

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS
MESTRADO EXECUTIVO EM GESTÃO EMPRESARIAL – MEX

SIMONE MOREIRA SOARES

**REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA E O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-
FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Orientador Acadêmico

PROF. ISTVAN KAROLY KASZNAR – Ph.D

Rio de Janeiro
2019

SIMONE MOREIRA SOARES

***REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA E O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO
DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA***

Dissertação para obtenção do grau de mestre à Escola Brasileira de
Administração Pública e de Empresas da Fundação Getúlio Vargas.

Área de concentração: Finanças

Orientador: Prof. Istvan Karoly Kasznar – Ph.D

Rio de Janeiro

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas/FGV

Soares, Simone Moreira

Revisão tarifária periódica e o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica / Simone Moreira Soares. – 2019.
121 f.

Dissertação (mestrado) - Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, Centro de Formação Acadêmica e Pesquisa.

Orientador: Istvan Karoly Kasznar.
Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica - Brasil. 2. Energia elétrica – Brasil - Tarifas. 3. Política energética. 4. Agências reguladoras de atividades privadas. I. Kasznar, Istvan Karoly. II. Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas. Centro de Formação Acadêmica e Pesquisa. III. Título.

CDD – 333.795

Elaborada por Márcia Nunes Bacha – CRB-7/4403

SIMONE MOREIRA SOARES

"REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA E O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA".

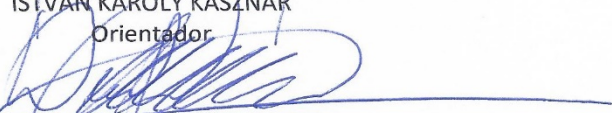
DISSERTAÇÃO apresentado(a) ao Curso de MESTRADO PROFISSIONAL EXECUTIVO EM GESTÃO EMPRESARIAL do(a) ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS para obtenção do grau de MESTRE(a) em ADMINISTRAÇÃO.

Data da defesa: 07/11/2019

ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA

Presidente da Comissão Examinadora: Prof^º/a ISTVAN KAROLY KASZNAR


ISTVAN KAROLY KASZNAR
Orientador


DIEGO DE FAVERI PEREIRA LIMA
Membro Interno


DIOGO SÉRGIO DE CARVALHO VIANNA
Membro Externo



Instrução Normativa nº 01/19, de 09/07/19 - Pró-Reitoria FGV

Em caso de participação de Membro(s) da Banca Examinadora de forma não-presencial*, o Presidente da Comissão Examinadora assinará o documento como representante legal, delegado por esta I.N.

*Skype, Videoconferência, Apps de vídeo etc

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, José Avelino e Maria Carmen que sempre me ensinaram a correr atrás dos meus sonhos, a minha filha Maria Eduarda por estar sempre ao meu lado e amigos, que tanto me apoiaram

AGRADECIMENTOS

Agradeça minha filha Maria Eduarda pelo apoio e paciência. Espero que todo o meu esforço lhe sirva de exemplo no futuro.

Agradeço ao meu amigo Edilson Coelho da Silveira que foi fundamental para que o sonho do mestrado pudesse ser realizado.

Agradeço a Simone da Silva Cerutti de Azevedo pela paciência, força, companheirismo e contribuições para o trabalho.

Agradeço ao meu orientador, Professor Istvan Karoly Kasznar, pelo incentivo, apoio, direcionamentos e ensinamentos, tornando possível a finalização desta dissertação.

Aos componentes do projeto de P&D Modelagem de indicadores de desempenho em empresa do setor elétrico: uma análise de desempenho à luz das linguagens contábil, econômica e financeira, pela troca de experiência e contribuição a este trabalho.

Agradeço aos membros da banca, Professor Dilo Sergio de Carvalho Vianna e Professor Diego de Faveri Pereira Lima pelas contribuições que engrandeceram minha dissertação.

Agradeço a Light, empresa que trabalho, pelo conhecimento adquirido e pela oportunidade de participar do projeto de P&D, possibilitando o desenvolvimento desta dissertação.

E como não agradecer aos meus amigos da turma de mestrado executivo? Com certeza nossa convivência tornou os desafios a serem enfrentados mais fáceis. Cada um com seu jeito de ajudar, de se preocupar e incentivar, sempre motivando a seguirmos em frente.

Esta Dissertação também é uma capacitação prevista no Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação “P&D 00382-0102/2018 – Modelagem de indicadores de desempenho em empresa do setor elétrico: uma análise de desempenho à luz das linguagens contábil, econômica e financeira”, patrocinado pela LIGHT SESA e desenvolvido em conjunto pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ e pela Associação Brasileira dos contadores do Setor de Energia Elétrica – ABRACONEE

RESUMO

Objetivo - O objetivo desta pesquisa é tratar da relação do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica no setor brasileiro com o modelo aplicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nas revisões tarifárias periódicas. No processo de revisão tarifária, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define a nova tarifa para o próximo ciclo tarifário, definido no contrato de concessão da distribuidora. Ou seja, o processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão, o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora, e será esta tarifa que irá gerar caixa para os próximos investimentos a serem efetuados mantendo a qualidade do serviço prestado ao consumidor. Sendo assim, o estudo verificará se as regras tarifárias recompõem o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, atendendo o objetivo de sua criação.

Metodologia - Utilização da metodologia do estudo de eventos onde analisa a existência ou não de um determinado evento que possa afetar o valor da saúde financeira da empresa.

Resultados - O estudo verificou o quanto é importante o processo de revisão tarifária periódica para a saúde financeira das distribuidoras de energia elétrica, uma vez que o resultado deste processo possui um efeito direto da receita líquida e na geração de caixa operacional das mesmas.

Limitações - Este estudo não irá questionar as regras tarifárias definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do seu poder discricionário. O objetivo deste estudo é verificar se as regras tarifárias em exercício possibilitam a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Aplicabilidade do trabalho- Reforçar a importância e a responsabilidade do órgão regulador no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica.

Contribuições para a sociedade – Demonstrar o trabalho do órgão regulador para manter tarifas justas ao consumidor e as distribuidoras de energia.

Originalidade: Existem outros trabalhos que tratam desse assunto, porém para períodos e abordagens diferentes.

Palavras chave: setor elétrico, tarifas, concessões, mensuração de ativos, distribuidoras de energia elétrica, equilíbrio econômico-financeiro, Light, Cemig, Eletrobrás, ANEEL, ciclo tarifário, preços.

Categoria do artigo: Dissertação de Mestrado

ABSTRACT

Purpose - The objective of this research is to deal with the relationship between the economic and financial balance of electricity distributors in the Brazilian sector and the model applied by National Agency of Electric Energy (ANEEL) in the periodic tariff reviews. In the tariff review process, National Agency of Electric Energy (ANEEL) defines the new tariffs for the next tariff cycle, defined in the distributor's concession agreement. That is, the Periodic Tariff Review process has as its main objective to analyze, within a period previously defined in the concession agreement, the distributor's economic-financial balance, and it will be this tariff that will generate liquidity for the next investments to be made in the company's infrastructure maintaining the quality of customer service. Thus, the study will verify if the tariff rules recompose (reimbursement of past investments) the economic-financial balance of the distributors, of the distributors for the next cycle meeting the objective of their creation.

Methodology – The methodology used in this study of events. Analyzes the existence or not of a certain event that may affect the financial health value of the company.

Results - The study verifies how important is the Periodic Tariff Review Process for the financial health of the electricity distributors, since the result of this process has a direct effect on their net revenue and their operating cash generation.

Limitations - This study will not question the tariff rules defined by National Agency of Electric Energy (ANEEL) through its discretionary power. The objective of this study is to verify if the current tariff rules allow the recomposition of the distributors economic and financial balance.

Practical implications - Reinforce the importance and responsibility of the regulator in the economic and financial balance of the electricity distribution companies.

Social implications - Demonstrate the work of the regulator to maintain fair rates for consumers and energy distributors.

Originality - There are other works that deal with this subject, but for different periods and approaches.

Keywords: electricity sector, tariffs, concessions, asset measurement, electricity distributors, economic and financial balance, Light, Cemig, Eletrobrás, ANEEL, tariff cycle, prices.

Article category: Master thesis

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Exemplo cronograma do ciclo tarifário	17
Figura 2 - Função dos tipos de formação da Tarifa.....	32
Figura 3- Componentes da Receita.....	33
Figura 4- Valor Final da Energia Elétrica	34
Figura 5- Regras para formação da tarifa	36
Figura 6 - Para que serve a governança corporativa.....	45
Figura 7- Etapas do Estudo de Evento	47
Figura 8- Linha do tempo para um estudo de eventos.....	57

LISTA DE TABELA

Tabela 1- Relação das dez distribuidoras de energia elétrica.....	20
Tabela 2- Janela de eventos para análise	20
Tabela 3 - Ciclo Tarifário das distribuidoras	23
Tabela 4- Agrupamento das distribuidoras de energia elétrica	38
Tabela 5 - Ciclo Tarifários das Distribuidoras do Setor elétrico e Receita Bruta Total.....	54
Tabela 6- Empresas analisadas e datas das revisões tarifárias	56
Tabela 7 - Projeção valores de 30.06.2019 para 31.12.2019.....	58
Tabela 8 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora LIGHT	65
Tabela 9 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora COELBA	68
Tabela 10 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora COSERN.....	71
Tabela 11 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora CEMIG-D	74
Tabela 12 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora CPFL Paulista	77
Tabela 13 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora EMT	80
Tabela 14 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora EMS	84
Tabela 15 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora ESE	89
Tabela 16 - Lucratividade das Distribuidoras Analisadas	93
Tabela 17 - Rentabilidade do Ativo das Distribuidoras Analisadas.....	96
Tabela 18 - Relação Resultado Revisão Tarifária com a Lucratividade e Rentabilidade	100

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1- Lucratividade (Distribuidoras Analisadas)	94
Gráfico 2- Rentabilidade – ROA (Distribuidoras Analisadas).....	97

LISTA DE SIGLAS

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia.
ABRACONEE - Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica.
ABRADEE - Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica.
AIS - Ativo Imobilizado em Serviço.
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.
BRR - Base de Remuneração Regulatória (ou Base de Ativos Regulatória).
CAPM - Capital Asset Pricing Model.
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDI - Certificado de Depósitos Interbancários.
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A.
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte.
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz.
EBITDA – Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EMS - Energisa Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.
EMT - Energisa Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.
ESE - Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia.
IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
LAJIDA – Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A.
MCSEE - Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.
ML - Margem Líquida.
NT - Nota Técnica.
O&M - Operação e Manutenção.
PARCELA A - Parcela relativa aos custos não gerenciáveis incluídos nas tarifas.
PARCELA B - Parcela relativa aos custos gerenciáveis incluídos nas tarifas.
PCLD – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa.
PECLD - Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa.
PIB - Produto Interno Bruto
PMSO – Pessoal, Material, Serviços e Outros
PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária
QRR - Quota de Reintegração Regulatória.
RE - Receita de Equilíbrio.
REN - Resolução Normativa.
RGE SUL - Rio Grande de Energia do Sul S/A.
ROA - Return on Assets, ou seja, Taxa de Retorno sobre o Ativo Total.
RTP - Revisão Tarifária Periódica.
SEBRAE - Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas.
SER - Superintendência de Regulação Econômica.
SFF - Superintendência de Fiscalização Econômico-Financeira.
VNR - Valor Novo de Reposição.
WACC – Weighted Average Cost of Capital.
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	17
1.1.	O PROBLEMA	19
1.2.	Objetivos	19
1.3.	Hipótese	21
1.4.	Delimitação do estudo	22
1.5.	Relevância do estudo	24
2.	REFERENCIAL TEÓRICO	25
2.1	Regulação do Setor Elétrico Brasileiro	25
2.2	O equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de serviço público	26
2.3	Privatizações no setor elétrico brasileiro	28
2.4	Regime tarifário brasileiro	30
2.4.1.	Revisão Tarifária	35
2.4.1.1.	Custos Operacionais	37
2.4.1.2.	Receitas irrecuperáveis	39
2.4.1.3.	Anuidades (Base de Anuidade Regulatória – BAR)	39
2.4.1.4.	Fator X	40
2.4.1.5.	Base de Remuneração Regulatória - BRR	41
2.4.1.6.	Remuneração do Capital	42
2.4.1.7.	Quota de Reintegração	42
2.4.2.	Reajuste Tarifário	42
2.5	Governança Corporativa no Setor Elétrico Brasileiro	44
3.	METODOLOGIA	47
3.1.	Tipo de pesquisa	48
3.1.1.	Lucratividade ou margem de lucro	49
3.1.2.	Rentabilidade	51
3.1.3.	Análise dos dois índices	53
3.2.	Universo e amostra	54
3.3.	Coleta de dados	57
3.4.	Tratamento dos dados	58
4.	RESULTADO	59
4.1.	ANÁLISE DOS DADOS	59
4.1.1.	CONJUNTURA ECONÔMICA E REGULATÓRIA	60

4.1.2.	LIGHT	65
4.1.3.	COELBA	68
4.1.4.	COSERN	71
4.1.5.	CEMIG-D	74
4.1.6.	CPFL PAULISTA	77
4.1.7.	EMT	80
4.1.8.	EMS	84
4.1.9.	ESE	89
4.1.10.	Análise da Lucratividade e Rentabilidade do grupo de distribuidoras estudadas.	92
4.2.	LIMITAÇÃO	103
5.	CONCLUSÃO	105
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
	GLOSSÁRIO	115
	ANEXOS COM LINK PARA AS LEGISLAÇÕES	121
A.	ANEEL. Nota Técnica nº 111/2016-SFF/ANEEL - http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_2016_111.pdf	121
B.	ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.1 – PRORET. - http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_2_1A_v1.pdf	121
C.	ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.2 – PRORET. http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_Proret_Submod_2_2A_v2.pdf	121
D.	ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.3 – PRORET. http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf	121
E.	ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.5 – PRORET. http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_2_5A_v1.pdf	121
F.	ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.4 – PRORET. http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018807_Proret_Submod_2_4_V3.pdf	121
G.	ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 3.1– PRORET. http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_3_1_V4.pdf	121
H.	Quinto Termo Aditivo ao Contrato De Concessão De Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica Nº 001/1996-Aneel Light – Serviços De Eletricidade S.A. https://www.aneel.gov.br/documents/10184//16598908//Quinto_Aditivo_001_1996_LIGHT.pdf	121
I.	LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995. Regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos- http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm	121

J.	RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 234/06.	
	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf	121
K.	L Resolução Normativa nº 367/2009.	
	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009367.pdf	121
L.	Medida Provisória – MP nº 579/2012.	
	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Mpv/579.htm	121

1. INTRODUÇÃO

As distribuidoras de energia elétrica são as arrecadadoras do sistema elétrico brasileiro. São elas que recolhem, através das contas de luz, os tributos e encargos que devem ser repassados as geradoras, transmissoras, agências e governo. Independente de receberem ou não o pagamento do consumidor pela energia faturada. Esses valores são baseados no custo da tarifa definida no processo de revisão tarifária.

O processo tarifário ocorre de duas formas: revisões tarifárias que ocorre na média, de quatro em quatro anos e onde ocorre a recomposição do nível tarifário e os reajustes tarifários que ocorrem anualmente, exceto no ano de revisão tarifária, onde é apenas revisto os custos não gerenciáveis. Ou seja, os valores que a distribuidora não possui gerência sobre ele, como tributos, valores de compra de energia e encargos do setor.

No processo de revisão tarifária, a ANEEL define a nova tarifa para os próximos três¹, quatro ou cinco anos (dependerá do ciclo tarifário da distribuidora – vide figura 1), ou seja, as revisões acontecem em datas determinadas pelo Contrato de Concessão.




EXEMPLO DE CICLOS DE RTP COM PERÍODOS DIFERENTES				
		 Celesc Distribuição S.A.	 escelsa energias do brasil	 Light
Periodicidade		4 anos	3 anos	5 anos
4º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	15/03/2020	07/08/2016	15/03/2022
	Última Revisão Tarifária	07/08/2016	07/08/2013	15/03/2017
3º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	07/08/2016	07/08/2013	07/11/2018
	Última Revisão Tarifária	07/08/2012	07/08/2010	07/11/2013
2º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	07/08/2012	07/08/2010	07/11/2013
	Última Revisão Tarifária	07/08/2008	07/08/2007	07/11/2008
Nº Contrato de Concessão		Nº 056/1999 - 1º aditivo subcláusula 7	Nº 001/1995 - 1º aditivo subcláusula 7	Nº 001/1996 5º aditivo subcláusula 13

Figura 1- Exemplo cronograma do ciclo tarifário

Fonte: Informações retiradas do site da ANEEL – Calendário de Revisão Tarifária Periódica.

¹ A única distribuidora que possui ciclo de 3 anos é a Escelsa. A última revisão tarifária periódica ocorreu em 7 de novembro de 2019, a 8ª revisão tarifária da distribuidora, conforme site www.EDP.com.br/noticias/revisao_tarifaria_edp_es.

