%	6,578	0,7%	2,7%
CEMIG	3.525,554	678,257	20,763	0,6%	3,1%	37,333	1,1%	5,5%
CERON	273,024	32,914	8,899	3,3%	27,0%	15,005	5,5%	45,6%
COELBA	1.899,536	473,598	30,689	1,6%	6,5%	41,182	2,2%	8,7%
COELCE	1.050,269	257,236	4,110	0,4%	1,6%	7,930	0,8%	3,1%
COPEL	1.753,874	327,189	15,063	0,9%	4,6%	23,163	1,3%	7,1%
CPFL JAGUARI	27,646	4,673	0,035	0,1%	0,8%	0,140	0,5%	3,0%
CPFL LESTE PAULISTA	39,675	6,772	0,089	0,2%	1,3%	0,241	0,6%	3,6%
CPFL MOCOCA	31,064	5,127	0,090	0,3%	1,8%	0,162	0,5%	3,2%
CPFL PAULISTA	1.732,484	432,912	6,280	0,4%	1,5%	13,527	0,8%	3,1%
CPFL PIRATININGA	719,874	189,695	2,390	0,3%	1,3%	3,844	0,5%	2,0%
CPFL SANTA CRUZ	113,789	15,226	0,289	0,3%	1,9%	0,786	0,7%	5,2%
CPFL SUL PAULISTA	46,081	9,075	0,126	0,3%	1,4%	0,514	1,1%	5,7%
ELEKTRO	1.295,720	281,993	6,829	0,5%	2,4%	13,335	1,0%	4,7%
ELETROACRE	123,897	23,799	7,287	5,9%	30,6%	7,684	6,2%	32,3%
ELETROPAULO	2.753,734	666,604	27,749	1,0%	4,2%	116,675	4,2%	17,5%
LIGHT	2.198,295	798,093	29,730	1,4%	3,7%	43,865	2,0%	5,5%
RGE	695,848	199,922	11,306	1,6%	5,7%	14,174	2,0%	7,1%
TOTAL	25.619,737	6.072,443	320,064	-	-	542,461	-	-

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A questão do aumento da qualidade do serviço não passa somente pelo nível de investimento da concessionária, mas também pela valoração do custo da qualidade

²⁷⁷ No ano de 2015, a parcela TUSD Encargos CDE produziu distorções na apuração do EUSD médio. O Encargo é o parâmetro para apurações das compensações individuais.

²⁷⁸ A tabela acima demonstra que o volume de pagamento de compensações tem se mostrado como insustentável pela ótica econômico-financeira e, conseqüentemente, operacional. Empresas como CERON e CELG apresentam comprometimento de cerca de 50% de seu EBITDA para pagamento de compensações.

mediante métodos analíticos, como o de disposição a pagar dos consumidores (DAP), principalmente porque os mesmos reconhecem os benefícios com o aumento da qualidade de energia, porém não estão dispostos a pagar pela melhoria do serviço.

Países como Reino Unido, Itália, Holanda, Noruega e Suécia aplicam pesquisas de opinião para apurar a DAP. Contudo, a disposição a pagar do consumidor é uma curva de difícil obtenção prática. Pesquisas dessa natureza realizadas no Brasil²⁷⁹ indicam que os benefícios que os consumidores recebem com a qualidade não se traduzem em elevação na DAP pela mesma. Portanto, avalia-se que o mercado brasileiro ainda não é suficiente maduro para que esse parâmetro seja adotado no MIQ.

Da mesma forma, a despeito de o MIQ do 4CRTP atribuir peso percentual de 10% ao IASC apurado pela distribuidora em relação ao padrão mínimo e ao desempenho das demais, avalia-se que a aplicação de pesquisas de satisfação do consumidor no mecanismo de incentivo não constitui forma adequada de incentivar a melhoria da qualidade dos serviços. Conforme apresentado no item 3.1.1.4. do Capítulo 3, a percepção negativa de qualidade do serviço pelo consumidor pode estar relacionada a fatores independentes da gestão da distribuidora local.

A esse respeito, as pesquisas de satisfação do consumidor IASC Brasil, realizada pela ANEEL, e Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISPQ), realizada pela ABRADDEE, ambas apuradas em 2016, porém referentes ao ano de 2015, apresentaram as piores quedas percentuais de suas séries históricas, sem que houvesse fundamentos estruturais na qualidade do serviço para justificar a elevada queda.

Com efeito, não houve alteração significativa nos indicadores de qualidade apurados, porém houve a elevação média de 51% nas tarifas dos consumidores cativos, fator que, além de não gerenciável pela concessionária, não tem vinculação com o aspecto de qualidade do serviço propriamente dito.

²⁷⁹ Hideki (2001, *apud* Cyrillo, 2011) realizou uma pesquisa de avaliação do custo de interrupção para clientes de Alta e Média tensão de uma concessionária de São Paulo. Foram entrevistados 209 clientes (69 AT e 140 BT) e 168 questionários foram aproveitados. A pesquisa de DAP apurou que, embora 90% dos clientes enxerguem os benefícios com o aumento da qualidade, 93% não aceitam pagar pela melhoria do serviço, sendo que apenas 11% dos clientes consideram a qualidade de energia fornecida como ruim ou péssima. A resposta negativa a DAP é predominantemente econômica, sendo que 85% dos clientes alegam os problemas econômicos do aumento de custos com energia.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 32. Brasil – IASC, ISPQ, DEC, FEC e Tarifa média B1

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Corroborando o defendido neste trabalho, argumenta a própria ANEEL, por meio da Nota Técnica n. 453/2013-SRE/SRD/ANEEL (p. 15), que *"O componente qualidade foi excluído no 2CRTP em função da subjetividade do IASC. Desde sua retirada, a recomendação da Diretoria da ANEEL era que se estudasse uma forma objetiva de mensurar a qualidade do serviço prestado para ser incorporada ao processo tarifário. A decisão de se eliminar o componente Xc foi, portanto, devida à ausência de um critério objetivo de apuração da qualidade do serviço prestado, e não por uma escolha regulatória"*. Entretanto, apesar de considerado como subjetivo pelo regulador, o IASC voltou a ser adotado no 4CRT.

Por outro lado, caso o regulador tenha como proposta dotar o IASC de função análoga a uma pesquisa de DAP, não se considera que o faz da forma adequada. Avalia-se que o índice constitui uma forma importante de apurar a satisfação global do consumidor e de estimular a melhoria da percepção dos serviços prestados pelas distribuidoras, mas a análise pragmática da evolução dos índices já havia esclarecido a motivação de a ANEEL ter retirado o IASC do mecanismo de incentivo ao final do 2CRTP. Portanto, a metodologia ora proposta desconsidera o IASC do MIQ a ser aplicado sobre o VPB.

No tocante aos indicadores de qualidade comercial, a despeito de alguns países estudados adotarem o atendimento comercial no MIQ, o mecanismo proposto não considera os indicadores de reclamação (FER) e os indicadores de atendimento telefônico. Avalia-se que, mediante a Resolução Normativa ANEEL n. 574, de 2013, a ANEEL já define os indicadores de duração (DER) e frequência equivalente de reclamação (FER), e estabelece metas e aplicação de penalidades para o FER de cada distribuidora. Considera-se, portanto, que a ultrapassagem do indicador de qualidade FER, a exemplo dos demais indicadores comerciais, deve continuar sendo tratada no âmbito das penalidades aos serviços de classificação comercial previstas na REN n. 414, de 2010.

De maneira análoga ao FER, salienta-se que, por também já estarem previstas na REN n. 414, de 2010, a classificação e penalidades pela violação dos indicadores de atendimento telefônico não serão consideradas no MIQ proposto. Como a obrigação de implantação de CTA aplica-se apenas às distribuidoras com mais de 60.000 UC, não se pretende que o mecanismo de incentivo proposto tenha aplicação diferenciada de acordo com o porte da distribuidora.

Assim, os indicadores propostos para o MIQ a ser adotado no estudo de caso estão resumidos na tabela abaixo.

Tabela 48. Mecanismo de Incentivo (MIQ) proposto

Mecanismo de Incentivo (MIQ)						
		Natureza	Distribuidoras	Limite	Peso	Aplicação
Indicadores Gerenciais						
DEC	Duração Equivalente	Operacional	Todas	Individual	70%	Fator X (Q) - VPB Limite +/- 1%
FEC	Frequencia Equivalente				30%	
Indicadores Individuais						
DIC	Duração de Interrupção	Operacional	Todas	Individual	100%	Fator X (Q) - VPB Limite +/- 1%
FIC	Frequencia de Interrupção					
DMIC	Duração Máxima					
DICRI	Duração em Dia Crítico					

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A apuração de cada indicador de qualidade do MIQ (Q_{DEC} , Q_{FEC} e Q_{IND}) dependerá do desempenho das distribuidoras. Para o Q_{DEC} e Q_{FEC} , considera-se metodologia semelhante ao 'Ind.Qual' do 3CRTP para fins de apuração do desempenho relativo da concessionária, sendo que cada componente global deverá ser considerado individualmente, mas o limite de aplicação sobre o valor da Parcela B estaria limitado a, mais ou menos, 1%.

Em relação ao Q_{IND} , o componente deverá ser apurado de acordo com a variação média, nos dois últimos anos, das penalidades da Política de Compensações, conforme metodologia prevista no Módulo 8 do PRODIST, sobre o valor da Parcela B da receita da concessionária. O Q_{IND} também seria limitado a, mais ou menos, 1% do VPB. Por conseguinte, as violações dos limites de indicadores individuais deixariam de ser cobradas diretamente na fatura do consumidor, passando a integrar o mecanismo de incentivo proposto.

Em síntese, o percentual limite a ser aplicado sobre o VPB do MIQ proposto passaria de até, mais ou menos, 1%, para até, mais ou menos, 2%. Esse percentual de incentivo também é adotado na regulação de sistemas elétricos de países como a Austrália (*Queensland*), e no estado da Califórnia. O MIQ proposto será objeto de aplicação prática no estudo de caso apresentado no item 5.4. deste capítulo.

5.2. Parâmetros de sustentabilidade econômica e financeira

Como discutido no Capítulo 3, há uma relação de causa e efeito entre dificuldades econômico-financeiras e dificuldades operacionais, de modo que a análise da trajetória de sustentabilidade mostra-se fundamental para verificar se a concessionária reúne condições favoráveis para manter ou melhorar a qualidade do serviço e para seguir adimplente com as obrigações tributárias e setoriais.

Inversamente, os problemas operacionais também impactam a situação econômico-financeira da empresa. Por exemplo, o excesso de perdas comerciais enseja custos com aquisição adicional de energia sem a respectiva cobertura tarifária. Do mesmo modo, a transgressão aos limites regulatórios de qualidade enseja compensações financeiras aos consumidores, multas e redução do VPB pela aplicação do MIQ.

Ademais, além da literatura apresentada, por meio da Nota Técnica n. 185/2014-SRE/ANEEL a ANEEL demonstrou que, no período compreendido entre 2005 e 2012, algumas concessionárias que reduziram investimentos apresentaram piora da qualidade dos seus serviços. Contudo, a preocupação com a sustentabilidade econômica e financeira ganhou real importância a partir do caso do grupo Rede Energia.

Como consequência, o processo de renovação das concessões de distribuição vincendas foi condicionado a critérios de eficiência com relação à gestão econômico-financeira, alcançados por meio de parâmetros de melhoria contínua e período máximo de cumprimento de cinco anos (2016-2020)²⁸⁰, cujo descumprimento poderá ensejar a caducidade da concessão.

Posteriormente, no âmbito da 2ª fase da Consulta Pública n. 15/2014, a ANEEL propôs o monitoramento da sustentabilidade de todas as distribuidoras por meio de uma série de indicadores econômico-financeiros, de modo a analisar se a empresa apresenta uma situação de dificuldade, principalmente no longo prazo. Entretanto, o descumprimento dos indicadores em si não tem o condão de ensejar nenhuma ação ou penalidade por parte da ANEEL, mas poderá vir a acarretar medidas preventivas pelo regulador.

A despeito da importância do acompanhamento da trajetória dos indicadores de sustentabilidade nos termos propostos, avalia-se que o seu descumprimento continuado pode ocasionar efeitos irreversíveis sobre a qualidade do serviço e tornar a prestação insustentável tanto pelo aspecto operacional, como financeiro. Assim, considera-se que a

²⁸⁰ Para o ano 1 (2016), caso 'EBITDA Ajst (-) QRR (-) 111% Selic * Dívida Líquida < 0', a sustentabilidade deverá ser alcançada mediante aporte de capital pelos acionistas; no ano 2 (2017), a distribuidora deverá obedecer à condição de 'EBITDA ≥ 0'; em 2018, deverá ser atendida a condição 'EBITDA (-) QRR ≥ 0'; no ano 4 (2019) deverá ser observada a relação 'Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR] ≤ 1 / (0,8 * SELIC)'; e, no quinto ano do período de transição (2020), a distribuidora deve atingir a condição mínima de sustentabilidade 'Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR] ≤ 1 / (1,11 * SELIC)'.

sustentabilidade deve ser contemplada mediante mecanismo de incentivos regulatórios, com efeitos sobre o valor da Parcela B da receita.

Isso porque, embora o processo de renovação de concessões tenha previsto a possibilidade de caducidade da concessão quando não cumpridos os parâmetros de sustentabilidade, os indicadores em consulta pública não preveem quaisquer penalidades pelo seu descumprimento. Dada a importância do assunto para a continuidade do serviço, propõe-se que a sustentabilidade econômico-financeira seja regulada mediante introdução de componente ao mecanismo já existente do Fator X.

Como estudado, a metodologia do Fator X considera os componentes Pd (ganhos de produtividade), Q (qualidade do serviço), e T (trajetória de custos operacionais eficientes). A proposta para o componente Q foi tratada no item anterior mediante MIQ. As componentes Pd e T serão discutidas no âmbito dos ajustes para simplicidade tarifária, conforme o item seguinte.

Propõe-se que o atendimento a padrões de sustentabilidade pelas distribuidoras seja tratado como incentivo regulatório sobre a Parcela B da receita, mediante componente 'S' do Fator X, o Xs. Para definição do Xs e da faixa de aplicação do incentivo, deverão ser apurados indicadores para a perspectiva de geração de caixa da distribuidora, investimentos e endividamento.

A perspectiva de geração de caixa será apurada pela condição de 'EBITDA > 0', pois a sustentabilidade da atividade pressupõe geração de caixa positiva. Para a perspectiva de investimento, será considerada a condição 'EBITDA (-) QRR > 0', uma vez que essa condição pressupõe o investimento de parte do EBITDA em aquisição e melhoria de equipamentos e instalações, sendo que o melhor parâmetro para estimar a necessidade mínima de investimento é a despesa de depreciação regulatória (QRR). Subsidiariamente, a relação entre os investimentos realizados e o mínimo regulatório durante os anos do ciclo tarifário será avaliada pela condição 'CAPEX / QRR (-) 1'.

De modo a verificar se o fluxo da atividade da distribuidora é suficiente para cobrir, além dos investimentos, o custo da dívida da empresa, considera-se atendida essa condição se 'EBITDA (-) QRR (-) Juros²⁸¹ > 0'. Atendida essa condição de sustentabilidade, o nível de endividamento deverá ser apurado pelo indicador 'Dívida Líquida / EBITDA (-) QRR'. Esse indicador apura quantas vezes a Dívida Líquida é superior ao fluxo da atividade de distribuição. Caso resulte em índice superior aos juros ($1 / 1,11 * \text{SELIC}$), a empresa não gera recursos suficiente para investir (QRR) e para honrar o pagamento dos juros.

²⁸¹ Para este fim, foi adotada a taxa média de juros de 111% do CDI, conforme referência adotada pela ANEEL para operações de captação indexadas ao CDI.

Definidos os indicadores, o mecanismo regulatório de incentivos para o atendimento de padrões de sustentabilidade terá sua aplicação mediante aplicação do componente 'S' do Fator X, o X_s , variando entre o bônus de 1,00% e o ônus de 0,50% sobre o valor da Parcela B, conforme tabela abaixo.

Tabela 49. Mecanismo proposto de incentivo à sustentabilidade (Fator X_s)

Escala de incentivos	
Indicador	X_s
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) > 1 / (1,11 * SELIC)	0,50%
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) > 1 / (0,80 * SELIC)	0,37%
CAPEX Incremental / QRR (-) 1 < 0	0,30%
EBITDA (-) QRR < 0	0,25%
EBITDA < 0	0,13%
EBITDA > 0	-0,25%
EBITDA (-) QRR > 0	-0,50%
CAPEX Incremental / QRR (-) 1 > 0	-0,60%
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) < 1 / (0,80 * SELIC)	-0,75%
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) < 1 / (1,11 * SELIC)	-1,00%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Pela escala de incentivos acima, verifica-se que o atendimento da condição de sustentabilidade é recompensado por meio de incentivo sobre o VPB de -1,00%. Trata-se de um bônus de receita que deverá estimular a empresa a manter a boa gestão econômico-financeira da concessão a cada ciclo tarifário. Numa condição diametralmente oposta, a condição de insustentabilidade econômica e financeira é penalizada com redução de, no máximo, 0,50% da Parcela B. A diferenciação no grau de aplicação dos incentivos, já utilizada pela ANEEL para empresas com piores desempenhos de qualidade do serviço, tem a preocupação de não aprofundar a empresa num círculo vicioso de descumprimento dos indicadores, mas de estimular a mesma a restabelecer a trajetória de cumprimento dos indicadores de sustentabilidade.

Subsidiariamente ao mecanismo de bônus e penalidades, propõe-se que, caso não seja verificada a evolução dos indicadores de sustentabilidade num período de dois anos consecutivos, seja aberto processo de fiscalização pela ANEEL, competência que já figura entre as suas atribuições nos termos do Anexo do Decreto n. 2.335, de 1997.

Considera-se que a aplicação de regulação de incentivos sobre o valor da Parcela B da receita da distribuidora, como se buscará ilustrar no estudo de caso, constitui mecanismo mais eficaz para estimular o atendimento de parâmetros de sustentabilidade em contraposição à proposta de monitoramento de indicadores econômicos e financeiros apresentada na 2ª fase da Consulta Pública ANEEL n. 15/2014, sem prejuízo do necessário acompanhamento do desempenho das empresas. Critica-se aqui apenas o fato de a proposta de monitoramento mediante apuração de *ranking* anual não estabelecer mecanismos objetivos para restabelecer a trajetória de sustentabilidade.

Portanto, a metodologia proposta neste trabalho poderia ser aplicada a todas as concessionárias de distribuição, não somente àquelas que passaram pelo processo de renovação das concessões, cujos termos aditivos aos contratos de concessão estabelecem trajetórias de sustentabilidade econômico-financeira, sendo previsto, inclusive, a possibilidade de caducidade da concessão caso não atendidos os índices ao final do período de transição, em 2020.

5.3. Parâmetros de simplicidade regulatória

“A transparência do sistema regulatório é essencial para construir um ambiente regulatório estável e acessível, que promova a competitividade, a comercialização e os investimentos e ajude a prevenir a indesejável influência de grupos de pressão”²⁸².

Como detalhado no capítulo anterior, a estrutura da receita de uma distribuidora é formada basicamente pelos custos das chamadas Parcela A e da Parcela B, o que se convencionou por denominar de Receita Requerida (RR) da concessionária.

A Parcela A é formada pelos custos com compra de energia, conexão e encargos setoriais. Como visto, esses custos independem da capacidade de gestão da empresa, sendo considerados, portanto, como não gerenciáveis. Dada a sua natureza, conceitualmente a distribuidora não pode apurar lucro com esses custos, devendo ser garantida a neutralidade da Parcela A. Desse modo, a metodologia tarifária estabelece o repasse do Valor da Parcela A (VPA) no momento do reajuste e da revisão das tarifas, sendo que sua participação na estrutura da receita corresponde a mais de 50% do total.

Excluídos os tributos aplicáveis, que respondem por cerca de 30% da receita de distribuição, a Parcela B corresponde à parte remanescente da receita. Inclusive, sua apuração no processo de reajuste se dá pela fórmula ‘VPB = RA (-) VPA’. Logo, a essa parcela da receita são atribuídos os custos de distribuição propriamente ditos, como custos operacionais, sujeitos ao controle direto da concessionária. Por isso, a Parcela B é também chamada de parcela gerenciável da empresa. Atualmente, essa parcela responde por menos de 20% da estrutura da receita da concessionária.

O quadro a seguir ilustra, a partir do caso prático da concessionária CPFL Paulista (excluídos os tributos), a trajetória de redução da participação da Parcela B na receita total, explicada, principalmente, pelo crescimento da participação dos encargos setoriais, e pelo mecanismo de reposicionamento da Parcela B adotado pela ANEEL desde o 1CRTP.

²⁸² “Brasil: fortalecendo a governança para o crescimento” (OCDE, 2008, p. 48).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 33. CPFL Paulista - evolução da participação da Parcela A e Parcela B

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Partindo-se do princípio que a Parcela B é totalmente gerenciável pela empresa, seria racional supor que as empresas se esforçariam para obter ganhos de produtividade sobre essa parcela da receita. Logo, o próprio contrato de concessão previu que, apurando-se ganhos de produtividade durante o ciclo tarifário, parte desses ganhos deveria ser compartilhada com o consumidor mediante mecanismo do Fator X. Corroborando esse raciocínio, nos primeiros anos de reajuste, o Fator X foi definido como 'zero', pois não havia ganhos de produtividade a repartir. Com efeito, só seria possível apurar ganhos a compartilhar no momento da revisão periódica, mediante análise da estrutura de custos e de mercado da empresa, tal como previsto no contrato de concessão.

Por sua vez, a necessidade de verificação da estrutura de custos e de mercado que estabelece o contrato de concessão no momento da revisão estava intrinsecamente ligado à existência de subsídios cruzados entre os diferentes subgrupos de tensão, os quais, conforme estudado no Apêndice A deste trabalho, apesar de implícitos, eram amplamente praticados na época na celebração dos contratos.

Com o fim do processo de realinhamento das tarifas em 2007, salvo os casos de subsídios tarifários previstos na estrutura tarifária nos termos da legislação, a margem gerenciável obtida pela empresa pela distribuição da energia para os diferentes subgrupos deveria, pelos menos em teoria, ser a mesma, ou muito semelhante, de modo que a alteração da

estrutura de custo e de mercado da concessionária não se mostraria atualmente como um parâmetro de apuração de existência de ganhos de produtividade²⁸³.

Ademais, a apuração do custo médio dos ativos por redes de AT, MT e BT não mostra uma relação imediata entre investimentos e produtividade, a exemplo do que ocorre quando se busca traçar uma correlação direta entre OPEX e CAPEX com os indicadores de DEC e FEC apurados. Como discutido, há um lapso temporal entre a realização de investimentos e apuração dos resultados. No caso da expansão dos ativos de distribuição, a empresa pode realizar investimentos em expansão das redes para atender a um crescimento de médio e longo prazo, não se refletindo, de maneira imediata, em aumento de receita. A situação inversa também é verdadeira, isso porque a decisão em construir ativos de distribuição, independente da tensão, em última instância, é da distribuidora. O planejamento das redes não é determinativo, mas sim uma variável regulatória do processo.

Entretanto, a metodologia de cálculo adotada pela ANEEL para apurar ganhos de produtividade estabelece abordagem prospectiva (*forward-looking*) do componente de produtividade do Fator X (Pd), considerando a produtividade média do segmento de distribuição, alterações no nível de mercado e, em menor grau, na sua estrutura, e não apenas a estrutura do mercado e dos custos, como orienta o contrato de concessão.

$$Pd(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \Delta MWh_{média}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \Delta UC_{média}) \quad (65)$$

Onde:

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária entre revisões;

$\Delta MWh_{média}$: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

$\Delta UC(i)$: Variação anual média do número de UC faturadas da concessionária entre revisões; e

$\Delta UC_{média}$: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a.

Pela equação acima, verifica-se que a metodologia da ANEEL apura ganhos de produtividade a partir de um índice médio apurado para o segmento sobre o nível de mercado das concessionárias. Em absoluto, verifica-se que alterações de estrutura de custo e de mercado não estão refletidas apenas em percentuais de mudanças de nível de mercado. Ou seja, observa-se que esse fator de incentivo guarda relação apenas com preceitos de teoria econômica e, apesar de aplicado de forma semelhante a outros países que adotam o regime tarifário do serviço pelo preço, não reverencia a condição original de equilíbrio contratual.

²⁸³ Entretanto, efetuando-se o cálculo da margem gerencial de uma distribuição por meio da divisão da receita total da concessionária (TUSD e TE) por subgrupo de tensão, modalidade, posto tarifário (TUSD e TE), sobre a parcela da receita econômica referente aos custos da atividade de distribuição propriamente dita (a TUSD Fio B), verifica-se a existência de margens muito diferentes entre os consumidores. Grande parte dessa discrepância pode ser esclarecida pela diferença do custo médio dos ativos de AT, MT e BT, bem como pela existência de uma série de incentivos e subsídios existentes na legislação para determinadas atividades, classes e unidades consumidoras.

Com efeito, o componente Pd tem se mostrado como uma forma de reduzir, no momento da revisão, a receita gerenciável da empresa com base em crescimentos projetados do nível de mercado, prática que, em anos de arrefecimento de consumo, como o de 2015, tem gerado inusitados casos de devolução da receita por alterações negativas no nível de mercado previsto pela fórmula paramétrica.

Propõe-se, portanto, que o Pd, nos termos da metodologia aplicada pela ANEEL, seja desconsiderado do Fator X, uma vez que não se mostra coerente compartilhar alterações de nível de mercado projetadas e incertas. Mudanças no nível de mercado, com exceções aos casos de subsídios tarifários a determinadas classes já previstos em estrutura tarifária, deveriam estar contempladas no risco da atividade da empresa. Os valores anuais dos subsídios, por sua vez, já estão previstos na rubrica de subvenção da CDE para descontos tarifários (Parcela A).

Da mesma forma, pretende-se desconsiderar o componente de trajetória dos custos operacionais do Fator X, o componente T, que ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente estabelecido pela ANEEL, gerando impactos diretos no valor da Parcela B. Propõe-se a exclusão do componente T, pois, num teórico regime de serviço pelo preço estabelecido em Lei e em contrato, os custos operacionais, de natureza gerenciável, não deveriam ser parâmetro para reposicionamento das tarifas pelo regulador, mas plenamente gerenciáveis pela empresa, por sua conta e risco, obedecendo a padrões de qualidade e sustentabilidade, cujo cumprimento garantiria a manutenção do serviço adequado ao longo do período de concessão.

De modo a preservar a condição de equilíbrio contratual prevista no contrato de concessão, apresenta-se no estudo de caso métrica de reposicionamento da Parcela B com base na verificação de alterações de estrutura de custo e de mercado da concessionária entre ciclos tarifários. Assim, apurando-se alterações de estrutura que tenham beneficiado a empresa, parte desses ganhos de produtividade seria compartilhado com o consumidor mediante componente do Fator X, o X_p . Entretanto, verificando-se alterações na estrutura de custo e de mercado que tenham prejudicado a empresa, o componente do Fator X teria como função recompor a condição de equilíbrio da Parcela B ao longo do próximo ciclo.

Já os custos não gerenciáveis da Parcela A, como custo com energia comprada e encargos setoriais, por sua vez, são parâmetros para reposicionamento das tarifas, sendo repassados à receita da empresa, sem qualquer gestão da concessionária sobre essa parcela. Já a Parcela B corresponde contratualmente ao valor remanescente da receita da concessionária, excluído os tributos, após a dedução da Parcela A. Por força do processo de renovação das concessões, contudo, o poder concedente pretendeu legitimar a prática típica de custo do serviço adotada desde o 1CRTP, ao estabelecer, nos termos aditivos dos contratos de concessão renovados, o conceito de Parcela B como *"Parcela Associada*

a Custos Operacionais e de Capital Eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de Distribuição de Energia Elétrica".

Como visto no capítulo anterior, a Lei de Concessões determinou que o serviço de distribuição fosse prestado pelo preço, e não mais pelo custo, cabendo ao regulador disciplinar e aplicar o novo regime. Entretanto, a Resolução ANEEL n. 493, de 2002, estabeleceu a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, assim retroagindo o regime tarifário para o extinto custo do serviço.

Conforme histórico do SEB apresentado no Anexo, o custo do serviço era composto pelas rubricas de Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e outras despesas (PMS&O), Depreciação, Energia Comprada e Remuneração dos Investimentos em Serviço, cuja taxa variava de 10% a 12%, garantida por fundos de compensação (RGG/RENCOR).

Atualmente, a grande diferença prática reside na maior complexidade para cálculo dos componentes de custos operacionais, a partir de parâmetros elaborados de competição, e financeiros, a partir do WACC regulatório. Os Investimentos em Serviço foram substituídos pela Base de Remuneração Regulatória, blindada a cada ciclo de revisão. Ademais, o componente típico do serviço pelo preço, o Fator X, acabou corrompido pelo peso da herança da prática do custo do serviço.

Assim, pelos diversos fatores reiteradamente apresentados neste trabalho, afirma-se, com razoável grau de segurança, que o regulador brasileiro adota um regime híbrido de tarifação, a exemplo de outros países que também adotaram o regime do serviço pelo preço, mas que, na prática, não conseguiram se desvencilhar dos instrumentos já consagrados por décadas do serviço pelo custo.

De modo a simplificar o processo de reajuste e revisão das tarifas, incorporando aprimoramentos aos parâmetros de qualidade do serviço, e buscando trazer a dimensão da sustentabilidade econômica e financeira da concessão para a regulação tarifária, propõe-se que o mecanismo de reajuste e revisão das tarifas obedeça à seguinte condição:

$$\text{IRT} / \text{RTP} = \text{VPA1} + \text{VPB0} (\text{IVI} + / - \text{X}) \quad (66)$$

Onde:

VPA1 = Valor da Parcela A em DRP;

VPB0 = RA0 - VPA0;

IVI = Índice de variação de preços (inflação);

X_{IRT} = Q1 + S1;

X_{RTP} = Q1 + S1 + P1.

Os parâmetros propostos para incentivo à qualidade, sustentabilidade e maior simplicidade tarifária serão aplicados em estudo de caso do processo de revisão tarifária periódica de duas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

5.4. Parâmetros aplicados a estudo de caso

Para aplicação dos parâmetros propostos no estudo de caso, foram selecionadas duas empresas que atendessem aos seguintes critérios, de modo a padronizar a análise:

- a) Contratos de concessão celebrados com o Poder Concedente em decorrência de processo de privatização ou por força da Lei n. 9.074, de 1995;
- b) Contratos de concessão renovados nos termos do Decreto n. 8.461, que estabeleceu critérios de eficiência para a dimensão da qualidade do serviço e da sustentabilidade econômico-financeira;
- b) Resultados dos processos de 4CRTP já homologados pela ANEEL;
- c) Desempenho relativo distinto dos indicadores de qualidade do serviço apurados, referente ao atendimento do padrão de DEC; e
- d) Desempenho relativo distinto dos indicadores de sustentabilidade do serviço, referente ao atendimento da condição mínima.

De modo a atender aos critérios estabelecidos acima, foram selecionadas as concessionárias Companhia Jaguari de Energia (CPFL Jaguari) e COPEL Distribuição (COPEL). A CPFL Jaguari atua na distribuição de energia para os municípios de Jaguariúna e Pedreira (SP), atendendo a apenas 37 mil consumidores. A COPEL, por sua vez, atende mais de 4,4 milhões de consumidores em 394 municípios do Paraná, e um em Santa Catarina (Porto União).

Os resultados dos processos de quarta revisão tarifária ordinária (4CRTP), os desempenhos apurados e limites referentes aos indicadores de qualidade, e os indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das duas distribuidoras são discutidos a seguir.

5.4.1. CPFL Jaguari – 4CRTP

Em 03 de fevereiro de 1999 foi assinado o Contrato de Concessão n. 15/1999, entre a União e a empresa CPFL Jaguari, por intermédio da ANEEL, para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica na área da concessionária.

A Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima do contrato (Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços) estabeleceu que a primeira revisão tarifária periódica dos valores das tarifas de energia elétrica da concessionária ocorreria um ano após o quarto reajuste anual

concedido. A partir da primeira revisão, concluída em 03 de fevereiro de 2004, as subsequentes seriam realizadas a cada quatro anos.

Em dezembro de 2015, em processo conduzido pelo MME, foi assinado Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, formalizando a prorrogação da concessão pelo período de 30 anos. A assinatura do Termo Aditivo implicou na alteração da data contratual prevista para a realização da quarta revisão tarifária ordinária de 03 de fevereiro de 2016 para 22 de março de 2016.

As metodologias aplicáveis a quarta revisão da concessionária são aquelas discutidas no Capítulo 4, definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

A proposta da quarta revisão tarifária periódica da CPFL Jaguari foi objeto de análise no âmbito da Audiência Pública (AP) n. 71/2015, realizada no período entre 12 de novembro a 17 de dezembro de 2015. O resultado final do 4CRTP, assim como o reposicionamento das tarifas da distribuidora, foi homologado pela Resolução Homologatória ANEEL n. 2.028, de 22 de março de 2016.

Conforme estudado no capítulo anterior, no processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do próximo ciclo tarifário e as alterações na estrutura de custos. No momento da RTP também são definidas as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários seguintes. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL no processo tarifário.

O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a Receita Requerida (RR) e a Receita Verificada (RV), ambas calculadas tendo como referência o mercado dos doze meses anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária, de acordo com a seguinte fórmula:

$$RT = (RR / RV - 1) \times 100 \quad (67)$$

Onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida; e

RV: Receita Verificada.

No cálculo da Receita de Verificada (RV) da CPFL Jaguari, foram considerados os dados de mercado disponíveis no SAMP no período de março de 2015 a fevereiro de 2016, e as tarifas de base econômica homologadas no processo de RTE, resultando em faturamento

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

anual de R\$ 144.493.864,61. O mercado de referência e a RV, separados por subgrupo, são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 50. CPFL Jaguarí - Mercado de referência e Receita Verificada por subgrupo

SUBGRUPO	MERCADO (MWh)	RECEITA (R\$)
FORNECIMENTO (Cativos)	480.857,26	140.345.333,58
- A3a	24.707,64	6.921.928,20
- A4	309.740,94	86.167.363,20
- BT	146.408,68	47.256.042,18
LIVRES	80.156,70	4.046.755,67
GERADOR		101.775,36
TOTAL	561.013,95	144.493.864,61

Fonte: Elaboração do autor (2016).

À receita total verificada acima, de R\$ 144.493.864,61, foi acrescido o valor de R\$ 21.915.643,22, referente aos valores de Parcela A que foram incluídos na RTE de 2015, mediante componentes financeiros.

O reposicionamento tarifário (RT) calculado para a CPFL Jaguarí resultou no percentual total médio de 1,60%. Quando a base de comparação da Parcela A não é ajustada para se considerar os custos acrescidos na RTE, chega-se a um RT econômico de 17,01%. Logo, o índice de 1,60% decorre da cobertura tarifária de Parcela A por componente financeiro²⁸⁴.

A RR da concessionária CPFL Jaguarí no processo de RTP é normalmente expressa da seguinte forma:

$$RR = VPA + VPB \quad (68)$$

Onde:

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B.

Na metodologia adotada pela ANEEL, a fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de RTP. É basicamente neste componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (69)$$

Onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m : Fator de Ajuste de Mercado; e

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas.

²⁸⁴ A Resolução Homologatória ANEEL n. 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, homologou o resultado da RTE das distribuidoras. Os custos adicionais considerados na RTE foram alocados como componentes financeiros, não alterando as tarifas econômicas homologadas nos processos tarifários.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

A formação do valor da Parcela B (VPB) no 4CRTP da CPFL Jaguari está ilustrada na seguinte tabela.

Tabela 51. CPFL Jaguari - Formação da Parcela B na RTP

PARCELA B		
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$	18.553.292,51
Custos Operacionais (CO)	R\$	18.483.434,71
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$	34.116,64
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$	35.741,16
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$	14.201.470,50
Remuneração do Capital (RC)	R\$	7.977.663,53
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$	3.364.693,46
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$	2.859.113,51
Parcela B (VPB)	R\$	32.754.763,01
Índice de Produtividade da Parcela B		1,30%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade		-0,64%
Parcela B com ajustes	R\$	32.537.208,83
Outras Receitas (OR)	R\$	1.084.084,71
Parcela B deduzidas as outras receitas	R\$	31.453.124,12

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Ao somatório do CAOM e CAA (VPB sem ajustes) é aplicado um fator de ajuste de mercado (Componente Pd) e um mecanismo de incentivo à qualidade (Componente Q).