Nos contratos de concessão, assinados pelas distribuidoras de energia elétrica, está definido a data que ocorrerá a revisão da tarifa, consequentemente os anos que ocorrerão os reajustes anuais. Abaixo segue o exemplo da definição do ciclo tarifário no contrato de concessão da Light Serviços de Eletricidade S.A.

“Subcláusula Décima Terceira – As revisões tarifárias ordinárias obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida em 15/03/2017 e as subseqüentes serão realizadas a cada 5 (cinco) anos a partir desta data. ” (Quinto Termo Aditivo ao Contrato De Concessão De Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica Nº 001/1996-Aneel Light – Serviços De Eletricidade S.A. p.12)

Será esta tarifa que irá gerar caixa para os próximos investimentos a serem feitos, mantendo a qualidade do serviço prestado e o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora.

Segundo a ANEEL, o processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. No momento da revisão tarifária periódica são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados, com prudência. A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X (ANEEL, Revisão Tarifária Periódica).

A região Sudeste é a que demanda maior volume de energia elétrica, cerca de 44% de todo o consumo nacional (EPE, 2019).

Em 2015 o Brasil sofreu uma grande diminuição nos índices pluviométricos elevando o custo para as concessionárias responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica no país, devido a utilização das térmicas, consequentemente o aumento do preço da energia nos leilões (IBGE, 2019). Esta crise financeira foi uma das piores crises ocorridas nos últimos anos no país (MOTA et al, 2015). O Brasil encerrou o ano com uma retração do PIB de 3,8%, uma das maiores reduções desde 1990, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2019). Consequentemente atingiu uma inflação oficial de 10,67%, a maior desde o ano de 2002, informou o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2019). O país enfrentou o rebaixamento da sua nota de crédito por duas agências de classificação de risco internacionais.

Com o objetivo de monitorar a saúde financeira das empresas, a ANEEL, através da Nota Técnica Nº. 111/2016-SFF (vide anexo A) de junho de 2016, criou indicadores para acompanhar a eficiência com relação à qualidade do serviço prestado e com à gestão econômico-financeira da empresa, ou seja, um modelo preventivo contra o risco de degradação do serviço regulado.

1.1. O PROBLEMA

O problema que este estudo buscará responder é: **Existe alguma relação entre o resultado das revisões tarifárias e o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras do setor elétrico?**

- Relação positiva - a distribuidora de energia que possui a capacidade de manter a sua sustentabilidade econômica e financeira consegue investir o necessário para manter suas operações e a qualidade do serviço prestado a sociedade, bem como um retorno satisfatório ao acionista.
- Relação negativa - a distribuidora de energia elétrica que não é capaz de obter este equilíbrio, poderá ter problemas para manter a qualidade mínima exigida pela agência reguladora, fazendo com que os consumidores passem a pagar tarifas mais altas ou tenham um serviço de baixa qualidade. O desequilíbrio econômico-financeiro em uma distribuidora poderá fazer com que necessite recorrer a financiamentos, normalmente capital de terceiros, para manter sua operação. O aumento da alavancagem poderá agravar a situação financeira, formando um círculo vicioso, podendo levar a concessionária a uma situação de insolvência.

A utilização dos indicadores de lucratividade e rentabilidade conseguem medir o desempenho econômico no resultado da atividade. Eles também possibilitam analisar a fonte do problema se for no lucro ou no investimento efetuado, ajudando a gerenciar o capital aplicado.

Uma distribuidora de energia elétrica com uma boa rentabilidade, possui um diferencial na hora de captar novos investimentos.

1.2. Objetivos

Constitui o objetivo principal deste trabalho verificar se os impactos do processo de revisão tarifária na situação econômico-financeira das distribuidoras de energia elétricas brasileiras. Para atingir o objetivo principal da pesquisa serão perseguidos cinco objetivos específicos:

- Investigar a situação econômico-financeira das distribuidoras de energia, listadas na tabela 1, durante os ciclos de revisão tarifária;

Tabela 1- Relação das dez distribuidoras de energia elétrica

Distribuidora	Grupo	Sigla	Área de concessão (mil Km ²)*	Nº Clientes * (mil)	GWh Vendido *
CEMIG Distribuição S/A	CEMIG	CEMIG - D	567	8.409	25.229
Rio Grande Energia do Sul S/A	CPFL Energia	RGE SUL	99,5	1.387	8.846
Rio Grande Energia S/A	CPFL Energia	RGE	90,1	1.485	7.949
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL Energia	CPFL	90	4.496	30.824
Energisa Mato Grosso	Energisa	EMT	903	1.403	7.166
Energisa Mato Grosso do Sul	Energisa	E M S	328	1.018	4.362
Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia	Energisa	ESE	18	776	2.436
Light Serviços de Eletricidade S/A	Light S.A.	LIGHT	11	4.500	28.027
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	NEOENERGIA	COELBA	563	5.993	16.521
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	NEOENERGIA	COSERN	53	1.450	5.567

* Informação retirada das DF's de 31/12/2017

Fonte: site e Demonstrações Financeiras das empresas

- Analisar os indicadores de rentabilidade e lucratividade das companhias distribuidora de energia elétrica brasileiro para o período de 2007 a 2019. Na tabela 2, abaixo, estão definidas as datas que serão utilizadas para cálculo dos indicadores de rentabilidade e lucratividade. Segundo a metodologia de estudo de eventos, é necessário analisar os dados no período anterior ($t=-1$) ao evento ocorrido (ano da revisão tarifária da distribuidora $t=0$) e o período posterior ($t=+1$) ao evento. Isso possibilitará identificar a existência ou não de um determinado evento que possa afetar a saúde financeira das mesmas.

Tabela 2- Janela de eventos para análise

	ANOS QUE SERÃO ANALISADOS DE ACORDO COM A METODOLOGIA DE ESTUDO DE EVENTOS								
	2º Ciclo de Revisão			3º Ciclo de Revisão			4º Ciclo de Revisão		
	t= -1	t=0	t=1	t= -1	t=0	t=1	t= -1	t=0	t=1
RGE SUL	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2017	31/12/2018	30/06/2019
RGE									
EMT									
COELBA									
COSERN									
CPFL									
E M S									
ESE									
CEMIG - D									
LIGHT							31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018

Fonte: Informações retiradas do site da ANEEL – Calendário de Revisão Tarifária Periódica

Em 2016, a Light assinou o 5º termo aditivo ao contrato de concessão nº 001/1996 (vide anexo H), o que possibilitou inclusão das cláusulas do novo modelo de contrato de concessão, onde estabelece os indicadores de equilíbrio econômico financeiro acompanhados pela ANEEL, definidos na Nota Técnica N°. 111/2016-SFF (vide anexo A), bem como uma nova data para as revisões tarifárias ordinárias. Sendo assim, o 4º ciclo de revisão tarifária da Light Serviços de Eletricidade S.A. passou de 06 de novembro de 2018 para 15 de março de 2017. Este foi o motivo do ano do 4º ciclo de revisão tarifária estar diferente das demais distribuidoras.

- Calcular os indicadores de rentabilidade e lucratividade das empresas selecionadas para o estudo, através das informações existentes em suas demonstrações financeiras, publicadas na CVM e no site das distribuidoras. Esses dois indicadores são uma das melhores formas de se medir o equilíbrio econômico e financeiro de uma empresa, pois indica a performance operacional intrínseca ou a lucratividade operacional do negócio.
- Analisar os indicadores financeiros de rentabilidade e lucratividade encontrados para companhias selecionadas.
- Identificar os principais fatores que possam impactar os resultados de algumas das companhias pesquisadas.

1.3. Hipótese

O equilíbrio econômico financeiro das concessionárias de distribuição melhora após a definição da nova tarifa de energia elétrica nas revisões tarifárias periódicas.

Para a empresa manter seu equilíbrio econômico-financeiro é necessário que a receita seja capaz de cumprir o que diz na fórmula abaixo:

$$\text{Receita para equilíbrio} \geq \text{custos operacionais eficientes} + \text{remuneração do capital prudentemente investido} \quad (1)$$

Fórmula 1 - Receita de Equilíbrio



Através deste modelo que o órgão regulador consegue repassar para o consumidor os ganhos de eficiência obtido pela distribuidora de energia, conciliando política tarifária e manutenção de serviço adequado.

1.4. Delimitação do estudo

Foram selecionadas dez distribuidoras de energia elétrica brasileiras e de capital aberto, listadas na tabela 1 e que possuem o mesmo ciclo de revisão tarifária. As dez empresas possuem o processo de revisão tarifária no mesmo ano e com o mesmo intervalo de cinco anos entre as revisões. Este intervalo é definido no contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica. Vide tabela 3 com as datas e periodicidade do ciclo.

No caso da Light teremos que considerar o ano de 2016 como início do quarto ciclo de revisão tarifária periódica, pois a Light assinou o 5º termo aditivo ao contrato de concessão nº 001/1996 (vide anexo H), o que possibilitou inclusão das cláusulas do novo modelo de contrato de concessão, onde estabelece os indicadores de equilíbrio econômico financeiro acompanhados pela ANEEL, definidos na Nota Técnica Nº. 111/2016-SFF (vide anexo A), bem como uma nova data para as revisões tarifárias ordinárias. Sendo assim, o 4º ciclo de revisão tarifária da Light Serviços de Eletricidade S.A. passou de 06 de novembro de 2018 para 15 de março de 2017

Tabela 3 - Ciclo Tarifário das distribuidoras

Revisão Tarifária Periódica (RTP) - Distribuidoras											
											
Periodicidade		5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos
4º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	15/03/2022	08/04/2023	19/06/2023	19/04/2023	08/04/2023	22/04/2023	22/04/2023	08/04/2023	08/04/2023	22/04/2023
	Última Revisão Tarifária	15/03/2017	08/04/2018	19/06/2018	19/04/2018	08/04/2018	22/04/2018	22/04/2018	08/04/2018	08/04/2018	22/04/2018
3º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	07/11/2018	08/04/2018	19/06/2018	19/04/2018	08/04/2018	22/04/2018	22/04/2018	08/04/2018	08/04/2018	22/04/2018
	Última Revisão Tarifária	07/11/2013	08/04/2013	19/06/2013	19/04/2013	08/04/2013	22/04/2013	22/04/2013	08/04/2013	08/04/2013	22/04/2013
2º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	07/11/2013	08/04/2013	19/06/2013	19/04/2013	08/04/2013	22/04/2013	22/04/2013	08/04/2013	08/04/2013	22/04/2013
	Última Revisão Tarifária	07/11/2008	08/04/2008	19/06/2008	19/04/2008	08/04/2008	22/04/2008	22/04/2008	08/04/2008	08/04/2008	22/04/2008

Fonte: Informações retiradas do site da ANEEL – Calendário de Revisão Tarifária Periódica

Apesar do primeiro processo de revisão tarifária das distribuidoras selecionadas ter sido no ano de 2003, será considerado, como data início para análises do evento a data do segundo ciclo de revisão das distribuidoras, ocorrido no ano de 2008. Foram considerados dois motivos para iniciar a análise em 2008: (1) a falta de informação do período correto para o 1º ciclo das empresas selecionadas e (2) as mudanças/melhorias ocorridas nas regras para a formação da tarifa após o primeiro ciclo de revisão tarifária.

Este estudo não irá questionar as regras tarifárias definidas pela ANEEL, através do seu poder discricionário. O processo para questionamento das legislações existentes, ocorre através de uma audiência pública, quando a ANEEL decide efetuar alterações. Quando isso ocorre, os entes do setor participam enviando suas contribuições, sugerindo melhorias nas alterações publicadas e que podem ser acatadas ou não pela ANEEL. Sendo assim, o objetivo deste estudo é verificar se as regras tarifárias em exercício possibilitam a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

1.5. Relevância do estudo

A metodologia da revisão tarifária, criada pela ANEEL, tem o objetivo de prover o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras do setor elétrico, conforme determinam os contratos de concessão. Este estudo pretende identificar se este objetivo está sendo atingido ou se a metodologia aplicada está contribuindo para o desequilíbrio das concessionárias.

A evidenciação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras do setor elétrico é relevante porque: (i) as empresas dependem do órgão regulador para a definição de políticas públicas; (ii) investidor privado precisa para a realização de novos investimentos na área; (iii) o mercado de capitais na condição de financiador do desenvolvimento do mercado de energia; e, por fim, (iiii) à sociedade em geral, na condição de usuária do serviço.

E por isso que, Rehbein e Gonçalves (2008), destacam que as agências reguladoras necessitam de informações detalhadas, passíveis de certificação, para definir tarifas que mantenham o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos sem prejuízo da qualidade dos serviços.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Regulação do Setor Elétrico Brasileiro

Para Pontes (1998), regulação pode ser entendido como regra ou lei especificada por uma autoridade governamental com o intuito de controlar a competitividade e o dinamismo das empresas e do setor.

A regulação surge quando o comportamento das empresas começa a prejudicar a comunidade. O monopólio pode promover preços abusivos obrigando os países a criarem leis que regulem seu funcionamento protegendo os consumidores.

Nestas perspectivas, em 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para propiciar meios de garantir a manutenção do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, objetivando que os mesmos possam garantir boas condições à prestação dos serviços especificados. Embasados nestes princípios foi editada a Lei nº 8.987/1995 (Lei das Concessões – vide anexo I) que define o modelo do sistema geral de concessões, e que conforme Pinheiro e Giambiagi (2000) possuem as seguintes alterações: a) criação de um sistema de aplicação de multas proporcionais às faltas cometidas pelas concessionárias, visando qualidade dos serviços; b) grandes consumidores escolhem seu fornecedor - mercado livre de energia, estimulando a concorrência; c) sistema tarifário não precisa mais ser baseado na regulamentação do custo do serviço; d) o valor das tarifas cobradas dos clientes atuaria como um critério de seleção dos licitantes de um processo de concessão; e) todas as concessões seriam por um prazo fixo, podendo ser renovadas mediante nova licitação, ou ser devolvida ao governo; f) coibição da concessão de subsídios às concessionárias; e g) concessão aos clientes do direito de ser incluído no processo de gestão da concessão.

A regulação possui diversas definições que ilustram sua importância. Para Vogelsang (2002), a regulação significa a definição de limites e parâmetros dentro dos quais as firmas podem obter lucro. Kahn (1998) observou que a essência da regulação é a troca entre a competição por ordens governamentais, de forma a manter o bom desempenho de uma economia, fixando os preços e as condições dos serviços prestados. E Church e Ware (2000) destacam que regulação pode ser definida, como sendo a intervenção governamental que busca mudar os resultados de um mercado.

Nery (2012) define regulação como o conjunto de normas, regras e processos decisórios capaz de proporcionar estabilidade e coerência a todos os atores do setor, seja ele

local, regional, nacional ou internacional. Para isso, a regulação determina a estrutura funcional e a relação que a rege, definindo o modelo econômico e de prestação de serviço.

Na prática, a regulação define uma referência de custos a serem recuperados e uma tarifa média que possibilita esta recuperação, considerando uma demanda e os subsídios sociais existentes. No caso das distribuidoras de energia elétrica, a regulação deve propiciar um mercado confiável, estimulando os investimentos, a modernização, a melhoria contínua dos serviços e a modicidade tarifária. É fundamental que a ANEEL monitore a estabilidade econômico-financeira das empresas distribuidoras de forma a manter a saúde do sistema, pois elas são as principais arrecadadoras do setor.

2.2 O equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de serviço público

A manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão do setor de energia elétrica (Lei das Concessões) é definido na sua formalização pela ANEEL. O principal instrumento para alcançar esse objetivo é a revisão tarifária e cabe ao regulador a função de fiscalização e a fixação de preço da tarifa. A adequada conjugação dessas funções garante a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

Sendo assim, a formação da receita via tarifa garante o equilíbrio econômico-financeiro do ente regulado, sendo isso pactuado no contrato de concessão. Na fiscalização, o órgão regulador exerce um monitoramento econômico-financeiro da concessão, analisando os dados das demonstrações financeiras de forma a entender a realidade da empresa, sua rentabilidade, endividamento e estrutura de capital. Apesar desse equilíbrio estar declarado na lei de criação do órgão regulador e nos contratos de concessão, estes não o definem. Assim, cabe aos agentes e, principalmente, ao regulador a interpretação do que venha a ser o equilíbrio econômico-financeiro.

Em seu artigo, Fernandes e Jurksaitis (2016) dizem que equilíbrio econômico-financeiro, na visão de um advogado, é quando se mantém a adequada remuneração da obra, serviço ou aquisição, nos termos pactuados no momento inicial do contrato. Sendo assim questionam o que poderia ser feito para instigar o interesse de particulares em contratar com a Administração Pública, ou seja, em atuar em ambientes menos estáveis. A resposta deles foi:

“Assegurar ao particular o direito à manutenção das condições econômicas iniciais do contrato, conforme o momento de sua assinatura, preservando-se,

especialmente, sua expectativa de ganhos. É dizer, independentemente das mudanças que vierem a ocorrer após a assinatura do contrato, sejam elas decorrentes do exercício da supremacia estatal ou de circunstância fáticas adversas dos contratos administrativos, o particular fará jus aos ganhos por ele esperados no início do negócio. A essa relação entre as condições econômicas iniciais do contrato e os encargos atribuídos ao particular contratado e à Administração, os juristas convencionaram chamar de equilíbrio econômico-financeiro. Postularam que o equilíbrio econômico-financeiro inicial deve se manter durante a vigência do contrato administrativo, considerando os riscos assumidos por cada uma das partes”. (Fernandes e Jurksaitis, 2016, p.02).

Para o jurista Marçal (2002), equilíbrio econômico-financeiro

“Significa que a Administração tem o dever de ampliar a remuneração devida ao particular proporcionalmente à majoração dos encargos verificada. Deve-se restaurar a situação originária, de molde que o particular não arque com encargos mais onerosos e perceba a remuneração originária prevista.” (Justen Filho Marçal, 2002, p. 499/500).

O equilíbrio econômico-financeiro nas concessões públicas é importante porque estes tipos de contratos são utilizados em empreendimentos que necessitam de altos investimentos, normalmente financiados por instituições financeiras, e que exigem garantias provenientes das receitas oriundas do pagamento das tarifas. Sendo assim, a manutenção deste equilíbrio proporciona segurança para o retorno do investimento no projeto de concessão.

A Lei de Concessões, Lei 8.987, de 13.2.1995 (vide anexo I), através do artigo nono concede o equilíbrio econômico-financeiro e exige-lhe a persistência ao longo da relação instaurada.

“Art. 9º estatui que a tarifa do serviço concedido ‘será preservada pelas regras de revisão”.

“§§ 2º, 3º e 4º do mesmo artigo, ao estabelecerem, respectivamente, que: ‘Os contratos poderão estabelecer mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico e financeiro’; que: ‘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’ e que: ‘Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração”. (Lei 8.987 de 13.2.1995)

Segundo Kasznar (2015),

“O gestor precisa saber balancear adequadamente as necessidades de investimento, financiamento e distribuição de dividendos. Criar uma estrutura de capital ótima ou adequada, que combine corretamente os capitais próprios com o capital de terceiros”. (KASZNAR, 2015 p.101)

Sendo assim, para a empresa manter seu equilíbrio econômico-financeiro é necessário que a receita seja capaz de cobrir os custos operacionais e a remuneração do capital investido.

2.3 Privatizações no setor elétrico brasileiro

Privatização é o processo de transformação em uma empresa privada que era estatal (AURÉLIO, 2015). Logo, privatizar é passar para domínio de empresa privada o que era do poder do Estado (AURÉLIO, 2015).

Segundo o artigo Os Efeitos da Privatização sobre o Desempenho Econômico e Financeiro das Empresas Privatizadas, escrito por Anuatti Neto; Barossi Filho e Macedo, a privatização tornou as empresas mais eficientes e competitivas.

“Os resultados obtidos indicam que estas empresas tornaram-se mais eficientes após a privatização. Em particular observou-se um aumento da lucratividade e da eficiência operacional. Aparentemente, a perda do suporte financeiro do Estado tem um grande impacto sobre a estrutura financeira das empresas, pois se observou um aumento da liquidez corrente e uma redução do endividamento de longo prazo.” (ANUATTI NETO, F. et al, 2005)

As empresas que são privatizadas costumam aumentar a sua eficiência transformando seus investimentos em lucro, aumentando seu poder de capitalizar-se e, conseqüentemente, seu nível de crescimento, tornando-se mais atrativas ao mercado, devido ao aumento da rentabilidade dos acionistas, à elevação da eficiência operacional e melhoria no planejamento do negócio.

Na área de distribuição de energia, cerca de um terço do mercado está nas mãos de empresas estatais. Em geração de energia, detêm pouco mais de 20 mil MW (cerca de 1,5 vez a capacidade da hidrelétrica de Itaipu, uma das três maiores do mundo). (ROCKMANN, Roberto, Valor Econômico, 14/06/2019).

José Soares Filho, cita em seu artigo Serviço Público: conceito, privatização; publicado na revista Jus et Fides, que Arnaldo Wald, Luiza Rangel de Moraes e Alexandre de M. Wald (apud, 1996, p. 70 s) dizem que:

“O Estado restringe sua atuação em determinados setores e a fortalece em outros, como, por exemplo, substituindo a prestação de serviços por sua fiscalização. Nessa perspectiva, a delegação de serviços públicos a empresas privadas, mediante concessão, é bem característica dessa nova feição do papel que assume o ente de direito público interno, como meio de alcançar, com a colaboração da iniciativa privada, maior economia e eficiência dos

serviços públicos. ” (O Direito de Parceria e a Nova Lei de Concessões. São Paulo: Revista dos Tribunais, 1996 p. 70).

Para esses autores o serviço público deve ser delegado a particulares para que possam executar, por sua conta e risco, a prestação do serviço público, tendo o governo apenas que fiscalizar a administração, preservando o interesse público. Isso é feito através dos contratos de concessão.

As distribuidoras da Eletrobrás que foram privatizadas estavam colocando em risco o fornecimento de energia em Amazonas, Rondônia, Acre, Piauí e Roraima. “Mal administradas devido ao fato de terem sido aparelhadas por grupos políticos locais, as empresas serão repassadas pelo valor simbólico de R\$ 50 mil cada. Com isso, a Eletrobrás e, por tabela o Tesouro, se livrarão de dívidas de R\$ 25 bilhões, dinheiro que não está disponível na estatal nem nos cofres da União ” (Globo, 2018).

Haja vista a recente privatização das distribuidoras do grupo Eletrobrás ainda se desconhece o resultado das reestruturações efetuadas pelos seus novos acionistas e se irão alcançar o desejado equilíbrio econômico-financeiro, fundamental para prestarem um bom serviço à sociedade e gerarem remuneração adequada ao capital investido.

O presidente da Confederação Nacional das Indústrias (CNI), Robson Braga de Andrade, frisou que a energia impacta diretamente a indústria. O custo da energia está elevado e tem provocado impactos negativos sobre a produção brasileira. A privatização pode ser uma oportunidade para viabilizar investimento e inovação no setor elétrico (Globo, 2018).

Segundo a Eletrobrás, a privatização das distribuidoras do grupo se tornou necessária diante da incapacidade de 3.3o Governo sanear as empresas e prestar um serviço adequado aos consumidores atendidos. A Eletrobrás se dedicará às atividades de transmissão e geração. A desestatização das distribuidoras visa proporcionar um aumento dos investimentos, melhorias de gestão operacional, expansão da rede de distribuição, aumento da qualidade dos serviços prestados e melhoria do seu desempenho econômico-financeiro (Canal Energia, 2018).

Estimativas da Eletrobrás indicavam que as seis distribuidoras tinham um prejuízo acumulado de R\$ 22,1 bilhões até 2017. Somente no primeiro trimestre de 2018, o resultado negativo foi de R\$ 1,9 bilhão. Em 2016, os acionistas da Eletrobrás em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) já tinham decidido que não havia mais condições econômico-financeiras de continuar operando as empresas (Canal Energia, 2018).

No setor elétrico brasileiro, particularmente no seguimento de distribuição, observou-se a sustentabilidade econômico-financeira e a qualidade do serviço prestado, tornando-se necessário privatizar as distribuidoras de energia do grupo Eletrobrás por que deixaram de

investir e perderam espaço como empresa importante do setor elétrico brasileiro. Espera-se que, com a privatização, a Eletrobrás recupere seu papel estratégico no setor e adquira agilidade.

Em 26 julho de 2018, a Equatorial Energia arrematou a Cepisa (Piauí). Em 30 de agosto, Ceron (Rondônia) e Eletroacre (Acre) foram compradas pelo grupo Energisa. Também nesta data, o consórcio Oliveira Energia/Atem arrematou a Boa Vista Energia (Roraima). O mesmo consórcio ficou com a Amazonas Distribuidora de Energia em um outro leilão realizado em 10 de dezembro. (Canal Energia, 2018)

2.4 Regime tarifário brasileiro

Os contratos de concessão das distribuidoras foram concebidos num arranjo institucional-regulatório lógico e definido para operar sobre o regime de Tarifas por Preço (*Price-cap*). Este regime regulatório, fruto de décadas de aprimoramentos da teoria de regulação, cria uma estrutura de incentivos que promove a busca pela eficiência e proporciona benefícios para o consumidor no longo prazo.

Segundo Pessanha, Souza e Laurencel (2007), o regime *Price-cap* adotado 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. A fixação de um preço-teto incentiva a concessionária a obter ganhos de produtividade por meio da redução de custos, pois seu lucro será tanto maior quanto mais ela reduzir as suas despesas.

Sappington e Weisman (2010), dizem que na regulação *Price-cap* o regulador analisa a capacidade das firmas e sua área de concessão para estabelecer o preço ou receita que permitam um bom serviço e um lucro razoável.

A ANEEL estabelece o preço teto ou receita máxima que pode ser praticado pelas distribuidoras e, então, são feitas revisões desse valor. Sappington e Weisman (2010), também disseram que o *Price-Cap* é uma importante ferramenta de incentivo pela eficiência, uma vez que as distribuidoras necessitam diminuir seus custos para elevar os lucros, dado que o preço ou a receita serão pré-fixados. Isso obrigará as distribuidoras a aumentarem sua eficiência na tentativa de elevar suas margens. Nesse caso, o regulador também pode escolher quanto da eficiência gerada irá repassar aos consumidores finais.

Jamasb e Pollitt (2000), afirmam que o principal objetivo da regulação por incentivo é aumentar a eficiência das distribuidoras de energia. Porém, a partir do momento que se estabelece um *benchmarking* como meta a ser cumprida pelas empresas, o regulador precisa determinar quais serão as técnicas para medir e acompanhar a performance das concessionárias.

Além de analisar o ambiente operacional da empresa, a reguladora pode observar também como estão operando as outras distribuidoras e estabelecer um *benchmarking* que sirva de referência para as demais firmas. Também chamado de fator-X, essa referência pode reduzir o valor que pode ser cobrado pelas concessionárias no próximo período de revisão tarifária.

A discricionariedade do regulador, nos ajustes realizados em modelos de cálculo e alguns critérios sem uma prévia discussão com os agentes do setor, vem ocasionando alguma instabilidade. Esses ajustes têm caráter redutor, comprometendo, em muitos casos, a coerência entre as regras dos ciclos de revisões tarifárias. (Acende Brasil, 2007),

Peano (2005) considera que o regime regulatório do setor elétrico é a regulação por incentivo, pois não existe uma garantia de remuneração dos custos totais e a existência de um ganho de produtividade mínimo (Fator X), onde a empresa pode se apropriar por um intervalo de tempo (três a cinco anos), de acordo com o seu ciclo tarifário definido no contrato de concessão. Ao final destes intervalos é realizado as revisões tarifárias a fim de se manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

A cada ciclo de revisão tarifária a ANEEL emite uma resolução estabelecendo os procedimentos para o processo revisional a ser aplicado as distribuidoras. Finalizado o processo de revisão tarifária, as tarifas permitidas para cada distribuidora são levadas a audiência pública e depois autorizadas em resolução específica pela ANEEL. Pela regra, essas tarifas são as que manterão o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora até o próximo ciclo de revisão tarifária.

Castro, Brandão e Osório (2011) alertam que a redução do custo médio ponderado de capital utilizado para cálculo das tarifas praticada pela ANEEL nos ciclos tarifários vem diminuindo as margens operacionais das distribuidoras e desestimulando novos investimentos, criando uma ameaça à qualidade do serviço prestado.

As concessionárias são remuneradas por meio de tarifa de fornecimento de energia elétrica e de uso do sistema de distribuição. No que diz respeito à tarifa de fornecimento, observando a modicidade tarifária, o repasse às tarifas para o consumidor final e estabelecido com base nos preços e quantidades de energia elétrica, acrescido de encargos e tributos (TOLMASQUIM, 2011).

Os procedimentos para cálculo da revisão tarifária periódica e do processo de reajuste tarifário estão definidos nos Módulos dos Procedimento de Regulação tarifária – PRORET. O PRORET tem caráter normativo e estão estruturados em 12 módulos, que por sua vez estão subdivididos em diversos submódulos, atendendo ao setor de energia elétrica como um todo (ANEEL,2016a)

A figura 2 resume a função de cada tipo de formação da tarifa das distribuidoras de energia elétricas. Esses tipos serão detalhados nos itens 2.4.1 e 2.4.2.

Reajuste Tarifário Anual
Aplicado anualmente entre as revisões tarifárias periódicas.
<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo de corrigir as perdas do valor da tarifa decorrentes do processo inflacionário. • Prevê a transferência de parte do aumento de produtividade da empresa ao consumidor, descontando-se do índice de inflação um índice de produtividade (Fator X).
Revisão Tarifária Periódica
Aplicado, em média, a cada quatro anos, dependendo do contrato de concessão.
<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo de redefinir o preço-teto da tarifa (receita mínima) que garanta o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. • Ajusta o índice de produtividade a ser aplicado nos reajustes anuais (Fator X).

Figura 2 - Função dos tipos de formação da Tarifa

Fonte: Nota Técnica nº 030/2003-SRE/ANEEL

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos

- Parcela A: compra de energia, custo de transmissão e encargos setoriais; e
- Parcela B: custos operacionais, base de remuneração regulatória – BRR que engloba a remuneração do capital e custo de desgaste dos ativos.

Componentes da Receita (VPA + VPB)



Figura 3- Componentes da Receita
Fonte: Nota técnica no 262/2006-SRE/ANEEL.

A figura 3 demonstra os componentes da receita : (i) formação da “parcela A”, ou seja, abrange o custo da energia comprada e o custo de uso e conexão do sistema interligado e gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e oito encargos setoriais e (ii) a parcela B que contempla os custos operacionais da distribuidora (O&M), as receitas irrecuperáveis (inadimplência regulatória estipulada pela ANEEL), o valor do investimento nos ativos, a remuneração do capital e a parcela do desgaste dos equipamentos. Todos esses itens estão detalhados mais à frente.

A ANEEL, através da metodologia criada para composição da tarifa de energia elétrica, estipula metas de custos operacionais, incentivando a eficiência das empresas, bem como define um percentual regulatório para as receitas irrecuperáveis. Essas definições são baseadas em *benchmarking* entre as empresas de distribuidoras. Porém, como o órgão regulador conhece a especificidade e dificuldades de cada área de concessão, criou cinco grupos de empresas utilizando um método de segmentação de dados que partilham tendências e padrões semelhantes, este grupo é chamado de *cluster*. Para isso, a ANEEL considerou duas dimensões avaliativas: Ambiental e Econômica. A primeira influência a execução da montagem, enquanto a última influência o custo da mão de obra. Para cada uma das dimensões, tem-se um tratamento adequado a fim de obter dois índices que depois possam ser combinados e resultar em uma espécie de *ranking* de complexidade de construção. O *benchmarking* considera apenas as empresas que estão no mesmo *cluster*. (Nota Técnica nº 187/2014-SRE/ANEEL).

Conforme se observa na Figura 4, a seguir, os custos de energia representam atualmente a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com Tributos (29,5%). 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, 2015a).

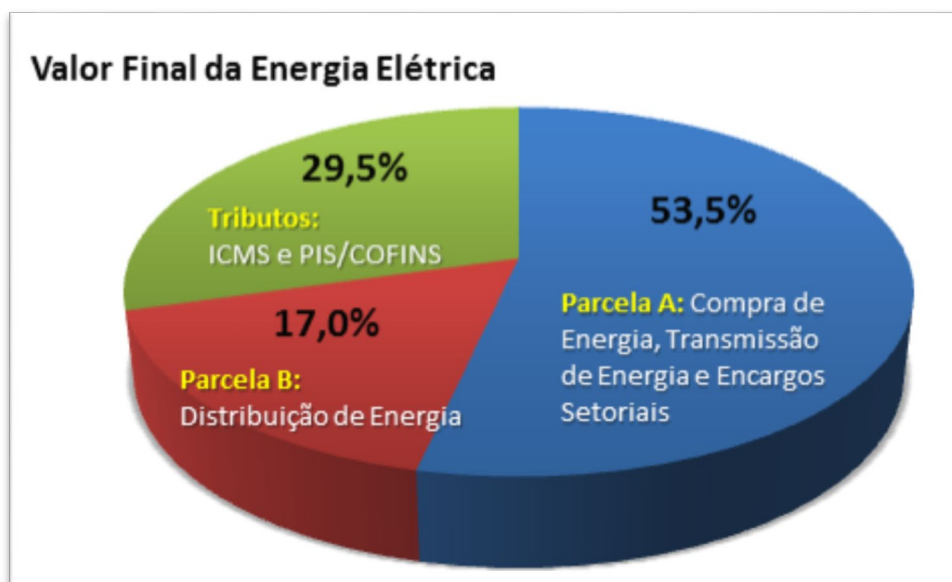


Figura 4- Valor Final da Energia Elétrica
Fonte: Site ANEEL- Entendendo a Tarifa

Os percentuais da formação da tarifa, demonstrados na figura 4, variam de acordo como área de concessão. A partir de 1995, a tarifa de energia elétrica passou a ser fixada por concessionária (tarifa pelo preço e não mais pelo custo do serviço), dando início à regulação por incentivos, onde as distribuidoras são incentivadas a se tornarem de forma contínua eficientes. As revisões tarifárias e reajustes tarifários passaram, então, a considerar as características de cada área de concessão, tais como o número de consumidores, a densidade do mercado (quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada infraestrutura), os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa, o custo da energia comprada pelas distribuidoras e a tributação do estado. A área de concessão é o território de atuação de cada distribuidora, que pode ser igual, maior ou menor que um estado (ANEEL, 2015a).