O componente Pd do Fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da variação observada, no curto prazo, do mercado e das unidades consumidoras. O Pd a ser aplicado nos reajustes tarifários de cada concessionária é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual revisão tarifária e a do 3CRTP. O valor do componente Pd do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequentes foi estabelecido em 1,30%.

Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ), é considerada a metodologia de cálculo do componente Q do Fator X. Durante o período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, os pesos dos indicadores de qualidade comercial serão incrementados de forma gradativa. Portanto, como o 4CRTP foi concluído antes do período de transição, foi aplicada a metodologia do 3CRTP (*Ind.Qual*).

O componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de *benchmarking*, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do componente T do Fator X.

Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma a criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá àquele já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

O valor do componente T do Fator X estabelecido para os reajustes subsequentes da concessionária foi de 0,73%. Os componentes Pd e T são definidos no momento da revisão tarifária. O componente Q é novamente apurado em cada reajuste tarifário posterior à revisão.

Tabela 52. CPFL Jaguari - Formação da Parcela B na RTP

Componente do Fator X	Valor
Componente Pd	1,30%
Variação Anual Média do Mercado	3,10%
Variação Anual Média de Unidades Consumidoras	3,60%
Componente T	0,73%
VPB	31.453.124,12
Custos Operacionais	17.748.922,98
Meta de Custos Operacionais	16.843.734,68
Componente Q (Fator de Qualidade)	-0,64%
Fator X Revisão	1,40%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

O cálculo do Valor da Parcela A está representado pela fórmula abaixo.

$$VPA = CE + CT + ES \quad (70)$$

Onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

A forma de apuração do VPA não sofrerá alteração na metodologia proposta, em razão do princípio da neutralidade da Parcela A, segundo o qual os custos dos componentes dessa

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

parcela da receita são repassados a outros agentes, não podendo gerar resultados positivos ou negativos para a distribuidora.

O resumo dos valores das componentes da Parcela A da CPFL Jaguari no 4CRTP, em DRA e DRP, está apresentado a seguir.

Tabela 53. CPFL Jaguari - Valor da Parcela A em DRA e DRP

PARCELA A	DRA		DRP	
ENCARGOS (ES)	R\$	30.715.467,32	R\$	50.158.069,59
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$	-	R\$	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$	-	R\$	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$	247.342,96	R\$	142.418,54
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$	21.605.447,94	R\$	34.054.910,84
Compensação financeira - CFURH	R\$	-	R\$	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$	4.156.783,81	R\$	9.716.439,66
PROINFA	R\$	3.528.687,96	R\$	4.787.212,58
P&D e Eficiência Energética	R\$	1.177.204,65	R\$	1.457.087,97
Contribuição ONS	R\$	-	R\$	-
TRANSPORTE (CT)	R\$	9.562.369,74	R\$	9.671.441,10
Rede Básica	R\$	4.964.213,38	R\$	3.818.824,96
Rede Básica Fronteira	R\$	2.549.881,62	R\$	3.382.891,38
Rede Básica ONS (A2)	R\$	-	R\$	-
Rede Básica Export. (A2)	R\$	-	R\$	-
MUST Itaipu	R\$	998.645,91	R\$	1.124.719,07
Transporte de Itaipu	R\$	421.058,45	R\$	531.427,08
Conexão	R\$	628.570,38	R\$	813.578,61
Uso do sistema de distribuição	R\$	-	R\$	-
ENERGIA (CE)	R\$	77.629.415,03	R\$	77.788.389,51
VPA (ES + CT + CE)	R\$	117.907.252,08	R\$	137.617.900,20

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A componente de Compra de Energia (CE) já considera a Energia Requerida com o cálculo das Perdas Regulatórias do 4CRTP, conforme tabela abaixo.

Tabela 54. CPFL Jaguari - Perdas Regulatórias

Perdas Regulatórias	DRA	DRP
Descrição		
% Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	1,64%	1,60%
% Técnica (s/ merc. injetado)	3,14%	4,28%
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	4,27%	3,90%
Perda Não Técnica (MWh)	2.401,1	2.336,18
Perda Técnica (MWh)	18.264,7	25.164,90
Perda Rede Básica sobre Dist. (MWh)	882,6	1.072,92
Perda Rede Básica sobre mercado Cat. (MWh)	20.535,5	18.760,02

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Calculada a Receita Requerida, apura-se o Índice de Reposicionamento Tarifário (RT) e o efeito aos consumidores com a adição dos componentes financeiros. O quadro abaixo resume o resultado do processo de RTP da CPFL Jaguari.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 55. CPFL Jaguarí - 4CRTP

	RV (R\$)	RR (R\$)	Var.	Part. RTP	Part. RR
PARCELA A	139.620.766,11	137.617.900,20	-1,43%	-1,20%	81,40%
Encargos Setoriais	51.389.563,87	50.158.069,59	-2,40%	-0,74%	29,67%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	247.342,96	142.418,54	-42,42%	-0,06%	0,08%
CDE (USO)	29.781.963,22	20.106.292,07	-32,49%	-5,81%	11,89%
CDE (Decr. 7945/2013)	1.956.605,48	2.277.846,15	16,42%	0,19%	1,35%
CDE (Conta-ACR)	10.309.476,98	11.670.772,62	13,20%	0,82%	6,90%
ESS e EER	4.156.783,81	9.716.439,66	133,75%	3,34%	5,75%
PROINFA	3.528.687,96	4.787.212,58	35,67%	0,76%	2,83%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	1.408.703,48	1.457.087,97	3,43%	0,03%	0,86%
Custos de Transmissão	9.522.792,06	9.671.441,10	1,56%	0,09%	5,72%
Rede Básica	4.827.898,94	3.818.824,96	-20,90%	-0,61%	2,26%
Rede Básica Fronteira	2.479.875,85	3.382.891,38	36,41%	0,54%	2,00%
MUST Itaipu	1.117.368,95	1.124.719,07	0,66%	0,00%	0,67%
Transporte de Itaipu	473.216,83	531.427,08	12,30%	0,03%	0,31%
Conexão	624.431,49	813.578,61	30,29%	0,11%	0,48%
Custos de Aquisição de Energia	78.708.410,17	77.788.389,51	-1,17%	-0,55%	46,01%
PARCELA B	26.788.741,72	31.453.124,12	17,41%	2,80%	18,60%
Custos Operacionais	18.709.731,79	18.360.669,40	-1,87%	-0,21%	10,86%
Anuidades	2.035.683,46	2.840.123,53	39,52%	0,48%	1,68%
Remuneração	4.553.934,55	7.924.676,61	74,02%	2,03%	4,69%
Depreciação	2.952.442,84	3.342.345,47	13,21%	0,23%	1,98%
Receitas Irrecuperáveis	184.069,50	69.393,81	-62,30%	-0,07%	0,04%
Outras Receitas	-1.521.347,49	-1.084.084,71	-28,74%	0,26%	-0,64%
Ajuste Investimentos 2CRTP	-125.772,94	0,00	-100,00%	0,08%	0,00%
RT (considerando RTE)	166.409.507,82	169.071.024,32		1,60%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				12,45%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais - Líquido dos Efeitos da RTE				0,39%	
CVA em Processamento - Energia comprada Líquido dos Efeitos da RTE				12,19%	
CVA em Processamento - Transmissão - Líquido dos Efeitos da RTE				0,80%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				-0,04%	
Neutralidade dos Encargos				0,89%	
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007				-3,34%	
Reversão ano anterior da Previsão da sobrecontratação/exposição de energia				0,15%	
Exposição Diferença Preços entre Submercados				0,13%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,12%	
Conselho de Consumidores				-0,04%	
Ajuste Liminar Abrace				1,31%	
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TE				0,17%	
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TUSD				-0,26%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-0,81%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				13,25%	

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A Revisão Tarifária da CPFL Jaguarí teve como resultado um efeito médio nas tarifas dos consumidores de 13,25%. Em média, o efeito para os consumidores de Alta Tensão foi de 11,42%, e de 17,14% para os consumidores conectados em Baixa Tensão.

O efeito médio nas tarifas de 13,25% decorre de: (i) reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 1,60%, ao se ter como base de comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro; (ii) inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos doze meses subsequentes, com efeito de 12,45%; e (iii) retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data do reajuste em

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

processamento, que contribuíram para a um efeito de -0,81% no atual processo tarifário da CPFL Jaguari.

Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 13,25%, representa a conjugação dos resultados do Reposicionamento Tarifário (1,60%), dos componentes financeiros da RTP (12,45%), e da retirada dos componentes financeiros da RTA (-0,81%).

5.4.1.1. CPFL Jaguari – DEC / FEC e Política de Compensações

No processo de RTP da CPFL Jaguari, foram também definidos os limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2017 a 2020. Em relação aos limites globais para o período, a redução média anual proposta é de 3,13% no DEC e 6,25% no FEC.

Cabe apontar que, já em 2014, a distribuidora atendia as metas estabelecidas para o ano de 2020. O histórico de apuração e os limites globais propostos são apresentados no quadro abaixo.

Quadro 34. CPFL Jaguari – Histórico de apuração e limites de DEC e FEC

Fonte: Nota Técnica n. 0087/2015-SRD/ANEEL.

Paralelamente, de modo a atender ao critério de eficiência em relação à qualidade do serviço estabelecido nos processo de renovação das concessões, além dos limites definidos no 4CRTP, a CPFL Jaguari tem a obrigação de atender a trajetória de DEC_i e FEC_i para o período de 2016 a 2020. De acordo com o termo aditivo ao contrato de concessão, o descumprimento dos limites por dois anos consecutivos ou ao final do período de transição ensejará a abertura de processo de extinção do contrato de concessão.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

As trajetórias regulatórias dos limites de DECI e FECi da distribuidora, estabelecidas de forma linear em razão de a empresa ter cumprido o limite de DEC em 2014, são apresentadas nos quadros a seguir.

Quadro 35. CPFL Jaguari – Trajetória regulatória de DECI

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL.

Quadro 36. CPFL Jaguari – Trajetória regulatória de FECi

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL.

Como estudado no Capítulo 3, os limites dos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI são definidos a partir dos indicadores coletivos DEC e FEC. A violação dos limites individuais resulta em pagamento de compensações diretamente às unidades

consumidoras afetadas. O número de compensações e os valores pagos pela CPFL Jaguari entre 2013 e 2015 são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 56. CPFL Jaguari – Compensações individuais (2013 a 2015) sobre Parcela B

Ano	Compensações (Número)	Compensações (R\$)	Parcela B (R\$)	Compensações / Parcela B (%)
2013	10.928	23.748,24	20.847.721,93	0,11%
2014	11.774	35.319,54	24.831.750,17	0,14%
2015	25.072	140.476,20	27.480.816,56	0,51%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Analisando-se os dados acima, verifica-se trajetória crescente nos valores pagos a título de compensação individual, chegando a responder por 0,51% do total da Parcela B. O mecanismo regulatório de incentivos à qualidade do serviço, representado pelo Componente Q do Fator X, por sua vez, foi apurado em -0,64% no RT de 2016, o que corresponde a um incentivo positivo sobre a Parcela B em decorrência do melhor desempenho relativo da empresa.

Constata-se ainda que, não obstante o crescimento do número de compensações, houve um salto expressivo no valor total de compensações e sua participação percentual sobre a Parcela B entre 2014 e 2015. Isso se deve, principalmente, pela elevação do encargo de uso de distribuição (EUSD) em decorrência do abrupto aumento da quota da CDE (TUSD Encargos) para algumas distribuidoras no período²⁸⁵, o que distorce o sinal regulatório da qualidade do serviço almejado pela política de compensações²⁸⁶.

Tal como defendido no decorrer deste trabalho, considera-se que o EUSD para fins de compensação deveria refletir apenas o parâmetro do valor do Fio B, componente

²⁸⁵ A Lei n. 10.438, de 2002, que instituiu a cobrança da CDE, estabelece que o encargo seja recolhido principalmente dos consumidores das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Dessa forma, as distribuidoras das Regiões Norte e Nordeste não sofreram o mesmo grau de elevação no valor dos pagamentos de compensações individuais entre 2014 e 2015. Para 2016, conforme Resolução Homologatória n. 2.077, o custo unitário da CDE foi definido em R\$ 7,17 por MWh para os subsistemas Norte e Nordeste e em R\$ 32,46 por MWh para os subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste, em atendimento ao §3º do art. 13 da Lei n. 10.438.

²⁸⁶ A ABRADÉE, por meio da Carta n. ABRADÉE/B15.CT2015-0094, de 25 de setembro de 2015, argumenta que, "(...) dentre as diversas implicações do forte ajuste tarifário ocasionado pela Parcela A, o Encargo do Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), utilizado para fins de dimensionamento de compensações financeiras aos consumidores por transgressões dos indicadores técnicos e comerciais das distribuidoras, sofreu expressivo aumento motivado, principalmente, pelo recrudescimento da quota da CDE. Dessa forma, o impacto econômico-financeiro dessas compensações cresceu de forma desproporcional sobre as distribuidoras sem que isso significasse, de fato, degradação dos padrões dos seus serviços. A atual CDE distorce o sinal regulatório da Qualidade do Serviço, pois imputa ônus diferenciado para as regiões do país em função da sua regra própria de alocação". A Associação também solicita à ANEEL, "(...) considerando a crítica situação econômica e financeira pela qual passa o segmento de distribuição, sendo agravada pela majoração das compensações sem correlação direta com o serviço prestado por essas concessionárias, (...) (i) autorizar, de forma cautelar, o uso das REH de tarifas do ano 2015 sem a componente TUSD CDE para os fins de cálculo das eventuais compensações aos consumidores, e (ii) abrir audiência pública para ratificação da necessidade dessa medida, considerando a razoabilidade e proporcionalidade, bem como observar o sinal econômico necessário para manter a priorização das ações e investimentos para regularização da performance". Por meio do Voto do Diretor relator no Processo 48500.004547/2015-64, a ANEEL ponderou que "(...) outros fatores, e não apenas a CDE, produziram o aumento do valor das compensações aos consumidores em 2015, como a expressiva degradação da qualidade relativa, medida pelo indicador Desempenho Global de Continuidade – DGC. Esse indicador, que representa a média das relações entre o valor apurado e o limite de DEC e FEC, é diretamente proporcional às compensações pagas e usado, para construir o Ranking da Continuidade. O indicador DGC Brasil passou de 1,05, em 2014, para 1,11, em 2015". A Agência argumenta ainda que a elevação da CDE também impactou os consumidores, haja vista o aumento das próprias tarifas de energia elétrica.

gerenciável pela empresa. Entretanto, nos últimos anos a TUSD Encargos passou a contaminar o cálculo das compensações com itens não gerenciáveis pelas distribuidoras. Considera-se que a política de compensações deveria guardar coerência com os critérios do mecanismo de incentivo à qualidade do Fator X. Ou seja, deveria considerar apenas itens que formam a Parcela B da receita.

Tal distorção regulatória pode ser facilmente ilustrada pelo caso da concessionária EDP Escelsa (ES), conforme quadro abaixo. A distribuidora apresentou uma evolução nos indicadores globais de DEC e FEC entre 2014 e 2015, mas sofreu uma elevação de 51% no pagamento das compensações individuais DIC, FIC e DMIC.

Quadro 37. ESCELSA – DEC / FEC e Compensações (2011-2015)

Fonte: CT-PR-32/16, p. 3. Processo ANEEL n. 48500.004547/2015.

5.4.1.2. CPFL Jaguari – Sustentabilidade econômica e financeira

A CPFL Jaguari renovou seu contrato de concessão nos termos do Decreto n. 8.461, assinando o quinto termo aditivo em 09 de dezembro. O termo aditivo estabelece indicadores de eficiência em relação à qualidade do serviço (DEC_i e FEC_i) e em relação à gestão econômico-financeira, os quais deverão ser observados pela concessionária no período de 1º de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2020.

Para atendimento do critério de eficiência em relação à sustentabilidade econômica e financeira, foi definida a seguinte trajetória: 2016 - aporte de capital pelos acionistas, caso não atendida operacionalmente a condição mínima de sustentabilidade²⁸⁷; 2017 - EBITDA ≥ 0 ; 2018 - EBITDA (-) QRR ≥ 0 ; 2019 - Dívida Líquida / [EBITDA (-) QRR] $\leq 1 / (0,8 * \text{SELIC})$; e 2020 - Dívida Líquida / [EBITDA (-) QRR] $\leq 1 / (1,11 * \text{SELIC})$.

²⁸⁷ A condição mínima de sustentabilidade estabelecida pela ANEEL no processo de renovação de concessões de distribuição corresponde àquela que atenda à condição "Dívida Líquida / [EBITDA (-) QRR] $\leq 1 / (1,11 * \text{SELIC})$ ".

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Analisando-se o diagnóstico econômico-financeiro da CPFL Jaguari, verifica-se que, operacionalmente, as condições mínimas estabelecidas para o período de transição (2017 a 2010) são todas atendidas pela concessionária no momento da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, conforme tabela abaixo.

Tabela 57. CPFL Jaguari – Indicadores de sustentabilidade econômica e financeira

Indicadores		
EBITDA	R\$ milhões	12
QRR	R\$ milhões	2,4
EBITDA - QRR	R\$ milhões	9,6
Dívida Líquida	R\$ milhões	39,4
111% SELIC	%	14,25
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR)		4,1
1 / (1,11 * SELIC)		7,14
Atendida a condição mínima:		
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) ≤ 1 / (1,11 * SELIC)		

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Assim, considera-se que o monitoramento permanente do regulador sobre a evolução dos indicadores de sustentabilidade conforme previsto pela metodologia proposta pela ANEEL, assim como mecanismos de incentivo regulatório para o atendimento e manutenção de parâmetros mínimos, são essenciais numa política regulatória que busca assegurar a saúde econômico-financeira da concessionária durante todo o período de concessão.

5.4.2. COPEL – 4CRTP

Em 24 de junho de 1999 foi assinado o Contrato de Concessão n. 46/1999, entre a União e a empresa COPEL, por intermédio da ANEEL, para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica na área da concessionária.

A Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima do Contrato estabeleceu que a primeira revisão tarifária periódica dos valores das tarifas de energia elétrica da concessionária ocorreria um ano após o quarto reajuste anual concedido. A partir da primeira revisão, de 24 de junho de 2004, as subseqüentes seriam realizadas a cada quatro anos.

Em dezembro de 2015, em decorrência do que estabeleceu o Decreto n. 8.461, foi assinado Termo Aditivo ao Contrato de Concessão n. 46/1999, tendo por objeto formalizar a prorrogação da concessão pelo período de 30 anos. O Termo Aditivo definiu a alteração do período do ciclo de revisões, de 4 para 5 anos.

O 4CRTP da COPEL foi objeto da Audiência Pública n. 20/2016, instaurada para discutir a proposta de revisão tarifária e os limites de DEC e FEC para o período de 2017 a 2021. O

período de contribuições se estendeu de 20 de abril a 20 de maio. O resultado do processo foi homologado pela Resolução Homologatória n. 2.096, de 21 de junho de 2016²⁸⁸.

Assim como ilustrado no processo da CPFL Jaguari, o índice de Reposicionamento (RT) da COPEL foi obtido mediante cálculo da Receita Verificada (RV) e da Receita Requerida (RR). No cálculo da RV, foram considerados os dados de mercado disponíveis no SAMP para o período de junho de 2015 a maio de 2016 e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste de 2015, resultando num faturamento anual de R\$ 9.821.594.086,71, cuja divisão por subgrupo é apresentada na tabela abaixo.

Tabela 58. COPEL – Receita Verificada por subgrupo

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	23.980.564	9.298.228.779,67
A2 (88 a 138 kV)	915.373	298.544.960,65
A3 (69 kV)	62.810	21.333.635,92
A3a (30 kV a 44 kV)	2.318.518	812.302.865,35
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6.869.076	2.461.081.264,43
As	31.014	12.847.200,56
BT (menor que 2,3 kV)	13.783.774	5.692.118.852,76
Suprimento	681.495	162.174.837,37
Livres A1	817.869	53.667.370,95
Demais Livres	3.168.323	300.799.482,21
Distribuição	56.414	2.447.121,02
Geração	-	28.627.799,65
Total	28.704.665	9.845.945.390,87

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A Receita Requerida da distribuidora foi apurada pela soma do valor do VPA e do VPB. Os componentes de formação do VPA em DRA e DRP são apresentados abaixo.

²⁸⁸ “Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Copel Distribuição S/A - Copel-DIS, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências”.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 59. COPEL – Formação do VPA

PARCELA A	DRA		DRP	
ENCARGOS (ES)	R\$	2.677.823.509,73	R\$	2.636.047.138,92
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$	-	R\$	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$	-	R\$	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$	8.445.583,77	R\$	9.490.463,78
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$	2.183.049.494,31	R\$	1.824.446.828,46
Compensação financeira - CFURH	R\$	-	R\$	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$	228.626.665,31	R\$	485.682.595,75
PROINFA	R\$	166.599.248,60	R\$	235.362.664,52
P&D e Eficiência Energética	R\$	90.804.787,54	R\$	80.728.991,76
Contribuição ONS	R\$	297.730,20	R\$	335.594,64
TRANSPORTE (CT)	R\$	450.453.599,92	R\$	405.571.088,32
Rede Básica	R\$	299.874.248,80	R\$	228.271.233,29
Rede Básica Fronteira	R\$	62.466.468,92	R\$	73.032.477,97
Rede Básica ONS (A2)	R\$	1.330.302,48	R\$	1.450.391,08
Rede Básica Export. (A2)	R\$	-	R\$	-
MUST Itaipu	R\$	47.823.124,83	R\$	53.860.512,51
Transporte de Itaipu	R\$	20.180.979,58	R\$	25.470.855,91
Conexão	R\$	18.778.475,32	R\$	23.485.617,55
Uso do sistema de distribuição	R\$	-	R\$	-
ENERGIA (CE)	R\$	4.963.540.959,68	R\$	4.908.021.597,60
VPA (ES + CT + CE)	R\$	8.091.818.069,33	R\$	7.949.639.824,84

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A componente de Compra de Energia (CE) acima já considera a Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas) com o cálculo das Perdas Regulatórias do 4CRTP, conforme tabela a seguir.

Tabela 60. COPEL – Cálculo de Perdas Regulatórias

Cálculo de Perdas Regulatórias		
Descrição	DRA	DRP
% Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	3,14%	5,07%
% Técnica (s/ merc. injetado)	6,58%	5,78%
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,89%	2,06%
Perda Não Técnica	432.810	698.384
Perda Técnica	1.994.667	1.752.941
Perda Rede Básica sobre Dist.	45.784	50.504
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	465.138	508.104
Perdas Regulatórias (MWh)	2.938.399	3.009.933

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A formação do valor da Parcela B (VPB) no 4CRTP da COPEL está apresentada abaixo.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 61. COPEL – Formação do VPB

PARCELA B		
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$	1.139.728.049,87
Custos Operacionais (CO)	R\$	1.091.266.966,22
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$	7.421.430,82
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$	41.039.652,82
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$	1.166.972.259,06
Remuneração do Capital (RC)	R\$	660.773.208,72
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$	321.914.363,31
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$	184.284.687,04
Parcela B (VPB)	R\$	2.306.700.308,93
Índice de Produtividade da Parcela B		1,12%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade		-0,04%
Parcela B com ajustes	R\$	2.281.632.740,61
Outras Receitas (OR)	R\$	72.413.401,40
Parcela B deduzidas as outras receitas	R\$	2.209.219.339,21

Fonte: Elaboração do autor (2016).

O valor do componente Pd do Fator X a ser considerado na revisão e nos reajustes subsequentes foi estabelecido em 1,12% (redução da Parcela B). O valor do componente T do Fator X a ser considerado nos próximos reajustes da concessionária foi definido em -1,93%. O valor do componente Q a ser considerado no processo de RTP foi apurado em -0,04%. Conforme fórmula de cálculo do valor da Parcela B – $VPB = (CAOM + CAA) * (1 - P_m - MIQ) - OR$ – componentes negativos do Fator X correspondem a ajustes positivos da Parcela B da receita.

A COPEL situa-se no período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, quanto à aplicação da metodologia do componente Q definida para o 4CRTP. Como visto, para os processos de revisão tarifária das concessionárias cujas datas situam-se no período de abril de 2016 e março de 2017, apenas os indicadores de qualidade técnica DEC e FEC são considerados. Após esse período, indicadores de qualidade comercial serão adicionados de forma gradativa, até o final do período de transição, em março de 2019.

Tabela 62. COPEL – Formação do Fator X

FATOR X	Valor
Componente Pd	1,12%
Variação Anual Média do Mercado	1,65%
Variação Anual Média de Unidades Consumidoras	3,06%
Componente T	-1,93%
VPB (R\$)	2.209.219.339,21
Custos Operacionais (R\$)	1.045.150.111,91
Meta de Custos Operacionais (R\$)	1.226.059.378,83
Componente Q (Fator de Qualidade)	-0,04%
Fator X RTP	-0,84%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

A partir da Receita Verificada (RV), e calculada a Receita Requerida (RR), foram apurados o Índice de Reposicionamento Tarifário (RT) e o efeito aos consumidores com a adição dos componentes financeiros do processo atual e a retirada dos componentes do processo anterior. A tabela a seguir resume o resultado do 4CRTP da COPEL.

Tabela 63. COPEL – Resultado do 4CRTP

	RV (R\$)	RR (R\$)	Var.	Part. RTP	Part. RR
PARCELA A	8.062.195.436,40	7.949.639.824,84	-1,40%	-1,14%	78,25%
Encargos Setoriais	2.677.823.509,73	2.636.047.138,92	-1,56%	-0,42%	25,95%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	8.445.583,77	9.490.463,78	12,37%	0,01%	0,09%
CDE (USO)	1.435.096.260,96	1.004.732.577,25	-29,99%	-4,37%	9,89%
CDE (Decr. 7945/2013)	200.836.677,05	227.367.134,49	13,21%	0,27%	2,24%
CDE (Conta-ACR)	547.116.556,30	592.347.116,72	8,27%	0,46%	5,83%
ESS e EER	228.626.665,31	485.682.595,75	112,43%	2,61%	4,78%
PROINFA	166.599.248,60	235.362.664,52	41,27%	0,70%	2,32%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	90.804.787,54	80.728.991,76	-11,10%	-0,10%	0,79%
ONS	297.730,20	335.594,64	12,72%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	424.124.399,27	405.571.088,32	-4,37%	-0,19%	3,99%
Rede Básica	282.188.259,33	228.271.233,29	-19,11%	-0,55%	2,25%
Rede Básica Fronteira	57.736.416,85	73.032.477,97	26,49%	0,16%	0,72%
Rede Básica ONS (A2)	1.400.975,43	1.450.391,08	3,53%	0,00%	0,01%
MUST Itaipu	46.203.927,55	53.860.512,51	16,57%	0,08%	0,53%
Transporte de Itaipu	19.545.687,72	25.470.855,91	30,31%	0,06%	0,25%
Conexão	17.049.132,40	23.485.617,55	37,75%	0,07%	0,23%
Custos de Aquisição de Energia	4.960.247.527,40	4.908.021.597,60	-1,05%	-0,53%	48,31%
PARCELA B	1.783.749.954,47	2.209.219.339,21	23,85%	4,32%	21,75%
Custos Operacionais	1.046.039.649,49	1.079.407.857,73	3,19%	0,34%	10,63%
Anuidades	103.693.161,87	182.282.012,93	75,79%	0,80%	1,79%
Remuneração	339.307.625,28	653.592.398,33	92,63%	3,19%	6,43%
Depreciação	342.179.338,92	318.416.028,36	-6,94%	-0,24%	3,13%
Receitas Irrecuperáveis	47.580.642,59	47.934.443,26	0,74%	0,00%	0,47%
Outras Receitas	-60.794.006,26	-72.413.401,40	19,11%	-0,12%	-0,71%
Ajuste Investimentos 2CRTP	-34.256.457,42	0,00	-100,00%	0,35%	0,00%
Reposicionamento Tarifário	9.845.945.390,87	10.158.859.164,05		3,18%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				-0,18%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais - Líquido de Financeiro da RTE				-1,27%	
CVA em Processamento - Energia comprada - Líquido de Financeiro da RTE				-0,62%	
CVA em Processamento - Transmissão - Líquido de Financeiro da RTE				-0,01%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				-0,04%	
Neutralidade dos Encargos				0,84%	
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007				0,53%	
Exposição Diferença Preços entre Submercados				-0,11%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-13,39%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				-10,40%	

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Com a homologação do resultado final do 4CRTP da COPEL, as tarifas de aplicação foram reduzidas, em média, em -12,87%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores. A tabela a seguir ilustra a variação ocorrida entre a proposta colocada em audiência pública e o resultado final do processo de revisão tarifária.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 64. COPEL – 4CRTP: Audiência Pública e RT Final

	Audiência Pública	RT Final	Var.
PARCELA A	-1,14%	-2,57%	-1,43%
Encargos Setoriais	-1,12%	-1,96%	-0,84%
Custos de Transmissão	-0,19%	-0,18%	0,00%
Custos de Aquisição de Energia	0,17%	-0,43%	-0,60%
PARCELA B	4,32%	4,48%	0,16%
CO + Anuidades + RI	1,14%	1,17%	0,03%
Remuneração	3,19%	3,17%	-0,02%
Depreciação	-0,24%	-0,08%	0,16%
OR + Ajuste Investimentos 2CRTP	0,23%	0,22%	-0,01%
Reposicionamento Tarifário	3,18%	1,91%	-1,27%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-0,18%	-1,73%	-1,55%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-13,05%	-13,05%	0,00%
Alteração do mercado de referência e do subsídio coberto pela CDE	-0,35%	0,00%	0,35%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	-10,40%	-12,87%	-2,47%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Os itens mais representativos para alteração do resultado final foram: (i) o custo de aquisição de energia, que contribui para uma variação de -0,60 p.p., devido, principalmente, à variação da cotação do dólar para a valoração da energia proveniente de ITAIPU; (ii) os encargos setoriais, que representaram uma variação de -0,84 p.p., devido, especialmente, à CDE (USO), estabelecida pela Resolução Homologatória ANEEL n. 2.077, de 2016²⁸⁹; e (iii) os componentes financeiros do processo atual, com variação de -1,55 p.p. O VPB, parcela da receita de real interesse ao presente trabalho, sofreu elevação de 0,16 p.p. no RT final.

Apesar de apurado um Reposicionamento Tarifário (RT) de 1,91%, a RTP da COPEL produziu um efeito médio nas tarifas aplicadas de -12,87%, sendo de -11,61%, em média, para os consumidores de AT (>2,3kV) e de -13,83%, em média, para os consumidores de BT (<2,3kV).

Esse efeito médio negativo decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, em 1,91%; (ii) da inclusão dos componentes financeiros para compensação nos doze meses subsequentes, com efeito de -1,73%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, o que contribuiu para o efeito de -13,05%.

5.4.2.1. COPEL – DEC / FEC e Política de Compensações

No processo de RTP da COPEL, foram também definidos os limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2017 a 2021, consolidados após o encerramento da Audiência Pública n. 20/2016.

²⁸⁹ A REH ANEEL n. 2.077/2016 estabelece o montante da cota anual da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de 2016.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

O histórico de apuração referente ao período de 2008 a 2015 e os limites globais estabelecidos de DEC e FEC para o período de 2017 a 2021 estão ilustrados no quadro abaixo. Apesar da trajetória de piora observada para o DEC desde 2013, e relativa estagnação no patamar apurado para o FEC, foi fixada uma redução média anual de 3,27% (DEC) e 4,35% (FEC) para COPEL.

Quadro 38. COPEL – Histórico de apuração e limites de DEC e FEC

Fonte: Nota Técnica n. 0031/2016-SRD/ANEEL.

Cabe ressaltar que, para atender ao critério de eficiência em relação à qualidade do serviço estabelecido nos processo de renovação das concessões, além dos limites definidos no 4CRTP, a COPEL tem a obrigação contratual de atender a trajetória de DECI e FECi para o período de 2016 a 2020, estabelecida de acordo com a metodologia aplicada para distribuidoras que não cumpriram o limite do indicador DEC em 2014. O descumprimento das metas internas por dois anos consecutivos ou ao final do período de transição poderá ensejar a abertura de processo de extinção do contrato de concessão. A trajetória de DECI e FECi para o período é apresentada nos quadros a seguir.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Quadro 39. COPEL – Trajetória regulatória de DECi

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL.

Quadro 40. COPEL – Trajetória regulatória de FECi

Fonte: Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL.

Como estudado, os limites dos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI são definidos a partir dos indicadores coletivos DEC e FEC, conforme disposto no Anexo do Módulo 8 do PRODIST. A violação dos limites individuais resulta em pagamento de compensações diretamente às unidades consumidoras afetadas.

O número de compensações e os valores pagos pela COPEL entre 2012 e 2015 são apresentados na tabela a seguir.

Quadro 65. COPEL – Compensações individuais (2012 a 2015) sobre Parcela B

Ano	Compensações (Número)	Compensações (R\$ mil)	Parcela B (R\$ mil)	Compensações / Parcela B (%)
2012	2.921.761	8.497,95	1.446.270,29	0,59%
2013	3.854.308	8.855,14	1.532.799,64	0,58%
2014	5.386.793	15.063,31	1.753.873,86	0,86%
2015	5.274.825	23.163,40	1.850.828,04	1,25%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Analisando-se os dados acima, é possível constatar que os valores pagos a título de compensação individual tem participação percentual muito importante sobre Parcela B, chegando a responder por 1,25% do total. Verifica-se, inclusive, que a política de compensações tem se mostrado como um instrumento regulatório mais relevante do que o mecanismo de incentivos representado pelo Componente Q do Fator X, apurado em - 0,04% sobre a Parcela B no reposicionamento tarifário de 2016.

Ademais, observa-se que, apesar da trajetória de crescimento do número de compensações, houve um salto expressivo no valor total de compensações nos últimos anos, assim como sua participação percentual sobre a Parcela B. Como discutido no item 5.4.1.1., isso se deve, primordialmente, à elevação do EUSD em decorrência do montante da quota da CDE (TUSD Encargos) alocado às distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, distorcendo o sinal regulatório da política de compensações.

5.4.2.2. COPEL – Sustentabilidade econômica e financeira

Em 2015, a COPEL renovou seu contrato de concessão nos termos do Decreto n. 8.461, assinando o quinto termo aditivo em 09 de dezembro. O termo aditivo estabelece indicadores de eficiência em relação à qualidade do serviço (tratados no item anterior), e em relação à gestão econômico-financeira, os quais deverão ser observados pela concessionária no período de 1º de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2020.

Para atendimento do critério de eficiência em relação à sustentabilidade econômica e financeira, foi definida a seguinte trajetória: 2016 - aporte de capital pelos acionistas; 2017 - $EBITDA \geq 0$; 2018 - $EBITDA (-) QRR \geq 0$; 2019 - $Dívida Líquida / [EBITDA (-) QRR] \leq 1 / (0,8 * SELIC)$; e 2020 - $Dívida Líquida / [EBITDA (-) QRR] \leq 1 / (1,11 * SELIC)$.

Analisando-se os dados financeiros da COPEL, verifica-se que, operacionalmente, as condições mínimas para 2017 ($EBITDA \geq 0$) e 2018 ($EBITDA (-) QRR \geq 0$) são atendidas pela concessionária no momento da assinatura do quinto termo aditivo ao contrato de concessão. Entretanto, as condições mínimas regulatórias referentes ao nível de endividamento estabelecidas para 2019 e 2020 não foram ainda atendidas operacionalmente pela empresa, conforme ilustra a tabela abaixo.

Tabela 66. COPEL – Indicadores de sustentabilidade econômica e financeira

Indicadores		
EBITDA	R\$ milhões	430,2
QRR	R\$ milhões	315,5
EBITDA - QRR	R\$ milhões	114,7
Dívida Líquida	R\$ milhões	1.275
111% SELIC	%	14,25
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR)		11,1
1 / (1,11 * SELIC)		7,14
Não é atendida a condição mínima:		
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) ≤ 1 / (1,11 * SELIC)		

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Para o restabelecimento da trajetória de sustentabilidade pela empresa, considera-se essencial o monitoramento e fiscalização permanentes do regulador sobre a evolução dos indicadores, assim como a introdução de mecanismos de incentivo regulatório. Trata-se de medidas importantes para que sejam observados parâmetros mínimos de sustentabilidade durante todo o prazo da concessão.

5.4.3. Aplicação dos parâmetros propostos

Apresentados os resultados do 4CRTP das empresas de distribuição CPFL Jaguarí e COPEL, nos itens a seguir serão aplicados os parâmetros propostos de qualidade do serviço, sustentabilidade econômica e financeira e simplicidade do processo de regulação tarifária.