2.4.1. Revisão Tarifária

Segundo os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, cláusula sobre tarifas aplicáveis na prestação de serviço, o processo de revisões tarifárias ordinárias deverá ter a Receita Requerida calculada pela soma do Valor da Parcela A e da Parcela B.

$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

Fórmula 2 - Receita Requerida

Onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A

VPB: Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B

Nos processos de revisões tarifárias o valor da Parcela B será calculado considerando estímulos à eficiência, melhoria da qualidade, modicidade das tarifas e previsibilidade das regras, conforme regulação da ANEEL, que deverá observar o seguinte:

- Os custos operacionais serão calculados a partir de análise de eficiência, que levará em consideração o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis e as características da área de concessão da distribuidora;
- Os custos de capital serão calculados pela soma de duas parcelas, remuneração do capital e quota de reintegração regulatória;
- A remuneração do capital será calculada a partir da base de remuneração regulatória, ainda não depreciada/amortizada, e da taxa de retorno adequada;
- A quota de reintegração regulatória será calculada a partir da base de remuneração regulatória e da taxa de depreciação regulatória;
- A taxa de retorno adequada será calculada a partir da metodologia que considerará os riscos do exercício da atividade de distribuição de energia elétrica, ponderando os custos de capital próprio e de terceiros, conforme estrutura de capital regulatória;
- A base de remuneração regulatória corresponde aos investimentos eficientes realizados pela distribuidora para prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;

- A metodologia de valoração da base de remuneração regulatória deverá conter, quando cabível, mecanismos de estímulo a investimentos eficientes, tais como análise de eficiência, que levará em consideração o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis e as características da área de concessão da distribuidora. (Contrato de concessão das distribuidoras de energia - Cláusula sobre tarifas aplicáveis na prestação do serviço. Vide anexo H)

Uns dos itens mais importantes para a revisão tarifária é a mensuração dos ativos. Ela afeta diretamente o retorno do capital investido pelo acionista, bem como o valor da tarifa de energia elétrica.

É a gestão da Parcela B que permitirá à distribuidora incrementar seus ganhos, principalmente como resultado da realização de custos inferiores aos estabelecidos pelo órgão regulador no cálculo da tarifa e nas revisões periódicas.

A definição da metodologia de cálculo dos componentes da Parcela B são colocados em audiência pública com as informações e conceitos a serem utilizados pelo regulador no processo de revisão tarifária. Os mecanismos vigentes para definição dessa parcela são os seguintes:

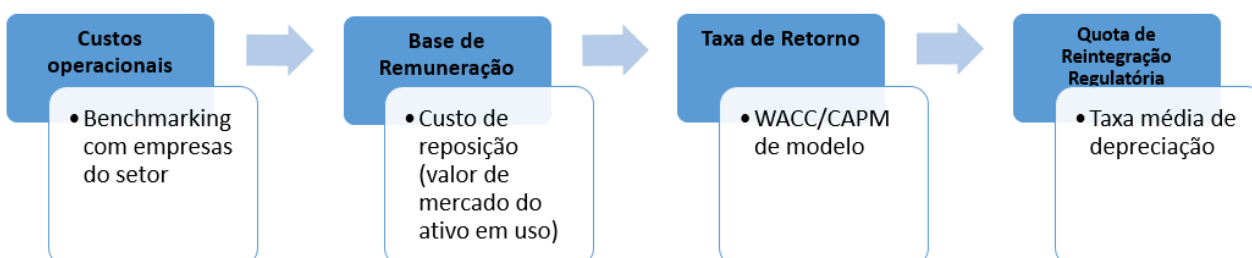


Figura 5- Regras para formação da tarifa
Fonte: Nota técnica 262/2006-SRE/ANEEL

A figura 5 esquematiza como cada componente da tarifa é valorada. A explicação de cada etapa está descrita a partir do item 2.4.1.1.

A concessionária de distribuição elétrica deve receber uma tarifa justa em relação ao que investiu para proporcionar um serviço de qualidade e o regulador encontrar um meio de calcular esta tarifa justa tanto para a concessionária como para o consumidor.

A composição da tarifa definida pela ANEEL possui duas parcelas: (i) Parcela A composta pelos “Custos Não Gerenciáveis” onde todas as despesas independem da distribuidora, ou seja, não estão sob sua gestão e (ii) Parcela B composta pelos “Custos

Gerenciáveis”, ou seja, aqueles que estão sob gestão direta da distribuidora, são conhecidos como “Parcela B”. Esta forma de definição tarifária é chamada de “discrecionária”, já que as regras de cálculo da receita destas concessionárias mudam constantemente, até 2015 as regras eram rediscutidas de forma global por ciclo tarifário; a partir de então, as regras serão rediscutidas em periodicidades diferentes.

Na revisão tarifária é quando se calcula o Fator X que será aplicado no processo de reajuste tarifário nos anos seguintes. Porém, o principal componente neste processo é a Base de Remuneração Regulatória (BRR). É ela que irá definir a remuneração do capital investido pelo acionista. A BRR é o valor dos ativos instalados pela empresa que estão relacionados com a prestação de serviço de energia elétrica, ou seja, é onde está o maior investimento dos acionistas.

A seguir será explicado os itens que compõem a parcela B.

2.4.1.1. Custos Operacionais

Segundo o PRORET 2.3 da ANEEL, os custos operacionais são aqueles associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade.

O PRORET 2.3 define que: “nos processos tarifários não são reconhecidos os custos gerenciáveis das distribuidoras que compõem a Parcela B. Os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas entre as empresas, por meio da comparação entre as concessionárias, considerando as características das áreas de concessão. Perdas e qualidade são consideradas na apuração da eficiência (PRORET 2.3, 2015 – vide anexo D)

Sendo assim, para fins de revisão tarifária, a ANEEL considera como custos operacionais os custos com pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros, além dos tributos relativos à atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica. Seu objetivo é definir o nível eficiente de custos para a realização da atividade de distribuição de energia, considerando as regras definidas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando uma prestação de serviço adequada. Na definição dos custos operacionais regulatórios, serão observados os custos praticados pelas distribuidoras que pertencem ao mesmo *cluster*, o nível eficiente destes e as características das áreas de concessão (PRORET 2.2, 2017 – vide anexo C).

Na tabela 4 a seguir, é demonstrado o agrupamento das distribuidoras efetuados pela ANEEL no PRORET 2.3.

Tabela 4- Agrupamento das distribuidoras de energia elétrica

Grupos	Empresas
Grupo 1	AME; CELPA; ELETROPAULO; LIGHT; CERON; ELETROACRE; AMPLA; CEMIG
Grupo 2	CEEE; COPEL; BANDEIRANTE; ESCELSA; CEB; CPFL PIRATININGA; RGE; ELEKTRO; CELESC; CEMAR; AES-SUL; CPFL PAULISTA; CELG; CEMAT; EMG; CELPE; COELBA
Grupo 3	COELCE; CELTINS; ENERSUL; ESE; CEAL; CEPISA; COSERN; EPB
Grupo 4	BOA VISTA; CAIUÁ; CHESP; CJE; CLFM; CNEE; CPPE; SANTA CRUZ; CSPE; EBO; EDEVP; EEB; ENF; DMED; ELFSM; SULGIPE
Grupo 5	CFLO; COCEL; COOPERALIANÇA; DEMEI; EFLJC; EFLUL; ELETROCAR; FORCEL; HIDROPAN; IENERGIA; MUX ENERGIA; UHENPAL

Fonte: PRORET 2.3 – Base de Remuneração Regulatória, p.16)

A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as distribuidoras por meio de um método de *benchmarking* que leva em consideração os atributos de cada concessionária. A ANEEL criou *cluster* entre as distribuidoras, agrupando por características/dificuldades da área de concessão. A partir desses condicionantes estabeleceu-se uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário. No período da revisão tarifária a meta regulatória é comparada com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa da concessionária, chamada de Receita de Custos Operacionais. A diferença entre a meta regulatória e a Receita de Custos Operacionais, será incorporada no momento da revisão tarifária e a parcela remanescente será considerada para fins de cálculo do Fator X (ANEEL, Nota Técnica nº 66, 2015).

O Fator X tem por objetivo de garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reajustes tarifários subsequentes, transferindo ao consumidor os ganhos de produtividade das distribuidoras. A abordagem adotada pela ANEEL agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor.

2.4.1.2. Receitas irrecuperáveis

A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. Essa “receita” tem sido considerada pela ANEEL nos itens de custos que compõe a tarifa de energia desde o primeiro ciclo de revisão tarifária (concluído em 2005), pois representa uma perda financeira esperada pela distribuidora e compõe a tarifa dos consumidores (PRORET 2.2, 2017 - vide anexo C).

Segundo descreve a ANEEL no PRORET 2.2 – Custos operacionais:

“O percentual regulatório de receitas irrecuperáveis de cada empresa é calculado a partir da mediana móvel de um conjunto de empresas, formado pelas dez concessionárias situadas acima e abaixo no ranking de complexidade das perdas não técnicas.

As empresas foram segmentadas em dois conjuntos conforme seu porte, sendo consideradas as empresas de maior porte (Grupo 1) aquelas que atendem mais de 500 mil unidades consumidoras e que possuem mercado de baixa tensão acima de 1.000 GWh ou que possuem mais do que 15.000 km de rede elétrica na sua área de concessão.

Os percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis das empresas situadas em áreas menos complexas não serão superiores aos de empresas situadas em áreas de maior complexidade. “ (ANEEL, PRORET 2.2, 2017 – vide anexo C)

2.4.1.3. Anuidades (Base de Anuidade Regulatória – BAR)

Segundo o PRORET 2.3 da ANEEL, a base de anuidade regulatória refere-se aos ativos administrativos que não estão contemplados na base de remuneração e a proposta é inovação na forma de tratamento, embora conceitualmente siga o mesmo viés conferido nos ciclos anteriores para esses ativos. Assim, a Base de Anuidade Regulatória é constituída pelos edifícios administrativos, gerências regionais, almoxarifados e/ou depósitos, estacionamento de veículos, além de todo mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios; veículos para uso administrativo e de operação; e toda a infraestrutura de hardware e software de sistemas corporativos como GIS, SCADA, Gestão da Distribuição, Gestão Comercial, Gestão Empresarial e Sistemas Centrais, Tele atendimento, além de microcomputadores (PRORET 2.3, 2015 – vide anexo D)

2.4.1.4. Fator X

O PRORET 2.5 (vide anexo E) define que:

“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. Isso ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica.

A abordagem adotada pela ANEEL agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. É introduzido ainda um componente que busca estabelecer a transição gradativa dos custos operacionais da concessionária em direção aos seus custos eficientes. ”

Com isso, a ANEEL estabeleceu que o Fator X é composto por três componentes:

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T} \quad (3)$$

Fórmula 3 - Fator X

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.

Segundo a Aneel, “os componentes Pd e T são definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificada “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para o seu cálculo seja desde já conhecida” (O PRORET 2.5 - anexo E).

A fórmula considera os ganhos de produtividade das distribuidoras (Pd) ocorridos no período histórico analisado.

O valor da qualidade técnica e comercial do serviço prestado (Q) é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de vários indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

A Trajetória de custos operacionais (T) ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A

metodologia de aplicação do componente T é descrita no PRORET 2.2 – Custos Operacionais (vide anexo C).

2.4.1.5. Base de Remuneração Regulatória - BRR

Segundo a Nota Técnica 178/2002 - SFF/ANEEL, a Base de Remuneração Regulatória - BRR se refere à determinação do investimento inicial sobre o qual o concessionário pode auferir a taxa de retorno ou remuneração e constitui-se num dos aspectos-chave para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão.

A avaliação destes ativos é efetuada pelo órgão regular através da utilização de dois métodos: (i) custo histórico corrigido (CR) e (ii) valor novo de reposição (VNR):

- (i) Custo histórico corrigido é o valor pelo qual o bem foi registrado na data da compra e corrigido por um determinado índice, hoje o IPCA, refletindo os efeitos da inflação.
- (ii) Valor novo de reposição estabelece o valor da reposição do ativo, tendo como base o mesmo ativo ou um tecnicamente similar. A ANEEL através do PRORET 2.3, “estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. Para fins deste Submódulo, a aplicação deste método se dá pela utilização do Banco de Preços Referenciais, do Banco de Preços da Concessionária ou de Orçamento Referencial. (ANEEL, PRORET 2.3; 2015 – vide anexo D)

Os pontos positivos apresentados pelo regulador encontram base na literatura. Cita-se Bonbright, Danielson e Kamerschen (1988): "o que se mede com o custo de reposição é o mesmo valor que hoje se despenderia para obter um ativo com a mesma capacidade".

Segundo Bragança e Camacho (2007), esse método identifica a distribuição de custos e o valor de ativos com maior precisão que os demais. Como resultado, o método do valor de reposição é julgado mais pertinente que o do valor histórico em ambientes regulados.

2.4.1.6. Remuneração do Capital

A remuneração do capital significa o valor que a distribuidora de energia obteria se optasse em investir em outro negócio ao invés de estar realizando investimentos em ativos elétricos voltado para o serviço de distribuição de energia elétrica. Esta remuneração depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas, representando o custo de oportunidade dos recursos necessários para a atividade.

A ANEEL define o Custo de Capital (*WAAC*) para cada ciclo de revisão tarifária. Logo, pode-se considerar que o custo de capital é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas (PRORET 2.4; ANEEL. 2014 – Vide anexo F).

De acordo com Brealey, Myers e Allen (2008), a composição do custo de capital é chamada de estrutura de capital, esta diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

A ANEEL calcula o Custo Médio Ponderado de Capital, em inglês *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, utilizado no cálculo da Remuneração de Capital da distribuidora, que por sua vez, compõe a Parcela B (PRORET 2.3, 2015 – vide anexo D). O *WACC* é definido pela ANEEL e por ciclo de Revisão Tarifária.

2.4.1.7. Quota de Reintegração

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, e tem por finalidade recompor os ativos destinados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. É o desgaste do ativo, considerado na tarifa para que a concessionária possa substituí-lo ao final da sua vida útil (ANEEL; Resolução Normativa nº 386/2009- SFF/ANEEL).

A ANEEL controla o reinvestimento desta parcela anualmente, fiscalizando se a distribuidora de energia está investindo, no mínimo, o valor da QRR anual considerada na tarifa.

2.4.2. Reajuste Tarifário

No Reajuste Tarifário Anual (RTA), cabe à ANEEL homologar reajustes das tarifas. As tarifas definidas no contrato de concessão, em conjunto com as regras de reajuste e revisão

descritas no mesmo, deverão ser suficientes para a adequada prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. O valor das tarifas é reajustado com periodicidade anual, na data de aniversário estabelecida no contrato de concessão, exceto nos anos em que é realizada a Revisão Tarifária Periódica (RTP). Para fins de reajuste tarifário, a receita da distribuidora, excluídos os tributos, é dividida em duas parcelas: Parcela “A” e Parcela “B”. A Parcela “A” envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais previstos em legislação específica, ou seja, a distribuidora não possui gerência para controlá-los.

No reajuste, os custos com a atividade de distribuição, esses sob completa gestão da distribuidora e definidos como Parcela B, são corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IPCA), deduzido o Fator X. Os itens de Parcela B são os custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados aos investimentos por ela realizados, além da quota de depreciação de seus ativos e a remuneração regulatória (retorno do capital investido), valores que são fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária. O objetivo do Fator X é estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição e capturá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste.(ANEEL 2015b)

O Fator X é um índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária. Sua função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes. Existe uma tendência que no longo prazo as concessionárias de distribuição aumentem a quantidade do mercado e melhorem suas práticas de gestão, de modo a aumentar os ganhos. O Fator X busca repassar parte desses ganhos aos consumidores. (ANEEL, 2015b)

Segundo o PRORET 2.5, o fator X funciona, na maioria das vezes, como um redutor dos índices de reajuste das tarifas cobradas aos consumidores e é composto por 3 componentes:

- O Componente que mensura os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica;
- O Componente que avalia a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores; e
- O Componente que ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente.

Sendo assim, seu objetivo principal é garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes (reajustes tarifários). Isto ocorre por meio da transferência ao consumidor dos

ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica. A abordagem adotada pela ANEEL agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. É introduzido ainda um componente que busca estabelecer a transição gradativa dos custos operacionais da concessionária em direção aos seus custos eficientes (ANEEL, 2015 – PRORET 2.5 FATOR X – vide anexo E).

2.5 Governança Corporativa no Setor Elétrico Brasileiro

Segundo o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, podemos definir a “Governança Corporativa como o sistema pelo qual as empresas e demais organizações são dirigidas, monitoradas e incentivadas, envolvendo os relacionamentos entre sócios, conselho de administração, diretoria, órgãos de fiscalização e controle e demais partes interessadas”.

Para o IBGC, para se praticar uma boa governança corporativa é fundamental que os agentes envolvidos tenham os quatro princípios como norteador de suas práticas. Os princípios são:

- i. **Transparência:** Garantir que a sociedade, o governo, parceiros, fornecedores, a consumidores, agência reguladora, auditores e acionistas estejam sempre bem informados sobre a tomada de decisão e os processos organizacionais.
- ii. **Equidade:** Caracteriza-se pelo tratamento justo e isonômico de todos os sócios e demais partes interessadas (*stakeholders*), levando em consideração seus direitos, deveres, necessidades, interesses e expectativas.
- iii. **Prestação de contas (*accountability*):** Todos os que detêm responsabilidades na empresa devem prestar as devidas contas de seus atos e decisões, tanto a nível financeiro quanto de desempenho de suas atividades.
- iv. **Responsabilidade corporativa:** Os agentes de governança devem zelar pela viabilidade econômico-financeira das organizações, reduzir as externalidades negativas de seus negócios e suas operações e aumentar as positivas, levando em consideração, no seu modelo de negócios, os diversos capitais (financeiro, manufaturado, intelectual, humano, social, ambiental, etc.) no curto, médio e longo prazo (IBGC).

A preocupação com a prática da governança corporativa no setor elétrico ocorreu após a intervenção do Grupo Rede pela ANEEL, em 2012. O maior conglomerado do país com nove

distribuidoras ruiu colocando em risco o sistema elétrico brasileiro. A ANEEL entrevistou na empresa fazendo um levantamento da real situação das distribuidoras até o ano de 2014, quando o novo proprietário assumiu o comando.

De forma a evitar o ocorrido com o Grupo Rede, a ANEEL, em 2016, divulgou a Nota Técnica Nº. 111/2016-SFF (vide anexo A) de junho de 2016 com o objetivo de aprimorar os mecanismos para controlar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões de energia elétrica, através dos instrumentos contratuais, da sistemática de monitoramento da situação dos agentes e das intervenções que julgar necessárias, prevenindo o risco de degradação do serviço regulado. Ou seja, implementando e obrigando as distribuidoras a praticarem os quatro princípios da governança corporativa.

A partir dos indicadores, como eficiência, investimentos, rentabilidade, retorno ao acionista e operacional e especialmente o endividamento, a ANEEL acompanhará a situação econômico-financeira e operacional, identificando possíveis dificuldades na gestão da concessão por parte das distribuidoras. Os indicadores, especialmente o de endividamento, será analisado anualmente pela ANEEL e se a empresa apresentar dificuldades por dois anos seguintes será verificado se este resultado é decorrente de problemas transitórios ou estruturais.

Os novos contratos de concessão definem metas de eficiência às distribuidoras tanto na qualidade do serviço como na sustentabilidade da gestão econômico-financeira. O objetivo é identificar as distribuidoras que podem estar em desequilíbrio financeiro e o porquê. O não cumprimento das metas contratuais poderão resultar na caducidade da concessão.

A figura 6 esquematiza para que serve a governança corporativa e é exatamente o que a ANEEL começou a fazer com a distribuidoras através do acompanhamento dos indicadores econômico-financeiros, controlados no contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica.



Figura 6 - Para que serve a governança corporativa
Fonte: Figura retirada do site da StartupTreasy

Por que monitorar as distribuidoras? Por que se preocupar com o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica? A resposta é muito simples: zelar pelo direito do consumidor. A receita das distribuidoras é composta pela tarifa de energia paga pelo consumidor e cabe o órgão regulador cuidar para que as empresas prestem um serviço de qualidade, deixando o consumidor satisfeito. Sendo assim, o regulador, através da Nota Técnica nº 353/2014-SFF/ANEEL de 16/12/2014, passa a monitorar a situação econômico-financeira de cada distribuidora para avaliar sua real capacidade de realizar os investimentos necessários para manter ou melhorar a qualidade do serviço prestado, bem como de se manter adimplente, além de apurar se eventual dificuldade verificada decorre de um problema pontual ou estrutural.

A sustentabilidade plena é concebida quando a distribuidora consegue amortizar o principal da dívida, remunerar o acionista, efetuar investimentos para reposição da infraestrutura desgastada, recolher os tributos sobre o lucro e, quando necessário, efetuar investimentos adicionais para a expansão do sistema e melhoria da qualidade.

A revisão tarifária e o reajuste tarifário, as duas formas e recomposição da tarifa, possuem o objetivo de captar eventos ocorridos no mercado que possam ocasionar o desequilíbrio financeiro, trazendo a tarifa de energia ao patamar necessário para manter a sustentabilidade da distribuidora.

3. METODOLOGIA

A metodologia irá explicar como serão aplicados os métodos científicos para a realização dos estudos possibilitando responder as hipóteses formuladas para o problema proposto.

Será utilizado o Estudo de Eventos como metodologia, pois analisa a existência ou não de um determinado evento que possa afetar a saúde financeira das distribuidoras de energia elétrica.

De acordo com Binder (1998), o estudo de eventos é utilizado para:

- i. Testar hipóteses nula de que o mercado incorpora as informações;
- ii. Analisar o impacto de um evento específico no valor da empresa.

Campbell, Lo e Mackinley (1997) definem sete etapas do estudo de evento, listadas na figura a seguir:

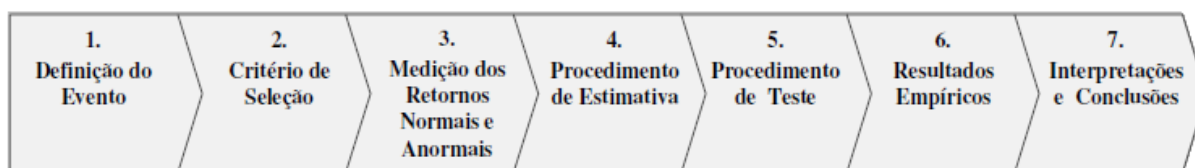


Figura 7- Etapas do Estudo de Evento
Fonte: Campbell, Lo e Mackinlay (1997)

MacKinlay (1997) e Campbell, Lo e MacKinlay (1997) recomendam, então, os seguintes passos para a realização do estudo de evento.

1. **Definição do evento e da janela do evento:** definição do evento a ser estudado, a identificação da data relevante para o mesmo e a janela a ser pesquisada.

Evento = Revisão Tarifária Periódica

Data do evento = a data definida para a recomposição da tarifa

Janela do evento = ano anterior e ano posterior a data do evento

2. **Critério de seleção:** analisar os dados das distribuidoras de energia elétrica brasileiras de capital aberto que possuam os ciclos de revisão tarifária no mesmo período.
3. **Medição dos retornos normais e anormais:** para a avaliação do impacto do evento, deve ser medido o retorno anormal. Comparar os indicadores econômicos ROA e

Lucratividade com os indicadores financeiros, CDI e WACC, para analisar se o retorno é normal ou anormal.

4. **Procedimento de estimação:** através da análise estatística descritiva será utilizado o período anterior ao da janela do evento, bem como o período posterior de forma a identificar a influência do evento nas distribuidoras.
5. **Procedimento de teste:** através da análise da estatística descritiva em detrimento da inferencial, será analisado os indicadores verificando a influência ou não da revisão tarifária no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.
6. **Resultados empíricos:** os resultados empíricos podem ser influenciados por situações específicas de cada empresa, e isto deve ser considerado nas conclusões, ou deve-se proceder o tratamento de outliers antes de concluir sobre os resultados.
7. **Interpretação e conclusões:** os resultados empíricos devem levar a interpretações teóricas acerca dos mecanismos pelos quais os eventos afetam o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Segundo Mackinlay (1997) o primeiro passo para se trabalhar com esta metodologia seria determinar o evento a ser estudado, bem como identificar a data relevante para o mesmo (data “zero”). A partir destas informações, o pesquisador irá definir a chamada janela do evento.

Esta pesquisa é descritiva e segundo Gil:

Algumas pesquisas descritivas vão além da simples identificação da existência de relações entre as variáveis, e pretendem determinar a natureza dessa relação. Nesse caso, tem-se uma pesquisa descritiva que se aproxima da explicativa. Há, porém, pesquisas que, embora definidas como descritivas com base em seus objetivos, acabam servindo mais para proporcionar uma nova visão do problema, o que as aproxima das pesquisas exploratórias (Gil, 2010, p. 28)

Considerando a posição dos autores Mackinlay e Gil descritas a cima entende-se que as metodologias escolhidas são adequadas para o tipo de estudo proposto.

3.1. Tipo de pesquisa

Esta pesquisa é definida em relação aos objetivos como descritiva, conforme Vergara (2009) caracteriza-se por demonstrar as características de um determinado fenômeno e

estabelece relações entre variáveis. Não possui a intensão de explicar os fenômenos descritos e sim servir de base para as explicações.

A pesquisa irá analisar o impacto do resultado da revisão tarifária na recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica selecionadas, bem como a expectativa dos investidores na saúde financeira da empresa. Será utilizado os indicadores de lucratividade e rentabilidade (ROA) por serem considerados uma das melhores formas de se medir o equilíbrio econômico e financeiro de uma empresa, pois indica a performance operacional intrínseca e a lucratividade operacional do negócio.

Segundo Brealey, Myers e Allen (2008), a lucratividade é importante porque empresas lucrativas recorrem menos ao endividamento e podem confiar no autofinanciamento. Porém o sucesso de uma empresa não depende somente do volume de suas vendas, mas também do nível de rentabilidade das mesmas. Isso é medido pela margem de lucro, pois ela mede a proporção de vendas que resultam em lucros.

Quanto à natureza, a pesquisa é considerada aplicada, uma vez que tomará como base o contexto real das companhias estudadas.

3.1.1. Lucratividade ou margem de lucro

“A Lucratividade é um indicador de eficiência operacional obtido sob a forma de valor percentual e que indica qual é o ganho que a empresa consegue gerar sobre o trabalho que desenvolve” (Sebrae, 2011).

Conforme Galhardo (2012), a lucratividade é o percentual do lucro de uma empresa em relação ao faturamento da mesma, em um determinado período. Por exemplo, com faturamento de 100 mil reais e lucro de 12 mil reais, a lucratividade será de 12%.

Silva (2008) relata que o índice de retorno sobre as vendas (lucratividade) compara o lucro líquido em relação às vendas líquidas do período, fornecendo o percentual de lucro que a empresa está obtendo em relação a seu faturamento. Ele ainda explica que devesse trabalhar com a receita líquida, que é a receita real do período, visto que a receita bruta engloba receitas que foram anuladas ou reduzidas por devoluções e abatimentos, o que resultaria em um índice erroneamente maior de Lucratividade.

Marion (2009) utiliza ao se referir à Lucratividade a denominação Margem de Lucro Líquida, que segundo o mesmo significa quantos centavos de cada real de venda restaram após a dedução de todas as despesas. Complementando essa ideia, Matarazzo (2010, p. 336) diz que

“margem representa a eficiência de despesas em relação às vendas, pois quanto menores as despesas, maior será a margem de lucro.” Já Iudícibus (2010), analisa que apesar dos esforços constantes para melhorar a margem, comprimindo despesas e aumentando a eficiência, ela apresenta-se baixa ou alta dependendo da característica de cada empreendimento.

Conforme Padoveze e Benedicto (2011), Lucratividade e Margem podem ser consideradas sinônimas. Eles ainda relatam que há vários tipos de margem que podem ser calculadas em relação às vendas. Sendo que a mais utilizada para cálculo da lucratividade é a margem líquida (comentada acima), mencionada por alguns autores como denominação de Lucratividade. Além dela, merecem destaque a margem bruta e a margem operacional.

Braga (2009, p. 178) afirma que a margem bruta “mede a rentabilidade das vendas logo após a dedução do custo dos produtos vendidos (ou custo das mercadorias vendidas); portanto, antes de consignadas as despesas operacionais.”

Assaf Neto (2010, p. 212) destaca que a margem operacional “demonstra o desempenho da empresa medido em função de valores efetivamente utilizados em suas operações normais. Quanto das receitas de vendas foi destinado a cobrir despesas operacionais, e quanto transformou-se em lucro.” Portanto, as principais Margens de Lucro podem ser expressas pelas fórmulas:

$$\text{Lucratividade (margem de lucro)} = \text{lucro líquido} / \text{receita líquida} \quad (4)$$

Fórmula 4 - Lucratividade

A lucratividade indica os ganhos atingidos pela empresa com o desenvolvimento de suas atividades, ou seja, se sua receita bruta é suficiente para pagar os custos e as despesas e ainda gerar lucro.

O índice de Lucratividade também pode ser chamado de Margem de Lucro, pois é o percentual de lucro obtido sobre as vendas realizadas. Empresas eficientes em gerir seus custos e despesas possuem margens altas, ou seja, quanto maior a margem melhor.

Como as distribuidoras de energia são empresas que normalmente possuem alta alavancagem, o lucro líquido será substituído pela receita de serviço ou lucro antes do resultado financeiro e impostos, pois esta rubrica demonstra qual é o verdadeiro lucro da distribuidora gerado pelos seus resultados operacionais, incluindo as depreciações e amortizações.

Alavancagem é o aumento da participação de recursos de terceiros na estrutura do capital da empresa, ou seja, um meio utilizado para multiplicar a rentabilidade através de endividamento.

Segundo Gitman (2002), alavancagem é um processo utilizado na administração para elevar os resultados da empresa, é a utilização de recursos próprios ou de terceiros a um custo fixo, com o intuito de aumentar os retornos dos sócios. Quando uma empresa aplica o processo de alavancagem, busca um retorno, que seja, no mínimo, suficiente para saldar as dívidas adquiridas durante o processo.

Para Ferreira a alavancagem pode ser considerada como:

A alavancagem pode ser considerada a utilização de custos operacionais e/ou financeiros (juros e dividendos de ações), com o objetivo de financiar as atividades das operações de uma empresa, maximizando seu resultado e proporcionando maior retorno (FERREIRA, 2005, p.191).

A utilização da receita de serviço, significa a exclusão do resultado financeiro e dos impostos do cálculo do indicador evitando distorções na análise do efeito da revisão tarifária no equilíbrio das distribuidoras. Sendo assim, a fórmula que será utilizada é:

$$\text{Lucratividade} = \text{Receita de Serviço} / \text{Receita Líquida} \quad (5)$$

Fórmula 5 - Lucratividade Adaptada

3.1.2. Rentabilidade

Segundo Matarazzo (1998, p.181), os índices do grupo da Rentabilidade “mostram qual a Rentabilidade dos capitais investidos, isto é, quanto renderam os investimentos e, portanto, qual o grau de êxito econômico da empresa. ”.

Reis (2009, p.288) complementa ao dizer que esses índices “medem a capacidade de produzir lucro de todo o capital investido nos negócios (próprios e de terceiros). ”

Conforme Marion (2009, p.131), “a rentabilidade é medida em função dos investimentos. As fontes de financiamento do Ativo são Capital Próprio e Capital de Terceiros. A administração adequada do Ativo proporciona maior retorno para a empresa. ”

Para Padoveze e Benedicto (2011, p.118) “a abordagem principal de rentabilidade tem como referência os donos da empresa (os sócios, se limitadas ou os acionistas, se sociedades anônimas) ”. O valor do investimento dos proprietários é denominado em finanças capital

próprio e representado no balanço patrimonial pela figura do patrimônio Líquido. A rentabilidade, também expressa como taxa de rentabilidade ou taxa de retorno, é a relação do lucro com o investimento. Seu objetivo é determinar o retorno do investimento para saber se este foi coerente com o planejado. A partir da análise deste índice, é possível realizar uma avaliação do desempenho final da organização, além de possibilitar analisar as causas dos problemas acerca da Rentabilidade da empresa. Com base nas considerações apresentadas, nota-se a importância de se conhecer os principais índices de rentabilidade, haja visto que estes proporcionam ao analista uma avaliação dos lucros da empresa, baseado nos diversos aspectos relacionados à suas atividades. O índice de Rentabilidade será apresentado na sequência.

A rentabilidade também é fundamentada no lucro líquido, contudo seu objetivo é medir o retorno que um investimento pode gerar ao negócio.

Existem diversos indicadores de rentabilidade, neste estudo será utilizado a Rentabilidade sobre o Ativo (*Return on Assets* – ROA).

Para Perez e Begalli (2015, p.325) “indica o retorno sobre ativo total independente de sua procedência, seja dos proprietários (capital próprio), das operações da empresa ou de terceiros (capital de terceiros) ”.

Matarazzo (2010, p.113) diz que o ROA “indica o quanto a empresa obtém de lucro para cada unidade monetária de investimento total”.

Sendo assim, por este estudo tratar do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia, empresas que precisam investir alto capital em infraestrutura para prestar serviço de qualidade a sociedade, foi considerado o ROA como o indicador de rentabilidade mais importante para ser analisado.

$$\text{ROA} = \text{Lucro Líquido} / \text{Ativo Total} \quad (6)$$

Fórmula 6 - Rentabilidade sobre o ativo

Seguindo o mesmo critério adotado para o indicador de lucratividade o lucro líquido será substituído pelo EBITDA.