5.4.3.1. Aplicação dos parâmetros de MIQ

A proposta em discussão busca romper com a lógica citada mediante a incorporação de indicadores de interrupção individuais no mecanismo de incentivos, e alterações nos indicadores e parâmetros do MIQ adotado pela ANEEL, de modo que a violação venha a gerar impactos sobre a parcela da receita gerenciável da concessionária que, de fato, estimule a empresa a cumprir os padrões de qualidade do serviço. O MIQ proposto considera os seguintes componentes:

Tabela 67. MIQ proposto

Componentes	Mecanismo de Incentivo (MIQ)			
	Indicadores	Peso	Aplicação	Limite / VPB
Q _{DEC}	DEC	70%	(MIQ) - VPB	+/- 1%
Q _{FEC}	FEC	30%		
Q _{IND}	DIC	100%	(MIQ) - VPB	+/- 1%
	FIC			
	DMIC			
	DICRI			
MIQ		100%		

Fonte: Elaboração do autor (2016).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Aplicando-se os parâmetros definidos para cada componente de qualidade proposto, apura-se a seguinte diferença na apuração dos índices aplicados pela ANEEL no 4CRTP e o MIQ, conforme ilustrado nas tabelas abaixo, por distribuidora.

Tabela 68. CPFL Jaguarí - Aplicação do MIQ proposto

Componente Q do Fator X					Ind.Qual		Melhores desempenhos		
	4CRTP CPFL Jaguarí				Var DECI e FECi	0,53	Regra GERAL		
	ANEEL	Proposta	Peso	Ref.			Geral	Melhores	Piores
DECI apurado - 2013	5,88	5,88				20%	1,00%	0,50%	1,00%
DECI apurado - 2014	5,41	5,41			17%	20%	0,95%	0,47%	0,95%
Var. DECI	-	-7,99%	70%	-0,33%	14%	17%	0,79%	0,40%	0,79%
Q _{DEC}	-	-0,23%			11%	14%	0,64%	0,32%	0,64%
FECi apurado - 2013	5,04	5,04			8%	11%	0,49%	0,25%	0,49%
FECi apurado - 2014	4,32	4,32			5%	8%	0,33%	0,17%	0,33%
Var. FECi	-	-14,29%	30%	-0,79%	-5%	5%	0,00%	0,00%	0,00%
Q _{FEC}	-	-0,24%			-8%	-5%	-0,33%	-0,33%	-0,17%
Var. Média de DECI e FECi	-11,14%	-11,14%			-11%	-8%	-0,49%	-0,49%	-0,24%
Compensações / VPB - 2013	-	0,11%			-14%	-11%	-0,64%	-0,64%	-0,32%
Compensações / VPB - 2014	-	0,14%			-17%	-14%	-0,79%	-0,79%	-0,40%
Compensação / VPB média	-	0,13%	100%	0,13%	-20%	-17%	-0,95%	-0,95%	-0,47%
Q _{IND}	-	0,13%			-20%		-1,00%	-1,00%	-0,50%
Componente Q do Fator X	-0,64%	-0,34%							

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Verifica-se que o MIQ proposto pondera diferentemente os índices operacionais globais de DEC (70%) e FEC (30%). Ademais, a Política de Compensações foi transferida para o MIQ, limitado a 1% da Parcela B. Como a compensação média foi apurada em 0,13%, ou seja, dentro do limite regulatório, o Q_{IND} não sofreu ajuste, sendo definido em 0,13%. Logo, o MIQ sobre o VPB de -0,34% foi apurado pela combinação dos componentes Q_{DEC} (-0,23%), Q_{FEC} (-0,24%) e Q_{IND} (0,13%).

Tabela 69. COPEL - Aplicação do MIQ proposto

Componente Q do Fator X					Ind.Qual		Regra GERAL		
	4CRTP COPEL				Var DECI e FECi	1,01	Regra GERAL		
	ANEEL	Proposta	Peso	Ref.			Geral	Melhores	Piores
DECI apurado - 2014	13,94	13,94				20%	1,00%	0,50%	1,00%
DECI apurado - 2015	13,65	13,65			17%	20%	0,95%	0,47%	0,95%
Var. DECI	-2,08%	-2,08%	70%	0,00%	14%	17%	0,79%	0,40%	0,79%
Q _{DEC}	0,19%	0,00%			11%	14%	0,64%	0,32%	0,64%
FECi apurado - 2014	8,82	8,82			8%	11%	0,49%	0,25%	0,49%
FECi apurado - 2015	8,30	8,30			5%	8%	0,33%	0,17%	0,33%
Var. FECi	-5,90%	-5,90%	30%	-0,33%	-5%	5%	0,00%	0,00%	0,00%
Q _{FEC}	-0,31%	-0,10%			-8%	-5%	-0,33%	-0,33%	-0,17%
Var. Média de DECI e FECi		-3,99%			-11%	-8%	-0,49%	-0,49%	-0,24%
Q _{IASC}	-0,37%	-			-14%	-11%	-0,64%	-0,64%	-0,32%
Q _{FER}	-1,93%	-			-17%	-14%	-0,79%	-0,79%	-0,40%
Q _{INS}	0,47%	-			-20%	-17%	-0,95%	-0,95%	-0,47%
Q _{IAb}	0,16%	-			-20%		-1,00%	-1,00%	-0,50%
Q _{ICO}	-0,27%	-							
Compensações / VPB - 2014	-	0,86%							
Compensações / VPB - 2015	-	1,25%							
Compensação / VPB média	-	1,06%	100%	1,00%					
Q _{IND}	-	1,00%							
Componente Q do Fator X	-0,04%	0,90%							

Fonte: Elaboração do autor (2016).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

No caso do 4CRTP da COPEL, a compensação média foi apurada em 1,06%, acima do limite regulatório de 1%. A violação deu-se em virtude da elevação do EUSD por meio da quota da CDE (TUSD Encargos), conforme discutido anteriormente. Assim, o Q_{IND} sofreu ajuste, limitado a 1,00%. O MIQ sobre o VPB de 0,90% foi apurado pela combinação dos componentes Q_{DEC} (0,00%), Q_{FEC} (-0,10%) e Q_{IND} (1,00%).

5.4.3.2. Aplicação dos parâmetros de sustentabilidade

Pela metodologia da Consulta Pública n. 15/2014, a ANEEL propôs uma série de indicadores econômico-financeiros para analisar a trajetória de longo prazo das distribuidoras. Entretanto, o regulador não estabelece aplicação de penalidades pelo descumprimento continuado desses indicadores.

Como proposto, considera-se que a sustentabilidade deve ser contemplada por meio de mecanismo de incentivos regulatórios com efeitos sobre o VPB, mediante componente 'S' do Fator X, o X_S . A aplicação do componente X_S considera as perspectiva de:

- i) geração de caixa - 'EBITDA';
- ii) investimento - 'EBITDA (-) QRR' e 'CAPEX / QRR (-) 1'; e
- iii) endividamento - 'Dívida Líquida / EBITDA (-) QRR < (1 / 0,80 * SELIC)'; e 'Dívida Líquida / EBITDA (-) QRR < (1 / 1,11 * SELIC).

O mecanismo regulatório de incentivos para o atendimento de padrões de sustentabilidade pelo componente 'S' do Fator X para as empresas CPFL Jaguarí e COPEL no 4CRTP é apurado conforme tabela abaixo.

Tabela 70. Aplicação do componente X_S do Fator X

Componente X_S do Fator X			Escala de incentivos	
	CPFL Jaguarí	COPEL	Indicador	X_S
EBITDA	12,0	430,2	Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) > 1 / (1,11 * SELIC)	0,50%
QRR	2,4	315,5	Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) > 1 / (0,80 * SELIC)	0,37%
EBITDA (-) QRR	9,6	114,7	CAPEX Incremental / QRR (-) 1 < 0	0,30%
VPB	27,5	1850,8	EBITDA (-) QRR < 0	0,25%
EBITDA/VPB	0,44	0,23	EBITDA < 0	0,13%
CAPEX Incremental*	5,46	277,0	EBITDA > 0	-0,25%
CAPEX / QRR (-) 1	1,3	-0,1	EBITDA (-) QRR > 0	-0,50%
Dívida Líquida	39,4	1275,0	CAPEX Incremental / QRR (-) 1 > 0	-0,60%
111% SELIC	14,3	14,3	Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) < 1 / (0,80 * SELIC)	-0,75%
Dívida Líquida / (EBITDA - QRR)	4,1	11,1	Dívida Líquida / (EBITDA - QRR) < 1 / (1,11 * SELIC)	-1,00%
1 / (0,80 * SELIC)	10,2	10,2		
1 / (1,11 * SELIC)	7,1	7,1		
Componente X_S	-1,00%	0,50%		

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Pelo apurado acima, verifica-se que o atendimento da condição de sustentabilidade da CPFL Jaguarí é premiado por meio de incentivo sobre o VPB de -1,00%, importante

adicional de receita que deverá estimular a empresa a manter a boa gestão econômico-financeira da concessão a cada ciclo tarifário.

No caso da distribuidora COPEL, a condição de sustentabilidade econômica e financeira é penalizada com redução de 0,50% da Parcela B. Trata-se de uma perda de receita importante, de forma que a empresa deverá empregar esforços para restabelecer a trajetória de cumprimento dos indicadores de sustentabilidade.

Ademais, verifica-se que apesar da condição econômico-financeira diametralmente oposta entre as duas concessionárias, a redução da Parcela B da receita para os casos de descumprimento da condição mínima de sustentabilidade está limitada a 0,50%, de modo a não aprofundar a empresa num círculo vicioso de descumprimento dos indicadores. Essa diferenciação na escala dos incentivos já vinha sendo utilizada pela ANEEL para as empresas com piores desempenhos, com a mesma finalidade regulatória.

5.4.3.3. Aplicação dos parâmetros de simplicidade regulatória

Conforme parâmetro definido anteriormente, o mecanismo de reajuste e revisão das tarifas proposto deve obedecer à seguinte condição:

$$\text{IRT} / \text{RTP} = \text{VPA1} + \text{VPB0} (\text{IVI} - \text{X}) \quad (70)$$

Onde:

$$\text{VPB0} = \text{RA0} - \text{VPA0}$$

$$\text{VPB1} = \text{VPB0} (\text{IVI} \pm \text{X})$$

$$\text{X}_{\text{IRT}} = \text{Q1} + \text{S1}$$

$$\text{X}_{\text{RTP}} = \text{Q1} + \text{S1} + \text{P1}$$

Segundo a condição acima, nos anos de processo de reajuste e revisão tarifária se faz necessário verificar se houve alteração no nível de qualidade e sustentabilidade do serviço, além de alterações na estrutura de custo e de mercado, que justifiquem a alteração do valor da Parcela B.

Os componentes de qualidade (Q) e de sustentabilidade (S), cujos parâmetros foram discutidos nos itens anteriores, serão apurados a cada processo tarifário, com base nos últimos indicadores de qualidade e sustentabilidade disponíveis. Os componentes Pd e T, aplicados pela metodologia da ANEEL, foram desconsiderados da proposta do Fator X, pois, nos termos dos contratos de concessão, o nível de mercado e os custos operacionais devem ser parâmetros de risco e gerenciáveis pela empresa, de modo que não podem ser critério para reposicionamento das tarifas pelo regulador. Por sua vez, o componente proposto P do Fator X (X_P), que apura a existência de alterações na estrutura de custos e de mercado entre ciclos, é definido apenas no processo de RTP.

Assim, o índice de RTP pela metodologia proposta é apurado a partir da Receita Verificada (RV ou RA0). A RV corresponde à receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária, enquanto a metodologia de Receita Requerida (RR) utilizada pela ANEEL reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, assim como a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

A receita da concessionária, como discutido, é formada pelos componentes do VPA e do VPB. O cálculo proposto para a parcela da receita não gerenciável continua representado pelo somatório dos custos de aquisição de energia elétrica e geração própria (CE), de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição (CT), e dos encargos setoriais (ES).

Portanto, não há alteração substancial entre o VPA apurado pela metodologia adotada pela ANEEL e a proposta neste trabalho, pois a alteração metodológica versa apenas sobre a parcela da receita gerenciável da concessionária, o VPB, de modo que o VPA não sofrerá alteração. Busca-se, assim, observar o princípio de neutralidade da Parcela A, segundo o qual os custos dos componentes dessa parcela da receita são objeto de repasse, não podendo gerar resultados positivos ou negativos para a distribuidora.

Basicamente, é na formação do valor da Parcela B da receita da concessionária que a metodologia adotada pela ANEEL e a proposta em discussão se distinguem. Na metodologia aplicada pelo regulador, o VPB é apurado pela soma do Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e do Custo Anual dos Ativos (CAA), multiplicado pelos componentes Pd e Q do Fator X, sendo deduzidos os percentuais regulatórios referentes a Outras Receitas (OR)²⁹⁰.

Na metodologia proposta, o VPB1 deverá ser apurado a partir do valor da Parcela B do processo tarifário anterior (VPB0), multiplicado pelo índice de variação de preços (IVI) e pelos componentes Q, S e P do Fator X, sem o compartilhamento da parcela regulatória das OR, conforme equação abaixo.

$$VPB1 = VPB0 \cdot (IVI - Q_1 - S_1 - P_1) \quad (71)$$

Onde:

VPB1: Valor da Parcela B na DRP;

VPB0: Valor da Parcela B na DRA;

IVI: Índice de variação de preços dos últimos doze meses;

Q₁: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade definido na DRP;

²⁹⁰ O compartilhamento das Outras Receitas (OR) em favor da modicidade tarifária varia de 30% a 60% da receita bruta da atividade, de acordo com a natureza de receita, nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET. Ou seja, um percentual de 40% a 60% da receita bruta será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

S₁: Mecanismo de Incentivo à sustentabilidade econômico-financeira definido na DRP; e

P₁: Mecanismo de reposicionamento da Parcela B com base nas alterações na estrutura de custo e de mercado definido na DRP.

A definição dos componentes de qualidade (Q) e de sustentabilidade (S) já foi objeto de discussão dos itens anteriores. O componente P do Fator X (X_P), que apura a existência de alterações na estrutura de custos e de mercado entre ciclos e, conseqüentemente, a necessidade de reposicionamento da Parcela B, é estabelecido a seguir para as empresas CPFL Jaguarí e COPEL.

A apuração do componente X_P consiste no cálculo de um 'índice custo / mercado', obtido a partir da multiplicação da estrutura de mercado da concessionária por nível de tensão (AT, MT e BT) pela da estrutura de custos da Parcela B (Fio B) com base na Estrutura Vertical (EV) apurada pela ANEEL. O índice é calculado no momento da realização do 3CRTP, considerado como ponto de partida, devendo ser comparado com o índice apurado no momento do 4CRTP. Verificada a elevação do índice, constata-se alteração da estrutura de custo e de mercado desfavorável para empresa, ensejando a recomposição da Parcela B da receita mediante aplicação do X_P . Por sua vez, apurada redução do índice, verifica-se alteração favorável à empresa, o que possibilitaria o compartilhamento desse benefício com os consumidores.

A apuração do componente P (X_P) da CPFL Jaguarí é apresentada na tabela abaixo.

Tabela 71. CPFL Jaguarí – Apuração do componente X_P

<u>RTP 2012</u>	<u>TOTAL</u>	<u>AT</u>	<u>MT</u>	<u>BT</u>
Mercado (MWh)	485.741,60	41.036,09	312.303,22	132.402,29
Mercado (%)	100,00%	8,45%	64,29%	27,26%
EV (%)	100,00%	2,15%	49,37%	48,48%
<u>RTP 2016</u>	<u>TOTAL</u>	<u>AT</u>	<u>MT</u>	<u>BT</u>
Mercado (MWh)	561.013,95	48.346,28	366.258,99	146.408,68
Mercado (%)	100,00%	8,62%	65,29%	26,10%
EV (%)	100,00%	0,56%	51,23%	48,21%
<u>Variação</u>				
Mercado (índice)		1,0201	1,0154	0,9574
EV (índice)		0,2605	1,0377	0,9944
<u>Índice Custo / Mercado - RTP 2012</u>			<u>45,1373</u>	
Mercado		8,45	64,29	27,26
Custo		0,0215	0,4937	0,4848
Índice		0,1817	31,7400	13,2156
<u>Índice Custo / Mercado - RTP 2016</u>			<u>46,5136</u>	
Mercado		8,62	65,29	26,10
Custo		0,0560	0,5123	0,4821
Índice		0,4827	33,4481	12,5828
<u>Componente X_P</u>			<u>3,0491%</u>	

Fonte: Elaboração do autor (2016).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Segundo a tabela acima, a alteração de estrutura de custo e de mercado da CPFL Jaguari entre o 3CRTP e o 4CRTP foi desfavorável à concessionária. Para restabelecer o equilíbrio do contrato de concessão, a Parcela B da receita deveria ser reposicionada em 3,0491%.

No caso da COPEL, a alteração da estrutura de custos e de mercado também foi desfavorável à empresa, ensejando a necessidade de reposicionamento da Parcela B em 0,5450%, conforme apresenta a tabela abaixo.

Tabela 72. COPEL – Apuração do componente X_p

RTP 2012	TOTAL	AT	MT	BT
Mercado (MWh)	27.165.145,87	4.281.011,37	10.177.911,99	12.706.222,51
Mercado (%)	100,00%	15,76%	37,47%	46,77%
EV (%)	100,00%	2,45%	26,52%	71,03%
RTP 2016	TOTAL	AT	MT	BT
Mercado (MWh)	28.704.476,33	4.398.897,79	10.521.804,91	13.783.773,63
Mercado (%)	100,00%	15,32%	36,66%	48,02%
EV (%)	100,00%	2,03%	31,47%	66,50%
Variação				
Mercado (índice)		0,9724	0,9783	1,0266
EV (índice)		0,8286	1,1867	0,9362
Índice Custo / Mercado - RTP 2012			43,5439	
Mercado		15,76	37,47	46,77
Custo		0,0245	0,2652	0,7103
Índice		0,3861	9,9370	33,2207
Índice Custo / Mercado - RTP 2016			43,7812	
Mercado		15,32	36,66	48,02
Custo		0,0203	0,3147	0,6650
Índice		0,3110	11,5369	31,9333
Componente X_p			0,5450%	

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Assim, considerando-se que sobre a Receita em DRA devem ser apurados os novos valores da Parcela A e Parcela B nos termos da equação proposta acima, as tabelas a seguir apresentam a diferença entre os resultados da aplicação, na DRP, do regime de serviço pelo preço na forma de 'rate moratória'²⁹¹, da metodologia de RTP adotada pela ANEEL, e da proposta apresentada no presente trabalho, para as distribuidoras CPFL Jaguari e COPEL.

²⁹¹ Aplicação da fórmula de IRT ao longo de todo o contrato de concessão. Revisões tarifárias seriam processos extraordinários na política de remuneração dos contratos, mediante requerimento. Trata-se de prática adotada em contratos de concessão de rodovias no Brasil, como a prevista no contrato da concessionária da rodovia federal Presidente Dutra.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 73. CPFL Jaguari – Aplicação da metodologia proposta

CPFL Jaguari	DRA	IRT Moratório	var.	ANEEL	var.	Proposta	var.
PARCELA A	117.907.252,08	137.617.900,20	16,72%	137.617.900,20	16,72%	137.617.900,20	16,72%
PARCELA B	26.586.612,53	29.967.407,51	12,72%	31.453.124,12	18,30%	30.965.427,61	16,47%
Custos Operacionais	-	-	-	18.360.669,40	-	-	-
Anuidades	-	-	-	2.840.123,53	-	-	-
Remuneração	-	-	-	7.924.676,61	-	-	-
Depreciação	-	-	-	3.342.345,47	-	-	-
Receitas Irrecuperáveis	-	-	-	69.393,81	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-1.084.084,71	-	-	-
IGP-M	12,08%	-	-	-	-	12,08%	-
Pd - Fator X	0,00%	-	-	1,30%	-	-	-
T - Fator X	0,00%	-	-	0,73%	-	-	-
Q - Fator X	-0,64%	-	-	-0,64%	-	-0,34%	-
S - Fator X	-	-	-	-	-	-1,00%	-
X _p - Fator X	-	-	-	-	-	-3,05%	-
Fator X	-0,64%	-	-	1,40%	-	-4,39%	-
(IVI - X)	12,72%	-	-	-	-	16,47%	-
Receita	144.493.864,61	167.585.307,72	15,98%	169.071.024,32	17,01%	168.583.327,81	16,67%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A tabela acima mostra que a metodologia da ANEEL rateia o risco da gestão sobre a Parcela B da CPFL Jaguari sobre o seu mercado consumidor, ao reposicionar o valor do VPB em cerca de R\$ 1,5 milhão em relação ao índice de reajuste apurado pelo regime de IRT moratório com base em parâmetros de custo operacional e remuneração do serviço. Trata-se, como discutido, de forte indício de prática do regime de remuneração do custo do serviço.

Na metodologia proposta, por sua vez, considera-se que a distribuidora é responsável, por sua conta e risco, pelas alterações de nível de mercado, devendo, no entanto, ter reposicionada sua Parcela B caso apuradas alterações de estrutura de custos e mercado desfavoráveis, e compartilhar os ganhos caso constatadas alterações favoráveis à empresa. Ademais, mediante os mecanismos de incentivos propostos, a concessionária será premiada pelo cumprimento dos padrões de qualidade do serviço e de gestão econômico-financeira, ou penalizada pelo descumprimento desses mesmos indicadores.

No caso da distribuidora COPEL, ilustrado na tabela abaixo, o reposicionamento tarifário promovido pela ANEEL acabou por ratear um adicional de Parcela B da ordem de R\$ 265 milhões entre os 4,4 milhões de consumidores da concessionária, quando comparado ao VPB apurado pelo regime de IRT moratório, e de pouco mais de R\$ 280 milhões quando confrontado à metodologia proposta de resgate do regime do serviço pelo preço com a inclusão de mecanismos de incentivo à qualidade do serviço e à sustentabilidade econômico-financeira.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela 74. COPEL – Aplicação da metodologia proposta

COPEL	DRA	IRT Moratório	var.	ANEEL	var.	Proposta	var.
PARCELA A	8.091.818.069,33	7.949.639.824,84	-1,76%	7.949.639.824,84	-1,76%	7.949.639.824,84	-1,76%
PARCELA B	1.754.127.321,54	1.944.264.989,58	10,84%	2.209.219.339,21	25,94%	1.928.662.990,04	9,95%
Custos Operacionais	-	-	-	18.483.434,71	-	-	-
Anuidades	-	-	-	184.284.687,04	-	-	-
Remuneração	-	-	-	660.773.208,72	-	-	-
Depreciação	-	-	-	321.914.363,31	-	-	-
Receitas Irrecuperáveis	-	-	-	48.461.083,64	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	72.413.401,40	-	-	-
IGP-M	10,80%	-	-	-	10,80%	-	-
Pd - Fator X	0,00%	1,12%	-	-	-	-	-
T - Fator X	0,00%	-1,93%	-	-	-	-	-
Q - Fator X	-0,04%	-0,04%	0,90%	-	-	-	-
S - Fator X	-	-	0,50%	-	-	-	-
X _p - Fator X	-	-	-0,55%	-	-	-	-
Fator X	-0,04%	-0,84%	0,86%	-	-	-	-
(IVI - X)	10,84%	-	9,95%	-	-	-	-
Receita	9.845.945.390,87	9.893.904.814,42	0,49%	10.158.859.164,05	3,18%	9.878.302.814,88	0,33%

Fonte: Elaboração do autor (2016).

Apesar de apresentar diferenças relativamente ‘pequenas’ no momento da RTP, a aplicação das metodologias distintas ao longo do período de 30 anos do contrato de concessão resulta em desequilíbrio financeiro substancial na Parcela B da concessionária, conforme ilustra a evolução da diferença entre o VPB apurado pela metodologia de revisão da ANEEL e aquele verificado pela aplicação do regime de *price cap* moratório para a distribuidora CPFL Paulista desde a realização do primeiro processo de reajuste das tarifas após a privatização da empresa, em 1997.

Tabela 75. CPFL – Diferença entre VPB ANEEL e VPB moratório

CPFL Paulista	RTA 1998	1CRTP	2CRTP	3CRTP	RTA 2015	RTA 2016
Descrição	Receita					
Total	1.575.373	3.538.048	4.466.742	5.879.996	9.832.904	9.320.719
Parcela A	807.409	2.329.463	3.314.617	4.397.760	8.062.850	7.502.591
Encargos Setoriais	103.324	248.391	540.866	467.333	2.837.908	2.633.617
Transmissão	31.725	261.164	380.093	253.061	-	-
Energia Comprada	672.360	1.819.908	2.393.657	3.677.366	5.224.942	4.868.974
Parcela B ANEEL	767.964	1.208.584	1.152.126	1.482.236	1.770.055	1.818.128
Mercado de referência	18.117.508	19.108.523	25.683.170	30.116.028	31.527.638	29.815.037
Fator de Correção - IVI	-	2,050965	2,755432	3,714342	4,079820	4,573068
Parcela B atualizada	767.964	1.575.067	2.116.072	2.852.480	3.133.154	3.511.951
Diferença VPB	-	(366.483)	(963.947)	(1.370.245)	(1.363.100)	(1.693.823)

Fonte: Elaboração do autor (2016).

A proposta apresentada busca resgatar princípios de regulação do regime de serviço pelo preço presentes nos contratos de concessão de distribuição celebrados sob a égide da Lei n. 8.987, de 1995, além de introduzir parâmetros de incentivo para melhoria da qualidade da prestação do serviço e de cumprimento de critérios mínimos de sustentabilidade econômica e financeira.

5.5. Considerações do Capítulo 5

Com a edição da Medida Provisória n. 579, de 2012, o poder concedente estabeleceu diretrizes para o processo de renovação das concessões de modo a capturar parte dos ganhos dos proprietários dos ativos em benefício da modicidade tarifária. Entretanto, não obstante a homologação de novas receitas para os serviços de geração (RAG) e transmissão (RAP), a definição de uma nova tarifa, ou receita inicial, para o segmento de distribuição não traria os mesmos benefícios, pois o regime tarifário já incorpora mecanismos de captura de ganhos em favor dos consumidores.

De forma a conduzir o processo de renovação das concessões de distribuição, o poder concedente estabeleceu a necessidade, ao longo de um período de cinco anos, de cumprimento de critérios de eficiência para a qualidade do serviço prestado – medidos pelos indicadores de interrupção DEC e FEC internos, e de critérios de eficiência para a sustentabilidade econômica e financeira – avaliados mediante indicadores de geração de caixa, investimento, e endividamento.

Paralelamente aos critérios de eficiência estabelecidos nos termos aditivos, e a partir do estudo do referencial teórico da regulação da qualidade do serviço e da sustentabilidade apresentados no Capítulo 3, o presente capítulo trouxe à discussão propostas de aprimoramento dos mecanismos de incentivo vigentes, mediante inclusão de parâmetros de continuidade operacional e econômico-financeira, e de mecanismo de reposicionamento da Parcela B com base na alteração da estrutura de custo e de mercado, na determinação do Fator X a ser subtraído ou acrescido da parcela gerenciável da receita da distribuidora no momento do reajuste ou revisão das tarifas.

O aperfeiçoamento da eficiência em relação à qualidade foi discutido no âmbito do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ) da regulação tarifária brasileira, por meio de propostas de alteração no componente Q do Fator X. Na metodologia do 4CRTP, além dos indicadores coletivos (DEC e FEC), a ANEEL incorporou componentes de qualidade comercial (FER), de pesquisa de satisfação do consumidor (IASC), e indicadores de atendimento telefônico (INS, IAb e ICO) ao componente Q, cada uma com peso distinto.

A despeito do fato de que alguns países estudados utilizam pesquisas de satisfação como parâmetro de incentivo, avalia-se que a aplicação de pesquisas de satisfação do consumidor no mecanismo de incentivo não constitui forma adequada de incentivar a melhoria da qualidade dos serviços. Conforme apresentado no Capítulo 3, a percepção negativa de qualidade do serviço pelo consumidor pode estar relacionada a fatores independentes da gestão da distribuidora local. Portanto, a metodologia proposta desconsidera a utilização do IASC como parâmetro de incentivo de qualidade.

Ainda que determinados países estudados também adotem indicadores de atendimento comercial no MIQ, o mecanismo proposto não inclui os indicadores de reclamação (FER) e os indicadores de atendimento telefônico. Avalia-se que a ANEEL já estabelece metas e aplicação de penalidades para o FER de cada distribuidora. Ademais, considera-se que o indicador de frequência de reclamação, assim como os demais indicadores comerciais, deve ser tratado no âmbito das penalidades dos serviços de classificação comercial previstas na REN n. 414, de 2010.

Outro importante aspecto discutido no MIQ proposto diz respeito ao tratamento dado às violações dos índices de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI), que atualmente se dá mediante devolução dos recursos diretamente na fatura dos consumidores. Com efeito, buscou-se ilustrar que a política de compensações tem sido instrumento mais importante, pelo menos financeiramente, porém não necessariamente o mais eficaz, para mitigar os níveis de interrupção. Nos últimos anos, a política de compensações tem causado grave distorções, principalmente pelo fato que a parcela da TUSD Encargos CDE tem deturpado a apuração do EUSDmédio, elevando consideravelmente os montantes apurados para fins de compensação.

Por conseguinte, o volume de pagamento anual de compensações individuais tem se mostrado insustentável pela ótica econômico-financeira e, consequentemente, operacional. Algumas empresas estudadas chegam a apresentar comprometimento de até 10% de seus recursos gerenciáveis (Parcela B) e de mais de 50% de sua geração de caixa (EBITDA) para pagamento dessas compensações, situação que se mostra insustentável e corrobora a existência de sérias distorções na política de compensações.

Considerando-se que os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do DEC, e os limites do FIC são vinculados aos limites do FEC, os ressarcimentos não refletem o real valor da interrupção da energia sob a ótica do consumidor. Destarte, foi proposto que os indicadores sejam tratados no âmbito do MIQ, com efeitos diretos sobre a Parcela B da receita nos processos tarifários. Portanto, as violações dos limites de indicadores individuais deixariam de ser cobradas diretamente na fatura do consumidor, passando a integrar o mecanismo de incentivo proposto.

A apuração dos indicadores de qualidade do MIQ proposto (Q_{DEC} , Q_{FEC} e Q_{IND}) dependerá do desempenho das distribuidoras. Para o Q_{DEC} e Q_{FEC} , considera-se metodologia de apuração do desempenho relativo da concessionária, sendo que cada componente global deverá ser considerado individualmente, mas o limite de aplicação sobre o valor da Parcela B estaria limitado a, mais ou menos, 1%. Em relação ao Q_{IND} , o componente será apurado de acordo com a variação média, nos dois últimos anos, das penalidades da política de compensações, conforme metodologia no Módulo 8 do PRODIST, sobre o valor da Parcela B, também limitado a, mais ou menos, 1% do VPB. Assim, o percentual limite sobre o VPB

passaria para até, mais ou menos, 2%, percentual de incentivo também adotado na regulação de países como a Austrália (*Queensland*), e no estado da Califórnia (EUA).

Em relação ao parâmetro de sustentabilidade, considera-se a existência de relação de causa e efeito entre dificuldades econômico-financeiras e dificuldades operacionais, de modo que a análise da trajetória de sustentabilidade mostra-se fundamental para verificar se a concessionária reúne condições favoráveis para manter ou melhorar a qualidade do serviço e para seguir adimplente com as obrigações tributárias e setoriais. Dessa forma, aprimoramentos em relação à dimensão de sustentabilidade foram tratados como elementos de uma política de incentivos elaborada para fomentar uma trajetória de sustentabilidade da concessão, mediante introdução de componente 'S' do Fator X, o Xs.

Para definição do Xs e da escala de aplicação do incentivo, deverão ser apurados indicadores para as perspectivas de geração de caixa da distribuidora, investimentos e endividamento. O mecanismo de incentivos terá sua aplicação limitada a um prêmio de até 1%, e a um ônus de até 0,50%, sobre o valor da Parcela B. Considera-se que o bônus deverá estimular a empresa a manter a boa gestão econômico-financeira da concessão a cada ciclo tarifário. De outro lado, a condição de insustentabilidade é penalizada com redução de, no máximo, 0,50% da Parcela B. Essa diferenciação no grau de aplicação dos incentivos, já utilizada pela ANEEL para empresas com piores desempenhos de qualidade do serviço, tem a preocupação de não aprofundar a empresa num círculo vicioso de descumprimento dos indicadores, mas estimular a mesma a restabelecer a trajetória de cumprimento dos indicadores de sustentabilidade.

Considera-se salutar a proposição do parâmetro de incentivo acima, pois, apesar dos aperfeiçoamentos introduzidos desde a crise do grupo Rede Energia, a ANEEL ainda não adota mecanismos explícitos de incentivo para gestão econômica e financeira sustentável, exceto aqueles critérios especificamente definidos no processo de renovação das concessões de distribuição.

Em conjunto com os mecanismos de incentivo propostos, buscando-se uma maior simplicidade, clareza e estabilidade nos processos de reajuste e revisão das tarifas de eletricidade, propõe-se o resgate dos princípios do regime legal do serviço pelo preço, mediante o qual parâmetros de custo do serviço não poderiam ser mais observados para definição das tarifas. Os únicos parâmetros que poderiam ser utilizados para proceder ao reposicionamento das tarifas são: alterações na estrutura de custos; alterações na estrutura de mercado; os níveis de tarifa observados no mercado nacional e internacional; e estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas, visando à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

A despeito dos critérios contratuais acima, desde a realização do 1CRTP observam-se práticas do extinto regime tarifário de tarifa pelo custo. Com efeito, foram reintroduzidos

conceitos como 'base remunerável' e 'WACC regulatório' nos processos de revisão tarifária, característicos do regime de custo do serviço. Ademais, foram adotados parâmetros de regulação por comparação (real e teórica) para avaliar os custos operacionais da empresa; criou-se o conceito de 'reposicionamento tarifário' em detrimento das regras de reajuste e revisão definidas no contrato; e, por fim, promoveu-se a apropriação antecipada de ganhos de produtividade esperados, cuja efetiva realização é desconhecida e incerta, por meio de componente do Fator X.

Como detalhado no capítulo anterior, a receita de uma distribuidora é formada basicamente pelos custos das chamadas Parcela A e da Parcela B, o que se convencionou por denominar de Receita Requerida (RR) da concessionária. A Parcela A é formada pelos custos não gerenciáveis, devendo ser garantida a sua neutralidade. O repasse do VPA se dá no momento do processo tarifário, sendo que sua participação na estrutura da receita corresponde a mais de 50% do total. Excluídos os tributos, a Parcela B corresponde à parte remanescente da receita, atualmente em menos de 20% do total.

Considerando-se que a Parcela B da receita deveria ser totalmente gerenciável pela empresa, seria também racional supor que as empresas se esforçariam para obter ganhos de produtividade sobre essa parcela da receita. O próprio contrato de concessão previu que, apurando-se ganhos de produtividade durante o ciclo tarifário, parte desses ganhos poderia ser compartilhada mediante mecanismo do Fator X. Entretanto, a metodologia vigente estabelece o repasse dos ganhos de produtividade com base em crescimentos projetados do nível de mercado. Considera-se como incoerente compartilhar alterações de nível de mercado projetadas e incertas, de modo que não se considera o componente de ganhos de eficiência adotado pelo regulador. Na metodologia proposta, mudanças no nível de mercado, com exceções aos casos de subsídios tarifários a determinadas classes já previstos em estrutura tarifária, e incluídos na parcela de subvenção de encargos da CDE, devem estar contempladas no risco da atividade da empresa.

Da mesma forma, foi desconsiderado o componente de trajetória dos custos operacionais do Fator X, o Componente T, que ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente estabelecido pela ANEEL, gerando impactos diretos no valor da Parcela B. Na metodologia proposta, os custos operacionais, de natureza gerenciável, não devem ser parâmetro para reposicionamento das tarifas. A Parcela B deve ser plenamente gerenciável pela empresa, por sua conta e risco, observando as alterações na estrutura de custo e de mercado que pudessem justificar o compartilhamento de ganhos ou ensejar o reposicionamento da Parcela B, e a padrões de qualidade e sustentabilidade cujo cumprimento asseguraria a manutenção do serviço adequado ao longo do período de concessão.

A existência de alterações na estrutura de custos e de mercado entre ciclos de RTP e, conseqüentemente, a necessidade de compartilhamento de ganhos em benefício da

modicidade tarifária, ou de reposicionamento da Parcela B, é apurada mediante componente X_p do Fator X, que consiste no cálculo de um 'índice custo / mercado', obtido a partir da multiplicação da estrutura de mercado da concessionária por nível de tensão pela estrutura de custos dada pela Estrutura Vertical (EV) apurada pela ANEEL. Verificada a elevação do índice, conclui-se que alteração da estrutura de custo e de mercado foi desfavorável para empresa, ensejando a recomposição da Parcela B da receita mediante aplicação do X_p . Por sua vez, apurada redução do índice, a alteração favorável da estrutura possibilitaria o compartilhamento desse benefício com os consumidores.