Por que substituir o lucro líquido pelo EBITDA? As distribuidoras de energia elétrica possuem a necessidade de um alto grau de investimento em infraestrutura para manter o padrão e a qualidade técnica de seus serviços e com isso uma alta participação do capital de terceiros. O resultado financeiro pode vir a distorcer as análises econômico-financeiras, devido aos valores de juros que afetam o lucro líquido, podendo distorcer a análise do efeito da revisão

tarifária no desempenho econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica. Como o EBITDA mede a geração de caixa pela sua atividade e sem o efeito do resultado financeiro iremos substituir na fórmula Rentabilidade do Ativo - ROA o lucro líquido pelo EBITDA, ficando assim:

$$\text{ROA} = \text{EBITDA} / \text{Ativo Total} \quad (7)$$

Fórmula 7 - ROA Adaptado

Segundo Frezatti e Aguiar (2007), o EBITDA tornou-se um indicador importante pois absorve os efeitos do desempenho econômico-financeiro, além de servir de parâmetro para avaliação das empresas

E o que é o EBITDA? EBITDA significa *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* ou Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA), como é chamado no Brasil. Utilizado como fonte de informação sobre a capacidade de geração de caixa operacional da empresa. (FREZATTI e AGUIAR, 2007)

Para Ehrhardt e Brigham (2012) o valor da empresa é estabelecido pela sua capacidade de gerar fluxo de caixa presente e futuro.

Para Neve Júnior e Batista (2005), a análise da capacidade operacional possibilita entender se a empresa possui disponibilidade de caixa para honrar suas despesas operacionais e seus compromissos com terceiros. Sendo assim, quanto maior o EBITDA, em teoria, menor o risco de inadimplência, consequentemente maior a credibilidade e menor o custo de captação de novos recursos.

A utilização do EBITDA apresenta algumas vantagens e desvantagens para a empresa e mercado, como: serve de base para avaliação da eficiência e produtividade da empresa, indicando a viabilidade do negócio; representa uma medida globalizada, permitindo a comparação de dados entre empresas de diferentes países; porém é mais significativo quando utilizado em conjunto com outras técnicas de análise ou outros indicadores (FREZATTI e AGUIAR, 2007).

3.1.3. Análise dos dois índices

Os indicadores de lucratividade e de rentabilidade serão analisados em conjunto porque nos mostram as diferentes relações existentes entre as operações da empresa. Uma

empresa pode ser rentável mesmo sem ser lucrativa ou lucrativa sem obter retorno positivo em seus investimentos. Uma empresa rentável com lucro baixo significa que seus custos são altos e que ela pode ficar vulnerável a alterações que ocorra no mercado e/ou economia. Já uma empresa lucrativa, porém pouco rentável pode fazer com que a empresa não perceba que seu negócio não está bem estruturado.

Saber usar a lucratividade e rentabilidade como indicadores de controle de uma empresa fará com que se descubra se a operação da empresa está gerando o lucro desejada ou se é necessário adotar medidas que consiga reverter a situação de baixa lucratividade quando identificado o problema. Por isso a importância de analisar os dois indicadores em conjunto para podermos entender se a empresa se encontra em equilíbrio econômico-financeiro para continuar suas atividades e investimentos sem grandes riscos.

Outro fator importante é que a lucratividade e rentabilidade, por serem calculadas através do lucro, receita líquida e investimento de cada empresa, elimina as especificidades das concessões, possibilitando a análise do resultado independentemente da localização regional da distribuidora, bem como do número de consumidores que cada uma possui.

A pesquisa será exploratória e descritiva por meio de análise dos resultados de lucratividade e rentabilidade das distribuidoras privadas de energia elétrica brasileiras que possuem a data de revisão tarifária no mesmo ano.

3.2. Universo e amostra

Em 2006 o setor elétrico brasileiro era composto de 60 distribuidoras de energia elétrica. No decorrer dos anos, devido as incorporações ocorridas no setor, a quantidade de distribuidoras foi reduzida para 54. A amostra para a análise deste estudo serão as dez distribuidoras que possuem o ciclo tarifário de cinco anos.

Tabela 5 - Ciclo Tarifários das Distribuidoras do Setor elétrico e Receita Bruta Total

	Qtd Distribuidoras	Receita Bruta 31/12/2018	% da Receita Bruta que a amostra
Distribuidoras com Ciclo de 4 anos	43	180.549.103,12	
Distribuidoras com Ciclo de 3 anos	1	4.378.100,20	
Distribuidoras com Ciclo de 5 anos	10	93.222.963,80	34%
Total Receita Bruta das Distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro	54	278.150.167,12	

Fonte: Informações retiradas do site da ANEEL – Calendário de Revisão Tarifária Periódica e Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira s

Como esta dissertação é um produto do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Light, o estudo efetuado utilizou o ciclo desta distribuidora como base para a formação da amostra. A amostra descrita na Tabela 3 da página 20 representa 34% da receita bruta das distribuidoras de energia do setor elétrico brasileiro.

A Light, em 2016, assinou o 5º aditivo do Contrato de Concessão, com isso, os processos tarifários ordinários da Light SESA passam a ocorrer no dia 15 de março de cada ano, sendo que a próxima Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) ocorrerá em 15 de março de 2022 e não mais em 7 de novembro de 2018.

Das dez distribuidoras selecionadas, apenas oito serão analisadas nesta pesquisa. Foram excluídas as distribuidoras Rio Grande Energia - RGE e RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. da análise por terem virado uma única empresa no exercício de 2018. Isso impossibilitou a análise e a conclusão do efeito da revisão tarifária periódica ocorrida nas empresas em 2018, uma vez que elas deixaram de existir em 04 de dezembro de 2018, tornando uma empresa maior e com características diferentes em relação as empresas que eram antes da incorporação. Sendo assim, consideramos este caso como anomalia e demos o tratamento de “outlier”. Esta informação foi retirada das demonstrações financeiras publicadas no exercício de 2018:

“No exercício de 2018, ocorreu a incorporação da distribuidora Rio Grande Energia S.A. (“RGE”) (“Incorporada”), pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul”, cujo nome fantasia foi alterado para “RGE”, ou “Incorporadora”). Em 04 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o agrupamento das concessões das duas empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial, apurado em 31 de outubro de 2018, da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018. ” (Relatório da Administração, demonstrações financeiras anuais da RGE Sul, p.1).

Após a incorporação da RGE pela RGE Sul, a quantidade de distribuidoras passou, em 2018, a ser de 53 empresa, porém o montante da receita bruta não se alterou.

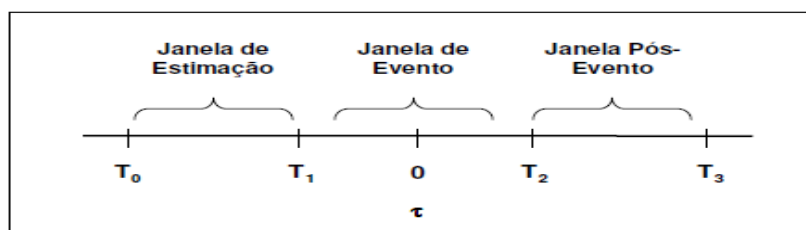
As distribuidoras de energia elétricas analisadas estão na Tabela 5.

Tabela 6- Empresas analisadas e datas das revisões tarifárias

Revisão Tarifária Periódica (RTP) - Distribuidoras									
									
Periodicidade		5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos
4º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	15/03/2022	08/04/2023	08/04/2023	22/04/2023	22/04/2023	08/04/2023	08/04/2023	22/04/2023
	Última Revisão Tarifária	15/03/2017	08/04/2018	08/04/2018	22/04/2018	22/04/2018	08/04/2018	08/04/2018	22/04/2018
3º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	07/11/2018	08/04/2018	08/04/2018	22/04/2018	22/04/2018	08/04/2018	08/04/2018	22/04/2018
	Última Revisão Tarifária	07/11/2013	08/04/2013	08/04/2013	22/04/2013	22/04/2013	08/04/2013	08/04/2013	22/04/2013
2º CICLO	Próxima Revisão Tarifária	07/11/2013	08/04/2013	08/04/2013	22/04/2013	22/04/2013	08/04/2013	08/04/2013	22/04/2013
	Última Revisão Tarifária	07/11/2008	08/04/2008	08/04/2008	22/04/2008	22/04/2008	08/04/2008	08/04/2008	22/04/2008

Fonte: Informações retiradas do site da ANEEL – Calendário de Revisão Tarifária Periódica

A data da ocorrência do evento (revisão tarifária) será definida como data zero (T). Depois será analisada a data T-1 que será o período antes do evento e o período T+1 que será após o evento. Vide figura 8:



Onde: $\tau = 0$: data do evento
 $\tau = T_1 + 1$ até $\tau = T_2$: janela de evento
 $\tau = T_0 + 1$ até $\tau = T_1$: janela de estimação

Figura 8- Linha do tempo para um estudo de eventos
Fonte: Campbell, Lo e Mackinlay (1997)

Será analisado o efeito das três revisões tarifárias que ocorreram de 2008 a 2018. Sendo assim, os anos de revisão tarifária serão considerados como $T=0$.

3.3. Coleta de dados

Os dados serão coletados no site das empresas selecionadas e da CVM. Será utilizado as demonstrações financeiras e relatório da administração divulgados para os anos de 2006 a 2019. Para o exercício de 2019 foi efetuado uma projeção devido a necessidade de termos três exercícios para comparação contemplando as três janelas de evento. Devido a limitação do $t=+1$ ser o exercício de 2019, as distribuidoras terem apenas publicado suas demonstrações semestrais e de não conhecermos o planejamento estratégico das distribuidoras analisadas, foi necessário aplicar algum tipo de projeção para os dados. A metodologia utilizada foi o crescimento das rubricas analisadas para o cálculo dos indicadores de 30 de junho de 2018 para 31 de dezembro de 2018. Ou seja, foi dividido o valor publicado em dezembro de 2018 pelo valor publicado em junho de 2018. O percentual encontrado foi aplicado no montante de 30 de junho de 2019. Na tabela 7 está o exemplo da metodologia utilizada:

Tabela 7 - Projeção valores de 30.06.2019 para 31.12.2019

ANO	EMPRESA	ATIVO TOTAL	Junho Ativo Total	% crescimento	RECEITA DO SERVIÇO	Junho Receita de Serviço	% crescimento	RECEITA LÍQUIDA	Junho Receita Líquida	% crescimento	EBITDA	Junho EBITDA	% crescimento
2007	Cosem	1.301.559			258.720			749.818			297.812		
2008	Cosem	1.330.081			227.235			796.266			262.604		
2009	Cosem	1.502.844			217.504			855.089			250.875		
2012	Cosem	1.750.332			260.987			1.418.335			289.762		
2013	Cosem	1.899.619			240.212			1.383.176			275.087		
2014	Cosem	1.967.754			284.379			1.371.212			303.280		
2017	Cosem	2.865.493			293.176			1.792.117			367.403		
2018	Cosem	3.197.162	2.900.980	110%	379.873	176.971	215%	1.934.360	1.077.846	179%	461.810	216.940	213%
2019 PROJ	Cosem	3.555.163	3.225.816	110%	412.273	192.065	215%	2.387.286	1.330.221	179%	505.215	237.330	213%

Fonte: Demonstrações Financeiras das distribuidoras.

As rubricas coletadas serão: (i) os valores dos investimentos ocorridos através do fluxo de caixa das empresas selecionadas, (ii) o EBITDA, (iii) a receita de serviços, (iv) o ativo total e (v) a receita líquida anual. A coleta será efetuada para as distribuidoras da amostra possibilitando o cálculo dos indicadores de rentabilidade (ROA) e lucratividade para o exercício anterior ao ano de revisão tarifária ($T=-1$), o exercício que ocorreu a revisão tarifária ($T=0$) e o exercício posterior ao aniversário da revisão tarifária de cada empresa ($T=+1$).

3.4. Tratamento dos dados

Através dos indicadores calculados será examinado o que ocorreu nas distribuidoras de energia elétrica para os anos selecionados, possibilitando responder o problema de pesquisa formulado.

Acredita-se que este estudo possibilitará verificar se a metodologia tarifária criada pela ANEEL vem cumprindo o objetivo de fazer as concessionárias manterem um equilíbrio econômico financeiro sustentável.

4. RESULTADO

4.1. ANÁLISE DOS DADOS

Segundo Reis, a comparação dos valores contidos nas demonstrações contábeis possibilita analisar a situação econômica e financeira de uma empresa, consequentemente avaliar os acertos e as necessidades de correções para a gestão. Possibilitam também os investidores avaliarem o retorno do investimento, bem como a segurança dos mesmos e para os credores, a garantia dos capitais emprestados e o retorno nos prazos estabelecidos. (REIS, 2009).

É o analista quem determina a melhor forma de utilizar os indicadores levando em conta o seu conhecimento técnico, experiência e intuição. (Assaf Neto, 2010).

Através das demonstrações financeiras publicadas pelas distribuidoras de energia elétrica foram levantados os valores para as rubricas necessárias para o cálculo dos indicadores de Lucratividade e Rentabilidade dos Ativo (ROA) durante os anos em análise.

Em seguida será explicado, através da análise das demonstrações financeiras e do relatório da administração das distribuidoras, os eventos ocorridos nas empresas que provocaram as variações ocorridas nos anos em análise. Após esta análise será verificado se a rentabilidade e lucratividade conseguida pelas empresas sofreram efeito da revisão tarifária periódica ocorrida no $t=0$.

A análise será segregada por ciclo tarifário, contemplando o ano referentes a janela de estimação, a janela do evento e a janela pós evento (vide figura 8, pg. 56).

Antes da análise descritiva das demonstrações financeiras e relatórios da administração das distribuidoras que compuseram a amostra, será efetuado uma contextualização da conjuntura econômica e regulatório ocorrida em cada ciclo tarifário. Esta contextualização ajudará na compreensão dos impactos econômicos, regulatórios e climáticos que afetaram as distribuidoras.

4.1.1. CONJUNTURA ECONÔMICA E REGULATÓRIA²

- 2º Ciclo:

O ano de 2007 foi marcado pela melhoria de praticamente todos os indicadores da economia brasileira. A taxa de investimento no setor produtivo apresentou saldo positivo e o Produto Interno Bruto (PIB) superou a média de crescimento dos últimos anos. A demanda interna ganhou novo impulso favorecida pela queda nos índices de desemprego, pelo aumento da renda dos trabalhadores e pela expansão do crédito, embora a taxa de juros tenha se mantido em patamares elevados. A cotação do dólar, de R\$2,138 em 31 de dezembro de 2006 diminuiu para R\$1,771 no final de 2007, reduzindo o custo da energia comprada de Itaipu.

No Centro-Oeste o Governo Federal divulgou o Plano de Safra 2006/2007 envolvendo um conjunto de medidas estratégicas para encaminhar a solução da crise que atingiu as principais *commodities*. As medidas focaram nas lavouras de soja, milho, algodão e arroz, atividades que estavam passando por grandes dificuldades.

No ambiente regulatório, a ANEEL efetuou melhorias na metodologia que vigorou no segundo ciclo de revisão tarifária das distribuidoras, definida por meio da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 234/06 (vide anexo J) com previsão de conclusão em 2008.

O ano de 2008 ficou marcado por um abrandamento da atividade econômica, consequência do agravamento da crise financeira iniciada nos EUA. No lado financeiro os impactos da crise foram imediatos e percebidos com a redução das linhas de crédito bancário, aumento do custo do financiamento, alta do risco Brasil e desvalorização do câmbio, restringindo a capacidade de crescimento do mercado interno e afetando o nível de emprego. O IGPM, índice utilizado como indexador para o reajuste das tarifas de energia elétrica, fechou o ano em 9,81%, maior taxa desde 2004, e ficou 2,06 pontos percentuais face ao registrado em 2007 (7,75%). Na região central do Brasil ocorreu uma retomada do agronegócio, com uma melhoria no desempenho das exportações, resultando um aumento da receita com a venda dos principais produtos da balança comercial do agronegócio como a soja (óleo, farelo e grão) e o de café.

O ano de 2009 passou por instabilidades no cenário econômico internacional decorrente da crise financeira iniciada em 2008. O mercado brasileiro sofreu um pequeno impacto desta crise, porém o governo adotou medidas para estimular o consumo, como a redução nas taxas de juros e concessão de incentivos fiscais. A taxa média de câmbio em 2009 foi de R\$1,74,

² As informações registradas neste tópico foram retiradas dos relatórios das demonstrações financeiras das distribuidoras analisadas no item de análise da conjuntura econômica.

evidenciando uma queda de 25% em relação à registrada no exercício anterior. O IGPM, índice utilizado como indexador para o reajuste das tarifas de energia elétrica, fechou o ano com uma deflação de 1,72%, a primeira queda anual desde o início da série histórica em 1989.

No ambiente regulatório foi instaurada a Audiência Pública nº 002/2009, resultando na publicação da Resolução Normativa nº 367/2009 (vide anexo K), por meio da qual foi implantado o novo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSPEE), peça fundamental para o terceiro ciclo de Revisões Tarifárias.

Outro fator que afetou as distribuidoras no ano de 2009 foram as temperaturas mais elevadas em todo o Brasil, ficando em segundo lugar em ano com as temperaturas mais elevadas já registradas na terra, perdendo apenas para 2005.

- 3º ciclo

O ano de 2012 foi marcado pela continuidade da instabilidade no cenário macroeconômico internacional, além da ocorrência de outros elementos desfavoráveis que contribuíram para o aumento da desaceleração econômica. Após a crise de 2008/2009 a economia internacional assistiu à recuperação dos países centrais e dos emergentes como a China. O crescimento da China, Europa em recessão e os EUA numa trajetória de crescimento moderado, trouxeram momentos de incerteza em 2012, com implicações sobre o comércio global, confiança e investimento. No Brasil, para minimizar os efeitos da crise, o governo implementou medidas de estímulo à economia como: desonerações previdenciárias, reduções de tributos, queda nas tarifas de energia elétrica, aumento da capacidade de endividamento dos estados e programas de concessões ao investimento privado. Com isso, no final de 2012 a indústria iniciou uma leve recuperação.

2012 foi um ano de temperaturas mais altas que a média dos últimos anos e por chuvas irregulares e menos volumosas em áreas como o Sudeste e Centro-Oeste. As altas temperaturas e chuvas irregulares provocaram uma diminuição no nível de reservatórios de hidrelétricas, porém o estímulo ao mercado devido as medidas econômicas do governo provocou um aumento de 7% no consumo de energia, levando o governo a ligar usinas termelétricas, mais poluente e com um custo de produção mais elevado.

Em 2013 o ritmo de recuperação da economia mundial foi moderado, devido a possibilidade de uma nova crise financeira na Europa, uma possível desaceleração na China, ou mesmo os impactos fiscais na economia dos EUA. Deste modo, em 2013 o mundo vivenciou momentos de incerteza com implicações sobre a confiança, o investimento e o comércio, consequentemente uma grande parte da capacidade produtiva ficou ociosa. No caso do Brasil,

apesar da indústria ter voltado a crescer ligeiramente seguiu sentindo os efeitos da desaceleração global. O governo federal, para incentivar o crescimento da indústria e recuperação do mercado, divulgou um subsídio para compra de eletrodomésticos pelo beneficiado do Minha Casa, Minha Vida. Este incentivo ajudou a aumentar a crise no setor elétrico. Segundo a reportagem do Jornal O Globo, “o problema começou em meados de 2012, quando o governo decidiu forçar uma queda no preço da energia elétrica para famílias e empresas. A redução perseguida foi de 20% e obtida com a antecipação da renovação das concessões das empresas do setor elétrico, que teriam maior prazo para atuar em troca de uma queda nos preços. Três grandes empresas estatais estaduais (Cesp, Cemig e Cepal, coincidentemente de três estados administrados pela oposição ao governo federal) não aderiram ao polêmico programa, mas o governo decidiu, mesmo assim, manter o patamar de redução perseguido, o que iniciou o processo de subsídios no setor. Em 2013, o país começou a sofrer falta de chuvas e aumento de consumo, grande parte deste aumento incentivado pelo próprio governo com o preço da tarifa menor, com a redução de tributos sobre eletrodomésticos e com o programa “Minha Casa Melhor”, que visava equipar de eletrodomésticos as residências do “Minha Casa, Minha Vida” (O Globo, 2014).

A partir de janeiro de 2013, as distribuidoras começaram a passar pelo processo de Revisão Tarifária Extraordinária. O impacto da revisão foi positivo no curto prazo para os clientes, que se beneficiaram de tarifas mais baixas, com uma redução média de 19,63% na conta. Como os reservatórios das usinas hidrelétricas estavam com níveis críticos foi necessário o acionamento das usinas térmicas e os custos associados a esta operação colocaram em risco o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição.

Em 2014 a atividade econômica mundial frustrou expectativas com os principais parceiros comerciais do Brasil. A China seguiu em desaceleração enquanto a Argentina, maior cliente externo da indústria brasileira, não mostrou sinais de recuperação da crise que completava 3 anos. O Brasil viveu uma forte crise de confiança da indústria e dos consumidores, capitaneada pelas incertezas macroeconômicas, somada as restrições de crédito, desaceleração da renda e dos investimentos e desempenho negativo da atividade industrial. Esta crise provocou um processo de estagnação do mercado de trabalho, com fechamento de postos de trabalho e desaceleração do rendimento, impactando as vendas do comércio varejista.

No ambiente regulatório, o ano de 2014 foi marcado pelo resqúcio da Medida Provisória – MP nº 579/2012 (vide anexo L), publicada a fim de reduzir os preços de energia. O impacto da MP foi refletido no desequilíbrio entre cobertura tarifária e despesas reais das

distribuidoras frente ao custo de energia. Problema que piorou com o pequeno volume de chuvas e consequentemente com despacho das termelétricas.

Em relação aos processos de Revisão Tarifária, em junho de 2014, a ANEEL submeteu para apreciação a proposta metodológica do quarto ciclo (entre 2015 e 2018) por meio da primeira fase da Audiência Pública 023/2014. Os documentos publicados indicaram que o ciclo de revisão periódica teria sua metodologia existente mantida, com exceção da forma de contabilização a ser usada pela ANEEL na determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR), que foi consideravelmente alterada. A segunda fase dessa audiência pública foi reaberta em 11 de dezembro de 2014 para todos os tópicos, com exceção do Custo de Capital (*WACC*), que teve uma única fase, e da BRR, cuja metodologia proposta estava sob a análise da ANEEL. O processo de revisão da metodologia para o quarto ciclo de revisão tarifária foi concluído no primeiro semestre de 2015.

- 4º ciclo

Em 2016 ocorreu uma aceleração nas principais economias. Esta ligeira melhora e o desempenho dentro do esperado da China trouxeram expectativas mais promissoras para 2017 e 2018. Em 2016, a economia brasileira seguiu penalizada, com instabilidades na esfera política, na continuidade do processo de ajuste fiscal e indicadores de atividade econômica muito fracos gerando desemprego, prejuízos em relevantes cadeias industriais e uma expectativa de um pequeno crescimento para 2017. As temperaturas médias de 2016 foram abaixo da média histórica nos estados com invernos mais rigorosos.

O ano de 2017, após dois anos de recessão e sensível piora dos principais indicadores econômicos, se consolidou como início do processo de retomada da atividade interna. A gradual melhora do ambiente de negócios, verificada pela retomada da confiança dos empresários ao patamar pré-crise. A expectativa do mercado foi que a produção industrial crescesse aproximadamente 4,0%³ em 2018, recompondo parte das perdas acumuladas ao longo da recessão.

No ambiente regulatório, no ano de 2017, ocorreu a atualização dos Submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET, por meio da Resolução Normativa nº 796, de 12 de dezembro de 2017, que regulamenta componentes financeiros como a previsão de risco hidrológico nos processos tarifários (reajuste ou revisão) e na apuração mensal da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, possibilitando mitigar o descasamento de caixa das distribuidoras.

Em 2018 a economia brasileira iniciou uma recuperação lenta e irregular. Apesar da morosidade da recuperação econômica e da ainda elevada vulnerabilidade fiscal, diversos fundamentos macroeconômicos brasileiros registraram melhora ao longo do biênio 2017-18. O

principal destaque foi a desaceleração da inflação e a ancoragem das expectativas inflacionárias. O cumprimento confortável das metas de inflação, num contexto em que a ociosidade de nossa economia continuou elevada, principalmente no mercado de trabalho, permitiu ao Banco Central reduzir a taxa básica de juros ajudando a destravar o mercado de crédito.

No ambiente regulatório, o setor elétrico foi impactado pela greve dos caminhoneiros que ocorreu no primeiro semestre do ano. Segundo a CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica a greve dos caminhoneiros provocou um desabastecimento de postos de combustíveis, supermercados e comércios. Esse desabastecimento afetou o setor elétrico brasileiro que viu o consumo de energia ser reduzido devido à redução do ritmo de produção de diversas fábricas e indústrias (CCEE, 2018).

O ano de 2019 se inicia com expectativas mais auspiciosas, como sugere a melhora de diversos indicadores financeiros. O risco-Brasil vem recuando ante a expectativa de que as reformas, sobretudo a previdenciária, serão retomadas no novo governo e a bolsa de valores brasileira vem registrando ganhos significativos, na contramão dos movimentos de correção observados nas bolsas internacionais. Redução dos níveis de desemprego e de recuperação da massa de rendimentos, tenderá a amparar o consumo das famílias, que deverá continuar em moderada aceleração ao longo de 2019. Já a melhora da confiança empresarial, apoiada na expectativa de retomada das reformas, poderá conferir maior dinamismo à retomada do investimento. Assim, as expectativas para o crescimento da economia brasileira continuam apontando para uma recuperação em ritmo ainda moderado.

4.1.2. LIGHT

Tabela 8 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora LIGHT

Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT										
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO R\$ mil	RECEITA LÍQUIDA R\$ mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO R\$ mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO R\$ mil	% Variação
2º ciclo	2006*		10.104.351	312.532	4.743.064	-	304.208	-	599.000	-
	2007	t=-1	10.105.200	469.235	4.755.189	0,26%	635.993	109,07%	968.000	61,60%
	2008	Ano RTP	8.980.612	555.356	5.101.088	7,27%	1.048.024	64,79%	1.314.000	35,74%
	2009	t=+1	8.704.315	550.783	5.133.250	0,63%	752.148	-28,23%	1.020.400	-22,34%
	2011*		8.701.072	854.126	6.507.086	-	681.585	-	988.000	-
3º ciclo	2012	t=-1	8.968.355	647.350	6.614.402	1,65%	808.114	18,56%	1.101.400	11,48%
	2013	Ano RTP	10.596.246	780.937	6.716.762	1,55%	902.426	11,67%	1.237.700	12,38%
	2014	t=+1	10.929.522	766.744	8.258.314	22,95%	893.630	-0,97%	1.250.200	1,01%
	2015*		11.996.311	810.196	10.016.227	-	697.070	-	1.146.300	-
4º ciclo	2016	t=-1	11.841.845	659.000	8.657.674	-13,56%	387.955	-44,34%	875.000	-23,67%
	2017	Ano RTP	12.352.046	592.668	9.801.523	13,21%	931.546	140,12%	1.485.000	69,71%
	2018	t=+1	14.402.485	702.745	10.334.019	5,43%	659.246	-29,23%	1.187.000	-20,07%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

• 2º Ciclo

Em 2007 a Light obteve uma melhora operacional atingindo o aumento de energia consumida em 3,3%. A redução dos custos totais e o aumento em 0,3% da receita líquida, impactados pela redução da inadimplência e um consumo estável gerou um EBITDA melhor que em 2006. O EBITDA de 2007 foi de R\$968 milhões demonstrando um aumento significativo de 61,6% em relação ao ano de 2006. Porém isso só ocorreu devido a provisão extraordinária e não recorrente de R\$338,5 milhões. Excluindo este efeito o EBITDA de 2007 estaria em linha com 2006.

Em 2008 a Light passou pelo seu segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica - RTP que ocorre de cinco em cinco anos. Esta revisão provocou um aumento do EBITDA em 10,8% quando comparado com 2007 e expurgado os efeitos não recorrentes de 2008 (reversão de provisões e reconhecimento de créditos fiscais). Logo, podemos dizer que este aumento no EBITDA de 10,8% foi decorrente do reajuste médio de 4,7% na tarifa, de uma redução nos custos gerenciáveis de PMSO em R\$ 34,7 milhões, do consumo de energia que se manteve em linha ao ano de 2007, reforçando a estabilidade do mercado cativo e livre e um crescimento da receita líquida em 7,3%.

Em 2009 o faturamento cresceu em 4,3% em relação a 2008, impactado pelas altas temperaturas. A receita líquida cresceu em 0,6% em relação a 2008 devido ao bom desempenho do mercado cativo que impulsionou a receita. Os custos e despesas operacionais foram 7,8% acima que 2008, esse aumento foi decorrente do crescimento de 7,2% nos custos não gerenciáveis devido ao reajuste dos contratos de compra de energia. O EBITDA reduziu 22,3%,

porém se desconsiderar os efeitos não recorrentes de 2008 a queda passa para 4,2%. Esta queda foi ocasionada pela redução do EBTIDA regulatório, efeito da RTP 2008, onde houve o repasse dos ganhos de escala atingidos no primeiro ciclo RTP (ano de 2003) para os consumidores.

- 3º Ciclo

Em 2012 o consumo total de energia na área de concessão da Light cresceu 2% em relação ao ano anterior. Este crescimento foi decorrente, basicamente, de novos clientes livres e algumas geradoras conectadas na rede de distribuição da empresa. Outros fatores importantes foram o aumento do consumo e o reajuste tarifário em novembro, ambos causaram um crescimento na receita líquida em 1,65% em relação a 2011. Os custos e despesas da Light foram impactados pelo aumento dos custos não gerenciáveis. O ano de 2012 foi um ano de pouca chuva e com uma grande utilização das térmicas, onde a energia é mais cara que a energia hidroelétrica. Mesmo com o aumento das despesas o EBITDA ficou 11,4% maior que em 2011. O crescimento da receita líquida no ano e o efeito positivo do reajuste tarifário compensaram o aumento das despesas.

Em 2013 o faturamento cresceu 2,9% em relação a 2012, decorrente, principalmente, do crescimento da classe comercial em 4,5%. A receita líquida cresceu 1,55% em relação a 2012, ajudada pelo efeito positivo do resultado do terceiro ciclo de revisão tarifária que reajustou a tarifa em 3,65%. Os custos e despesas reduziram em 2,8%, influenciado pela redução das despesas não gerenciáveis de 7%, tendo em vista um menor custo com a compra de energia. A Light atingiu um EBITDA de R\$ 1.237,7 milhões, ou seja, 12,4% maior que em 2012. O grande ofensor foi o aumento da receita líquida impulsionado pelo crescimento de mercado, pela redução das despesas de provisões e pelo resultado da revisão tarifária periódica.

Em 2014 o consumo aumentou 3% em relação a 2013, influenciado pelo forte aumento da temperatura neste verão. A receita líquida totalizou R\$8.258 milhões, 22,95% acima da registrada no ano anterior. Este aumento ocorreu devido ao reajuste tarifário de 19,23% a partir de novembro, pelo aumento de 3% no consumo de energia e pelo reconhecimento da parcela A na receita líquida. Os custos e despesas foram 28,62% superior ao de 2013, devido ao aumento dos custos com o risco hidrológico, contratação de energia com valor superior ao coberto pela tarifa e o reajuste anual dos contratos. Mesmo assim, o EBITDA aumentou 1% em relação ano passado, principalmente, pelo registro da parcela A ocorrida no reajuste tarifário de novembro.

- 4º Ciclo

Em 2016 ocorreu uma retração no mercado faturado total devido as temperaturas mais amenas e a conjuntura econômica desfavorável. A receita líquida sofreu uma redução de 13,6% em relação a 2015. Os motivos para esta redução foram: (i) queda do volume de energia

vendida no quarto trimestre, (ii) registro do valor justo do ativo indenizável da concessão referente ao laudo provisório da revisão tarifária que foi homologado definitivamente em março de 2017. Os custos e despesas foram 12% inferior a 2015, reflexo da reclassificação da receita de multa por atraso no pagamento de conta de energia para outras receitas, da redução de provisões e no custo com compra de energia. O EBITDA sofreu uma redução de 23,7%, principalmente devido à queda do volume de energia vendida.

Em 2017 o mercado faturado permaneceu em linha em relação ao ano anterior. A receita líquida aumentou em 13,21%, resultado da homologação da Revisão Tarifária Periódica – RTP que elevou a tarifa em 7,8%. Além disso ocorreu o crescimento do uso da rede em 24% devido a migração de clientes cativos para o mercado livre. Já os custos e despesas aumentaram 11,1% em relação a 2016. Este aumento foi decorrente do crescimento da provisão para crédito de liquidação duvidosa (PCLD) e dos custos com compra de energia. O EBITDA de R\$1.485 milhões representou um crescimento de 69,71% em relação a 2016. O impacto principal para esse aumento foi o registro do valor do ativo indenizável da concessão após a homologação definitiva da RTP. O crescimento do IPCA no período de julho de 2016 a fevereiro de 2017, mais os ajustes positivos ocorridos no laudo fizeram que o valor provisório de perda registrado em 2016 virasse um ganho em 2017.

Em 2018 o mercado faturado apresentou uma redução de 1,3%. Esta queda foi decorrente de temperaturas abaixo da média histórica e a greve dos caminhoneiros que afetou o consumo da classe comercial. A receita líquida cresceu em 5,43% devido ao aumento da receita de uso da rede em função da migração de clientes cativos para o mercado livre. Os custos e despesas aumentaram em 9,1% em relação a 2017 impulsionado pelo aumento PECLD (Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa) e dos custos de energia. O EBITDA obteve um declínio de 20,1% justificado pelo valor do efeito não recorrente do registro do ativo indenizável em 2017.