A aplicação dos mecanismos tarifários propostos foi realizada mediante estudos de caso de duas distribuidoras de energia elétrica que já assinaram os termos aditivos nos termos do Decreto n. 8.461, de 2015, e que também passaram pelo 4CRTP, porém em situações de qualidade e sustentabilidade distintas: CPFL Jaguari (SP) e COPEL (PR). Os resultados do estudo ilustram que a qualidade e sustentabilidade do serviço no segmento de distribuição de energia elétrica podem ser parâmetros importantes para introdução de uma metodologia menos complexa e mais objetiva para reajuste e revisão das tarifas de fornecimento no Brasil.

Para regulamentação dos mecanismos de incentivo propostos, considera-se que são necessárias mudanças em normas, atos e procedimentos de responsabilidade administrativa da ANEEL, não se mostrando necessárias alterações em Lei, ou regulamentação por Decreto. Com efeito, a Lei de Concessões (n. 8.987, de 1995), e a Lei de criação da ANEEL (n. 9.427, de 1996), já estabelecem as diretrizes gerais para o regime de regulação tarifária do serviço pelo preço.

A ANEEL, por sua vez, define uma metodologia para cada ciclo de revisão, de modo que todo ciclo de revisão tarifária deve passar por um processo de audiência pública para recebimento de contribuições para aperfeiçoamento da regulamentação proposta. Assim, os mecanismos podem ser objeto de abertura de audiência pública e, por conseguinte, regulamentados por atos administrativos da ANEEL, cuja competência é prevista no Decreto n. 2.335, de 1996.

Em síntese, a proposta apresentada busca romper com a lógica estabelecida nos processos tarifários, pautando-se em princípios do regime do serviço pelo preço, conforme previstos na Lei e no contrato de concessão, incorporando mecanismo de apuração de alteração de estrutura de custo e de mercado, bem como incentivos sobre a parcela gerenciável das empresas (Parcela B) de acordo com parâmetros de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira, critérios cujo cumprimento continuado garantiria a prestação adequada do serviço ao longo do período de vigência do contrato.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo institucional do setor elétrico brasileiro (SEB), estabelecido pela Lei n. 10.848, de 2004, definiu como suas principais premissas a modicidade tarifária, a continuidade e qualidade na prestação do serviço, a justa remuneração aos investidores, a universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso, e um marco regulatório estável.

O modelo foi exitoso em resgatar aspectos positivos omitidos pelo modelo anterior, como o planejamento obrigatório mediante criação de empresa para esse fim, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e a segurança de suprimento e modicidade tarifária para os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), embora em detrimento dos consumidores atendidos no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O novíssimo modelo priorizou a segurança no atendimento e modicidade aos consumidores cativos por meio da comercialização da energia no ACR, contrapondo-se ao modelo estabelecido pela Lei n. 9.648, de 1998, que estabelecia a livre concorrência de preços.

A busca pela premissa da modicidade tarifária em detrimento das demais preconizadas pela Lei, ratificada na edição da Medida Provisória n. 579, de 2012, afetou a estabilidade do marco regulatório e tornou o modelo institucional insustentável no médio e longo prazo.

Não obstante a constatação de que decisões equivocadas de planejamento e contratação da geração e de transmissão tenham se mostrado como os embriões da crise do modelo setorial, grande parte desse desequilíbrio deve-se ao fato que as distribuidoras, cujo papel principal é levar a energia entregue pelo sistema de transmissão até os usuários finais, passaram a assumir a gestão de uma série de obrigações, responsabilidades, e custos que não guardam relação com as atividades de operação, expansão e manutenção das redes de distribuição.

Principalmente a partir do segundo semestre de 2012, o segmento de distribuição, essencial meio de entrada de recursos para irrigar o SEB, e cuja responsabilidade legal recai apenas sobre a obrigação de prestação do serviço de distribuição aos consumidores, atravessa uma grave crise financeira em razão do acelerado crescimento da parcela não gerenciável da receita da concessionária (Parcela A) e dos componentes financeiros, dando causa ao achatamento da parcela gerenciável da empresa (Parcela B), que atualmente não representa 20% da receita total, sendo que na data da celebração dos contratos de concessão, essa parcela correspondia a cerca de 50%.

Como consequência desse elevado crescimento da Parcela A nos últimos anos, verificou-se acentuada elevação das tarifas de eletricidade de forma concomitante à queda dos índices de qualidade do serviço e de sustentabilidade econômica e financeira das concessões. Essa preocupante conjuntura trouxe à tona a necessidade de discussão das práticas de regulação no segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil,

principalmente em decorrência do iminente vencimento de 37 contratos de concessão de distribuição, em 2015, os quais respondiam por 30% da energia distribuída no país.

Para realização do processo de prorrogação das concessões do SEB, foi estabelecida como diretriz a necessidade de definição de tarifa ou receita inicial para os concessionários de geração, transmissão e distribuição, de modo a capturar parte dos ganhos dos proprietários dos ativos em benefício da modicidade tarifária. Para o segmento de distribuição, entretanto, a definição de uma nova tarifa, ou receita inicial, não traria os mesmos benefícios, pois o regime tarifário adotado pela ANEEL já incorpora mecanismos de captura de ganhos em favor dos consumidores. Ademais, a eventual reversão dos ativos de distribuição, para posterior licitação, poderia deslocar investimentos importantes na qualidade serviço.

Com a edição do Decreto n. 8.461, de 2015, que regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição, o poder concedente direcionou seus esforços para o aperfeiçoamento de mecanismos de controle de qualidade do serviço, – cujos padrões vinham sendo continuamente descumpridos por uma série de empresas –, de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, – principalmente após o caso do grupo Rede Energia –, de racionalidade operacional, e simplificação e maior clareza dos dispositivos contratuais. A renovação dos contratos foi condicionada ao atendimento de critérios objetivos de qualidade do serviço e sustentabilidade econômica e financeira, cujo descumprimento poderá ensejar a abertura processo de caducidade da concessão.

Com efeito, verifica-se crescente preocupação com a contaminação dos efeitos da crise financeira do segmento de distribuição sobre o nível de qualidade dos serviços, assim como a efetiva capacidade das empresas em gerar recursos suficientes para realizar os investimentos necessários e amortizar as parcelas da dívida. Essa inquietação encontra respaldo no fato de que cerca de 70% das empresas que passaram pelo processo de renovação de concessões não conseguiam cumprir, na data de celebração do termo aditivo, pelo menos um indicador de continuidade ou sustentabilidade econômica e financeira do serviço estabelecido para o período de 2016 a 2020.

Assim, com o objetivo de aperfeiçoar a metodologia tarifária, de modo que a mesma seja concomitantemente capaz de atender, de forma justa, os padrões de qualidade da prestação de serviços e parâmetros mínimos de gestão econômico-financeira no fornecimento de energia elétrica no Brasil, o presente trabalho apresentou proposta de alteração nos mecanismos de incentivo regulatório para melhoria da qualidade do serviço prestado, e de criação de incentivo específico para cumprimento e manutenção dos padrões de sustentabilidade, além de revisitar parâmetros legais e contratuais do regime tarifário do serviço pelo preço, visando simplificar a complexidade dos processos de reajuste e revisão das tarifas de distribuição.

Com esse intuito, foram apresentadas propostas nas seguintes dimensões de eficiência que poderão ser objeto de estudos para o aperfeiçoamento das práticas de regulação do segmento de distribuição no Brasil: i) incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado; ii) incentivo ao cumprimento e manutenção de padrões sustentabilidade econômica e financeira; e iii) simplificação da metodologia tarifária.

Buscou-se amparar as propostas apresentadas em critérios objetivos, tanto de qualidade de fornecimento de energia, como de sustentabilidade econômica e financeira da concessão, ao passo que foram desconsideradas as premissas do regime de custo do serviço praticadas na metodologia de revisão tarifária periódica vigente. Almeja-se assim que o presente trabalho venha a constituir objeto de consulta e de estudos aprofundados para o fim de aperfeiçoamento das práticas de regulação do segmento de distribuição.

Além dos aperfeiçoamentos na dimensão da qualidade e sustentabilidade econômica e financeira do serviço, buscou-se simplificar o processo de reajuste e revisão das tarifas, partindo-se do princípio da regulação de serviço pelo preço que a Parcela B da receita da distribuidora deveria ser efetivamente gerenciável pela empresa e preservada durante todo o período da concessão. Portanto, a parcela gerenciável somente poderia ser reposicionada pelo regulador caso apuradas alterações na estrutura de custos e de mercado que desequilibrem o equilíbrio original do contrato de concessão, ou seja, o poder de compra da Parcela B.

Assim, incorporando aprimoramentos aos parâmetros de qualidade do serviço, e buscando trazer a dimensão da sustentabilidade econômica e financeira da concessão para a regulação tarifária, propõe-se que o mecanismo de reajuste e revisão das tarifas preserve o poder de compra da Parcela B ao longo do período de concessão. Portanto, as tarifas seriam ajustadas a cada processo tarifário pelos mecanismos de incentivo propostos, e reposicionadas para compartilhar ganhos de produtividade apurados acima do patamar de equilíbrio da parcela gerenciável, ou restabelecer o seu poder de compra, conforme o caso.

Para avaliar aplicação dos parâmetros propostos, e de modo a padronizar a análise, foram selecionadas duas empresas que atendessem os seguintes critérios: i) contratos de concessão celebrados com o poder concedente em decorrência de processo de privatização, ou por força da Lei n. 9.074, de 1995; ii) contratos renovados nos termos do Decreto n. 8.461, de 2015, que estabeleceu critérios de eficiência para a dimensão da qualidade do serviço e da sustentabilidade econômica e financeira; iii) cujos resultados do 4CRTP já tivessem sido homologados pela ANEEL; e iv) que apresentassem desempenhos relativos distintos dos indicadores de qualidade e de sustentabilidade do serviço.

Observando-se os critérios acima, foram analisados os processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) das concessionárias CPFL Jaguarí – que atua na distribuição de energia

para os municípios de Jaguariúna e Pedreira (SP), atendendo a apenas 37 mil consumidores –, e COPEL, distribuidora que atende mais de 4,4 milhões de consumidores em 394 municípios do estado do Paraná, e um no estado de Santa Catarina (Porto União).

Pelos resultados apurados nos estudos de caso, buscou-se ilustrar que a metodologia vigente acaba compartilhando o risco da gestão sobre a Parcela B das concessionárias sobre o seu mercado consumidor, reposicionando o valor do VPB muito acima daquele apurado por meio de um regime de IRT moratório que, em teoria, estaria preservando o poder de comprar da parcela gerenciável. Isto ocorre porque a metodologia de revisão das tarifas de distribuição apoia-se tanto em práticas do regime de remuneração do serviço pelo preço, como em práticas com características do extinto regime de custo do serviço.

Na metodologia proposta, considera-se que a distribuidora é responsável, por sua conta e risco, pelas alterações de nível de mercado, podendo, mediante mecanismo de incentivos, ser premiada pelo cumprimento dos padrões de qualidade do serviço e de gestão econômico-financeira, ou penalizada pelo seu descumprimento. Cumpridas todas as obrigações previstas na lei e no contrato, entre elas o compromisso de atendimento dos padrões de qualidade e gestão sustentável do serviço, o poder de compra da parcela gerenciável deveria ser preservado nos processos tarifários. Caso apuradas alterações na estrutura de custo e de mercado favoráveis à empresa no momento da revisão, parte dos ganhos seria compartilhada com o consumidor a título de modicidade tarifária. Verificadas alterações desfavoráveis, a condição de equilíbrio da Parcela B seria recomposta para o próximo ciclo tarifário.

Por esse motivo, as distribuidoras CPFL Jaguari e COPEL tiveram sua Parcela B reposicionada em razão de alterações desfavoráveis de estrutura de custo e de mercado. Entretanto, o cumprimento adequado dos indicadores de qualidade do serviço e de gestão econômico-financeira beneficiou o índice de reposicionamento da Parcela B da CPFL Jaguari, mesmo considerando a inclusão das penalidades pela violação dos indicadores individuais no mecanismo de incentivo. A COPEL, por sua vez, foi penalizada tanto pela aplicação do mecanismo de incentivo à qualidade, quanto pela aplicação do parâmetro de sustentabilidade econômica e financeira do serviço. Os mecanismos propostos têm justamente a função de incentivar a empresa a manter ou a recuperar a trajetória de serviço adequado e sustentável para sua concessão.

As diferenças nos resultados apurados nos estudos de caso, apesar de relativamente pequenas quando analisado apenas um determinado ciclo de RTP, correspondem a montantes substanciais na parcela gerenciável das empresas quando considerado o período de 30 anos do contrato de concessão.

Em síntese, a proposta apresentada pretendeu resgatar princípios de regulação do regime de serviço pelo preço, previstos nos contratos de concessão celebrados sob a égide da Lei

n. 8.987, de 1995. Adicionalmente, buscou-se introduzir parâmetros de incentivo para melhoria da qualidade da prestação do serviço e de cumprimento de critérios mínimos de sustentabilidade econômica e financeira.

Apesar deste trabalho não esgotar o tema em discussão, avalia-se que, a partir do estudo apresentado, podem ser desenvolvidas diversas linhas de pesquisa para aperfeiçoamento das práticas de regulação tarifária no Brasil, tais como:

- Desenvolvimento de mecanismos para incorporar e apurar as alterações de estrutura de custo e de mercado, respeitando o estabelecido nos contratos de concessão;
- Discussão sobre a definição dos componentes adequados para formar o parâmetro de EUSD médio para fins de apuração das penalidades pela violação dos índices de continuidade individuais;
- Aprofundamento da abordagem sobre as perspectivas e aplicação do mecanismo de incentivos para o atendimento de padrões de sustentabilidade por meio do componente 'S' do Fator X;
- Avaliação do Fator X como mecanismo para mitigar a disparidade tarifária entre diferentes áreas de concessão, desde que a aplicação não comprometa a sustentabilidade econômica e financeira da empresa; e
- Discussão e análise aprofundada dos processos tarifários realizados pela ANEEL, avaliando de forma detalhada os componentes da Parcela A e da Parcela B da receita, bem como os componentes financeiros, de modo a verificar, de forma objetiva, se a metodologia tarifária vigente assegura o melhoramento e a expansão do sistema e da qualidade dos serviços prestados, e o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Por fim, cumpre reiterar que a discussão sobre a forma mais apropriada de se estabelecer tarifas adequadas para prestação de um serviço que atenda a padrões de qualidade operacionais e econômico-financeiros, constitui uma das questões mais importantes e centrais da regulação dos serviços públicos de fornecimento de energia elétrica não apenas no Brasil, como nos demais países estudados no presente trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACENDE BRASIL. Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza. White Paper Ed. N. 14, Julho de 2014. <www.acendebrasil.com.br>. Acesso em 2015.

ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica <www.abradee.org.br>. Acesso em 2015.

_____. Resultados da 17ª Pesquisa de Satisfação Cliente Residencial - ISQN. Brasília, 22 de julho de 2015.

_____. Vencimentos dos Contratos de Concessão. Audiência Pública no Senado Federal. Nelson Fonseca Leite. Presidente. 06 de julho de 2011. Mimeo.

AGLIETTA, Michel. *A theory of capitalist regulation: the US experience*. London: Verso, 2000. 448p.

ALTHUSSER, Louis. Ideologia e Aparelhos Ideológicos do Estado. Editorial Presença / Martins Fontes. Lisboa, Abril de 1970.

ALVARES, Walter T. Curso de Direito da Energia. Ed. Forense, Rio de Janeiro, 1978.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública n. 0051/2007. Brasília, 2007.

_____. Audiência Pública n. 023/2014. Brasília, 2014.

_____. Audiência Pública n. 029/2014. Brasília, 2014.

_____. Audiência Pública n. 048/2014. Brasília, 2014.

_____. Audiência Pública n. 052/2014. Brasília, 2014.

_____. Audiência Pública n. 61/2014. Brasília, 2014.

_____. Audiência Pública n. 038/2015. Brasília, 2015.

_____. Audiência Pública n. 120/2010. Brasília, 2010.

_____. Boletim de Informações Gerenciais (BIG). Brasília, 2014.

_____. Consulta Pública n. 011/2013. Brasília, 2013.

_____. Consulta Pública n. 015/2014. Brasília, 2014.

_____. Despacho n. 47. Brasília, 14 de fevereiro de 2003.

_____. Despacho n.1.298. Brasília, 22 de setembro de 2005.

_____. Despacho n. 3.540. Brasília, 20 de outubro de 2015.

_____. Nota Técnica n. 185/2014-SRE/ANEEL. Brasília, 2014.

_____. Nota Técnica n. 083/2003-SRE/SRD/ANEEL. Brasília, 2003.

_____. Nota Técnica n. 380/2007-SFF/ANEEL. Brasília, 2007.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- _____. Nota Técnica n. 453/2013-SRE/SRD/ANEEL. Brasília, 2013.
- _____. Nota Técnica n. 353/2014-SFF/ ANEEL. Brasília, 2014.
- _____. Nota Técnica n. 0007/2015- SRD/ANEEL. Brasília, 2015.
- _____. Nota Técnica n. 29/2015-SGT/ANEEL. Brasília, 2015.
- _____. Nota Técnica n. 35/2015-SGT/ANEEL. Brasília, 2015.
- _____. Nota Técnica n. 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL. Brasília, 2015.
- _____. Nota Técnica n. 0360/2015-SCT/SFF/SRD/ANEEL. Brasília, 2015.
- _____. Nota Técnica n. 67/2016-SFF/ANEEL. Brasília, 2016.
- _____. Nota Técnica n. 35/2016-SGT/ANEEL. Brasília, 2016.
- _____. Ouvidoria Setorial em Números – OSN 2015. Brasília, 2015.
- _____. Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Brasília, 2015.
- _____. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Brasília, 2016.
- _____. Relatório BRASIL – IASC 2015. Brasília, 2015.
- _____. Resolução Normativa n. 351, de 11 de novembro de 1998.
- _____. Resolução Normativa n. 266, de 13 de agosto de 1998.
- _____. Resolução Normativa n. 024, de 27 de janeiro de 2000.
- _____. Resolução Normativa n. 18, de 22 de junho de 2001.
- _____. Resolução Normativa n. 665, de 29 de novembro de 2002.
- _____. Resolução Normativa n. 666, de 29 de novembro de 2002.
- _____. Resolução Normativa n. 667, de 29 de novembro de 2002.
- _____. Resolução Normativa n. 790, de 24 de dezembro de 2002.
- _____. Resolução Normativa n. 152, de 03 de abril de 2003.
- _____. Resolução Normativa n. 055, de 05 de abril de 2004.
- _____. Resolução Normativa n. 77, de 18 de agosto de 2004.
- _____. Resolução Normativa n. 109, de 26 de outubro de 2004.
- _____. Resolução Normativa n. 149, de 28 de fevereiro de 2005.
- _____. Resolução Normativa n. 166, de 10 de outubro de 2005.
- _____. Resolução Normativa n. 345, de 16 de dezembro de 2008.
- _____. Resolução Normativa n. 349, de 13 de janeiro de 2009.
- _____. Resolução Normativa n. 395, de 15 de dezembro de 2009.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- _____. Resolução Normativa n. 396, de 23 de fevereiro de 2009.
- _____. Resolução Normativa n. 414, de 09 de setembro de 2010.
- _____. Resolução Normativa n. 435, de 24 de maio de 2011.
- _____. Resolução Normativa n. 444, de 06 de setembro de 2011.
- _____. Resolução Normativa n. 484, de 17 de abril de 2012.
- _____. Resolução Normativa n. 532, de 14 de janeiro de 2013.
- _____. Resolução Normativa n. 574, de 20 de agosto de 2013.
- _____. Resolução Normativa n. 610, de 1º de abril de 2014.
- _____. Resolução Normativa n. 612, de 16 de abril de 2014.
- _____. Resolução Normativa n. 633, de 25 de novembro de 2014.
- _____. Resolução Homologatória n. 1.832, de 25 de novembro de 2014.
- _____. Resolução Normativa n. 649, de 27 de fevereiro de 2015.
- _____. Resolução Normativa n. 657, de 14 de abril de 2015.
- _____. Resolução Normativa n. 664, de 16 de junho de 2015.
- _____. Resolução Normativa n. 689, de 1º de dezembro de 2015.
- _____. Resolução Normativa n. 699, de 26 de janeiro de 2016.
- _____. Resolução Homologatória n. 2.016, de 26 de janeiro de 2016.

ANUATTI NETO, F.; PELIN, E. R.; PEANO, C. O papel do fator X na regulação por incentivos e a conciliação com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. FIPE-ABRADEE, São Paulo, 2004.

ARMSTRONG, Mark; COWAN, Simon; VICKERS, John. *Regulatory Reform: economic analysis and British Experience*. MIT Press, Cambridge, MA, 1994.

ASSAF NETO, Alexandre. *Finanças Corporativas e Valor*. 5ª Edição. São Paulo. Editora Atlas. 2010.

AUGUSTO, André Guimarães. Fundamentos metodológicos da abordagem da regulação: origem histórica e questões fundadoras. *Ensaio FEE*, Porto Alegre, v. 25, n. 2, p. 427-442, 2004.

BAIN, Joe S. *Organización Industrial*. Ediciones Omega, S.A. Casa Nova, Barcelona, Espanha, 1963.

BARBOSA, A.S.; Carvalho, P.L.; Silva, J.O.F. & Lopes, P.H.S. Procedimento para aplicação de penalidade por violação dos padrões dos indicadores de continuidade DEC e FEC. *XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, Brasília, 2004.

BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. Os Efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com Ênfase no Consumo de Energia Elétrica. Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia. Orientador: Prof. Marco Antonio Saidel. São Paulo, SP, 2004.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BARROS, José Costa D' Assunção. A ESCOLA DOS ANNALES: considerações sobre a História do Movimento. Revista História em Reflexão: Vol. 4 n. 8, UFGD, Dourados jul/dez 2010.

BATISTA, Romário de Oliveira. Debate sobre uma Segunda Prorrogação de Concessões no Setor Elétrico (Sem Licitação): Verdades, Meias-Verdades e Pontos Para Reflexão. Direito Regulatório da Energia Elétrica, Universidade Nacional de Brasília - UnB, Brasília, 2009.

BEESELEY, M. C.; LITTLECHILD, S. C. *The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom*. RAND Journal of Economics, Vol. 20, No. 3, Autumn 1989.

BERMANN, Célio. Os limites dos aproveitamentos energéticos para fins elétricos: uma análise política da questão energética e de suas repercussões sócio-ambientais no Brasil. Tese de Doutorado. FEM/UNICAMP, 1991.

BERNSTEIN, Jeffrey I. et SAPPINGTON, David E.M. *Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans*. Working Paper 6622. National Bureau of Economic Research. Cambridge, Massachusetts. June 1998.

BOYER, Robert. A teoria da regulação: uma análise crítica. São Paulo: Nobel, 1990. 192p.

BOYER, Robert; SAILLARD, Yves. *Un précis de la régulation. In: Théorie de la régulation l'état des savoirs*. Paris: La Decouvert, 1995.

BRANCO, Catulo. Energia Elétrica e capital estrangeiro no Brasil. São Paulo, Alfa-Omega, 1975.

BRASIL. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil, de 24 de fevereiro de 1891.

_____. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil, de 16 de julho de 1934.

_____. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil, de 10 de novembro de 1937.

_____. Constituição da República Federativa do Brasil, de 24 de janeiro de 1967.

_____. Constituição da República Federativa do Brasil, de 05 de outubro de 1988.

_____. Decreto n. 5.407, de 27 de dezembro de 1904.

_____. Decreto n. 20.395, de 15 de setembro de 1931.

_____. Decreto n. 22.626, de 7 de abril de 1933.

_____. Decreto n. 23.501, de 27 de novembro de 1933.

_____. Decreto n. 24.643, de 10 de julho de 1934.

_____. Decreto n. 2.676, de 4 de outubro de 1940.

_____. Decreto n. 3.128, de 19 de março de 1941.

_____. Decreto n. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957.

_____. Decreto n. 60.824, de 07 de junho de 1967.

_____. Decreto n. 62.724, de 17 de maio de 1968.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- _____. Decreto n. 63.951, de 31 de dezembro de 1968.
- _____. Decreto n. 1.383, de 26 de dezembro de 1974.
- _____. Decreto n. 2.432, de 17 de maio de 1988.
- _____. Decreto n. 2.655, de 02 de julho de 1998.
- _____. Decreto n. 2.655, de 02 de julho de 1998.
- _____. Decreto n. 4.541, de 23 de dezembro de 2002.
- _____. Decreto n. 4.562, de 31 de dezembro de 2002.
- _____. Decreto n. 4.667, de 04 de abril de 2003.
- _____. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.
- _____. Decreto n. 6.207, de 18 de setembro de 2007.
- _____. Decreto n. 6.353, de 16 de janeiro de 2008.
- _____. Decreto n. 6.523, de 31 de julho de 2008.
- _____. Decreto n. 7.805, de 14 de setembro de 2012.
- _____. Decreto n. 7.945, de 07 de março de 2013.
- _____. Decreto n. 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
- _____. Decreto n. 8.221, de 1º de abril de 2014.
- _____. Decreto n. 8.401, de 5 de fevereiro de 2015.
- _____. Decreto n. 8.461, de 02 de junho de 2015.
- _____. Lei n. 1.145, de 31 de dezembro de 1903.
- _____. Lei n. 3.782, de 22 de julho de 1960.
- _____. Lei n. 3.890-A, de 25 de abril de 1961.
- _____. Lei n. 4.156, de 28 de novembro de 1962.
- _____. Lei n. 4.904, de 17 de dezembro de 1965.
- _____. Lei n. 5.655, de 20 de maio de 1971.
- _____. Lei n. 5.899, de 05 de julho de 1973.
- _____. Lei n. 7.181, de 20 de dezembro de 1983.
- _____. Lei n. 7.990, de 28 de dezembro de 1989.
- _____. Lei n. 8.631, de 4 de março de 1993.
- _____. Lei n. 8.724, de 28 de outubro de 1993.
- _____. Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- _____. Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995.
- _____. Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996.
- _____. Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998.
- _____. Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000.
- _____. Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002.
- _____. Lei n. 10.604, de 17 de dezembro de 2002.
- _____. Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004.
- _____. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004.
- _____. Lei n. 11.488, de 15 de junho de 2007.
- _____. Lei n. 12.212, de 20 de janeiro de 2010.
- _____. Lei n. 12.767, de 27 de dezembro de 2012.
- _____. Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013.
- _____. Lei n. 12.873, de 24 de outubro de 2013.
- _____. Medida Provisória n. 2.198-5, de 24 de agosto de 2001.
- _____. Medida Provisória n. 14, de 21 de dezembro de 2001.
- _____. Medida Provisória n. 64, de 26 de agosto de 2002.
- _____. Medida Provisória n. 577, de 29 de agosto de 2012.
- _____. Medida Provisória n. 579, de 11 de setembro de 2012.
- _____. Medida Provisória n. 641, de 21 de março de 2014.

BRITO, Érico Henrique Garcia de. REVISÃO TARIFÁRIA E DIFERENÇAS REGIONAIS: Um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil. Dissertação apresentada ao PIPGE – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências. Orientação: Profa. Dra. Virgínia Parente. São Paulo, 2009.

_____. Conta de Resultados a Compensar – CRC: saindo do armário depois de quase duas décadas. Análise Regulatória Excelência Energética. Fevereiro, 2012. Mimeo.

_____. ANEEL inicia renovação das distribuidoras. Valor Econômico, 24 de março de 2014.

CALDAS, Geraldo Pereira. Concessões de serviços públicos de energia elétrica: face à Constituição Federal de 1988 e o Interesse Público. Juruá Editora, Curitiba, 2002.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. 30ª Ed. Rev., atual. e ampl. São Paulo. Atlas. 2015.

CARVALHO, J. F. Construção e Desconstrução do Sistema Elétrico Brasileiro. In: BRANCO, Adriano Murgel (org.). Política Energética e Crise do Desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2002. p. 97-116.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; MARTELO JR., Ernesto. Pensando o fim das concessões do setor elétrico. GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro, Agosto de 2011.

_____, Nivalde José de & BRANDÃO, Roberto. Questões sobre a Renovação das Concessões de Distribuição. Texto para Discussão do Setor Elétrico n. 54. GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro, Agosto de 2013.

CAVALCANTE, Carolina Miranda. Realismo crítico e abordagem da Regulação: da possibilidade de colaboração entre Ciência e Filosofia. Ensaio FEE, Porto Alegre, n. 2, p. 353-374, out. 2007.

_____. Ciência e filosofia: uma discussão acerca da possibilidade do conhecimento objetivo. Niterói: [s. n.], 2005. 109p.

CEER. *CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply*. Data update. Ref: C14-EQS-62-03. 12 February 2015.

_____. *CEER 5th Benchmarking Report on the Continuity of Electricity Supply*. February, 2015.

CNPE. Resolução Normativa n. 12, de 17 de setembro de 2002.

_____. Resolução Normativa n.4, de 28 de setembro de 2007.

_____. Resolução Normativa n.1, de 11 de fevereiro de 2008.

_____. Resolução Normativa n.5, de 03 de setembro de 2009.

_____. Resolução Normativa n.3, de 21 de setembro de 2015.

COOPERS & LYBRAND. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Volume II – Relatório Principal. Dezembro de 1997.

_____. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Sumário Executivo, Estágio VII. SEN/Eletróbrás, 1998.

CRUZ, Verônica. Estado e regulação: fundamentos teóricos In Regulação e Agências Reguladoras: governança e análise de impacto regulatório / Pedro Ivo Sebba Ramalho (Org.) – Brasília: Anvisa, 2009.

CYRILLO, Ivo Ordonha. Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário / I. O. Cyrillo. - São Paulo, 2011.

DANNI, Luciano & MOITA, Rodrigo. O método da Empresa de Referência nas revisões tarifárias realizadas pela ANEEL e uma proposta de retorno à prática regulatória ortodoxa. Universidade de Brasília – UNB, 2006.

DNAEE. Nova tarifa de energia elétrica; metodologia e aplicação. Brasília, 1985.

DNAEE. Portaria n. 046, de 17 de abril de 1978.

_____. Portaria n. 047, de 17 de abril de 1978.

_____. Portaria n. 293, de 14 de março de 1994.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. Direito Administrativo. Editora Atlas, 27ª Ed. – São Paulo, 2013.

DOE. Department of Energy. *Energy Information Administration (EIA)*. 2014. "Form EIA-861 Data Files." Acesso: <http://www.eia.gov/electricity/data/eia861/index.html>.

DUARTE, Hugo Villaça. O estruturalismo althusseriano e o método de intervenção política em Gramsci: notas sobre tradições marxistas conflitantes. XIII Encontro de História Anpuh-Rio, Rio de Janeiro, 2008.

EL HAGE, Fábio S.; FERRAZ, Lucas P. C.; DELGADO, Marco A. P. A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica: teoria e aplicação. Synergia Editora, Rio de Janeiro, 2011.

ELLIOTT, Dan. *Regulating Prices and Service Quality*. In Michael Crew and David Parker (eds), *Handbook of Economic Regulation*. Cheltenham, UK and Northampton. MA, USA. Edward Elgar, 2006.

FARIA JR., Cristóvão Soares. Coletânea de análises regulatórias Excelência Energética / equipe da Excelência Energética; organização: Cristóvão Soares de Faria Júnior. – Rio de Janeiro: Synergia: Excelência Energética Consultoria, 2010.

FIANI, R. Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras. UFRJ-IE, 2001.

FIRJAN. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil? Julho, 2015.

FONSECA, Joazir Nunes. Empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil: temas relevantes para a gestão / Joazir Nunes Fonseca, Lineu Belico dos Reis. – Rio de Janeiro: Synergia: ABDIB: ELETROBRAS: Fundação COGE, 2012.

FUGIMOTO, Sérgio Kynia; TAHAN, Carlos Márcio Vieira. As distorções nas tarifas de fornecimento de energia elétrica e o processo de realinhamento tarifário. V Congresso Brasileiro de Regulação – ABAR, 06 a 09 de maio de 2007, Recife – PE.

FURNAS Centrais Elétricas S.A. NOTA 33 – ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO. 2007. Mimeo.

GANIM, Antonio. Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis. Brasília: Canal Energia: Synergia, 2009.

GHIRARDI, A.G. Estratégias de regulação e qualidade dos serviços públicos. Revista Econômica do Nordeste, n. 31, p. 920-935, 2000.

GROTTI, Adelaide Musetti. O Serviço Público e a Constituição Brasileira de 1988. Malheiros Editores, São Paulo, 2003.

GUEIBER, Daniel. A contribuição de ferramentas e práticas de gestão da qualidade, tecnologia e conhecimento para a evolução do nível de maturidade do processo de distribuição de energia elétrica no Brasil: a percepção do cliente e do gestor de processo. Dissertação de Mestrado de Engenharia de Produção – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Ponta Grossa, 2009.

HASSIN, Eduardo S.; MUNIZ, Willian R.; MATTAR, C.; GARCIA, Reinaldo – "Indicadores Técnicos dos Serviços de Distribuição: Uma Proposta" – Monografia Final do curso CENÁRIOS, 1999.

HASSIN, Eduardo Sormanti. Continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica: análise regulatória, correlação dos indicadores e metodologia de compensação ao consumidor; orientado por Edson da Costa Bortoni e co-orientado por Jamil Haddad. -- Itajubá, (MG): UNIFEI, 2003.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HESMONDHALGH, Serena; ZARAKAS, William; BROWN, Toby. *Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes*. The Brattle Group, Ltd. Halton House 20-23 Holborn London EC1N 2JD United Kingdom, January 2012.

JAMISON, M.A. *Regulation: Price Cap and Revenue Cap*. Public. Utility Research Center, University of Florida, 2007.

JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria Geral das Concessões de Serviços Públicos*. Dialética, São Paulo, 2005.

KAHN, Alfred Edward. *Economics of Regulation: principles and institutions*. The MIT Press, 1988.

KELMAN, Jerson. *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*. Brasília, DF, 2002.

_____, Jerson. *Desafios do regulador / Jerson Kelman*. – Rio de Janeiro: Synergia: CEE/FGV, 2009.

KIRKPATRICK, Colin; PARKER, David; ZHANG, Yin-Fang. *PRICE AND PROFIT REGULATION IN DEVELOPING AND TRANSITION ECONOMIES, METHODS USED AND PROBLEMS FACED: A SURVEY OF THE REGULATORS*. Centre on Regulation and Competition, WORKING PAPER SERIES, Paper n. 88, November, 2004.

LAFFONT, J.J. & TIROLE, J. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press, 1993.

LARSEN, Peter H.; SWEENEY, James; HAMACHI-LACOMMARE, Kristina; ETO, Joseph. *Exploring the Reliability of U.S. Electric Utilities*. IAEE Conference Paper. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2014.

LIMA, Rodolfo Moraes Fontes. *Oportunidades de melhoria nos processos de distribuição de energia elétrica*. UFSCAR, 2011.

LIPIETZ, Alain. *From althusserianism to regulation theory*. In: KAPLAN, A. E.; SPRINKER, M. *The althusserian legacy*. London: Verso, 1993.

_____, Alain. *Rebel sons: the regulation school*; entrevista com Jane Jenson. *French Politics and Society*, v. 5, n. 4, 1987.

_____, Alain. *Reflexões sobre uma fábula: por um estatuto marxista dos conceitos de acumulação e regulação*. *Dados*, v. 31, n. 1, p. 87-109, 1988.

LOWRY, Mark Newton; KAUFMANN, Laurence. *Performance-Based Regulation of Utilities*. *Energy Law Journal*, Vol. 23, No. 2. January, 2002.

LUDOVICO, Hiago da Rocha. *Qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica em cidades do Rio Grande do Sul*. UFRGS, 2011.

MACHADO, Marcelo. *Aspectos jurídicos relativos às condições de fornecimento de energia elétrica*. In *Direito em Energia Elétrica*. São Paulo, 2009.

MANSFIELD, E. *Microeconomia: teoria e aplicações*. Ed Campus, Rio de Janeiro, 1978.

MEIRELLES, Hely Lopes. *Direito Administrativo brasileiro*. São Paulo. Malheiros Editores. 2005.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo – 26ª Ed. Revista e Atualizada até a Emenda Constitucional 57, de 18.12.2008*. Malheiros Editores, 2008.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. Panorama do Setor de energia elétrica no Brasil. Coordenação: Renato Feliciano Dias. Rio de Janeiro, 1988.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria n. 430, de 14 de setembro de 2005.

_____. Portaria n. 134, de 09 de maio de 2014.

MOTTA, Ronaldo Seroa da. Princípios de regulação econômica In Regulação e Agências Reguladoras: governança e análise de impacto regulatório / Pedro Ivo Sebba Ramalho (Org.) – Brasília: Anvisa, 2009.

MUKAI, Toshio. Concessões, Permissões e Privatizações de Serviços Públicos: comentários à Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e à Lei n. 9.074/95, das concessões do setor elétrico (com as alterações da Lei n. 9.648/98). Editora Saraiva, São Paulo, 2002.

NASCIMENTO, Arlene Costa. O vencimento das concessões do setor elétrico e a atuação do controle externo do Tribunal de Contas da União. Artigo apresentado ao Instituto Serzedello Corrêa – ISC/TCU, como requisito parcial à obtenção do grau de Especialista em Controle da Regulação. Brasília, 2011.

NASCIMENTO, Elimar Pinheiro. Notas a respeito da Escola Francesa da Regulação. Revista de Economia Política, v. 13, n. 2 (50), abr./jun., p.120-136, 1993.

NERY, Eduardo. Mercados e regulação de energia elétrica / [coordenação de Eduardo Nery]. – Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

NEWBERY, David M. *Problems of liberalising the energy utilities*. European Economic Review, 46, p. 919-927. 2002.

_____. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. London: MIT Press, 2000.

NETO, Diogo de Figueiredo Moreira. Curso de Direito Administrativo. Ed. Forense. Rio de Janeiro. 16ª ed. rev e atual. 2014.

OFGEM. *“Electricity Distribution Price Control Review; Final Proposals – Incentives and Obligations”*, Ref: 145/09, 7 December 2009.

OHARA, Eduardo Hiromi. FINANÇAS DO SETOR ELÉTRICO: DEMONSTRAÇÕES SOCIETÁRIAS VS REGULATÓRIAS. Projeto de pesquisa apresentado à AVM Faculdade Integrada como parte integrante do conjunto de tarefas avaliativas da disciplina Metodologia da Pesquisa e da Produção Científica. Brasília, DF, 2014.

OLIVEIRA, A., PINTO JUNIOR, H. Q. Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

OZORIO, Luiz de Magalhães. “Análise do Desempenho Econômico-Financeiro de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil”. GESEL/UFRJ, 2014.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. Memórias do Projeto RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. Massao Ohno Editor, São Paulo, 2000.

PARENTE, Virgínia. “A teoria na prática é outra” In O Desafio das Agências Reguladoras. Instituto Acende Brasil, Energia #2, Maio / Junho de 2007.

PEANO, Claudia De Rosa. Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL. / Claudia De Rosa Peano; orientador Francisco Anuatti Neto. – São Paulo, 2005.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDROZO, Nelson; SAUER, Ildo Luis; TOLMASQUIM, Mauricio. Crise do setor ainda não terminou, dizem especialistas, que não afastam risco de novo racionamento. Globo News. Economia & Tecnologia, Rio de Janeiro, 19 fev, 2002.

PEREIRA, Edgard Antonio. "Regulação e Mercado" In Regulação Jurídica do Setor Elétrico. (Organização: LANDAU, Elena), Ed Lúmen Júris, Rio de Janeiro, 2006.

PÉREZ, Jenny Paola González. Qualidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica: Limites, Compensações e Incentivos Regulatórios. Exame de Qualificação apresentado ao PPGE/USP como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências. Orientador: Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan. São Paulo, 2013.

PESSANHA, José Francisco Moreira. SOUZA, Reinaldo Castro; LAURENCEL, Luiz da Costa. UM MODELO DE ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS PARA O ESTABELECIMENTO DE METAS DE CONTINUIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA. Pesquisa Operacional, v.27, n.1, p.51-83, Janeiro a Abril de 2007.

PESSANHA; Souza & Laurencel – Um modelo de análise envoltória de dados para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica. Pesquisa Operacional, v.27, n.1, p.51-83, Janeiro a Abril de 2007.

PIERONI, Fernando de Paiva. Impacto das Mudanças no Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro nas Estratégias de Investimento em Autoprodução. PIPGE/IEE/USP 2005. São Paulo, 2005.

PINDYK, R. S.; RUBINFELD, D. L. Microeconomia. São Paulo, 2ª Edição, Makron Books, 1994.

PINGUELLI, L. A crise de Energia Elétrica: Causas e Medidas de Mitigação. In: BRANCO, Adriano Murgel (org.). Política Energética e Crise do Desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2002.

PIRES, Adriano & HOLTZ, Abel. Sistema Elétrico Brasileiro - As Consequências da Lei n. 12.783 para o Setor Elétrico Brasileiro. CBIE, Maio, 2013.

_____, Adriano P. Rodrigues & DIAS, Danilo de Souza. Estado e Energia Elétrica: experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro. Instituto Liberal, Rio de Janeiro, 1994.

PIRES, José Cláudio Linhares; GIAMBIAGI, Fábio; GOSTKORZEWICZ, Joana. O Cenário Macroeconômico e a Oferta de Energia Elétrica no Brasil. Textos para Discussão BNDES/PNUD n. 85. Rio de Janeiro, 2001.

PIRES, José Cláudio Linhares; GAMBIAGI, Fábio; SALES, André Franco. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. Texto de Discussão n. 97, BNDES, Rio de Janeiro, 2002.

PONTES, João Randolpho. A indústria de Energia Elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, 1998.

PORTER, Michael E. A vantagem competitiva das nações. Ed Campus, Rio de Janeiro, 1993.

POSSAS, Mário Luiz. O projeto teórico da escola da regulação: alguns comentários. Novos Estudos CEBRAP, n. 21, p.195-212, jul. 1998.

RAMALHO, E.L. Abrangência e Eficácia das Atividades de Regulação e Fiscalização no Setor de Energia Elétrica – Estudo de Caso CSPE. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2003.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAMOS, Dorel Soares; BRANDÃO, Roberto; CASTRO Nivalde J. de. Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras? Texto de Discussão do Setor Elétrico TDSE n.º 47. Rio de Janeiro, Maio de 2012.

REGO, Erik Eduardo. Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia Elétrica: a lição das usinas “botox”. Synergia Editora, Rio de Janeiro, 2009.

REIS, Lineu Belico dos & SILVEIRA, Semida. Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável: Introdução de uma Visão Multidisciplinar. 2 ed. - São Paulo: Editora Universidade de São Paulo, 2001.

REIS, Rogério Márcio de Melo; PIRES, Mirian Albert; TEIXEIRA, Arilton Carlos Campanharo. Os Benefícios da Privatização: Evidência no Setor Elétrico Brasileiro. 2005. Mimeo.

ROSA, Márcio Fernando Elias. Direito Administrativo. Saraiva, São Paulo, 2003.

SABBAG, Eduardo. Manual de Direito Tributário. 8ª Edição. Saraiva, São Paulo, 2016.

SALES, Júlio César Ferreira. Avaliação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil/ Júlio César Ferreira Sales. -- Campinas, SP, 2009.

SANTANA, Edvaldo Alves de. Regulação: nosso cortador de unhas. Artigo publicado em 2 de junho de 2016. Acesso: <https://papodeenergia.wordpress.com/2016/06/02/regulacao-nosso-cortador-de-unhas/>.

SANTOS, Paulo Eduardo Steele; GONÇALVES, Cesar Antonio; AMADO, Tinn Freire; SILVA, Rulemar Pessoa; ELLERY FILHO, Eduardo Henrique. Abertura das Parcelas e Realinhamento das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica. --Brasília, DF, 2011.

SAUER, Ildo Luís. Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. PIPGE/IEE/USP. São Paulo, Dezembro de 2002.

SAUER, Ildo Luís et al. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Paz e Terra, São Paulo, 2003.

SCRUTON, Roger. As vantagens do pessimismo: e o perigo da falsa esperança / Roger Scruton; tradução Fábio Faria. - 1. ed. - São Paulo: É Realizações, 2015.

SILVA, Ana Lúcia Rodrigues da. Comportamento do grande consumidor de energia elétrica. São Paulo: Instituto Geodireito Editora, 2011.

SILVA, Antônio Lázaro da. Arcabouço Legal e Institucional In Mercados e Regulação de Energia Elétrica / [coordenação de Eduardo Nery]. – Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

SILVA, Lourenço Lustosa Fróes da. Iluminação Pública no Brasil: aspetos energéticos e institucionais. COPPE/UFRJ, Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro, 2006.

TANURE, J. E. P. S.; Análise comparativa de empresas de distribuição para o estabelecimento de metas de desempenho para indicadores de continuidade do serviço de distribuição. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG, 2000.

TEIXEIRA, Paulo Henrique. Relatórios de Auditoria. Editora Portal Tributário Ltda / Maph Editora Ltda, Curitiba, 2008.

THOMAS, W.; BORDINI, W.; SORMANTI, E.; 1998. Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CONLADI 1998. Anais. São Paulo, Brasil.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TOLMASQUIM, M. T.; OLIVEIRA, R. G., CAMPOS, A. F. As empresas do Setor Elétrico Brasileiro – Estratégias e Performance, Rio de Janeiro, 2002.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia: EPE: Brasília, 2011.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Plenário. Acórdão n. 2.253/2015.

_____. Plenário. Acórdão n. 1836/2013.

_____. Plenário. Acórdão n. 2.253/2015.

VALADÃO, Alfredo. Exposição de Motivos do Anteprojeto do Código de Águas de 1934. DNAEE. Brasília, 1980.

VICKERS, John & YARROW, G. *“Las teorías de la regulación” In Un análisis económico de la privatización.* México, Fondo de Cultura Económica, 1991.

VISCUSI, W.K.; VERNON, J.M.; HARRINGTON, J.E. *Economics of regulation and Antitrust.* The MIT Press, 2000.

VOGESLSANG, I. *Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-year Perspective.* Journal of Regulatory Economics, v. 22, p. 15-27, 2002.

WERNECK, R. L. F. Empresas Estatais e Política Macroeconômica. Rio de Janeiro: Campos, Rio de Janeiro, 1987.

ZORZAL, Marcos Freisleben. O discurso da competência para o trabalho e a educação em tempos neoliberais: a história reeditada como farsa. Tese defendida pelo Programa de Pós-Graduação em Educação da Universidade Federal de S. Carlos (UFSCar), 2006.

APÊNDICE A

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA REGULAMENTAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Ao comentar a observação de Hegel de que os fatos e personagens mais importantes da história aconteceriam, geralmente, por duas vezes, Karl Marx faz notar que Hegel poderia ter acrescentado: *“a primeira vez como tragédia, a segunda como farsa”*.

Conforme destaca Zorzal (2006), Marx foi pródigo ao elencar fatos e personagens históricos que caracterizaram a reedição, tanto de forma trágica como de embuste, dos desdobramentos da Revolução Francesa que vieram desaguar no bonapartismo. Segundo Marx, *“(...) os homens fazem sua própria história, mas não a fazem como querem; não a fazem sob circunstâncias de sua escolha e sim, sob aquelas com que se defrontam diretamente, legadas e transmitidas pelo passado”* (MARX, 2003:7 apud ZORZAL, grifos nossos).

E, metaforicamente, acrescenta que *“(...) a tradição de todas as gerações mortas oprime como um pesadelo o cérebro dos vivos. E justamente quando parecem empenhados em revolucionarem a si e às coisas, em criar algo que jamais existiu, precisamente nesses períodos de crise revolucionária os homens conjuram ansiosamente em seu auxílio os espíritos do passado, tomando-lhes emprestados os nomes, os gritos de guerra e as roupagens, a fim de se apresentarem nessa linguagem emprestada”* (Idem).

Assim, embora os acontecimentos históricos não possam, de fato, se repetir, a segunda asserção ganha o poder de um enunciado, qual seja, o de que os homens são, antes e de fato, determinados (ou multideterminados) pelos legados de seus antepassados, possivelmente a ponto não apenas de incorporá-los (e possivelmente transformá-los), mas, e também, reproduzi-los deliberadamente, mesmo que lhes conferindo, por vezes, um caráter supostamente inaudito.

Portanto, encontramos nos postulados hegelianos e marxistas um *modus operandi* não apenas da organização capitalista burguesa, isto é, de reproduzir-se através de “inovações e transformações” ideologicamente apresentadas como revolucionárias, mas da história em si, prestando-se em geral à preservação e legitimação de determinado sistema e interesses. Hegel, que recomenda *“aos governantes, estadistas, povos, preferivelmente, o ensinamento através da experiência da história”* defende o fato de que acontecimentos e personagens históricos parecem repetir-se, como um padrão.

Feito esse preâmbulo, e transpondo os conceitos dos autores citados acima ao estudo do histórico da regulamentação do setor de energia elétrica no Brasil, considera-se o estudo da regulamentação do SEB etapa importante e necessária para que seja possível

compreender as medidas adotadas no presente e as soluções que podem ser buscadas para o futuro. O setor elétrico, assim como outros campos da ciência humana e social, obedece a um padrão histórico, influenciado pelo passado.

Conforme bem recorda Silva (2012), os papéis da iniciativa privada e do Estado no setor elétrico, dependem da política e da ideologia do Governo que comanda a nação.

Assim, corroborando a visão daquele autor, buscou-se ilustrar por meio das diferentes fases de regulamentação do SEB, que a regulamentação da prestação do serviço público de energia tem alternado entre períodos de severa regulamentação e controle do Estado e períodos de desregulamentação e livre iniciativa do mercado, de acordo com a tendência política e ideologia "do Governo que comanda a nação", bem como das necessidades urgentes que se avizinham, como recentemente no caso do processo de renovação das concessões de geração e transmissão e das medidas apresentadas que se mostraram necessárias em decorrência dos efeitos conjunturais agravados pela MP 579, apresentado no Capítulo 1.

A preocupação apresentada por Bermann (1991), embora referente ao processo de regulamentação da indústria de energia elétrica (IEE) no Brasil na década de 1930 que culminou na publicação do Código de Águas, permanece bastante atual para explicar o desafio de regulação das tarifas de eletricidade no país. A definição de tarifas adequadas constitui uma das questões mais importantes no estudo de regulação dos monopólios naturais.

“(...) as relações entre empresas privadas e empresas estatais já vinham sendo constituídas desde o final do século passado, num processo, via-de-regra, marcado por diversas controvérsias, entre as quais, a natureza da atividade de prestação de serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a presença de empresas estrangeiras e as formas de remuneração do capital através das tarifas, foram as questões mais agudas” (p. 194).

A discussão sobre a forma mais apropriada de remunerar o capital investido para prestação desses serviços públicos de fornecimento no Brasil é ainda anterior à edição do Código de Águas, de 1934. O item A.1. do presente Apêndice apresenta a regulamentação da eletricidade no período pré Código de Águas. A emancipação da regulamentação do SEB na década de 1930 é objeto do item A.2. O Decreto n. 41.019, de 1957, e o processo de estatização do setor são tratados no item A.3. Em A.4. discute-se o esgotamento do modelo de expansão setorial para, no item seguinte, introduzir o estudo do RE-SEB e o novo modelo institucional do setor. Com a crise do novo modelo institucional, principalmente causada pelo ‘apagão’ de 1999 e pelo racionamento de 2001-2002, o item seguinte trata da implantação do modelo institucional da Lei n. 10.848, de 2004, até a edição da Medida Provisória n. 579, de 2012, que precipitou o processo de renovação de concessões, e suas consequências para o SEB.

A.1. Regulamentação no período pré-Código de Águas

A introdução da eletricidade no Brasil ocorreu em 1879, com a inauguração da iluminação elétrica na estação central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Central do Brasil²⁹². No entanto, a primeira concessão do governo federal para prestação do serviço público de energia elétrica seria outorgada apenas no ano de 1899, em nome da empresa canadense *São Paulo Light and Power*, por meio de Decreto do presidente Campos Sales.

Apesar de outorgada a concessão do serviço público de fornecimento energia pelo governo federal, o ordenamento jurídico brasileiro não dispunha de instrumentos legais para regular e fiscalizar as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que, no início do século XX, encontrava-se concentrada em pequenos e isolados sistemas de eletricidade municipais (SILVA, 2006).

Desde o fim do Império, em 1889, as concessões de eletricidade eram outorgadas pelos municípios para empreendimentos pequenos e isolados, e pelos governos estaduais a concessionárias de serviço público e médios empreendimentos²⁹³. Dessa forma, estados e municípios exerciam, na prática, o papel de poder concedente, dispondo de autonomia para definir o regime e as regras de exploração dos serviços de eletricidade, principalmente as condições e as tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Apenas no ano de 1903 surge o primeiro esboço para promover a regulamentação de energia elétrica no país, mediante publicação da Lei n. 1.145, de 31 de dezembro do mesmo ano.

O ato legal que aprova o orçamento dos Estados Unidos do Brasil para o ano de 1904, em seu artigo 23, reza que o “(...) *Governo promoverá o aproveitamento da força hydraulica para transformação em energia electrica applicada a serviços federaes, podendo autorizar o emprego do excesso da força no desenvolvimento da lavoura, das industrias e outros quaesquer fins, e conceder favores ás empresas que se propuzerem a fazer esse serviço. Essas concessões serão livres, como determina a Constituição, de quaesquer onus estadoaes ou municipaes.*” (art. 23 da Lei n. 1.145, de 1903).

Conforme destaca Caldas (2002), a Constituição Federal de 1891 assegurava autonomia aos governos estaduais e municipais, restringindo a ação da União. Assim, a intervenção do Estado na indústria de energia elétrica durante as três primeiras décadas do novo século resumiu-se a medidas isoladas na regulamentação do setor, a exemplo da aprovação do Decreto n. 5.407, de 1904, considerado o embrião da legislação brasileira sobre eletricidade.

²⁹² MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 1988.

²⁹³ A Constituição Federal de 1891 assegurava autonomia a governos municipais e estaduais, restringindo a ação do governo federal.

Os princípios básicos introduzidos pelo texto do Decreto eram: “a) *concessão sem exclusividade*; b) *o prazo máximo de concessão de 90 anos*; c) *a reversão para a União sem a indenização do patrimônio constituído pelo concessionário*; d) *a revisão periódica das tarifas a cada cinco*; **e) *redução tarifária quando os lucros excedessem 12%***; f) *princípio tributário de que as concessões seriam livres de quaisquer ônus estaduais ou municipais e de direitos aduaneiros*; g) *autorização para o concessionário promover desapropriação*; h) *faculdade ao governo de resgate da concessão a qualquer tempo mediante indenização*; i) *fiscalização da concessionária pelo Governo Federal*” (Idem, p. 37, grifos nossos).

Embora as concessões fossem, em sua grande maioria, municipais, o Decreto introduziu o regime das revisões periódicas das tarifas, de 3 anos para as tarifas iniciais e depois de 5 em 5 anos. Entretanto, os contratos da época vinculavam as tarifas às flutuações cambiais, o que podia chegar a até mesmo uma revisão mensal das tarifas (BRANCO, 1975).

Ainda, a norma de 1904 introduziu no ordenamento jurídico um importante princípio tarifário que viria a ser muito utilizado em décadas posteriores, com consequências nem sempre benéficas para a qualidade do serviço e para o equilíbrio das concessões, que é o regime de controle das tarifas pelo custo do serviço, com limite de remuneração, por meio da redução das tarifas quando os lucros excedessem 12%, conforme destacado por este autor no trecho do Decreto acima.

No ano de 1906, devido ao crescimento do uso da eletricidade, o governo federal iniciou o processo de regulamentação da indústria de energia elétrica ao passo que o presidente Afonso Pena autorizou o Poder Executivo a iniciar os trabalhos para elaboração das bases do Código de Águas da República. Conforme observa Caldas (2002), o projeto foi desenvolvido pelo jurista Alfredo Valadão e apresentado ao Congresso Nacional em dezembro de 1907, tramitando por cerca de 30 anos, vindo a ser aprovado apenas em 1934.

Com a expansão da indústria durante Primeira Guerra Mundial, o consumo de da energia sofreu forte aceleração nas décadas de 1910 e 1920, principalmente no Estado de São Paulo. Esse crescimento acelerado do mercado consumidor, aliado a uma forte estiagem nos anos de 1924 e 1925²⁹⁴, provocou o primeiro racionamento de energia do Brasil, especificamente na área de concessão da empresa nominalmente canadense *São Paulo Light and Power* (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 1988).

Como consequência do racionamento da década de 1920, bem como do ávido processo de concentração empreendido pelas empresas estrangeiras no mesmo período, Bermann (1991) destaca o aprofundamento do debate entre setores ditos 'nacionalistas', que

²⁹⁴ O risco de déficit constitui um elemento inerente a qualquer sistema elétrico fortemente baseado na hidroeletricidade, independente da década e do regime tarifário, como será ilustrado oportunamente.

reivindicavam a ampliação do fornecimento de energia de forma abundante e barata como condição para implantação de uma série de segmentos industriais eletrointensivos, como siderurgia, celulose e papel etc, e aqueles ditos 'estrangeiros', que pressionavam o governo federal por maior remuneração por meio da elevação das tarifas.

Com a ascensão de Getúlio Vargas ao poder, em 1930, o governo federal passou a adotar uma postura intervencionista, inclusive no setor de energia elétrica, caráter consagrado com a outorga da Constituição de 1934 e, passados quase 30 anos de sua tramitação, da promulgação do Código de Águas.

A.2. Década de 1930 - a emancipação jurídica da eletricidade

"A base legal do setor elétrico remonta ao Código de Águas (...) que estabeleceu que as concessões para aproveitamento hídricos deveriam ser outorgadas por Decreto Presidencial e que a tarifa da energia elétrica, definida a partir do custo do serviço, proporcionando um retorno mínimo garantido sobre o investimento realizado" (PIERONI, 2005, p. 8).

O Decreto n. 20.395, de 1931, firmou a União como Poder Concedente e, com o Governo Provisório, suspendeu todos os atos de alienação, oneração, promessa ou começo de transferência de qualquer curso perene ou queda d'água, com o objetivo de conter a expansão do monopólio de grupos estrangeiros como *Light and Power* e AMFORP²⁹⁵ (CALDAS, 2002).

A esse respeito, importante ilustra que, até a década de 1940, o capital estrangeiro era responsável por parcela crescente da capacidade de geração no Brasil, conforme tabela 5 abaixo:

Tabela A.1. Participação das empresas no parque gerador brasileiro (em kW)

Década	Capital estrangeiro	Capital nacional	Total
1890	-	4.168	4.168
1900	550	11.635	12.185
1910	27.820	132.040	159.860
1920	108.820	248.383	357.203
1930	311.040	436.101	747.141
1940	541.759	564.758	1.106.517

Fonte: MARTINS *apud* PIERONI (2005).

Em 1933, por meio da edição do Decreto n. 23.501²⁹⁶, e seguindo o adotado pelo governo Roosevelt (EUA) para mitigar a crise de 1929, foi extinta, retroativamente, a cláusula-ouro dos contratos de concessão que afetava as revisões tarifárias periódicas de energia

²⁹⁵ Grupo de capital norte-americano que controlava várias concessionárias no interior do estado de São Paulo, dentre elas, a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), criada em 1912.

²⁹⁶ Conhecido como Decreto Osvaldo Aranha.

elétrica na medida em que, como visto, parte (metade) das tarifas era indexada ao câmbio médio do mês de consumo (BRANCO, 1975).

Enfim, após quase 30 anos em tramitação, o governo federal acabou por editar, em 10 de julho de 1934, o Decreto n. 26.234, conhecido como Código de Águas. Segundo Alvares (1978), apenas com a promulgação do Código de Águas “(...) *é que se pode distinguir nitidamente uma formulação jurídica para a eletricidade, já com inteira independência em face dos dispositivos do direito comum*” (p. 61).

Além de revolucionar a regulamentação setorial, o Código de Águas trouxe muitos princípios ainda vigentes no ordenamento jurídico brasileiro. Com a edição do Decreto, ficaram consagradas regras básicas sobre o regime jurídico aplicável às concessões para exploração de serviços públicos de eletricidade, assegurando ao poder público o papel de fiscalização. Conforme aponta Valadão (1933) no texto da exposição de motivos do anteprojeto do Código de Águas, a maior fiscalização do poder público sobre as concessões visava ao objetivo de “**1º - Fixar tarifas razoáveis; 2º - Assegurar o serviço adequado; 3º - Garantir a estabilidade financeira**” (p. 41, grifos nossos).

Observa-se que os princípios preconizados pelo Decreto n. 26.234, apesar de introduzidos há quase um século, ainda constituem a base da política setorial vigente com a promulgação da Lei n. 10.848, de 2004, modelo que visa garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), principalmente por meio de programas de universalização do atendimento.

Não obstante às inúmeras evoluções na regulamentação setorial, o Código de Águas introduziu as bases da tarifa fixada por meio do chamado 'serviço pelo custo', regime de tarifação de monopólios naturais que leva em conta as despesas de operação, as reservas para depreciação e reversão dos bens e a justa remuneração do investimento, sendo estabelecido que o capital das empresas seria avaliado de acordo com seu custo histórico, ou seja, o custo original das instalações, menos a depreciação.

Na década de 1930, o serviço pelo custo era visto como o “*último estágio da regulamentação*”, visto que esse regime tarifário vinha sendo aplicado na indústria de eletricidade da Grã-Bretanha e dos Estados Unidos desde a década de 1920, a partir de importantes trabalhos de Bauer (“*Effective Regulation of Public Utilities*”) e Glaeser (“*Outline of Public Utilities Economics*”), por meio de comissões legislativas que foram criadas para corrigir o abuso das empresas naqueles países (*Idem*).

Conforme relata Branco (1975), o Código de Águas, embora corroborando a extinção da cláusula-ouro, admitia a revisão periódica das tarifas a cada 3 anos. Nos termos de seu art.

180, fazia questão de que as mesmas fossem “razoáveis” e “justas”, e levassem em conta “todas as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza”.

Ademais, o Código não fixava um limite para a remuneração do capital, ao contrário do que estabelecia o Decreto de 1904, limitando-se a admitir o princípio do ‘*fair return*’ aplicado nos Estados Unidos para suas concessões de serviços públicos. Entretanto, não revogava o preceito que autorizava o máximo de 12% para a remuneração de capital, coincidindo com o Decreto n. 22.626, de 1933²⁹⁷, que punia, como delito de usura, os contratos que admitissem juros ou dividendos acima desse percentual.

No período do Estado Novo (1937-1945), a política nacionalista foi aprofundada com a intervenção do Estado na vida social e econômica do país, que passou a participar ativamente nas atividades de infraestrutura.

Conforme aponta Caldas (2002), a Constituição de 1937 “*proibia qualquer novo aproveitamento hidráulico por empresas estrangeiras, estabelecendo que as concessões só seriam atribuídas a brasileiros ou a empresas constituídas por acionistas brasileiros*” (p. 41).

Durante o período do Estado Novo, o Brasil sofreu forte industrialização, principalmente nos setores de infraestrutura, razão pela qual foi necessária a criação de órgãos gestores como o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1938, e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), em 1939, o que denotava a clara necessidade de regular as atividades do setor elétrico.

A postura mais rígida adotada pelo poder concedente nesse período pode ser constatada por meio do Decreto n. 2.676, de 1940, que previa multas às concessionárias que elevassem as suas tarifas sem a devida autorização, e pelo Decreto n. 3.128, de 1941, que fixou a remuneração sobre o capital em 10% sobre o montante do investimento, menos a depreciação, conforme regime tarifário preconizado pelo Código de Águas.

Apesar de a Constituição de 1937 expressamente proibir a concessão de novos aproveitamentos a empresas de capital estrangeiro, como a participação de concessionárias estrangeiras era necessária para o atendimento da crescente industrialização do período, os prazos das concessões outorgadas a essas empresas foram ampliados e novos contratos foram sancionados pela União por meio do Decreto n. 5.674, de 1943. Desde a edição do Decreto n. 20.395, de 1931, a União havia substituído os estados e municípios como o poder concedente (PAIXÃO, 2000).

Com o fim do Estado Novo, em 1945, foi novamente retomada a sempre atual discussão sobre a justa remuneração do capital empregado para a prestação de recursos públicos.

²⁹⁷ Chamada também de “Lei da Usura”.

Os agentes de capital privado, estrangeiro ou não, pleiteavam aumentos tarifários não pautados no regime do serviço pelo custo, sinalizando o abandono de investimentos do setor, o constituiria um risco para a prestação adequada do serviço de fornecimento, um dos princípios basilares do Código de Águas.

O grupo nacionalista, por sua vez, defendia a completa estatização do setor e lucros controlados pela base de ativos remunerável. Este grupo pautava-se no princípio que concessionárias de prestação de serviços públicos não poderiam ser remuneradas como empresas de capital privado atuantes em mercados competitivos de acordo com a lei de oferta e procura, obtendo lucros excessivos sobre os consumidores de sua área de concessão, uma vez que estas eram empresas de monopólio natural.

Como o grupo que representava o capital privado era responsável por grande parcela dos investimentos no setor elétrico no período²⁹⁸, o governo federal foi obrigado a incorporar na Constituição de 1946 uma série de medidas de caráter liberalizante, abandonando, inclusive, o princípio da nacionalização das fontes de energia elétrica trazido na Carta de 1937.

Conforme assinala Silva (2012), a Magna Carta conservou a competência da União para legislar sobre águas e energia, sem prejuízo da legislação estatal supletiva ou complementar. A grande inovação para o setor foi a instituição do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), cuja arrecadação era compartilhada entre União, estados e municípios, e o Imposto de Consumo, os quais passariam a ser responsáveis pelo Fundo Nacional de Eletrificação (FNE), previsto na Constituição.

A.3. O Decreto n. 41.019 de 1957 e o processo de estatização do setor

"O setor elétrico brasileiro, que nascera privado no início do século XX, sofreu forte estatização a partir do final dos anos 1940, atingindo momentos de enorme desenvolvimento durante as décadas de 1960 e 1970" (SILVA, 2011).

No período do pós-guerra, a crise no abastecimento de energia elétrica foi agravada, sendo necessária a criação de um programa de Estado para ampliar a geração e transmissão, o Plano Nacional de Eletrificação (PNE), de 1954, com horizonte decenal, buscando assim garantir a expansão da indústria de energia elétrica.

Mesmo tendo sofrido forte crescimento da capacidade instalada na primeira metade do século XX, o Brasil contava apenas com 1.735 MW no período²⁹⁹ e os serviços de eletricidade só alcançavam os principais centros urbanos. O setor era administrado pelo

²⁹⁸ Conforme ilustra a Tabela A.1.

²⁹⁹ A capacidade instalada no país em 2015 corresponde a pouco mais de 140 GW, conforme dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL.

capital privado e as tarifas, pautadas pelo custo histórico, não estimulavam a expansão da oferta de energia.

O PNE era mantido por meio do Fundo Nacional de Eletrificação (FNE), cujos recursos eram oriundos do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e de parte do Imposto de Consumo, previstos na Constituição de 1946. Ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), criado em 1952, eram destinados 40% para financiamento de grandes projetos de geração e transmissão, enquanto aos Estados e municípios eram destinados os 60% restantes para expansão de seus sistemas elétricos (CALDAS, 2002).

Nesse período, inicia-se a intensa participação do governo federal e dos governos estaduais com a constituição de empresas sob a forma de sociedades de economia mista, como a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), as Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) e Furnas Centrais Elétricas (FURNAS).

Em 1954, para conduzir a expansão do setor, foi criada a Centrais Elétricas do Brasil (Eletrobras), que deveria assumir o papel de *holding* do SEB e de banco de fomento, antes atribuído ao BNDE. Ademais, a empresa estatal passaria também a ser responsável pelas funções de *“planejamento, coordenação e supervisão dos programas de construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia”* (Idem, p. 44).

Em 26 de fevereiro de 1957 foi publicado o Decreto n. 41.019, regulamentando, conforme previa o art. 178 do Código de Águas, os serviços de energia elétrica. O ato normativo consolidou o regime tarifário do serviço pelo custo, no qual o Governo garantia às concessionárias de distribuição uma receita suficiente para cobrir os custos para prestação do serviço público, acrescida de remuneração mínima de 10% pelos investimentos da empresa.

Conforme assinala Branco (1975), o Decreto em apreço também estabelecia um reajustamento automático das tarifas quando houvesse aumento de salário, câmbio ou combustível, o que levava as empresas a cometer abusos premiados por aumentos tarifários.

Portanto, a publicação do Decreto n. 41.019, após mais de duas décadas, veio regulamentar os serviços de eletricidade tal como determinava o Código de Águas de 1934, consolidando a legislação vigente sobre os serviços e fixando normas claras e objetivas para remuneração e contabilização do *“Investimento das empresas de eletricidade”*, assim como para facilitar a fiscalização das concessionárias pela administração (SILVA, 2012).

No início da década seguinte, dando continuidade à expansão estatal no setor como agente investidor e fiscalizador, a Lei n. 3.782, de 22 de julho de 1960, criou o Ministério de

Minas e Energia (MME), cujas atribuições eram de competência, até então, do Ministério da Agricultura. A Eletrobras foi criada no mesmo período por meio da Lei n. 3.890-A, de 25 de abril de 1961.

A Lei Ordinária n. 4.156, de 28 de novembro de 1962, instituiu o denominado empréstimo compulsório em favor da Eletrobras, estabelecendo no *caput* de seu artigo 4º que: *"durante 5 (cinco) exercícios a partir de 1964, o consumidor de energia elétrica tomará obrigações da Eletrobrás, resgatáveis em 10 (dez) anos, a juros de 12% (doze por cento) ao ano, correspondente a 15% (quinze por cento) no primeiro exercício e 20% (vinte por cento) nos demais, sobre o valor de suas contas."*³⁰⁰

A figura do empréstimo compulsório em favor da Eletrobras, para aplicação em investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, instituída pela Lei n. 4.156, trouxe alterações sobre o FNE e no IUEE, com o objetivo de ampliar as fontes de recursos para investimentos. O empréstimo da Eletrobras, originalmente previsto para 5 anos, teve sucessivas prorrogações. A última deu-se por meio da Lei n. 7.181, de 1983, estendendo-se a sua vigência até o exercício de 1993 (*Ibidem*).

Com o início do período militar em 1964, o setor elétrico passou a ser tratado como de segurança nacional, de forma que o governo militar adotou postura fortemente nacionalista e estatizante. Assim, foi iniciado o processo de estatização do setor por meio de absorção das empresas dos grupos privados, o que resultou na instituição de monopólio federal na geração e monopólios estaduais na distribuição.

O propósito do governo federal de estatizar a exploração de serviços de eletricidade fica patente nos 'considerandos' do Decreto n. 60.824, de 1967:

*"CONSIDERANDO que ao Ministério das Minas e Energia compete elaborar, dirigir, coordenar e controlar os programas do governo nos setores energéticos e de utilização múltipla dos recursos hídricos do país;
CONSIDERANDO a conveniência de concentrar em número limitado de empresas de eletricidade, preferivelmente de caráter regional, a ação da Eletrobrás e dos Governos Estaduais no setor, DECRETA:"*

Segundo Silva (2012), o que se viu foi a constituição de várias empresas de caráter regional sob a forma de economia mista, visando à exploração dos serviços de energia elétrica. Datam desse período as grandes estatais estaduais, convivendo com relativa harmonia com as estatais federais, sob a administração e controle da Eletrobras.

Sobre o regime das empresas concessionárias de serviços públicos, a Constituição Federal de 1967 determinou que a lei deveria estabelecer como princípios: a) obrigação de manter o serviço adequado; b) tarifas que permitam a justa remuneração do capital, o

³⁰⁰ Instrumento semelhante aos empréstimos tomados pela CCEE em 2014, cujos juros são vinculados à variação da taxa básica de juros da economia brasileira.

melhoramento e a expansão dos serviços e assegurem o equilíbrio financeiro do contrato; e c) fiscalização permanente e revisão periódica das tarifas.

Em substituição ao CNAEE, criado em 1939 pelo Governo Vargas, foi instituído o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE) por meio da Lei n. 4.904, de 17 de dezembro de 1965. Mediante o Decreto n. 63.951, de 31 de dezembro de 1968, a denominação do DNAE foi alterada para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

Na década de 1970, a Lei n. 5.899, de 05 de julho de 1973, conhecida como Lei de Itaipu, determinou que as subsidiárias regionais da Eletrobras seriam responsáveis pelo desenvolvimento das redes de transmissão e pela comercialização da energia de Itaipu junto às concessionárias de distribuição das regiões Sudeste e Sul (PIERONI, 2005). A mesma lei estabeleceu a criação do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), que deveria ser criado e dirigido pela Eletrobras³⁰¹.

A partir da consolidação do modelo de expansão setorial com empresas de economia mista sob o controle da Eletrobras, com a criação de empresas como as Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp), em 1966, as Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul), em 1968, Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), em 1973, e Itaipu Binacional, em 1975, a capacidade instalada de geração expandiu-se significativamente, ficando as concessionárias de capital privado limitadas a pequenas empresas do segmento de distribuição e geração.

A esse respeito, dados do IBGE (2003) demonstram que, nos anos de 1970, a capacidade de geração no Brasil triplicou, passando de pouco mais de 10.000 MW em seu início, para mais de 35.000 MW de potência instalada ao início da década de 1980. Paixão (2000) comenta a euforia vivida pelo setor durante a década de 1970:

“O período 70-80 foi aquele em que o setor elétrico atingiu o seu ápice e, também, iniciou o seu declínio. Passando pela primeira crise do petróleo, em fins de 1973, sem se abalar, antes, pelo contrário, vivendo a euforia do dinheiro fácil dos petrodólares; as maiores obras no país foram feitas ou iniciadas naqueles anos: Ilha Solteira, Paulo Afonso IV, Tucuruí, Itaipu, Angra, usinas dos rios Iguaçu, Paranaíba e Grande, sistemas de transmissão em 400 e 500 kV, sofisticados sistemas de supervisão e controle, desenvolvimento da inteligência técnica brasileira nos Estados Unidos e Europa, e assim por diante” (p. 43-44).

Essa euforia do setor elétrico durante o período do milagre econômico ocorria, conforme aponta Caldas (2002), “em função dos aumentos das tarifas acima da inflação e das novas fontes de recursos fiscais” (p. 46).

³⁰¹ A partir da criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio da Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, as atividades e atribuições exercidas pelo GCOI foram progressivamente transferidas ao ONS, cujas atividades foram regulamentadas pelo Decreto n. 2.655, de 02 de julho de 1998, e cujo funcionamento foi autorizado pela Resolução ANEEL n. 351, de 11 de novembro de 1998.

Acerca das fontes de financiamento do setor elétrico no período, Pires & Dias (1994) registram que, no ano da primeira crise do petróleo, em 1973, os recursos do setor eram constituídos pelo IUEE, pelas tarifas de fornecimento e pelo empréstimo compulsório, que em conjunto, somavam quase 50% dos recursos para expansão no setor. O restante originava-se de aportes dos governos federal, estadual e municipal, e, dado o elevado grau de liquidez nos mercados internacionais, de financiamentos contraídos no país e no exterior.

Assim, a vigorosa expansão do SEB nas décadas de 1970 e início de 1980, embora importante para a proposta de desenvolvimento adotada no país pelo governo militar, acabou mostrando-se, anos mais tarde, como uma estratégia insustentável, uma vez que, promoveu sérios desequilíbrios financeiros às empresas, restringindo as fontes tradicionais de financiamento dos projetos (PIERONI, 2005).

Após a segunda crise do petróleo, em 1979, o governo federal passou a utilizar o setor elétrico, altamente endividado, a exemplo de outros setores produtivos, para amenizar a crise econômica no país, o que provocou a aceleração do esgotamento do modelo de expansão setorial vigente e levou a uma grave crise institucional que durou até meados da década de 1990.

A.4. O esgotamento do modelo de expansão setorial

"(...) o segundo choque do petróleo, a elevação das taxas de juros internacionais, decisões políticas - como a equalização tarifária e a utilização das tarifas de energia elétrica como instrumentos de combate à inflação, com reajustes inferiores à escalada de preços que o Brasil viveu nos anos 1980 e até meados dos anos 1990 - levaram a um ruptura do modelo vigente." (SILVA, 2011, p. 1-2).

Durante a década de 1970, para viabilizar os investimentos no setor elétrico, era garantida uma remuneração mínima de 10% ao ano sobre o valor dos ativos. Em contrapartida, a remuneração máxima permitida era de 12% ao ano, a critério do poder concedente, conforme estabelecido pela Lei n. 5.655, de 20 de maio de 1971.

A responsabilidade pela definição do valor das tarifas de fornecimento de energia elétrica era do governo federal, mediante Portarias Interministeriais que envolviam o Ministério da Economia, Fazenda e Planejamento e o Ministério de Infra-Estrutura, cabendo ressaltar que, visando à universalização do serviço, foi iniciado um processo progressivo de equalização tarifária aos consumidores finais, por classe de consumo, em todo o território nacional, a partir da publicação do Decreto n. 1.383, de 26 de dezembro de 1974.

Para permitir a equalização tarifária e prover "(...) recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões", o Decreto n. 1.383 estabeleceu um regime de subsídios cruzados entre as distribuidoras, com a criação de uma conta denominada Reserva Global de Garantia (RGG), posteriormente renomeada para Reserva Nacional de

Compensação de Remuneração (RENCOR), pela publicação do Decreto n. 2.432, de 17 de maio de 1988.

Na prática, a Conta de Reserva recebia recursos das empresas que obtinham remuneração superior a 12% ao ano e os repassava às que ficavam abaixo de 10%. As empresas que, após o recebimento do fundo, ainda continuavam com remuneração abaixo dos 10% ao ano, registravam a insuficiência em uma conta centralizadora denominada Conta de Resultados a Compensar (CRC), para compensação futura.

Para Oliveira (1998), o modelo adotado de remuneração garantida por custo de serviço levou a uma acomodação dos gestores das concessões de serviço público quanto à busca por eficiência administrativa e racionalização dos investimentos. Adicionalmente, a equalização tarifária representou um desestímulo à contenção de custos, pelo contrário, uma vez que os ganhos ou perdas relacionados a esta prática seriam socializados com os demais agentes de distribuição do SEB.

No início dos anos de 1980, o alto endividamento, associado ao aumento das taxas de juros internacionais e à desvalorização cambial de 1982, levou as empresas do setor a se depararem com graves dificuldades para honrar os serviços da dívida, situação agravada com a redução da receita, advinda de reajustes tarifários a um nível inferior ao da inflação acumulada (PIERONI, 2005).

No período, com o objetivo de minimizar os impactos das tarifas de energia sobre os índices de inflação, o governo federal passou a conter os reajustes tarifários, reduzindo drasticamente o fluxo de receita para o setor e inviabilizando o funcionamento do fundo de compensação e a geração de recursos para investimentos, o que autores como Pires & Dias (1994) e Werneck (1987) denominaram de problema do “estrangulamento tarifário”, agravado pelos seguidos planos econômicos introduzidos nos anos de 1980.

Medidas arbitrárias como o congelamento de tarifas e o uso político-partidário das empresas elétricas levaram o setor a uma profunda crise institucional, caracterizada por um quadro de inadimplemento generalizado entre concessionárias de distribuição (em sua maioria estaduais), empresas geradoras (em sua maioria federais), e o próprio governo federal (BRITO, 2009).

No final da década de 1980, o setor elétrico encontrava-se numa profunda crise cujos componentes vinham sendo gestados desde o final da década de 1970, com o segundo choque do petróleo. Conforme Pires & Dias (1994), a crise do SEB poderia ser desmembrada em três componentes: crise de financiamento, crise institucional e crise potencial de suprimento.

O SEB não recebia investimentos significativos desde a deterioração sofrida durante a década de 1970 e se encontrava mergulhado em crise em seus diferentes segmentos, de

forma que se fazia necessário adotar uma série de ações para trazer novos recursos para a indústria de energia elétrica, que o Estado não tinha mais condições de aportar em virtude do esgotamento do modelo econômico pautado no investimento das empresas estatais (*Ibidem*).

No final da década, o saldo da CRC beirava US\$ 30 bilhões, cerca de 80% em moeda estrangeira, e fazia-se necessária uma ampla reforma no modelo institucional do setor.

Ressalta Pieroni (2005) que, além dos aspectos financeiros, outros fatores de caráter político também colaboraram para configuração de um ambiente favorável à revisão do modelo setorial. As décadas de 1980 e 1990 foram marcadas por uma onda liberal que levou diversos países, dentre os quais muitos parceiros políticos e comerciais do Brasil, a privatizarem suas empresas estatais e abrirem seus setores de infraestrutura ao capital privado. Muitas destas experiências estavam alinhadas com a agenda liberalizante de organismos internacionais de crédito, que exerciam forte influência sobre a política brasileira.

Corroborando Silva (2011) que, simultaneamente ao cenário de crise, novos experimentos estavam ocorrendo no mundo com os modelos institucionais e regulatórios. Essas reformas promoviam a desverticalização da indústria quebrando os arranjos tradicionalmente empregados pelas empresas. Esses modelos, até então inovadores, foram possíveis pelo ambiente político em transformação do Reino Unido com o governo liberal de *Margareth Thatcher* e com avanços tecnológicos que permitiram a construção de novas unidades geradoras sem a necessidade de efeito escala relativo ao porte da usina para que fossem obtidas reduções de custo.

Com a acentuada deterioração econômico-financeira e institucional do setor elétrico, em 1987 foi criado um grupo de estudos denominado REVISE. As conclusões dos trabalhos foram consolidadas no Relatório Executivo de Propostas do REVISE, de 1989. Apesar do diagnóstico e propostas apresentadas, o REVISE não trouxe resultados práticos, mas pode ser considerado como precursor do chamado Projeto RE-SEB, que deu origem ao modelo setorial que seria implantado por meio da Lei n. 9.648, de 1998 (FARIA JR., 2010).

Segundo Brito (2009), um grande passo na direção da reforma no setor elétrico foi dado com a promulgação da Constituição Federal de 1988, que determinou o fim dos monopólios para prestação de serviços públicos e abriu caminho para o processo de privatização das empresas de energia elétrica.

O artigo 175 serve como principal base de sustentação para a reforma no sistema elétrico nacional, uma vez que determinou que a responsabilidade pela prestação de serviços de interesse geral cabe ao poder público (GUEIBER, 2009).

Para Tolmasquim (2002), a exploração dos serviços públicos como o de fornecimento de energia elétrica passou a ocorrer de acordo com o interesse do Estado, sendo que os mesmos podem ser realizados diretamente ou nas modalidades de concessão ou permissão.

A.5. RE-SEB e novo modelo institucional do setor

“O setor elétrico necessitará realizar, na próxima década, grandes investimentos na geração e transmissão, para atender à crescente demanda que se prenuncia, mesmo nos cenários mais pessimistas. Como o Estado, atual responsável pelos investimentos setoriais, se encontra com sua capacidade de financiamento esgotada, prevê-se que uma série de ações deverá ser contemplada pelo planejamento para tentar esse problema. Por exemplo: participação da iniciativa privada na produção, no transporte e na distribuição de energia; mudanças na matriz energética; e mudanças institucionais no setor” (PIRES & DIAS, 1994, p. 80).

Com a promulgação da nova Constituição Federal, em 1988, foram fundados os alicerces para a disciplina e atual regulamentação do SEB. Como o texto da Carta não é dotado de auto-aplicabilidade, os dispositivos da Constituição de 1988 que versam sobre o setor elétrico dependiam de regulamentação por meio de Lei, processo normativo que só começou a ocorrer a partir do ano 1995, com a edição das Leis n. 8.987 e n. 9.074, de forma que não foi outorgada nenhuma concessão de qualquer natureza nesse período de sete anos.

No entanto, entre a promulgação da Constituição e a regulamentação dos referidos dispositivos, a Lei n. 8.631³⁰², de 4 de março de 1993, também conhecida como Lei Eliseu Resende, introduziu modificações importantes no ordenamento jurídico setorial, como a extinção do regime de tarifas equalizadas que havia sido implantado durante os anos de 1970 e, conseqüentemente, o fundo para a compensação de remuneração, a CRC.

Ramalho (2003) aponta que a Lei Eliseu Resende encerrou o período de utilização política das tarifas de energia elétrica, definindo os requisitos básicos para uma reorganização econômico-financeira das empresas e por fim reavaliando suas áreas de concessão.

Complementa Kelman (2009) que *“A Lei 8.631/1993, concebida por Eliseu Resende, então presidente da Eletrobras e posteriormente deputado federal e senador, foi feita para resolver esse imbróglia e reposicionar a eficiência como uma qualidade desejável para as empresas do Setor Elétrico. Para isso, promovia a desqualificação tarifária. Um encontro de contas entre empresas credoras e devedoras reduziu a incidência de Imposto de Renda e, conseqüentemente, a soma dos débitos, inicialmente estimada em 27 bilhões de dólares, encolheu para 19 bilhões. O saldo remanescente (soma de débitos menos soma de créditos), num valor da ordem de quatro bilhões de dólares, foi lastreado por uma moeda setorial (na realidade um título com prazo de 20 anos para resgate) emitido pela*

³⁰² Lei que dispõe sobre a fixação das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida.

Eletrobras, chamado de ELET, que posteriormente foi utilizado nas privatizações de empresas do setor” (p. 143).

Com a redação dada pela Lei n. 8.724, de 28 de outubro de 1993, foi considerado sobre o total dos créditos de CRC um redutor de 25%, aplicado quando de sua efetiva utilização, incidindo tão somente sobre a CRC formada em cada concessionário, devidamente reconhecida pelo DNAEE. A citada lei determinou que o valor das receitas geradas pelo valor da Conta sofreria um deságio de 25%, porém as empresas ficariam isentas do recolhimento de Imposto de Renda. Essa redação tinha como motivação o fato que, se houvesse a contabilização do imposto, a União teria que repassar a parcela devida constitucionalmente aos estados e municípios, por meio do Fundo de Participação dos Estados e Municípios (FPE e FPM). Entretanto, como toda a operação seria feita via encontro de contas, não entrariam recursos para a União e, assim, não seria necessário desembolsar a parcela do FPE e FPM (BRITO *et al*, 2012).

Os saldos credores de CRC foram utilizados pelas empresas para compensar débitos vencidos junto a Eletrobras relativos a contratos de financiamentos e para outras compensações em condições e critérios estabelecidos pelo Ministério da Fazenda, e Ministério de Minas e Energia, além daqueles relativos ao suprimento e ao transporte de energia elétrica gerada por Itaipu Binacional e ao suprimento de eletricidade gerada por outros concessionários supridores. Na prática, além de débitos relativos a financiamentos e suprimento e transporte de energia, as compensações envolveram triangulação com dívidas também dos estados controladores das concessionárias elétricas (*Idem*).

Assim, majoritariamente com recursos do Tesouro Nacional, a Lei n. 8.631, de 1993, promoveu um saneamento no setor. No entanto, a retomada dos investimentos dependia de regulamentação dos dispositivos promulgados pela nova Constituição, período de espera que durou cerca de dois anos, em função da alteração no governo federal, de Itamar Franco para Fernando Henrique Cardoso, tempo em que as alterações foram limitadas aos estudos de legislação (RAMALHO, 2003).

A espera foi encerrada com a edição da Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, conforme previa o art. 175 da Constituição Federal de 1988, e pela Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995, que estabeleceu as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos de energia elétrica.

Com a edição das citadas leis, como consequência direta da conjuntura econômico-financeira como institucional, criou-se um arcabouço jurídico e institucional que tornou possível a privatização de diversas empresas controladas pela União e pelos Estados. O Plano Nacional de Desestatização (PND) e os Planos Estaduais de Desestatização (PED) foram criados a partir de um contexto econômico, político e regulatório que favorecia que o

governo federal e os governos estaduais alienassem suas empresas de prestação de serviço público.

Entretanto, faz-se necessário enfatizar que o processo de privatização das empresas teve início antes de criada a regulamentação e instrumentos de regulação necessários para fiscalização adequada da prestação do serviço público. Inclusive, a agência reguladora do setor elétrico, a ANEEL, foi criada apenas em dezembro de 1996³⁰³, ou seja, após o início do processo de privatização de importantes empresas energia elétrica como Light Serviços de Energia Elétrica S.A. (LIGHT), no Rio de Janeiro, e a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA), concessionárias estatais federais de serviço público de distribuição, transmissão e geração.

Conforme relembra Paixão (2000), em 1996 foi contratada, mediante licitação, consultoria internacional para conceber a base do projeto RE-SEB. A vencedora foi a empresa inglesa *Coopers & Lybrand*³⁰⁴ (C&L), consorciada com as brasileiras Ulhoa Canto, Engevix e Main Engenharia. O consultor partiu do pressuposto de que a proposta de reestruturação do SEB deveria se assentar sobre três objetivos básicos: “a) *garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica*; b) *manter e melhorar a eficiência operacional*; e c) *reduzir os gastos públicos e saldar a dívida pública*” (*Idem*, p. 71).

O relatório consolidado da empresa de consultoria foi entregue em maio de 1997 e apresentava, como característica central, a criação de um mercado atacadista de energia.

Conforme destaca Tolmasquim (2011), o ponto fulcral da reforma consistia na livre comercialização de energia no âmbito do SIN, uma vez que se considerava possível a competição entre agentes no segmento de geração e comercialização, ao contrário do que ocorria na transmissão e distribuição, consideradas monopólios naturais.

O desenho do novo arranjo institucional e regulatório trazia as seguintes recomendações principais:

- Livre comercialização de energia elétrica no SIN;
- Estabelecimento de ‘contratos iniciais’ para transição de modelos;
- Criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE) para operacionalizar a compra e venda de energia livremente negociada;
- Desmembramento de ativos de geração e transmissão (desverticalização), desvinculando a contratação da transmissão da compra e venda de energia;
- Criação de um Operador Independente do Sistema (OIS); e
- Organização das atividades financeiras e de planejamento (*Idem*, p. 9).

³⁰³ Por meio da Lei n. 9.427.

³⁰⁴ Empresa então responsável pela reforma de setores elétricos em países como Grã-Bretanha, Finlândia, Ucrânia, Portugal, Polônia, Colômbia etc.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Complementa Pieroni (2005) que, com a entrada dos novos agentes no mercado como resultado dos processos de desestatização e buscando estabelecer garantias à negociação entre os mesmos, fossem esses públicos ou privados, o novo modelo institucional vislumbrou o surgimento de três ambientes de contratação: o mercado regulado, o mercado livre de longo prazo e o mercado livre de curto prazo ou mercado 'spot'.

O mercado regulado envolveria os consumidores cativos que, por conveniência ou por não atender os requisitos mínimos para livre contratação, continuariam a depender do serviço de fornecimento da concessionária de distribuição local, e suas tarifas de energia seriam reguladas mediante da ANEEL. No mercado livre de longo prazo, ocorreria a livre negociação entre os agentes geradores e comercializadores, consumidores livres e distribuidoras para o estabelecimento de contratos bilaterais de fornecimento. Já o mercado “spot” representaria o ambiente de comercialização de energia não contratada, para fins de liquidação de eventuais diferenças entre os contratos bilaterais e o suprimento de fato realizado, cujo preço seria definido a partir de modelos de otimização de despacho energético (*Idem*).

Além de alterar as modalidades de contratação e prever a criação de novos agentes, a reforma setorial também propôs a criação de instituições para adequar os instrumentos de regulação, fiscalização, operação, liquidação e planejamento às mudanças propostas. Em 1996 foi criada a ANEEL; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade que assumiria a coordenação da operação da transmissão e geração de energia elétrica, foi instituído em 1998; e, em 2000, foram criados o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE), cujo planejamento tinha caráter indicativo.

A estrutura proposta para o SEB é ilustrada no quadro abaixo:

Quadro A.1. RE-SEB: Estrutura da indústria de energia elétrica

Fonte: Coopers & Lybrand (1997, fig. 4).

Tolmasquim (2011) destaca a recomendação dada pela consultora de criação de um modelo de transição, mediante contratação compulsória, por meio dos 'contratos iniciais'.

Para esse fim, as empresas mais eficientes assinariam contratos com preços mais baixos do que as menos eficientes. Como todos os compradores estariam obrigados a assinar contratos 'baratos e caros', o custo médio resultante seria similar ao custo médio praticado antes dos contratos. Assim, os fornecedores 'baratos' não teriam de racionar a demanda por preço, nem os 'caros' seriam forçados a assumir eventuais sobras de contrato. Tais contratos vigorariam pelo período de sete anos³⁰⁵, com redução gradual dos montantes de energia para o mercado livre, em contratos liberais, ou para o mercado 'spot'.

A energia dos contratos iniciais também incluía a energia de Itaipu Binacional, das usinas nucleares de Angra I e Angra II, além das térmicas existentes, subsidiadas pelo encargo da Conta de Combustíveis Fósseis (CCC). Ademais, buscando reduzir vantagens para as empresas que ainda estavam verticalizadas, a exemplo das estatais estaduais, ou para empresas de grupos econômicos, foi estabelecido limite de 50% para operações de *self-dealing* (autossuprimento).

“Esperava-se que, ao término dos contratos iniciais, a reforma estaria completamente implantada, e toda a energia livremente comercializada. Essa expectativa não levava em conta a possibilidade de uma explosão tarifária no vencimento desses contratos” (Idem, p. 13).

De fato, conforme aponta Sauer (2002), constatou-se uma significativa elevação das tarifas de energia elétrica na segunda metade da década de 1990, decorrente principalmente de reajustes concedidos às empresas distribuidoras no momento anterior à sua privatização³⁰⁶ e à redução ou eliminação de subsídios a determinadas categorias de consumo³⁰⁷. Ademais, o novo modelo não obteve sucesso em introduzir a competição na geração, fator considerado chave para a redução das tarifas de fornecimento.

A criação do chamado Valor Normativo (VN), cuja metodologia de cálculo foi estabelecida pela ANEEL por meio da Resolução n. 266, de 1998, para limitar o repasse das tarifas de fornecimento dos contratos livremente negociados, sinalizou ao mercado um preço-teto para o qual os contratos bilaterais tenderiam a convergir sem prejuízo das empresas de geração, uma vez que os mesmos poderiam ser repassados aos consumidores cativos, fossem os ativos de geração 'novos' ou 'velhos'. Ademais, a possibilidade de repasse de até 11,5% sobre o VN na contratação *self-dealing* representou um incentivo às distribuidoras para comprar energia das geradoras de seu próprio grupo econômico, ainda que por um preço mais elevado.

³⁰⁵ A C&L havia proposto prazo de 15 a 20 anos.

³⁰⁶ Os editais de licitação traziam as minutas de contratos de concessão, os quais estabeleciam as tarifas iniciais, conforme respectivo anexo, e as forma de reajuste e revisão das tarifas.

³⁰⁷ Processo de adequação da política tarifária chamado de realinhamento tarifário.

Outra importante alteração promovida ainda no âmbito do modelo da Lei n. 9.648 foi a correção gradativa dos subsídios implícitos da tarifa de energia elétrica, decorrentes da estrutura tarifária adotada na década de 1980³⁰⁸, mediante processo de realinhamento e abertura das tarifas, conforme discutido no item seguinte.

A.5.1. Processo de realinhamento e abertura tarifária

Conforme apontam Santos et al. (2011), referências sobre descontos especiais nas tarifas de fornecimento de energia elétrica concedidos a determinadas classes de consumidores podem ser encontradas ao longo da história da legislação do setor elétrico brasileiro, sendo esse subsídio tarifário evidente e explícito uma vez que é estabelecido na forma de descontos percentuais aplicáveis sobre alguma tarifa específica³⁰⁹.

No entanto, até o final de 2007, existia um tipo de desconto tarifário que se dava de forma implícita, concedido a determinadas classes de unidades consumidoras em detrimento de outras, e que decorria simplesmente da estrutura tarifária adotada, uma vez que não havia nenhum tipo de instrumento legal ou regulamentar que o tivesse formalmente estabelecido.

Fugimoto & Tahan (2007) recordam que, a partir de 1993, alterações na legislação determinaram o fim da equalização tarifária e a utilização do *price cap*, e não mais o custo do serviço, como base para o estabelecimento das tarifas de fornecimento, passando o nível tarifário a ser ajustado para cada área de concessão. No entanto, as relações entre os postos tarifários continuaram iguais às da época da implantação das tarifas horosazonais em meados da década de 1980.

O Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (CRMSE), criado pela Resolução n. 18, de 2001, para diagnosticar as causas do racionamento e propor aprimoramentos para o setor elétrico, reconheceu, dentre outros temas, a necessidade de realinhamento das tarifas de energia elétrica devido ao subsídio cruzado existente entre grupos de consumidores.

A premissa adotada pelo CRMSE foi considerar como correto o cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD). A soma da TUSD com o preço da energia comprada pela distribuidora, acrescido de encargos correspondentes, deveria corresponder às tarifas de fornecimento aplicadas aos consumidores finais. Porém, para determinados grupos de consumidores, a somatória era superior às tarifas de fornecimento e, para outros, inferior, comprovando a presença de um subsídio cruzado entre classes.

³⁰⁸ Nova Tarifa de Energia Elétrica; metodologia e aplicação. Brasília, 1985.

³⁰⁹ Existem descontos tarifários explícitos para as cooperativas de eletrificação rural atendidas na alta tensão, para consumidores rurais atendidos na alta tensão, para consumidores rurais que exercem a atividade de irrigação atendidos na alta tensão e baixa tensão, para consumidores que exercem as atividades de água, esgoto e saneamento, atendidos na alta e baixa tensão e para consumidores classificados como de baixa renda (ANEEL, 2003).

Tal subsídio decorria do fato que, para as unidades consumidoras conectadas em alta tensão (grupo A), a principal parcela da tarifa de fornecimento está associada ao custo da energia e que no caso das unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), predominam nas tarifas os custos do uso da rede de distribuição.

Entretanto, com a introdução da livre comercialização de energia no SIN por meio da Lei n. 9.648, tanto consumidores cativos quanto consumidores livres, do grupo A ou grupo B, deveriam estar sujeitos a encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão que refletissem a proporção com que de fato utilizavam dos referidos sistemas (ANEEL, 2003).

A partir dessa orientação, em 2003 a ANEEL deu início a um processo de adequação na política tarifária no sentido de se estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica isonômicas, transparentes e que induzissem a utilização mais eficiente do recurso energia elétrica. A esse processo de adaptação das tarifas praticadas no país chamou-se de realinhamento tarifário³¹⁰ (*Idem* - grifos nossos).

Conforme termos de Fugimoto & Tahan (2007), *"para retificar a tarifa de fornecimento de maneira a não impactar significativamente o consumidor, foi criado o realinhamento tarifário que prevê a correção gradativa da tarifa de energia elétrica que objetiva, ao fim do processo, a um preço igual para todos os tipos de consumidores"* (p. 2).

Portanto, o processo de realinhamento tarifário foi o resultado da aplicação de tarifa de energia resultante dos custos com compra de energia (TE) e de tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD). Desse modo, tanto consumidores cativos quanto consumidores livres estariam sujeitos aos mesmos encargos do uso do sistema de distribuição.

Outro aspecto relevante do processo de realinhamento foi a denominada abertura das tarifas, de modo que, para cada consumidor, seja ele cativo ou livre, tornou-se possível conhecer o valor de cada parcela que compõem a tarifa de fornecimento para cada subgrupo. Assim, a partir das disposições legais, a tarifa de fornecimento de energia elétrica para cada subgrupo de consumidores foi aberta em: a) 'tarifa fio' que engloba as tarifas pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD + TUST); e b) tarifa de energia (TE)³¹¹.

A tabela a seguir apresenta as componentes da 'tarifa fio'.

³¹⁰ Formalmente, o processo de realinhamento foi resultado das propostas apresentadas no âmbito do CRMSE durante o período de racionamento de energia de 2001. Os principais atos legais decorrentes das citadas propostas são: a) Medida Provisória n. 64, de 26 de agosto de 2002; b) Resolução CNPE n. 12, de 17 de setembro de 2002; c) Decreto n. 4.413, de 7 de outubro de 2002; d) Resoluções ANEEL n. 665, n. 666 e n. 667 de 29 de novembro de 2002; e) Lei n. 10.604, de 17 de dezembro de 2002; f) Decreto n. 4.562, de 31 de dezembro de 2002 e g) Decreto n. 4.667, de 04 de abril de 2003 (ANEEL, 2003).

³¹¹ Estudo aprofundado da atual estrutura tarifária brasileira foi objeto do Capítulo 2 deste trabalho.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tabela A.2. Realinhamento tarifário – composição da 'Tarifa Fio'

Item	Segmento Mercado					
	TUSD (Cativo e Livre)		Geradoras		Concessionária	
	Parc. A	Parc. B	Parc. A	Parc. B	Parc. A	Parc. B
1 - Tarifa TUSD - Fio "A"						
TUST Rede Básica	X		X*		X	
TUST Fronteira	X		X*		X	
Perdas da Rede Básica	X		X*		X	
Custo de Conexão à Rede Básica	X		X*		X	
2 - Tarifa TUSD - Fio "B"						
Remuneração dos Ativos		X		X		X
Quota de depreciação		X		X		X
Custo de O&M		X		X		X
3 - Tarifa TUSD - Encargos						
RGR	X		X		X	
Tx. Fiscaliz. Pelo poder concedente (TFSEE)	X		X			
Eficiência Energética e P&D	X		X			
Contribuição NOS	X		X			
CCC - Isolado	X					
CCC - Interligado	X					
CDE	X					
Proinfra	X					
Contribuição CCEE	X					
4 - Perdas						
Técnicas	X		X		X	
Não Técnicas	X					
Nota:						
* Aplica-se apenas no Horário Fora de Ponta						

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2015).

Por sua vez, as componentes da tarifa de energia (TE) são apresentadas na tabela abaixo.

Tabela A.3. Realinhamento tarifário – componentes da TE

Item	TE (Energia)
1 - Tarifa TE	
Custo de aquisição de energia elétrica para revenda	X
Repasse de potência Itaipu	X
Transporte de energia Itaipu	X
Uso sistema de transmissão Itaipu	X
Uso Rede Básica vinculado aos contratos iniciais	X
Encargos de Serviço do Sistema (ESS)	X
Perdas da Rede Básica	X
Eficiência Energética e P&D	X
Tx. Fiscaliz. Pelo poder concedente (TFSEE)	X

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2015).

De acordo com Santos *et al* (2011), o processo de realinhamento adotou como pressuposto que a estrutura das tarifas de uso de distribuição e transmissão estavam coerentes com os custos de atendimento dos grupos e modalidades tarifárias, e a distorção corrigida estava na estrutura da tarifa de energia, de modo que a adaptação não traria mudanças na receita ou desequilíbrio econômico-financeiro às concessionárias.

Com a publicação da Medida Provisória n. 64, de 26 de agosto de 2002³¹², e da Resolução CNPE n. 12³¹³, do mesmo ano, os consumidores do grupo A tiveram que alterar seus contratos de fornecimento de energia elétrica por contratos de uso, conexão e compra de energia, sendo igualmente segregados os custos inerentes a cada contrato. Os consumidores do grupo B, por sua vez, passaram a ter suas tarifas segregadas na fatura de energia elétrica explicitando os componentes relativos ao uso e a compra de energia, ao passo que tarifas de uso foram modificadas para incluir as parcelas de: custos de transporte; perdas comerciais; e encargos setoriais.

Já as tarifas de energia (TE) foram determinadas pela composição de duas parcelas: Parcela I, calculada com base na tarifa de fornecimento da estrutura tarifária então vigente, descontados os correspondentes custos de conexão e de uso do sistema de transmissão e de distribuição, com peso de 90%, 75%, 50%, 25% e 0% ao longo dos anos de 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007; e Parcela II, com peso de 10%, 25%, 50%, 75% e 100% em 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, calculada com base no custo da energia disponível para venda, acrescido do custo de comercialização, e de encargos setoriais e tributos.

Tal como era previsto, o processo de realinhamento produziu uma elevação nas tarifas para os consumidores de alta tensão (em média até 41,12%) e uma redução média de 12,38% para os consumidores de baixa tensão, conforme quadro comparativo entre as tarifas de fornecimento da época e novas tarifas que seriam obtidas com o realinhamento tarifário (ANEEL, 2003).

Tabela A.4. Realinhamento tarifário - Média Brasil das tarifas de fornecimento

Grupo	Tarifas Médias (R\$/MWh)		
	Atual	Nova	Variação %
BT	193,38	169,43	-12,38%
A4	124,65	138,14	10,83%
A3a	100,19	117,61	17,39%
A3	85,65	106,84	24,74%
A2	75,58	98,34	30,12%
A1	63,44	89,53	41,12%

Fonte: ANEEL (2003, p. 3).

Assim, salvo as exceções previstas em legislação, desde 2008 os consumidores de diferentes classes pagam o mesmo valor pelo MWh fornecido em relação aos seus respectivos custos, o que contribui para isonomia, transparência e induz à utilização mais eficiente do recurso, processo que poderia ter ajudado a mitigar os efeitos da mais grave

³¹² Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei n. 10.192, de 2001, que dispõe sobre medidas complementares ao Plano Real, e dá outras providências.

³¹³ Estabelece diretrizes para celebração, substituição e aditamento de contratos de fornecimento de energia e para política tarifária e de preços da energia vendida pelas concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica.

crise do modelo institucional então recém criado, o racionamento de energia, objeto de análise do seguinte item.

A.5.2. Medida Provisória n. 14 de 2001 – o racionamento de energia

Implantado o novo marco regulatório por meio da Lei n. 9.648, de 1998, dois eventos provocaram grande desgaste na credibilidade do modelo institucional, embora sua ocorrência não pudesse ser atribuída diretamente ao novo modelo: o 'apagão' de 1999³¹⁴ e o racionamento iniciado em 2001 – e que se estendeu até o início de 2002 (SILVA, 2011).

A crise de energia levou o governo federal a decretar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (PERCEE) no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, que impôs aos clientes uma acentuada redução no seu consumo de eletricidade, com a consequente perda de receita das empresas de distribuição e geração (BARDELIN, 2004).

O racionamento obrigou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica³¹⁵ a buscar uma solução para os impactos decorrentes da crise, solução essa expressa por meio do Acordo Geral do Setor Elétrico. A Medida Provisória n. 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei n. 10.438, de 2002, permitiu a compensação, em parte, das perdas das concessionárias de distribuição e geração resultantes do racionamento. Para tanto, foi concedido um Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE), a partir de janeiro de 2002, de 2,9% aplicável aos consumidores residenciais e rurais (exceto os de baixa renda) e de 7,9% para os demais consumidores (PIRES *et al*, 2001).

A Lei n. 10.438 concretizou os instrumentos legais de implementação do Acordo Geral do Setor Elétrico, autorizando a ANEEL a proceder a RTE, que teve por propósito fazer frente aos impactos financeiros a que ficaram submetidas as distribuidoras e geradoras do SIN sujeitas ao PERCEE, os montantes referentes à 'Parcela A' e a chamada 'Energia Livre'³¹⁶.

Como quem arrecadava a RTE (as distribuidoras) não era quem fazia jus à parcela de Energia Livre (as geradoras), foi elaborado, no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico, o Acordo de Reembolso de Energia Livre, onde ficam estabelecidos os compromissos de repasse da referida parcela para seus credores. Assim, no âmbito do acordo do setor, nos exercícios de 2001 e 2002, foram recebidos recursos na ordem de R\$ 7,5 bilhões por meio de contrato de financiamento junto ao BNDES, amortizados a partir de março de 2002 (FURNAS, 2007; FARIA JR., 2010).

³¹⁴ O 'apagão' de 11 de março de 1999 afetou 95 milhões de pessoas (ACENDE BRASIL, 2014).

³¹⁵ Criada pela Medida Provisória n. 2.198-5, de 24 de agosto de 2001.

³¹⁶ A parcela referente à Energia Livre pertencia às empresas de geração ou distribuição que tiveram despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, durante o período do racionamento, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como prevê o art. 2º da Lei n. 10.438.

Contudo, conforme destaca Bardelin (2004), as empresas tiveram que formalizar o Acordo a partir da assinatura de quatro tipos de documentos, mediante os quais se comprometiam a desistir ou renunciar a pleitos futuros ou em curso sobre a matéria. Os documentos assinados incluíam:

1. Declaração de desistência e renúncia (desistência e renúncia aos pleitos judiciais e extrajudiciais, futuros ou em curso, e ao pretensão direito em que se fundam esses pleitos);
2. Aditivo ao contrato inicial (para solucionar controvérsias nos contratos de compra de energia entre distribuidoras e geradoras);
3. Acordo de reembolso de energia livre (de modo a estabelecer o repasse de recursos pelas distribuidoras para as geradoras); e
4. Acordo de compra de sobras líquidas contratuais (para definir as bases para compra de sobras líquidas de contrato até o final de 2012, substituindo o dispositivo definido no Anexo V dos contratos iniciais, bem como o denominado "Acordo de Recompra").

Paralelamente, foi também constituído um grupo de trabalho especialmente para apontar as causas do racionamento. Conforme aponta o relatório oficial do grupo de trabalho constituído especialmente para apontar as causas do racionamento, conhecido também como 'Relatório Kelman', o déficit de energia decorreu da atuação conjunta de três fatores: i) hidrologia desfavorável; ii) atraso no cronograma de obras e não implementação de usinas planejadas; e iii) finalmente, falta de coordenação gerencial uma vez que o fluxo de informações entre o ONS, ANEEL, MME e Presidência da República foi inadequado para transmitir ao alto escalão do governo qual o risco e qual severidade da iminente crise de suprimento (KELMAN, 2002; 2009).

Os críticos do modelo, entretanto, defendem que a crise de abastecimento ocorreu, além das restrições do financiamento estatal³¹⁷, devido a vários fatores de caráter político, contábil, econômico e institucional que fizeram com que o investimento privado na expansão da capacidade também fosse reduzido, o que, associado a um período de estiagem e de consequente queda no nível dos reservatórios, promoveu um desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia (PIERONI, 2005; TOLMASQUIM, 2011).

Entre os críticos, Sauer (2002) foi um dos mais enfáticos ao avaliar a implantação de um modelo de livre competição para o mercado de energia elétrica no país:

“No Brasil, num regime de mercado competitivo de curto prazo, as características particulares do sistema resultam em acentuada volatilidade de preços, não se prestando a orientar os elevados investimentos exigidos para expandir a geração de energia no país. Além disso, as incertezas criadas por um arcabouço regulatório instável, frágil e mal aplicado, incrementam a percepção de risco do agente individual, que exigirá altas taxas de retorno para efetuar investimentos. Sem sombra de dúvida,

³¹⁷ A contabilização dos investimentos das empresas estatais como despesa do governo, condição para obtenção de financiamento junto ao Fundo Monetário Internacional (FMI), impediu investimentos dessas empresas na expansão da capacidade de geração (TOLMASQUIM, 2011).

pode-se afirmar que o modelo de competição no mercado não atende e não será capaz de atender às necessidades do setor elétrico brasileiro. Os fatos recentes comprovam a afirmativa” (p. 10).

Ademais, a crise de eletricidade no estado norte-americano da Califórnia, em 2001, servia como combustível para os críticos da liberalização dos mercados de eletricidade:

“Clearly, the Californian electricity crisis has awakened fears that liberalised electricity markets may be politically unsustainable, at least, without careful design and regulation. The very high prices observed in California (and in the North and Mid-West of the United States) have demonstrated very clearly that the scarcity price of electricity can reach extremely high levels when supply is tight. Short-run demand elasticities are low in electricity markets, and without adequate supply responses the profit-maximising price is then very high. Defenders of the former electricity industry structure have argued that vertically integrated franchise monopolies with regulated signal prices are the only politically sustainable structure, that is necessary to secure adequate capacity to avoid shortages and/or high prices (see, e.g. the pseudonymous Price C Watts, 2001). The cost of flawed liberalisation has now been demonstrated (by the high prices and the impact on economic activity in the event of power outages) to be unacceptably high, and calls into question the whole electricity liberalisation agenda” (NEWBERY, 2002 - grifos nossos).

Assim, durante o ano de 2002, a insatisfação da sociedade com o racionamento foi objeto de amplo debate eleitoral pela oposição sobre questões relacionadas a alterações desenvolvidas no processo de reformas do SEB, com destaque para o processo de privatização das empresas de distribuição, considerado por muitos críticos como a grande causa para a elevação das tarifas de eletricidade³¹⁸. Cabe ressaltar que, independentemente do resultado do processo sucessório, o modelo regulatório institucional necessitava de novas alterações. Com a vitória nas urnas da proposta da oposição, imediatamente foi iniciada uma reforma do setor elétrico nacional.

A.6. Modelo Institucional da Lei n. 10.848 de 2004

“(...) o Novo Modelo se diferencia dos anteriores por visar, ao mesmo tempo, a três dos principais alvos do serviço público de eletricidade, quais sejam: segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços de energia elétrica. Para isso, quatro grandes medidas foram tomadas: criação de dois ambientes de contratação e consequente modo de contratação de energia por parte das distribuidoras, retomada no planejamento no setor, criação de programas efetivos de universalização e reorganização institucional” (TOLMASQUIM, 2011, p. 22).

Com a sucessão no governo federal em 2003, foi realizado um novo estudo visando a indicar o que poderia ser corrigido ou melhorado em relação ao modelo de comercialização implantado pelo governo anterior. Embora tenha procurado superar as questões que tornaram o modelo setorial anterior obsoleto (modelo estatal), o modelo implantado durante o governo Fernando Henrique Cardoso (modelo de livre mercado) mostrou, ao longo de poucos anos (de 1998 a 2002), uma série de fragilidades que comprometeram sua implantação e minaram sua credibilidade junto à sociedade.

³¹⁸ Para Pinguelli (2002), o processo de privatização contribuiu para o desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia, uma vez que os fluxos de capital foram destinados à compra de ativos existentes em detrimento à expansão da capacidade instalada de geração.

Como destacado, a incapacidade de atrair investimentos necessários à expansão do segmento de geração e a elevação das tarifas, particularmente para os consumidores residenciais, foram algumas das causas apontadas do insucesso do referido modelo. Entre os efeitos mais desastrosos, o racionamento de energia elétrica de 2001 foi aquele que mais insatisfação causou à sociedade (SAUER *et al*, 2003).

Diante desse cenário, a vitória nas eleições presidenciais do partido de oposição propiciou a sustentação política para a implantação de uma nova revisão no marco regulatório. Desse modo, o governo recém-eleito editou o um documento intitulado “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, cujas principais premissas adquiriram caráter oficial em 2004, a partir da publicação da Lei n. 10.848, de 2004, regulamentada pelo Decreto n. 5.163 do mesmo ano.

O novo modelo institucional buscou preservar muitos dos princípios que sustentaram o modelo anterior, tais como a desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição³¹⁹ e as figuras de consumidor livre, produtor independente e de autoprodutor de energia. Foram também mantidos a agência reguladora (ANEEL) e o operador do sistema (ONS), embora ambos tenham sofrido mudanças em seus escopos de atuação e parte de sua autonomia frente ao governo federal.

Por meio da Lei n. 10.847 foi instituída a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao MME criada com o propósito de resgatar o planejamento determinativo ao setor. Como figura sucessora do MAE, a Lei n. 10.848 criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Outras medidas adotadas no âmbito do novo modelo foram a exclusão das empresas estatais do grupo Eletrobras do PND, e a revogação taxativa do dispositivo normativo³²⁰ que possibilitava a prorrogação das concessões de serviços públicos de energia elétrica, inviabilizando a privatização de empresas estatais estaduais sob controle de governos de oposição ao federal³²¹.

O novo modelo institucional trouxe como premissas para consecução dos seus objetivos: i) modicidade tarifária; ii) continuidade e qualidade na prestação do serviço; iii) justa remuneração aos investidores; iv) universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso³²²; e v) um marco regulatório estável (SILVA, 2012). A partir dessas premissas, Rego (2012) aponta como principais instrumentos que: a) toda a demanda dos agentes deve estar contratada; b) todo contrato deve ser respaldado por capacidade firme

³¹⁹ Foi aprofundado o processo de desverticalização do SEB, excetuando-se apenas da obrigação a empresa Eletrosul, subsidiária da Eletrobras.

³²⁰ Art. 27 da Lei n. 9.427, de 1996.

³²¹ Caso da CESP, estatal estadual controlada pelo governo do estado de São Paulo.

³²² Segundo Brito (2009), a Lei n. 10.438, de 2002, já dispunha sobre as bases da universalização do serviço público de energia elétrica. Entretanto, a partir da edição da Lei n. 10.848 o governo aprofundou o programa de universalização, adotando-o como uma das premissas do modelo institucional do SEB.

de geração; e c) toda contratação das distribuidoras deverá ser realizada por meio de leilões.

A principal mudança introduzida pelo modelo foi a forma de comercialização da energia entre os agentes, sendo regulamentada, principalmente, por meio do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, que detalha as regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL), os leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e de novos empreendimentos, o processo de outorga de concessões e de autorizações inerentes ao setor, e o repasse dos valores de compra de energia às tarifas dos consumidores finais.

Destaca-se que a forma de comercialização instituída priorizou, essencialmente, a contratação regulada de energia, com prazos de suprimento pré-estabelecidos e valores de compra definidos em leilões estruturados para a venda de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

Ademais, a atuação dos agentes do setor ficou bem definida, com a obrigatoriedade de participação das distribuidoras no ACR, a possibilidade de atuação dos geradores no ACR e no ACL, e a determinação de atuação dos consumidores livres somente no ambiente de livre contratação. O Mercado de Curto Prazo (MCP), antes chamado de mercado 'spot', permaneceu como segmento no qual ocorre a contabilização e a liquidação de diferenças entre a energia elétrica efetivamente gerada, medida e consumida de todos os agentes, ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que substituiu o Preço do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (PMAE).

Outro aspecto relevante da comercialização, aplicável aos dois ambientes de contratação, foi a obrigação de comprovação de lastro para venda e de garantia de atendimento a 100% dos contratos, sendo a aferição do cumprimento dessa obrigação realizada mensalmente pela CCEE, e seu descumprimento sujeito à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização da Câmara, com reversão das receitas dessas penalidades à modicidade tarifária.

A.6.1. Contratação no ambiente regulado (ACR) e no ambiente livre (ACL)

No ACR, a aquisição de energia ocorre por intermédio de licitações na modalidade leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos. Os últimos são definidos como aqueles que, até a data de publicação do respectivo edital de leilão, não apresentem concessão, permissão ou autorização, que sejam parte de empreendimentos existentes que venham a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada, ou que ainda não tenham obtido operação comercial para operação de suas unidades geradoras.

A contratação de energia de novos empreendimentos destina-se ao atendimento da expansão da carga das concessionárias de distribuição, e é promovida por meio de licitações com antecedência de cinco anos (A-5), ou três anos (A-3) da data de realização do mercado de distribuição (o ano A).

Por meio de alteração promovida pela Lei n. 11.488, de 2007, regulamentada pelo Decreto n. 6.353, de 2008, foi também criada a figura dos leilões de reserva de energia. Nos termos da norma, energia de reserva é aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

Alteração trazida pelo Decreto n. 6.207, de 2007, criou a figura dos leilões de projetos estruturantes, os quais constituem leilões de compra de energia proveniente de projetos de geração de caráter estratégico e de interesse público, a fim de garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos (MME, CCEE, 2015). Os projetos são indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e têm prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público. Até a presente data foram leiloados os seguintes projetos estruturantes: UHE Santo Antônio (Resolução CNPE n. 4, de 2007); UHE Jirau (Resolução CNPE n. 1, de 2008); e UHE Belo Monte (Resolução CNPE n. 5, de 2009).

A outorga para exploração dos novos empreendimentos de geração aos vencedores das licitações pode se dar mediante concessão, sempre a título oneroso, nos casos de geração de energia elétrica sob regime de serviço público ou de uso de bem público (aproveitamentos hidroelétricos acima de 50 MW de potência instalada) para autoprodução ou produção independente, e autorizações (nos demais casos).

A contratação de energia de empreendimentos existentes também é realizada por meio de leilões, cujos contratos terão duração de 3 a 15 anos, e início de suprimento, normalmente, para janeiro do ano subsequente. Por sua vez, a contratação de ajuste, chamada de leilão A-1, destina-se à complementação da parcela do mercado previsto pelas distribuidoras para o ano A que não foi coberto nas licitações dos anos anteriores, limitado a um percentual da carga total contratada da distribuidora. Cabe apontar que mudanças introduzidas pela Lei n. 12.873, de 2013, e pela Medida Provisória n. 641, de 2014³²³, permitiram a realização, em caráter excepcional, de leilões para atendimento das distribuidoras no mesmo ano.

Para o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, a ANEEL calcula o chamado Valor Anual de Referência (VR), mediante aplicação de fórmula prevista no Decreto n. 5.163, de 2004, que observa o preço de aquisição de energia nos leilões A-3 e A-5 e as quantidades adquiridas. No caso dos contratos dos

³²³ Medida Provisória não convertida em lei federal por força de caducidade.

leilões A-5, as distribuidoras podem repassar integralmente os custos de aquisição às tarifas dos consumidores cativos. Para os montantes contratados nos leilões A-3, é garantido o repasse total dos custos de compra somente até determinado limite percentual do mercado da distribuidora (2%). A contratação de energia nos leilões de reserva, por sua vez, não integra a base de cálculo do VR, sendo contabilizada e liquidada no MCP pela CCEE (TOLMASQUIM, 2011). No tocante ao repasse de custos de aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes, a legislação respeita o repasse dos contratos celebrados até 16 de março de 2004³²⁴ – os contratos iniciais, de Itaipu Binacional, e das usinas contratadas no âmbito do PROINFA³²⁵.

A nova regulamentação do setor também tratou dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados pelas distribuidoras com todos os vencedores dos leilões de energia de empreendimentos de geração novos ou existentes, com prazos de vigência de no mínimo 15 e no máximo 30 anos (novos empreendimentos), de no mínimo 10 e no máximo 30 anos (fontes alternativas), e no mínimo 1 e no máximo 15 anos contados do ano seguinte ao da realização do leilão para compra de energia de empreendimentos existentes, conforme alteração do Decreto n. 7.945, de 2013.

Os CCEAR são celebrados nas modalidades por quantidade ou por disponibilidade de energia elétrica. Conceitualmente, na primeira modalidade os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes vendedores, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade. Na modalidade de CCEAR por disponibilidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, são assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo estabelecido pela ANEEL (BRITO, 2009).

A possibilidade de redução de montantes de energia elétrica objeto dos CCEAR resultantes dos leilões de energia de empreendimentos existentes é uma inovação trazida pelo atual modelo, representando um direito das distribuidoras de energia elétrica, a seu critério exclusivo, mediante utilização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) estabelecido na Convenção de Comercialização da CCEE, hipótese na qual somente poderão ser reduzidas as quantidades de energia remanescentes. Este mecanismo representa uma proteção aos agentes vendedores, que somente terão os

³²⁴ Data da publicação da Lei n. 10.848.

³²⁵ Programa de incentivos ao desenvolvimento de fontes 'alternativas' (pequenas centrais hidrelétricas, centrais geradoras eólicas e térmicas a biomassa) no país, criado por meio da Lei n. 10.438, de 2002.

montantes contratados reduzidos na hipótese de não existir compensação entre os vários distribuidores³²⁶.

Conforme aponta Tolmasquim (2011), a modalidade de contratação para fins de reserva é formalizada mediante a celebração de Contratos de Energia de Reserva (CER) entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, que representa os agentes de consumo, incluindo os consumidores livres, consumidores especiais e autoprodutores. A energia de reserva é centralizada numa conta chamada de Conta de Energia de Reserva (CONER) e rateada entre os agentes do SIN mediante cobrança do Encargo de Energia de Reserva (EER). Diferentemente dos demais contratos, o CER e o Contrato de Uso da Energia de Reserva (CONUER) não são registrados na CCEE, e a energia de reserva é contabilizada exclusivamente no MCP, ao valor do PLD do submercado onde está localizado o empreendimento.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), a contratação ocorre mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres, em relações comerciais livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais que estabelecem, entre outros, prazos de suprimento e volumes contratados.

A atuação de consumidores livres no ACL não implica sua isenção do pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores como os referentes à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), entre diversos outros, salvo expressa previsão legal ou regulamentar em contrário, sendo recolhidos no momento da liquidação das transações no MCP.

Independentemente do ambiente de contratação, todos os contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados pelos agentes devem ser registrados na CCEE³²⁷, segundo as condições e prazos previstos em procedimentos de comercialização específicos, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL, nos casos aplicáveis.

A evolução dos modelos de comercialização implantados no Brasil desde a época do regime estatal, até o novo modelo instituído pela Lei n. 10.848, é ilustrada no quadro 7. No modelo estatal as empresas do setor eram verticalizadas, com controle das tarifas em todos os segmentos da cadeia. Pelo modelo RE-SEB foi iniciado o processo de desverticalização e liberação dos preços de geração e no consumo, porém com tarifas controladas nos segmentos de transmissão e distribuição. De acordo como novo modelo, foram criados ambientes distintos de contratação de energia, com regras distintas para

³²⁶ Adicionalmente, a Resolução Normativa ANEEL n. 711, de 2016, prevê a possibilidade de celebração de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradoras de modo a reduzir ou mesmo rescindir os CCEAR de energia nova.

³²⁷ Exceção feita àqueles contratos resultantes dos leilões de reserva (CER e CONUER).

ambos, porém com preços controlados no segmento de transmissão e para os consumidores cativos.

Quadro A.2. Resumo dos modelos institucionais praticados no Brasil

Fonte: Elaboração do autor (2014).

De modo geral, pode-se concluir que o modelo setorial instituído por meio da Lei n. 10.848, de 2004, e que se encontra em vigência, buscou priorizar a segurança no atendimento aos consumidores cativos pela comercialização em ambiente de contratação regulado, contrapondo-se ao modelo estabelecido pela Lei n. 9.648, de 1998, que pregava a livre concorrência. Ademais, foi retomado o planejamento setorial de longo prazo, com caráter determinativo, tendo inclusive sido criada para esse fim a Empresa de Planejamento Energético (EPE), por meio da Lei n. 10.847, de 2004.

Entretanto, passada uma década da edição da Lei n. 10.848, é possível afirmar que o modelo institucional adotado a partir de 2004 corrigiu erros de modelos anteriores, resgatando aspectos positivos como o planejamento e a segurança de suprimento para os consumidores cativos, mas elevou substancialmente o controle sobre as empresas dos diferentes segmentos do setor, afastando parcela do investimento privado e estimulando a participação da Eletrobras e suas subsidiárias na expansão setorial, pelo menos até o segundo semestre de 2012³²⁸.

Apesar da exitosa implantação do modelo, Waltenberg (2014) aponta que, já entre 2007 e 2008, começaram a surgir alguns dos embriões da atual crise setorial, iniciada no 2º semestre de 2012 com a edição da MP 579:

Com efeito, àquela época, antes da eclosão da crise econômico-financeira mundial, em setembro de 2008, face ao ritmo do crescimento acelerado da economia brasileira, temia-se que, no curto prazo, a expansão da capacidade de geração setorial não conseguisse acompanhar a crescente demanda de energia. A solução então adotada

³²⁸ A 'reforma' iniciada com edição da Medida Provisória n. 579 viria a reduzir significativamente a capacidade de investimento de empresas estatais federais e estaduais.

pelo Governo foi a contratação massiva de novas usinas termoeletricas, teoricamente de rápida implantação, mesmo que com custos de operação muito elevados.

Paralelamente, em meio à tentativa pelo Estado de São Paulo de promover a privatização da CESP, intensificou-se a discussão sobre a grande quantidade de concessões de geração, transmissão e distribuição cujos prazos já prorrogados terminariam em 2015. A reação governamental ao problema foi a constituição pelo CNPE, em maio de 2008, de uma Comissão para analisá-lo e propor soluções. À época, o Ministro de Minas e Energia, Edson Lobão, anunciou que os trabalhos dessa Comissão seriam concluídos até o final daquele ano.

Também desde aquela época, representantes do mercado alertavam o Governo para a necessidade de analisar e buscar soluções para os problemas que decorreriam do vencimento concentrado, em dezembro de 2012, do primeiro grande lote de contratos regulados, celebrados em 2004 com prazo de vigência por 8 anos, particularmente pelos graves impactos que isso causaria às distribuidoras, que perderiam significativo lastro contratual de compra de energia para o atendimento de seus consumidores.

Porém, a partir de então o Governo agiu como se tais problemas não fossem relevantes, nem demandassem discussão e solução com antecedência razoável. Com efeito, o mesmo Ministro de Minas e Energia declararia em 2010 que não havia pressa para solucionar a questão do vencimento concentrado de concessões em 2015, pelo que o assunto deveria ser tratado somente após a eleição presidencial de 2014, ou seja, já no próprio ano de 2015.

Entretanto, esse vaticínio não se cumpriu, pois em 2012, num fatídico 11 de setembro para o setor elétrico, em meio à campanha eleitoral municipal – e já mirando a campanha presidencial vindoura –, o Governo anunciou o que seria a “solução mágica” de todos os problemas setoriais e dos consumidores de energia elétrica, consubstanciada na Medida Provisória nº 579/12, depois convertida da Lei nº 12.783/13.”

A edição da Medida Provisória n. 579, que precipitou o processo de renovação de concessões, e suas consequências para o SEB, assim como a publicação do Decreto n. 8.461, de 2015, que regulamentou a prorrogação dos contratos de distribuição de energia elétrica, foram discutidos no Capítulo 1 do trabalho.

APÊNDICE B

TARIFAS DE REFERÊNCIA E TARIFAS DE APLICAÇÃO

B.1. Tarifas de referência

As Tarifas de Referência, necessárias para definição da TUSD e TE, são calculadas conforme metodologia estabelecida no Submódulo 7.2 do PRORET e que se aplica a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de distribuição de energia elétrica.

As Tarifas de Referência TUSD FIO B, apuradas no momento da revisão tarifária, definem os critérios de rateio da receita da Parcela B das distribuidoras, calculadas com base no Custo Marginal de Capacidade (CMC)³²⁹, considerando uma Estrutura Vertical (EV)³³⁰.

Para fins de cálculo das Tarifas de Referência, são considerados os seguintes agrupamentos, baseados no nível de tensão: AT-2 (subgrupo A2 - de 88 a 138 kV); AT-3

³²⁹ Nos termos do submódulo 7.2 do PRORET, Custo Marginal de Capacidade (CMC) de um consumidor-tipo corresponde ao seu custo marginal na expansão de todos os elementos a montante do seu ponto de conexão, sendo calculado por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada tipo de rede pela forma como o fluxo de potência se distribui pelas redes – proporção de fluxo – e a forma como os consumidores utilizam as redes da distribuidora – responsabilidade de potência (p. 13).

O Custo Marginal de Expansão (CMEx) por agrupamento é obtido com base nos custos médios do sistema de distribuição, calculados pela ANEEL para cada distribuidoras na respectiva revisão tarifária. Os custos médios são obtidos por módulos de equipamentos/obras, considerando a razão entre o custo total e o carregamento dos módulos, com base no sistema de distribuição existente. Para os cálculos são utilizados os quantitativos e dados físicos dos ativos, custos unitários médios dos módulos de equipamentos/obras e fluxos de potência que transitam nos níveis pertencentes a cada agrupamento. O custo total é obtido pelo produto dos custos unitários e a quantidade total de módulos. O carregamento dos módulos é obtido a partir da demanda máxima de cada agrupamento tarifário. O cálculo da taxa de anualização do capital leva em consideração as alíquotas de Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), o custo de Operação e Manutenção (O&M) e a vida útil média dos ativos que compõem os módulos.

A 'Proporção de Fluxo de Potência' representa a parcela de utilização do sistema a montante para o atendimento da demanda do agrupamento em consideração, resultado de fluxos de potência diretos e indiretos, sendo obtida por meio do diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência no momento de carga máxima. O diagrama unifilar simplificado é definido com base nas medições das injeções de potência por agrupamento, no momento de carga máxima e nas tipologias de rede e carga, sendo estas ajustadas para consideração das perdas técnicas e não técnicas associadas a cada agrupamento tarifário, e sazonalidade da energia faturada.

A Responsabilidade de Potência (RP) do consumidor-tipo indica a participação, por posto tarifário, na formação das demandas de ponta das redes que atendem o nível de tensão de sua conexão, bem como os níveis de tensão a montante. A RP é obtida por meio das tipologias de consumidores, rede e injeção, do fator de perdas de potência e do fator de coincidência dos consumidores-tipos nas pontas das redes-tipos.

As tipologias de consumidores, de redes e de injeções utilizadas no cálculo do CMC são produtos do processo de caracterização da carga e do sistema elétrico da distribuidora, obtida por meio de campanhas de medidas, conforme disposto nos Módulos 2 e 6 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST).

O Fator de Perdas de Potência de um agrupamento representa as perdas de potência acumuladas para a demanda média de todos os agrupamentos a montante desse, incluindo-o, sendo obtido do resultado dos cálculos das perdas na distribuição (Módulo 7 do PRODIST).

³³⁰ A Estrutura Vertical (EV) define a relatividade da receita teórica entre os agrupamentos, considerando o mercado de referência e os custos comerciais, diferenciados por grupos tarifários (A e B), sendo definida pelas equações:

$$EV^F(k) = EV^M(k) \cdot m(k)$$

$$EV^M(k) = RT\%(k) \cdot (100\% - VPB_{TC}^{\%}) + PC\%(k) \cdot VPB_{TC}^{\%} \quad [\%]$$

$$PC\%(k) = \frac{p \cdot NUC_k}{\sum_{k=B}^{A2} p \cdot NUC_k} \cdot 100\% \quad [\%]$$

Onde:

$RT\%(k)$: percentual da receita teórica por agrupamento;

$EV^M(k)$: Estrutura Vertical modificada considerando os custos comerciais;

$EV^F(k)$: Estrutura Vertical final considerando o mercado faturado;

$VPB_{TC}^{\%}$: percentual regulatório dos custos de atividades comerciais no valor da Parcela B;

$PC\%(k)$: percentual de ponderação das atividades comerciais com base no número de consumidores;

p : fator ponderador igual a 1 para o grupo B (agrupamento BT) e 10 para o grupo A (agrupamentos AT-2, AT-3 e MT);

NUC_k : número de unidades consumidoras do agrupamento k ; e

$m(k)$: parâmetro de ajuste ao mercado de referência por agrupamento tarifário.

(A3 - 69 kV); MT (A3a e A4 - acima de 1 kV e inferior a 69 kV); e BT (AS e B - igual ou inferior a 1 kV)³³¹.

As Tarifas de Referência TUSD FIO B são apuradas por agrupamento e por posto tarifário (ponta, fora ponta e intermediário), conforme as seguintes equações:

$$TR_FIOB_{FP}^k = \frac{VPB_{SGER} \cdot EV^F(k)}{MFP(k) + RPF_{FIOB}^k \cdot MP(k)}$$

$$TR_FIOB_P^k = RPF_{FIOB}^k \cdot TUSD_{FIOB_{FP}}^k$$

Onde:

$TR_FIOB_{FP}^k$: tarifa de referência TUSD FIO B fora de ponta do agrupamento k em R\$/kW;

$TR_FIOB_P^k$: tarifa de referência TUSD FIO B de ponta do agrupamento k em R\$/kW;

$MFP(k)$: mercado de referência fora de ponta do agrupamento k em kW;

$MP(k)$: mercado de referência de ponta do agrupamento k em kW;

RPF_{FIOB}^k : relação entre os postos ponta e fora de ponta das tarifas de referência TUSD FIO B do agrupamento k ; e

VPB_{SGER} : Parcela B deduzida a receita relacionada às centrais geradoras.

As Tarifas de Referência TUSD FIO A, apuradas no momento da revisão tarifária, são calculadas por agrupamento e posto tarifário de acordo com as seguintes equações:

$$TR_FIOA_u^k(j) = \sum_{k_0=k}^{AT-2} \frac{TR_{FIOA_u}^{k_0}(j)}{1 - fpp(k, k_0)} \cdot \phi(k, k_0) \cdot P_u(k, k_0)$$

$$TR_{FIOA_u}^{k_0}(j) = \frac{CUSTO_{FIOA_u}^{k_0} SGER(j)}{DT_u^{k_0}}$$

Onde:

$TR_{FIOA_u}^{k_0}(j)$: tarifa de referência TUSD FIO A da componente de custo j do agrupamento k , no posto tarifário u , em R\$/kW;

k : agrupamento a montante;

k_0 : agrupamento;

$fpp(k, k_0)$: fator de perdas de potência;

$\phi(k, k_0)$: fator de proporção de fluxo entre k e k_0 ;

$P_u(k, k_0)$: fator de coincidência da demanda agregada do agrupamento k na hora de máxima demanda da rede k_0 , no posto u ;

$DT_u^{k_0}$: demanda equivalente vista da fronteira do agrupamento k_0 no posto tarifário u ;

$TR_{FIOA_u}^{k_0}(j)$: custo unitário da componente de custo j por posto e fronteira, em R\$/kW; e

$CUSTO_{FIOA_u}^{k_0} SGER(j)$: custos das componentes da TUSD FIO A (uso dos sistemas de transmissão de Rede Básica de propriedade de terceiros) no agrupamento k_0 , para o posto tarifário u , deduzida a receita relacionada às centrais geradoras.

³³¹ As unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 230 kV, classificadas no subgrupo A1 (não previstas nos agrupamentos acima), e que tenham celebrado Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD), tem valor da Tarifa de Referência TUSD FIO A igual ao da TUST do ponto de conexão à Rede Básica e a Tarifa de Referência TUSD FIO B tem valor igual zero. As Tarifas de Referência dos componentes tarifários da TUSD referentes às perdas técnicas, perdas não técnicas, e encargos são apuradas com a mesma regra definida para os demais subgrupos tarifários, assim como as Tarifas de Referência dos componentes da TE.

A Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE (FIO A + FIO B), obtida em R\$/kW, é dada pela equação abaixo, sendo adequada para a forma de faturamento da modalidade tarifária azul (grupo A). Para as demais modalidades do grupo A e do grupo B devem ser realizados ajustes³³².

$$TR_TRANSP_u^k = \sum_{j \in \text{custos de FIO A}} TR_FIOA_u^k(j) \cdot ma(j) + TR_FIOB_u^k$$

Onde:

j: componentes da TUSD FIO A;

$TR_TRANSP_u^k$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u , em R\$/kW;

$TR_FIOA_u^k(j)$: tarifa de referência TUSD FIO A para o componente de custo j para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u , em R\$/kW;

$TR_FIOB_u^k$: tarifa de referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u , em R\$/kW; e

$ma(j)$: parâmetro de ajuste ao mercado de referência para o componente de custo j .

As Tarifas de Referência da TUSD TRANSPORTE para a modalidade tarifária Distribuição (TUSDd) são determinadas considerando-se o agrupamento tarifário em que ocorre a conexão e a forma de compartilhamento dos ativos de propriedade da distribuidora acessada. São definidos 5 tipos (D), ao passo que a classificação nos tipos definidos é feita pela ANEEL no processo tarifário da distribuidora acessada:

I. Tipo D1: conexão diretamente em subestação de Rede Básica por meio de ativo da distribuidora acessada em uso exclusivo: a) Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual a TUST, componentes Rede Básica (RB) e Fronteira (FR), da barra de contratação da distribuidora; e b) Tarifa de Referência TUSD FIO B terá valor zero e os ativos da distribuidora acessada em uso exclusivo serão remunerados por encargo de conexão devido por meio de celebração de um Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD);

II. Tipo D2: conexão em agrupamento AT (AT-2 e AT-3) por meio do sistema de distribuição em uso compartilhado: a) Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE, componentes TUSD FIO A e TUSD FIO B, terá valor igual a Tarifa de Referência do agrupamento tarifário;

III. Tipo D3: conexão em secundário de subestação de distribuição (AT-2/AT-3) por meio de ativo da distribuidora acessada em uso exclusivo: a) Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual a Tarifa de Referência do agrupamento tarifário; b) Tarifa de Referência TUSD FIO B será o resultado da multiplicação do fator k_k pela Tarifa de Referência do agrupamento; c) os ativos na tensão de atendimento da distribuidora

³³² Para a modalidade tarifária Convencional Monômnia do grupo B, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora ponta são convertidas para uma Tarifa de Referência, em R\$/MWh, por meio do mercado de referência de demanda, obtidos das tipologias e do mercado de referência de energia.

acessada em uso exclusivo serão remunerados por encargo de conexão calculado e devido pela celebração de CCD;

IV. Tipo D4: conexão no agrupamento MT: a) Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual a Tarifa de Referência do agrupamento; e b) Tarifa de Referência TUSD FIO B será o resultado da multiplicação do fator k_k pela Tarifa de Referência do agrupamento, assim como ocorre no Tipo D3.

Para as conexões do tipo D3 e D4, a Tarifa de Referência TUSD FIO B é obtida a partir da Tarifa de Referência do agrupamento de acordo com a equação:

$$TR_{FIOB,u}^{D-k} = k_k \cdot TR_{FIOB,u}^k$$

Onde:

k : agrupamento tarifário (AT-2, AT-3, ou MT);

$TR_{FIOB,u}^{D-k}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B da modalidade Distribuição para o agrupamento k , no posto tarifário u , em R\$/kW;

$TR_{FIOB,u}^k$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento k , no posto tarifário u , em R\$/kW; e

k_k : relação entre o custo de atendimento de uma distribuidora no agrupamento k e o custo médio do agrupamento.

V. Tipo D5: conexão no agrupamento BT: a) Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual a Tarifa de Referência do agrupamento; e b) Tarifa de Referência TUSD FIO B será o resultado da multiplicação do fator k_{BT} pela Tarifa de Referência do agrupamento, conforme equação:

$$TR_{FIOB}^{D-BT} = k_{BT} \cdot TR_{FIOB}^{BT}$$

Onde:

TR_{FIOB}^{D-BT} : Tarifa de Referência TUSD FIO B da modalidade Distribuição para o agrupamento BT, em R\$/MWh;

TR_{FIOB}^{BT} : Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, em R\$/MWh; e

k_{BT} : relação entre o custo de atendimento de uma distribuidora no agrupamento BT e o custo médio do agrupamento.

A TUSD TRANSPORTE da modalidade tarifária horária Branca, apurada na revisão tarifária, é definida por posto tarifário, conforme estabelecido no Submódulo 7.1 do PRORET, e terá os seguintes valores, passíveis de flexibilização conforme item 10:

I. para o posto tarifário ponta será equivalente a 5 (cinco) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta;

II. para o posto tarifário intermediário será equivalente a 3 (três) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta; e

III. para o posto tarifário fora ponta será equivalente ao produto da TUSD da modalidade tarifária Convencional Monômnia pelo parâmetro kz , calculado para cada subgrupo tarifário da distribuidora com base nos perfis típicos de consumo.

As Tarifas de Referência para as perdas técnicas e perdas da rede básica associadas às perdas na distribuição são calculadas por agrupamento de acordo com as seguintes equações:

$$TR_{PT}^k = \frac{FPE\%(k) \cdot PME}{100} \cdot \theta_k$$

$$\theta_k = \frac{E_{C+D}(k) + E_G^F(k)}{E_{C+D}(k) + E_G(k) + E_G^F(k)}$$

Onde:

TR_{PT}^k : tarifa de referência TUSD Perdas Técnicas do agrupamento k ;

$FPE\%(k)$: fator de perdas de energia do agrupamento k ³³³;

PME : preço médio de repasse de energia da distribuidora em R\$/MWh;

$E_{C+D}(k)$: energia faturada dos consumidores e distribuidoras do agrupamento k ;

$EG(k)$: energia gerada pelas centrais geradoras conectadas no agrupamento k ;

$E_G^F(k)$: energia atribuída a geração fictícia, dada pela diferença entre a $E_{C+D}(k)$ e $EG(k)$

θ_k : ponderador de alocação das perdas entre os segmentos carga e geração.

As Tarifas de Referência para Perdas Não Técnicas são calculadas pela expressão:

$$TR_{PNT}^k = \frac{EUSD^k(R\$)}{\sum_k^i EUSD^k(R\$)} \cdot CUSTO_{PNT} \cdot \frac{1}{ME^k}$$

Onde:

TR_{PNT}^k : tarifa de referência de perdas não técnicas do subgrupo k ;

$EUSD^k(R\$)$: receita obtida pelo Mercado de Referência das unidades consumidoras e as funções de custo e componentes tarifárias da TUSD: Transporte, Encargos, Perdas Técnicas e Perdas na Rede Básica associadas a perdas na Distribuição;

$CUSTO_{PNT}$: custo regulatório de perdas não técnicas;

ME^k : Mercado de Referência de energia em MWh das unidades consumidoras do subgrupo k .

As Tarifas de Referência das componentes tarifárias da função de custo TUSD ENCARGOS, com exceção dos encargos TFSEE³³⁴ e P&D_EE³³⁵, possuem valor unitário,

³³³ O Fator de Perdas de Energia é obtido do resultado do cálculo das perdas na distribuição, e representa o percentual de perdas de energia associado a cada agrupamento, obtido pela seguinte equação:

$$[FPE\%] = [PS]^T \cdot [FIS]^{-1}$$

onde:

$[FPE\%]$: vetor fator de perdas de energia dado pela relação entre as perdas acumuladas até o agrupamento e a energia entregue ao mesmo agrupamento;

$[PS]^T$: vetor de perdas no agrupamento, dado pela soma das perdas nas redes do agrupamento e as perdas das transformações para o agrupamento [MWh]; e

$[FIS]$: matriz de fluxo intra-agrupamentos, sendo os elementos da diagonal principal iguais ao consumo do agrupamento (carga mais transformações) e os demais elementos iguais ao negativo da soma das energias transformadas entre os agrupamentos [MWh].

³³⁴ Para TFSEE, as Tarifas de Referência, em R\$/MWh, são obtidas pela relação entre a receita de cada subgrupo tarifário do Grupo A e a do Grupo B – obtida pelo produto da componente TUSD FIO B base econômica pelo Mercado de Referência – e o respectivo mercado de energia.

³³⁵ Para P&D_EE, as Tarifas de Referência são obtidas, em R\$/MWh, pela aplicação da alíquota percentual de P&D_EE ao somatório das funções de custo e componentes tarifários: TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD PERDAS, PROINFA, ONS e TFSEE.

em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos de cada componente.

As Tarifas de Referência para a TE ENERGIA são calculadas por posto tarifário considerando: a) para o posto fora ponta e intermediário o valor é igual a unidade; b) para o posto de ponta o valor é 1,72; e c) para a modalidade tarifária convencional é considerada a média ponderada das relações e duração horária dos postos ponta e fora ponta, conforme a equação:

$$TR_{ENE_C} = \frac{RPFP_{TE} \cdot HP + HFP}{HP + HFP}$$

Onde:

TR_{ENE_C} : tarifa de referência da TE ENERGIA das modalidades tarifárias convencionais;

$RPFP_{TE}$: relação da Tarifa de Energia entre os postos tarifários ponta e fora ponta;

HP : número de horas anuais para o posto ponta;

HFP : número de horas anuais para o posto fora ponta.

As Tarifas de Referência para a TE TRANSPORTE, TE PERDAS E TE ENCARGOS possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

No tocante às tarifas para as centrais geradoras, o Submódulo 7.4 do PRORET estabelece que as mesmas serão definidas de acordo com metodologias específicas aplicadas a cada subgrupo tarifário. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2, conectadas em tensão igual a 138 kV ou 88 kV, são nominais e obtidas conforme o disposto na Resolução Normativa n. 349, de 2009 (sinal locacional).

As tarifas para as centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 2,3 kV a 69 kV (MT) são definidas por subgrupo tarifário, A3, A3a e A4, sendo que o custo de atendimento de uma central no agrupamento MT é obtido a partir do custo médio do sistema de distribuição (CMEx), considerando apenas o custo das linhas e conexão de linha do agrupamento MT.

As tarifas para as centrais geradoras conectadas em tensão igual ou inferior a 2,3 kV, pertencentes ao grupo B, são definidas de acordo com o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) da central geradora em relação à potência nominal do transformador de distribuição existente na rede no momento da solicitação de acesso.

As Tarifas de Referência são apuradas no momento da revisão tarifária, exceção para as novas centrais do subgrupo A2 que percebem uma tarifa nominal a partir do dia 1º de julho do ano subsequente, nos termos da Resolução Normativa n. 349, de 2009.

B.2. Tarifas de aplicação

O Submódulo 7.3 do PRORET estabelece a metodologia de cálculo das Tarifas de Aplicação, necessárias para a definição da TUSD e da TE. O cálculo das tarifas base econômica e financeira da TUSD e da TE é realizado considerando o valor integral das tarifas, sem a incidência dos eventuais benefícios.

O cálculo da TUSD de Aplicação subdivide-se em duas etapas: definição da TUSD base econômica; e da TUSD base financeira. A TUSD de Aplicação é o somatório da TUSD base econômica e TUSD base financeira.

A TUSD base econômica corresponde à TUSD sem incidência de qualquer benefício tarifário³³⁶, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual (RA) ou Receita Requerida Econômica (RRE). A TUSD base econômica corresponde ao produto das Tarifas de Referência por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário. O fator multiplicativo por componente tarifário da TUSD base econômica é obtido pela razão entre o custo regulatório econômico e a receita de referência, deduzidos do custo regulatório econômico a receita referente a unidades consumidoras do subgrupo A1³³⁷, centrais geradoras³³⁸, e distribuidoras³³⁹. A

³³⁶ Benefícios tarifários são descontos e subsídios incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme: a) Carga Fonte Incentivada – redução tarifária na TUSD TRANSPORTE de consumidores devido à aplicação da Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 26, §1º e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL n. 77, de 18 de agosto de 2004; b) Geração Fonte Incentivada – redução tarifária na TUSD TRANSPORTE de centrais geradoras devido à aplicação da Lei n. 9.427, de 1996, art. 26, §1º e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL n. 77, de 2004; c) Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento – redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da subclasse serviço público de Água, Esgoto e Saneamento, conforme Decreto n. 7.891, de 2013; d) Baixa Renda – Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, definida conforme Lei n. 12.212 de 20 de janeiro de 2010 e que também possui isenção de pagamento de PROINFA, conforme Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, art. 3º; e) Rural – redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da classe rural, conforme Decreto n. 7.891, de 2013; f) Serviço público de irrigação – redução tarifária das unidades consumidoras da classe rural, subclasse serviço público de irrigação, conforme Decreto n. 7.891, de 2013; g) Distribuição – redução tarifária da TUSD e TE aplicada no atendimento de concessionárias ou permissionárias, conforme Decreto n. 4.541, de 23 de dezembro de 2002, arts. 51 e 52; h) Irrigante e Aquicultura Horário Especial – mercado que possui direito à redução tarifária da TUSD e TE aplicada ao consumo verificado em horário específico, nas atividades de irrigação e aquicultura das unidades consumidoras da classe rural, conforme Lei n. 10.438, de 2002, art. 25; i) Cooperativa de eletrificação rural: redução tarifária aplicada às cooperativas autorizadas ou não regularizadas pela ANEEL, conforme Decreto n. 7.891, de 2013.

As Tarifas de Aplicação para os benefícios tarifários são obtidas considerando as seguintes reduções previstas no Decreto n. 7.891, de 2013: I. as classes e subclasses dos subgrupos do grupo A: a) Classe rural: 10%; b) Subclasse cooperativa de eletrificação rural: 30%; e c) Subclasse serviço público de água, esgoto e saneamento: 15%. II. para as classes e subclasses dos subgrupos do grupo B: a) Subgrupo B2, classe rural: 30% sobre a tarifa do subgrupo B1; b) Subgrupo B2, classe rural, subclasse cooperativa de eletrificação rural: 30% sobre a tarifa do subgrupo B1; c) Subgrupo B2, classe rural, subclasse serviço público de irrigação rural: 40% sobre a tarifa do subgrupo B1; d) Subgrupo B3, classe serviço público, subclasse água, esgoto e saneamento: 15% sobre a tarifa do subgrupo B1.

Para cálculo da Estrutura Tarifária a distribuidora deve encaminhar à ANEEL o Mercado de Referência segregado em mercado de TUSD (R\$/kW e R\$/MWh) e em mercado de TE (R\$/MWh), para cada subgrupo, modalidade e posto tarifário, conforme definições do Submódulo 7.1, considerando a incidência de benefícios tarifários (Mercado de Referência Ajustado).

No processo tarifário ou em processo específico, os valores referentes à previsão de benefícios tarifários, a serem custeados pela CDE, são apurados pela diferença entre os Mercados de Referência e de Referência Ajustado, multiplicada pela TUSD e TE de Aplicação, assim como ajustes entre os valores previstos e os realizados.

³³⁷ Para definição da Tarifa de Aplicação de unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 230 kV, subgrupo A1, e que tenham celebrado CUSD, a TUSD TRANSPORTE base econômica não será atualizada pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. Os demais componentes tarifários da base econômica serão apurados conforme aplicado aos demais agentes de consumo. Além das condições dispostas no Módulo 3 do PRORET - Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição, a parcela do encargo vinculado ao CCD referente às instalações da distribuidora, será apurada pela ANEEL, conforme Submódulo 6.3 do PRORET - Encargos de Conexão. Os custos recuperados pelo encargo de conexão devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário.

receita de referência corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

A TUSD base financeira corresponde à TUSD apurada com base no mercado de referência e nos custos regulatórios financeiros e da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA). A TUSD base financeira corresponde ao produto da TUSD base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário. O fator multiplicativo por componente tarifário da TUSD base financeira é obtido com base nos custos financeiros estabelecidos no Módulo 4 do PRORET - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, e no mercado de referência, desconsiderado, por componente tarifário, o mercado sobre o qual não irão incidir os componentes financeiros.

Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelos mesmos critérios de definição: i) das Tarifas de Referência; ii) do componente tarifário perdas não técnicas; ou iii) pelo critério percentual.

O cálculo da TE de Aplicação também se subdivide em duas etapas: definição da TE base econômica e da TE base financeira, sendo a TE de Aplicação o somatório desses componentes. A TE base econômica: corresponde à TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual ou Receita Requerida Econômica; A TE base econômica corresponde ao produto das Tarifas de Referência, definidas no Submódulo 7.2, por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário. O fator multiplicativo por componente tarifário da TE base econômica é obtido pela razão entre o custo regulatório econômico e a receita de referência, considerando a não incidência do fator sobre determinados componentes tarifários da TE suprimimento³⁴⁰. A receita de referência

³³⁸ A TUSDg de Aplicação é o somatório da TUSDg base econômica e TUSDg base financeira. Para as centrais geradoras do subgrupo A2, a tarifa de aplicação será a definida conforme o disposto na Resolução Normativa n. 349, de 2009. As Tarifas base financeira das centrais do subgrupo A2 que se sagraram vencedoras nos leilões de energia nova e que tiveram suas tarifas previamente estabelecidas e estabilizadas nos termos da Resolução Normativa n. 349, não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo igual às Tarifas base econômica.

Para as centrais geradoras do subgrupo A3, a tarifa base econômica será obtida pela atualização, de cada componente tarifário que compõe a tarifa base econômica vigente, pelo IGP-M acumulado desde o último processo tarifário. A tarifa base financeira será obtida pelo produto da tarifa base econômica por um fator multiplicativo, por componente tarifário. Para as centrais geradoras dos subgrupos A3a, A4 e B, a tarifa de referência é atualizada pelo fator multiplicativo de cada componente tarifário, e a tarifa base financeira obtida pelo ajuste da tarifa base econômica pelo fator multiplicativo da receita financeira de cada componente tarifário.

³³⁹ A TUSD TRANSPORTE base econômica para as distribuidoras classificadas como Tipo D1, não será atualizada pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. Os demais componentes tarifários da base econômica são apurados conforme aplicado aos demais agentes. A TUSD TRANSPORTE base econômica para as distribuidoras Tipo D2, D3, D4 e D5, são atualizadas pelo fator multiplicativo. As distribuidoras do Tipo D1 e D3 deverão remunerar as instalações de propriedade da distribuidora acessada de uso exclusivo por meio de encargo de conexão vinculado a um CCD, calculado conforme Submódulo 6.3 do PRORET, sendo que os custos recuperados pelo encargo devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário.

³⁴⁰ A TE suprimimento, aplicada às concessionárias e permissionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, será obtida conforme Submódulo 11.1 do PRORET: a) os componentes tarifários da TE, salvo o relativo à energia comprada para revenda, deverão ser divididos pelo mercado de referência de energia da concessionária supridora; b) o componente tarifário relativo a energia comprada para revenda para suprimimento deverá ser dividida pelo montante de energia regulatório excluído o montante relativo ao PROINFA. Às concessionárias ou permissionárias supridas que sejam agentes da CCEE não se aplicam os componentes de custos tarifários Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Perdas na Rede Básica associadas ao mercado da distribuidora. Não se aplica o componente tarifário TE TRANSPORTE para a concessionária suprida que seja detentora de quota-parte de Itaipu.

corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

A TE base financeira corresponde à TE apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório financeiro da distribuidora. A TE base financeira corresponde ao produto da TE base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário. O fator multiplicativo por componente tarifário da TE base financeira é obtido com base nos custos financeiros estabelecidos no Módulo 4 do PRORET - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, e no mercado de referência. Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelo mesmo critério de definição das Tarifas de Referência da TE.

B.3. Bandeiras Tarifárias

O Submódulo 6.8 do PRORET estabelece as definições, metodologias e procedimentos de aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo aprovado em sua versão vigente (2.0) por meio da Resolução Normativa n. 689, de 2015, após a realização da Audiência Pública n. 067/2015. As Bandeiras Tarifárias são aplicadas a todos os agentes de distribuição, que por sua vez faturam todos os seus consumidores finais.

O sistema de Bandeiras Tarifárias têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional à TE, sendo representado por:

- a) Bandeira Tarifária Verde - indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário;
- b) Bandeira Tarifária Amarela - indica condição menos favorável de geração de energia, resultando em adicional de TE; e
- c) Bandeira Tarifária Vermelha - indica condições críticas de geração de energia, resultando em adicional mais elevado de TE.

Os valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, bem como as faixas de acionamento para cada ano civil, são estabelecidos pela ANEEL em Resolução Homologatória específica a partir da previsão dos custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição. A Bandeira Tarifária a ser aplicada no mês subsequente é definida mensalmente pela ANEEL, por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), considerando informações prestadas no Planejamento Mensal de Operação (PMO) do ONS³⁴¹.

³⁴¹ Para o acionamento das Bandeiras Tarifárias, o ONS deverá informar no PMO o maior CVU dentre as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito ou segurança energética. Adicionalmente, o ONS deverá informar os valores estimados para o mês subsequente referentes a: a) Custo da Geração Fora da Ordem de Mérito (CGSE), em R\$, e a geração associada a este custo, em MWh; b) Custo da Geração por Ordem de Mérito acima do PLD máximo

Criada com a finalidade específica de administrar os recursos decorrentes da aplicação das Bandeiras Tarifárias, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) é mantida pela CCEE, para a qual os agentes de distribuição recolhem os recursos provenientes do faturamento das Bandeiras Tarifárias, por meio de encargo da CDE. Os recursos disponíveis na CCRBT são repassados mensalmente aos agentes de distribuição no processo de liquidação do mercado de curto prazo, considerando os custos realizados da geração de energia por fonte termelétrica e das exposições ao MCP, apurados pela CCEE conforme Regras de Comercialização e Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC)³⁴².

As previsões dos custos das distribuidoras relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao MCP referem-se a:

- a) CCEAR na Modalidade por Disponibilidade (CCEAR-D);
- b) Exposição Involuntária ao MCP por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada;
- c) ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com CVU acima do PLD máximo;
- d) Exposição ao MCP decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1º da Lei n. 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas); e
- e) Exposição ao MCP decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), e correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

Além dos custos acima, deverão ser consideradas as receitas decorrentes de ressarcimento da Conta de Energia de Reserva (CONER), saldos remanescentes do ano anterior e a cobertura tarifária³⁴³.

O adicional da Bandeira Tarifária Vermelha, definido em R\$ por MWh, é calculado por meio do somatório de todos os componentes de custo citados sobre o Mercado Ajustado³⁴⁴. O custo considerado para a definição do adicional da Bandeira Tarifária Amarela corresponde à metade do custo calculado para o adicional da Bandeira Vermelha. Os valores resultantes do cálculo dos adicionais das bandeiras amarela e vermelha são arredondados para um número múltiplo de cinco.

(CGME), em R\$, e a geração associada a este custo, em MWh; e c) Custo Marginal de Operação (CMO) por submercado, em R\$/MWh.

³⁴² O detalhamento das etapas de cálculos determinados conforme regras da ANEEL são publicados pela CCEE em relatórios com a denominação geral de Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC).

³⁴³ Cobertura tarifária para gastos com pagamento de Encargo de Energia de Reserva concedido nos processos tarifários do ano "a-1".

³⁴⁴ Mercado Ajustado é o mercado de referência para determinação do Custo Unitário Crítico e considera o mercado cativo total faturado, o mercado total da Subclasse Baixa Renda, e o desconto médio apurado para os consumidores da Subclasse Baixa Renda, todos referentes ao ano "a-1", além de fator de crescimento do mercado cativo.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

A metodologia do sistema de bandeiras tarifárias³⁴⁵, em vigor desde o dia 1º de fevereiro de 2016, passou a considerar quatro patamares de cobrança. A bandeira verde não acrescenta custo à tarifa do consumidor. Já o adicional de bandeira tarifária amarela foi estabelecido em R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos. A bandeira vermelha, por sua vez, foi dividida em dois patamares. O primeiro teve adicional estabelecido em R\$ 3,00 para cada 100 kWh, e será acionado quando o CVU da última usina a ser despachada (a mais cara) for igual ou superior a R\$ 422,56 por MWh e inferior a R\$ 610,00 o MWh. Quando o CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$ 610,00/MWh, será acionado o segundo patamar, cujo adicional está estabelecido em R\$ 4,50 para cada 100 kWh. Essa divisão foi motivada pela grande variação de custos unitários das usinas acionadas na bandeira vermelha, variando desde o valor do PLD máximo, que em 2015 era de R\$ 388,48/MWh, até o maior CVU dentre as termelétricas em operação, podendo chegar a R\$ 1.172,95 por MWh.

³⁴⁵ A Resolução Homologatória ANEEL n. 2.016, de 26 de janeiro de 2016, estabelece as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias com vigência a partir de 1º de fevereiro.

APÊNDICE C

HISTÓRICO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE NO BRASIL

O Código de Águas de 1934 foi o primeiro documento legal no país a definir que: *“o serviço adequado é reconhecido como exigência fundamental, do ponto de vista das necessidades públicas”*. No entanto, o Decreto n. 24.643 não tratava de forma objetiva questões básicas para padronização da qualidade do serviço e do regime tarifário do serviço pelo custo, como as taxas de remuneração e a contabilização dos ativos das concessionárias. Tais pontos essenciais careciam de regulamentação (LUDOVICO, 2011).

Em 1957, com a edição do Decreto n. 41.019, restou estabelecido a necessidade das concessionárias de se organizarem de forma a *“assegurar um serviço técnico adequado e a continuidade e a eficiência dos fornecimentos”* (HASSIN, 2003, p. 20).

Cyrillo (2011) recorda que *“No Brasil, antes da década de 1970, as distribuidoras de energia elétrica utilizavam dos dados históricos para projetar melhorias na qualidade de energia, medida em interrupções e quantidade de horas ou de energia não fornecida. Não havia instrumento legal para estabelecer os níveis adequados de qualidade de energia. Esse próprio termo não era de definição única no Brasil e por vezes a qualidade de fornecimento não era alvo de avaliação e acompanhamento para área de atuação das distribuidoras”* (p. 19).

C.1. Portaria DNAEE n. 046, de 1978

De modo a regulamentar as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica, foi editada a Portaria DNAEE n. 046, de 17 de abril de 1978, que considerava como imprescindível à conceituação de serviço adequado de energia elétrica, o estabelecimento de indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica a serem observados pelas concessionárias de serviços públicos (GUEIBER, 2009).

A edição da Portaria DNAEE n. 046, juntamente com a edição da Portaria n. 047 do mesmo ano, tornaram-se o marco legal da qualidade de energia elétrica no Brasil, de modo que a qualidade de energia elétrica ganha definição de âmbito nacional, com estabelecimento de metas a serem cumpridas em relação à frequência de interrupções, acima de 3 minutos, e da duração do restabelecimento da energia (CYRILLO, 2011).

A citada regulamentação definiu os índices coletivos relativos à continuidade de serviço, denominados DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), regulamentados por meio da Resolução ANEEL n. 024, de 2000, e cujos procedimentos são atualmente

padronizados pela Resolução Normativa ANEEL n. 664, de 2015. A Portaria também estabeleceu as metas individuais de frequência e duração das interrupções.

Com o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro durante a década de 1990, os padrões técnicos e de atendimento ao consumidor, estabelecidos pela Portaria DNAEE n. 046 como referenciais para a qualidade dos serviços de energia elétrica, tornaram-se incompatíveis com as novas exigências dos consumidores com o avanço tecnológico dos equipamentos e dos processos de produção. Conforme aponta Hassin (2003), os limites de DEC e FEC definidos na Portaria não refletiam o contexto do setor elétrico e se mostravam incomparáveis aos limites praticados em países com índices de apuração similares.

Pessanha *et al* (2006) consideram que a Portaria DNAEE n. 046 teve o mérito de introduzir a regulação da continuidade no SEB, no entanto, seu efeito prático na melhoria da continuidade foi bastante limitado em virtude da inexistência de penalidades pelo não cumprimento das metas.

Com a criação do Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade, em 1992, por meio da Portaria DNAEE n. 293, do mesmo ano, teve início um levantamento sobre a qualidade de energia elétrica no Brasil. A Portaria instituiu um grupo de trabalho com objetivo de revisar os indicadores de DEC e FEC. Contudo, uma vez finalizado o estudo, o grupo de trabalho concluiu que os indicadores criados pela Portaria de 1978 não se mostravam suficientes para a realidade setorial, fazendo-se necessário criar outros instrumentos para apurar a qualidade do serviço.

C.2. Portaria DNAEE n. 163, de 1993

Assim sendo, criou-se um novo grupo de trabalho por meio da Portaria DNAEE n. 163, de 1993, cujo objetivo era ampliar o escopo do estudo anterior de modo a buscar outros indicadores que pudessem melhor refletir as expectativas da sociedade quanto à qualidade de energia elétrica, sendo proposto que a apuração dos indicadores de qualidade passasse a considerar interrupções a partir de 1 minuto (CYRILLO, 2011).

O grupo de trabalho estabeleceu que quatro atributos de qualidade deveriam ser considerados na pesquisa por indicadores de qualidade: disponibilidade, conformidade, restaurabilidade e flexibilidade.

Esclarecem Hassin *et al* (1999) que *"(...) a disponibilidade indica o quanto a energia está disponível para o consumidor. A conformidade se relaciona à forma de onda de tensão. A restaurabilidade e flexibilidade são atributos que dizem respeito à rede de distribuição, sendo a restaurabilidade a capacidade associada ao sistema elétrico de restaurar rapidamente o fornecimento de energia elétrica, minimizando o tempo de interrupção, e a*

flexibilidade representa a capacidade que o sistema elétrico tem de assimilar mudanças em sua estrutura ou configuração" (p. 25-26).

Resumidamente, foram propostos por meio de Relatório Técnico os seguintes indicadores de continuidade de energia elétrica pelo grupo de trabalho da Portaria DNAEE n. 163, de 1993 (ANEEL, 1998):

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor. Exprime o espaço de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação;

DIC - Duração de Interrupção por Consumidor. Exprime o espaço de tempo que o consumidor, individualmente considerado, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação;

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor. Representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período de observação;

FIC - Frequência de Interrupção por Consumidor. Representa o número de interrupções que o consumidor, individualmente considerado, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação;

DEP - Duração Equivalente de Interrupção por Potência. Exprime o espaço de tempo que, em média, a potência do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação;

FEP - Frequência Equivalente de Interrupção por Potência. Representa o número de interrupção que, em média, a potência do conjunto considerado sofreu, no período de observação; e

ICD/ILD - Número de Interrupções de Curta e Longa Duração. Contabiliza o número de interrupções por intervalo de tempo definido, refletindo a percepção do consumidor.

Os estudos e pesquisas efetuados pelo grupo de trabalho avançaram ao propor outros indicadores como DEP, FEP, ICD e ILD, porém alguns deles se prestavam mais a identificar a origem das interrupções, sendo indicadores, assim como o DEC e FEC, de caráter gerencial.

Conforme observa Hassin (2003), os estudos desenvolvidos pelo grupo de trabalho visaram somente os fenômenos de longa duração: sobretensão, subtensão, desequilíbrio de tensão e interrupção do fornecimento. Fenômenos como distorções harmônicas, cintilação (*flicker*), desequilíbrio de tensão, nível de interferência de comunicação e ruído não foram objeto de estudo.

O Relatório Técnico do grupo de trabalho, apesar de propor novos indicadores de qualidade, carecia de uma abordagem prática sobre procedimentos de coleta, operação e tratamento dos dados, razão pela qual foi estabelecida a sua implantação em três fases: uma fase experimental (1997); uma fase precária (1998-1999); e a fase de implantação, a partir do ano 2000 (THOMAS *et al*, 1998). Com a privatização de cerca de 70% do mercado de distribuição até o final da década de 1990, tornou-se impraticável atender aos prazos de implantação previstos pelo grupo de trabalho.

C.3. Qualidade do serviço no RE-SEB

Com o processo de reforma no modelo do setor elétrico (RE-SEB), a consultoria responsável incorporou nos trabalhos as crescentes preocupações com a regulamentação técnica da qualidade dos serviços, apresentando as seguintes recomendações (Coopers & Lybrand, 1998):

- a regulamentação técnica deve ser obtida por meio do estabelecimento de padrões e procedimentos mensuráveis, monitoração do desempenho em relação a tais medidas e aplicação de penalidades financeiras quando de infração de padrões;
- necessidade de uma fase de transição para implementar os padrões e procedimentos, para proporcionar um período de ajustes antes que as penalidades sejam aplicadas quando da infração de padrões;
- estabelecimento de padrões nacionais mínimos, onde padrões uniformes nacionais não sejam necessários por questões de segurança do sistema;
- pequenos sistemas isolados, atendendo a menos de 10.000 conexões, devem ser excluídos dos padrões nacionais propostos. Deve ser feita uma abordagem caso-a-caso, levando em consideração fatores relevantes, tais como as circunstâncias econômicas dos clientes e a posição financeira da concessionária;
- os padrões adotados por qualquer concessionária não poderão ser menos rigorosos do que os atuais;
- as responsabilidades dos diversos órgãos que têm participação na regulamentação devem ser claramente definidas;
- aplicação de penalidades pré-determinadas para infrações de padrões específicos de clientes, ressarcíveis diretamente ao cliente afetado pela infração;
- penalidade pré-determinada para a infração de alguns padrões genéricos, tais como: energia não suprida devido a falhas na distribuição e perdas técnicas e comerciais;
- o nível das penalidades pagas diretamente aos clientes deve ser baseado na tarifa aplicável e no consumo anual de energia do cliente;

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

- estabelecimento de penalidades discricionárias para infrações de todos os demais padrões genéricos; e
- a receita arrecadada pelos reguladores oriunda de penalidades discricionárias deve ser utilizada para fazer frente a seus próprios custos ou a outros custos do setor.

Os trabalhos desenvolvidos pela consultoria guardaram coerência entre o modelo organizacional proposto e as diretrizes regulatórias apontadas, mas careciam de detalhamento para se tornarem operacionais. As recomendações quanto à qualidade do fornecimento foram, em sua maioria, aplicadas mediante regulamentos específicos da ANEEL, sucessora legal do DNAEE (LUDOVICO, 2011).

A ANEEL então aproveitou o momento da celebração dos novos contratos de concessão para aperfeiçoar, de forma paulatina e diferenciada, o arcabouço legal da qualidade, impondo maior rigor nos padrões técnicos e de atendimento ao consumidor. Assim, de acordo com os trabalhos que vinham sendo desenvolvidos pelo DNAEE, de forma coerente com as diretrizes da proposta da *Coopers & Lybrand*, os seguintes indicadores foram introduzidos em 33 contratos de concessão de distribuição assinados diretamente com a ANEEL:

Tabela C.1. Indicadores técnicos de contratos de concessão de distribuição

Indicador	Abrangência	Apuração
DEC	Concessionária/grupo de concessão/conjunto	Mensal/trimestral/anual
FEC	Concessionária/grupo de concessão/conjunto	Mensal/trimestral/anual
DIC	Individual	Mensal
FIC	Individual	Mensal
TMA	Concessionária/grupo de concessão/conjunto	Mensal/trimestral/anual

Fonte: Hassin, 2003.

No caso específico das concessionárias de distribuição do estado de São Paulo, a Secretaria de Energia, com a anuência do DNAEE, desenvolveu o Programa de Qualidade do Estado de São Paulo (PQESP), que abordava a qualidade sob os enfoques do produto, do serviço e do atendimento comercial, além de considerar indicadores individuais e coletivos. O programa foi implantado em 14 contratos de concessão, aperfeiçoando o modelo de qualidade, além de apresentar uma série de indicadores com padrões técnicos de atendimento mais rígidos do que aqueles até então estabelecidos, com previsão de aplicação de penalidades por violações de padrões de qualidade coletivos e individuais. O PQESP utilizava-se da seguinte relação de indicadores técnicos nos períodos de implantação e maturidade:

Tabela C.2. Indicadores de qualidade dos contratos de concessão de São Paulo

Indicadores	Período de Transição		Período de Maturidade	
	Abrangência	Apuração	Abrangência	Apuração
DEC	Interrup.> 1 min Concessionária e conjunto	Mensal/trimestral/ Anual	Interrup.> 1 min Concessionária/co njunto/famílias	Mensal/trimestral/ Anual
FEC	Interrup.> 1 min Concessionária e conjunto	Mensal/trimestral/ Anual	Interrup.> 1 min Concessionária/co njunto/ famílias	Mensal/trimestral/ Anual
FMA – Frequência Média de Atendimento	Por concessionária e famílias	Mensal/anual	Por concessionária e famílias	Mensal/anual
TMA – Tempo Médio de Atendimento	Por concessionária e famílias	Mensal/anual	Por concessionária e famílias	Mensal/anual
TX% - Tempo X% de Atendimento	X = 90 Por concessionária e famílias	Mensal/anual	X = 90 Por concessionária e famílias	Mensal/anual
TAI – Tempo de Atendimento Individual	Individual	Reclamação ou Auditoria	Individual	Reclamação ou Auditoria
DIC	Individual	Reclamação ou Auditoria	Individual	Reclamação ou Auditoria
FIC	Individual	Reclamação ou Auditoria	Individual	Reclamação ou Auditoria

Fonte: Hassin, 2003.

Conforme ilustra a tabela acima, além dos indicadores coletivos e individuais conhecidos, os contratos de concessão de distribuição no estado de São Paulo incorporaram critérios de abrangência por famílias de rede, que corresponde ao agrupamento de redes elementares com características similares³⁴⁶.

O indicador Frequência Média de Atendimento (FMA) trata-se do quociente entre o número total de atendimento de ocorrências registradas e a quantidade de unidades consumidoras servidas em um universo de apuração. Para apurações referentes a unidades consumidoras em tensão de distribuição este quociente deve ser multiplicado por 10.000.

O indicador Tempo Médio de Atendimento (TMA) trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento ou término do atendimento nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.

O indicador Tempo X% de Atendimento (TX%) é calculado ordenando os tempos de atendimento segundo tempos de atendimento crescentes sendo adotado o valor inicial de 80% na etapa de transição e de 90% na etapa de maturidade. TX% é o maior tempo de atendimento das primeiras X% ocorrências deste universo de apuração.

³⁴⁶ Rede elementar consiste de um alimentador primário com seus respectivos transformadores de distribuição e circuitos de baixa tensão, no caso de todos os seus consumidores pertencerem à área urbana ou área rural (ANEEL,1997).

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

O indicador Tempo de Atendimento Individual (TAI) trata-se do maior dos tempos de atendimento das ocorrências para um mesmo consumidor, no período de apuração, transcorridos desde o recebimento das suas reclamações até o restabelecimento dos fornecimentos ou término dos atendimentos nos casos onde não houve interrupção de fornecimento.

Especificamente para as empresas RGE e AES-SUL, oriundas da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE), os seguintes indicadores relativos à continuidade dos serviços foram introduzidos no contrato de concessão:

Tabela C.3. Indicadores de qualidade do serviço e produtos da RGE e AES-SUL

Indicadores	UNIDADE	PADRAOANUAL
E.I.(G)	kWh/ milhão kWh	3000
T.A.C.(urb)	h:min	1:10
T.A.C.(rur)	h:min	2:30

Fonte: Hassin (2003).

O indicador E.I.(G) corresponde à Energia Interrompida Global por milhão da energia fornecida, e T.A.C. corresponde ao Tempo Médio de Atendimento aos consumidores na ocorrência de falhas, variando o padrão para unidades urbanas e rurais.

C.4. Resolução ANEEL n. 024, de 2000

Para Pessanha *et al* (2006), a regulação da continuidade no Brasil tem dois momentos históricos: a Portaria DNAEE n. 46, de 1978, responsável por inaugurar a regulação da continuidade no SEB ao introduzir metas para os indicadores DEC e FEC; e a Resolução ANEEL n. 24, de 2000, responsável pela adequação da regulação da continuidade ao novo contexto institucional do SEB, marcado pelas privatizações das distribuidoras de energia elétrica.

Com a edição da Resolução ANEEL n. 024, de 2000³⁴⁷, foram criados novos indicadores para aferição da continuidade, para os quais estabeleceu padrões e metas a serem cumpridos pelas concessionárias, estabelecendo penalidades no caso de descumprimento dos padrões, além de várias outras obrigações (GUEIBER, 2009).

A norma manteve os indicadores de conjunto DEC e FEC, e criou outros três indicadores individuais: de duração e de frequência de interrupção individuais (DIC e FIC, respectivamente); e de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC).

Essas metas de continuidade passariam a vigorar a partir de janeiro de 2001 e seriam objeto de repactuação a cada ciclo de revisão periódica das tarifas de energia elétrica,

³⁴⁷ Revogada pela Resolução Normativa ANEEL n. 395, de 15 de dezembro de 2009.

sendo que para cada concessionária foi editada uma Resolução da ANEEL estabelecendo as metas a serem cumpridas. Ademais, a partir de janeiro de 2005, todos os consumidores receberiam em suas faturas de energia as informações sobre o padrão e o valor apurado dos indicadores individuais DIC, FIC e DMIC de suas respectivas unidades consumidoras, com o pagamento compulsório de compensação no caso de transgressão dos padrões estabelecidos.

Hassin (2003) considera que a edição da Resolução n. 024, de 2000, trouxe uma evolução considerável em relação à Portaria DNAEE n. 046, de 1978, na medida em que estabeleceu penalidades em favor do consumidor e para as concessionárias que violassem os padrões de continuidade. Entretanto, o autor observa que os dispositivos trazidos pela Resolução careciam de maiores garantias de proteção ao consumidor, uma vez que os indicadores de continuidade definidos, como DEC e FEC, não refletiam totalmente as necessidades dos consumidores, sendo considerados de natureza gerencial, voltados mais para o aspecto de orientação do planejamento e tomada de decisões internas da própria concessionária.

Os limites de continuidade estabelecidos pela Resolução n. 024, de 2000, não refletiam o equilíbrio entre os custos de fornecimento incorridos pela concessionária e os custos de interrupção incorridos pelos consumidores, de forma a minimizar o custo total de interrupção para a sociedade (PESSANHA *et al*, 2006).

C.5. Resolução Normativa ANEEL n. 345, de 2008 - PRODIST

Até a edição da Resolução Normativa n. 345, de 2008, que aprovou a primeira versão dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST)³⁴⁸, a Resolução n. 24, de 2000, consolidava os conhecimentos da Portaria DNAEE n. 46, de 1978. A definição de metas de qualidade continuava a ser feita por meio de indicadores de qualidade coletivos e individuais, sendo estabelecidas penalidades no caso de descumprimento dos indicadores, por multas³⁴⁹ e por ressarcimento. As metas coletivas passaram a ser definidas por comparações entre diversos conjuntos de consumidores definidos pelas concessionárias e as metas individuais atreladas às metas coletivas (*yardstick competition*).

Conforme destaca Cyrillo (2011), o *"PRODIST não só compila os conhecimentos desenvolvidos ao longo dos anos no setor elétrico como também propõem mudanças visando a melhora das atividades de distribuição de energia elétrica. Uma mudança significativa na atual regulamentação trata da qualidade da energia: mais precisamente sobre as multas relacionadas aos indicadores coletivos, DEC e FEC, que deixam de existir.*

³⁴⁸ A revisão vigente do Módulo 8 do PRODIST - Qualidade da Energia Elétrica a partir de 1º de janeiro de 2016, foi aprovada pela Resolução Normativa n. 664, de 2015, após a realização da Audiência Pública n. 052/2014.

³⁴⁹ Segundo Barbosa *et al.* (2004), 26 concessionárias foram multadas no ano de 2003 por terem violado as metas de DEC e FEC em 2002, totalizando o montante de R\$ 35,3 milhões.

As indenizações decorrentes do não atendimento dos indicadores de qualidade por parte das distribuidoras são baseadas nos indicadores individuais, DIC, FIC e DMIC” (p. 23).

Para o autor, essa mudança é importante porque antes da edição da Resolução n. 345, de 2008, os valores das penalizações eram repassados ao Tesouro Nacional, passando as multas pela violação dos limites a serem transferidas ao consumidor, e as penalizações (multas) devidas em razão do não atendimento do serviço repassadas a um fundo setorial, no caso, a CDE.

Outro detalhe importante da regulação da continuidade com a introdução do PRODIST é em relação à definição de conjuntos elétricos, os quais passaram a ser a base para determinação de índices de continuidade, sendo estabelecido que os conjuntos de unidades consumidoras passam a ser definidos por subestações, ou seja, pela sua natureza elétrica e não mais somente pela natureza geográfica, como anteriormente (*Ibidem*).

Feito este breve preâmbulo histórico da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil, o Capítulo 3 deste trabalho trata dos indicadores de qualidade de serviço vigentes nos termos do PRODIST.