4.1.3. COELBA

Tabela 9 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora COELBA

	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA									
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO RS mil	RECEITA LÍQUIDA RS mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO RS mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO RS mil	% Variação
2º ciclo	2006*		4.074.527	643.218	2.522.252	-	861.494	-	1.033.646	-
	2007	t=-1	4.489.278	909.131	2.894.515	14,76%	1.069.502	24,15%	1.264.999	22,38%
	2008	Ano RTP	4.235.938	631.019	3.115.104	7,62%	1.032.603	-3,45%	1.217.185	-3,78%
	2009	t=+1	4.715.070	804.742	3.350.764	7,57%	1.010.577	-2,13%	1.183.349	-2,78%
3º ciclo	2011*		6.001.604	1.046.577	4.967.359	-	1.046.095	-	1.280.297	-
	2012	t=-1	7.050.251	1.406.501	5.813.614	17,04%	1.051.830	0,55%	1.308.084	2,17%
	2013	Ano RTP	7.844.331	999.282	4.982.853	-14,29%	814.723	-22,54%	1.093.221	-16,43%
	2014	t=+1	8.622.731	891.786	5.616.904	12,72%	888.360	9,04%	1.207.180	10,42%
4º ciclo	2016*		10.529.884	1.186.295	7.067.284	-	739.210	-	1.081.768	-
	2017	t=-1	12.553.676	1.793.701	8.141.238	15,20%	688.790	-6,82%	1.076.845	-0,46%
	2018	Ano RTP	14.530.566	1.758.675	9.237.364	13,46%	1.147.107	66,54%	1.568.064	45,62%
	proj 2019	t=+1	15.623.943	2.797.311	10.853.137	17,49%	2.135.642	86,18%	2.568.910	63,83%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

• 2º Ciclo

Em 2007 o EBITDA de R\$1,3 bilhões foi 22,4% maior que em 2006. A receita operacional líquida superou o ano anterior em 14,8%. O consumo de energia cresceu devido ao aumento do número de clientes em 5,7%, avanço do plano de universalização. A compra de energia sofreu um crescimento de 4,7% em relação a 2006, impactado pelo aumento do valor do MWh em 3,2%. A receita de serviço cresceu 24,15% devido ao aumento do volume de vendas de energia e do reajuste tarifário de 5,4%.

Em abril de 2008 Coelba passou pelo segundo ciclo de revisão tarifária periódica e obteve a fixação provisória de sua tarifa em -12,12%. A receita operacional líquida de R\$3,1 bilhões superou em 7,6% o ano de 2007. O consumo de energia cresceu 13,4% com destaque para a classe industrial e retorno positivo do consumidor livre, além do crescimento de 4,5% no número de cliente devido a continuidade do programa de universalização. A venda de energia elétrica em 2008 subiu 13,4% em relação a 2007, influenciado pelo crescimento em todas as classes (industrial, residencial e comercial). Apesar deste crescimento a receita de fornecimento de energia elétrica cresceu apenas 0,8%, pois compensou a redução da tarifa em -12,12%. O EBITDA foi de R\$1.217 milhões, uma redução de 3,8% em relação a 2007. Esta redução ocorreu devido ao impacto da revisão tarifária negativa que a COELBA obteve.

Em abril de 2009 foi homologado de forma definitiva o reposicionamento tarifário que passou de -12,12% para -13,51%. Nesta mesma data a COELBA passou pelo processo de reajuste tarifário anual. Ambos impactaram a receita de fornecimento que cresceu em 4,1% devido ao reajuste anual de 9,86% que acabou compensando a redução de 1,39 p.p. do resultado

definitivo da revisão tarifária. A receita operacional líquida superou o ano anterior em 7,6% devido ao crescimento do consumo de energia em 9,1% influenciado pela volta de consumidores livres e pelo aumento do número de clientes (4,8%). O EBITDA ficou menor em 2,8% em relação a 2008, basicamente influenciado pela diferença de -1,3 p.p na tarifa.

- 3º Ciclo

A distribuidora encerrou 2012 com uma receita operacional líquida de R\$ 5,81 bilhões, 17% maior que a de 2011. A energia distribuída pela COELBA em 2012 apurou um crescimento de 3,2% em relação a 2011. Crescimento baixo devido ao desaquecimento da economia, resultado da crise que atingiu o mercado internacional. A receita de fornecimento atingiu R\$ 6.122,3 milhões, influenciado pelo reajuste tarifário anual. A energia contratada para o mercado em 2012 sofreu um decréscimo de 0,14% devido ao atraso de alguns empreendimentos de geração, impossibilitando a entrega de parte da energia contratada. A COELBA encerrou o ano de 2012 com uma receita de serviço de R\$ 1.051 milhões, 0,55% maior que 2011. O que impactou o resultado foi o crescimento da energia distribuída (3,2%) e o reajuste tarifário anual de 10,73%. A geração de caixa, ou seja, o EBITDA alcançou R\$1.308,1 milhões, 2,2% maior que no ano anterior. Em 2013 a COELBA chegou a marca de 5.378 milhões de consumidores ativos, um crescimento de 3%, o que representou 159 mil novos clientes. A energia vendida cresceu em 6,2% em relação ao ano anterior, isso porque foi influenciada pelo crescimento médio de 8,7% considerando todas as classes de consumo. Este crescimento pode ser explicado pelo aquecimento da economia devido as medidas do Governo Federal que incentivou à compra de eletrodomésticos e o uso da energia. A receita operacional líquida foi de R\$ 4.982,8 milhões uma queda de 14,29% em relação a 2012. A causa principal desta queda foi a redução da tarifa em 6,1%, resultado do processo de revisão tarifária periódica, ocorrida em 22 de abril de 2013. Os custos e despesas operacionais reduziram em 12,8% devido, basicamente, ao reajuste de preço dos contratos de compra de energia corrigidos pelo IPCA (redução de 7,2%). Com tudo isso, o EBITDA atingiu o valor de R\$ 1.093 milhões, uma redução de 16,43% em relação ao ano anterior.

Em 2014 a distribuidora chegou a 5.577 mil consumidores, registrando um crescimento de 3,7% impulsionados pelo aumento de clientes residenciais graças ao programada de universalização. Este crescimento ajudou no aumento da venda de energia em 4,58%. O resultado do reajuste tarifário de 14,86% ajudou no crescimento da receita líquida em 12,72% em relação a 2013. Os custos e despesas operacionais alcançaram R\$4.728 milhões, aumentando 13,45% em relação a 2013. Este aumento foi oriundo pelo crescimento da energia comprada para revenda, dissídio coletivo de 6,99%, remuneração variável entre outros. O

EBITDA da COELBA no ano de 2014, atingiu o montante de R\$ 1.207 milhões, o seja, um aumento de 10,42%, equivalente a R\$ 114 milhões em relação ao ano de 2013 (R\$ 1.093 milhões).

- 4º Ciclo

Em 2017 a Receita Operacional Líquida cresceu 15,16% e chegou a R\$ 8,1 bilhões, o EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) manteve-se praticamente estável, com uma redução de 0,46% e fechou 2017 em R\$ 1,08 bilhões. Esses números foram atingidos graças ao aumento da receita de fornecimento de energia e o reajuste tarifário anual médio de 3%. Os custos e despesas operacionais cresceram 17,72% em relação a 2016. Essa variação foi, basicamente, decorrente do efeito líquido do aumento do custo da energia em 20,64%, aumento da conta de pessoal em 20,29%, redução da perda para crédito de liquidação duvidosa - PCLD em R\$18 milhões e a variação positiva dos encargos de uso do sistema em R\$67 milhões.

Em 2018 a ANEEL homologou o resultado da revisão tarifária periódica da COELBA. O aumento médio percebido pelo cliente foi de 16,95%. Neste ano a Coelba atingiu o número de 5.993.406 clientes, um aumento de 1,6% em relação ao ano anterior. A energia distribuída aumentou em 2,6% devido às fortes temperaturas. A receita líquida cresceu em 13,46%, basicamente devido ao reposicionamento tarifário de 16,95%, o aumento do fornecimento de energia, do custo do uso da rede do mercado cativo e o aumento de R\$75 milhões em outras receitas, consequência do registro do novo valor do ativo indenizável, oriundo do resultado do laudo de avaliação da revisão tarifária periódica. Os custos e despesas operacionais aumentaram em 8,56%, basicamente pelo aumento dos custos não gerenciáveis em 10,49% (energia comprada para revenda, encargos de uso do sistema, entre outros) e uma redução nas despesas gerenciáveis em 4,87%. Essa redução ocorreu por consequência do plano de eficiência onde se compartilha determinadas estruturas entre as distribuidoras do grupo NEOENERGIA. Com todas as variações explicadas, o EBITDA aumentou 45,62% em relação a 2017, chegando ao montante de R\$1,57 bilhões.

Em 2019 a COELBA ultrapassou 6 milhões de consumidores. O crescimento da receita operacional líquida de 17,49% pode ser explicado, principalmente, pelo: (i) crescimento de 4,16% do volume de mercado (clientes cativos e livres) e (ii) reajuste tarifário de 6,22% na média. Na despesa operacional a COELBA conseguiu uma redução de 7,12% em relação a 2018, basicamente devido à redução de gastos com serviços em função do compartilhamento de estruturas com as distribuidoras do grupo. O EBITDA registrou o valor de R\$2,57 bilhões, aumentou 63,83%.

4.1.4. COSERN

Tabela 10 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora COSERN

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN										
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO R\$ mil	RECEITA LÍQUIDA R\$ mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO R\$ mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO R\$ mil	% Variação
2º ciclo	2006*		1.240.371	135.505	634.033	-	206.439	-	239.208	-
	2007	t=-1	1.301.559	88.788	749.818	18,26%	258.720	25,33%	297.812	24,50%
	2008	Ano RTP	1.330.081	123.337	796.266	6,19%	227.235	-12,17%	262.604	-11,82%
	2009	t=+1	1.502.844	131.403	855.089	7,39%	217.504	-4,28%	250.875	-4,47%
3º ciclo	2011*		1.596.706	145.342	1.149.671	-	268.817	-	321.421	-
	2012	t=-1	1.670.624	176.085	1.418.335	23,37%	238.528	-11,27%	289.762	-9,85%
	2013	Ano RTP	1.899.619	177.019	1.371.212	-3,32%	240.212	0,71%	275.087	-5,06%
	2014	t=+1	1.967.754	200.950	1.617.612	17,97%	284.379	18,39%	303.280	10,25%
4º ciclo	2016*		2.403.868	245.924	1.794.204	-	254.439	-	317.925	-
	2017	t=-1	2.865.493	296.601	2.170.521	20,97%	293.176	15,22%	367.403	15,56%
	2018	Ano RTP	3.197.162	340.251	2.396.875	10,43%	379.873	29,57%	461.810	25,70%
	proj 2019	t=+1	3.555.163	536.415	2.387.286	-0,40%	412.273	8,53%	505.215	9,40%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

- 2º Ciclo

Em 2007 a Cosern cresceu 7,04% em comparação a 2006, conseguindo 44.713 novos clientes devido ao programa de universalização, um aumento de 4,81% em relação ao ano anterior. A receita faturada dos mercados cativo e livre atingiu R\$1.061 milhões, 95,91% desta receita foi oriunda de clientes residenciais. O crescimento do mercado (7,04%) e o reajuste tarifário (5,51%) favoreceram o crescimento da receita operacional líquida em 18,26%, bem como uma geração operacional de caixa adequado para as necessidades da distribuidora, ou seja, um crescimento de 24,5% no EBITDA em relação a 2006, atingindo o valor de R\$298 milhões.

Em 2008, a distribuidora atingiu um crescimento de 4,16% de novos clientes (40.484), na sua maioria clientes residenciais e oriundos do programa de universalização. A COSERN passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária que recompôs a tarifa pelo índice médio de -6,45%. A receita faturada atingiu R\$1.128 milhões. O desempenho operacional foi beneficiado pelo crescimento do volume de vendas de 12,10% e a ampliação do mercado elevando a receita líquida em R\$796 milhões, um crescimento de 6,19%. O EBITDA de 2008 atingiu o patamar de R\$262,6 milhões, uma redução de 11,82% quando comparado com 2007, basicamente devido a redução da tarifa.

Em 2009 a ANEEL homologou definitivamente o resultado do processo de revisão tarifária periódica ocorrido no ano de 2008. O reajuste de -6,45% passou a ser de -8,04%.

Neste mesmo ano ocorreu o reajuste anual que ficou em média 9,63%, compensando um pouco o resultado da revisão tarifária periódica. No ano de 2009 a COSERN continuou a ter um crescimento de número de clientes, registrando 1.074.228 consumidores ativos (59.900 novos clientes, crescimento 5,91%). As vendas de energia aumentaram em 7,85% devido a ampliação do mercado cativo, impactando positivamente a receita operacional líquida. O EBITDA reduziu em 4,5% impactado pelo aumento custo da compra de energia elétrica em 23,65% e das despesas, basicamente PMSO em 11,64%.

- 3º Ciclo

Em 2012 a receita operacional líquida alcançou R\$ 1,42 bilhões, enquanto a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, alcançou R\$ 289,7 milhões. O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou um crescimento de 6,4% em relação ao ano de 2011. O reajuste tarifário anual, 22 de abril foi em média 6,4%. O mercado cativo cresceu 5,8% devido as altas temperaturas no ano, além do aumento do número de clientes em 48.332 (aumento 4,2% em relação a 2011). O EBITDA passou por uma redução de 9,3% em relação a 2011, basicamente, devido ao aumento dos custos de despesas operacionais em 12,6% e a redução da tarifa pela revisão tarifária extraordinária, determinada pelo governo federal para impulsionar a economia.

Em 2013 a receita operacional líquida alcançou R\$ 1,37 bilhões, enquanto a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, alcançou R\$ 275 milhões. O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou um crescimento de 7,1% em relação ao ano de 2012. A Companhia passou pelo terceiro ciclo de revisão tarifária, onde a ANEEL fixou o índice médio em 4,9% para os consumidores. O programa de universalização da companhia continuo trazendo frutos, ou seja, gerando crescimento no número de clientes (3,54% em relação a 2012). A receita líquida caiu 2,5% devido a redução da tarifa de energia elétrica. O EBITDA reduziu em 5,1% impactado por todos os efeitos descritos acima.

Em 2014 a COSERN continuou aumentando seu número de clientes, chegando a 1.303.316 consumidores ativos (aumento de 3,87% em relação a 2013). Seu mercado cativo aumentou em 4,48% devido ao crescimento do consumo e da seca. Os custos e despesas operacionais de 2013 sofreram um incremento de 17,88% decorrentes do aumento da energia elétrica comprada para revenda, do aumento da despesa de pessoal devido ao dissídio coletivo e redução das contingências em 26,48%. O impacto no EBITA foi um aumento de 10,25% em relação a 2013, basicamente, pelo aumento do faturamento em função do reajuste tarifário anual de 12,47%

- 4º Ciclo

Em 2017 a COSERN atingiu 1,4 milhão de consumidores ativos, um aumento de 2,4% em sua base de clientes em relação a 2016. A Receita Operacional Líquida cresceu 20,9% e chegou a R\$ 2,2 bilhões, basicamente, devido ao reajuste tarifário de 3,38% e o aumento da receita de uso de rede do consumidor livre. Os custos e despesas operacionais tiveram um acréscimo de 21,24%, basicamente devido ao aumento de pessoal e do custo da energia elétrica comprada para revenda. O EBITDA teve um crescimento de 15,56% e fechou 2017 em R\$ 367 milhões.

Em 2018, a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.386, de 17 de abril de 2018, homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da Companhia, onde o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária foi de 15,61% provocando um aumento de 8,62% no fornecimento de energia elétrica. O aumento na linha de Outras Receitas no valor de R\$ 32.729 mil em relação a 2017 correspondeu, principalmente, à atualização do valor do ativo indenizável da concessão decorrente do laudo de avaliação da Base de Remuneração. Todos estes impactos aumentaram a receita operacional em 10,43%. Os custos e despesas operacionais cresceram em 7,56% devido, basicamente, ao aumento das provisões, da redução de pessoal devido ao plano de eficiência entre as distribuidoras do grupo e aumento dos encargos do uso do sistema de transmissão em 81,90%. Mesma com todos esses impactos o EBITDA aumentou em 25,70%.

Em 2019 a COSERN fechou com EBTIDA de R\$ 505 milhões, aumento de 8,84% em relação a mesmo período de 2018, explicado, principalmente, pelo crescimento de 9,4% do mercado total (clientes cativos e livres), além do efeito do reajuste tarifário ocorrido em abril de 2019. Os custos e despesas operacionais aumentaram 11,99% em relação ao ano anterior devido aos reajustes salariais, maiores despesas com materiais e aumento do serviço de terceiros, intensificando as ações cobrança e faturamento.

4.1.5. CEMIG-D

Tabela 11 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora CEMIG-D

	CEMIG Distribuição S/A - CEMIG - D									
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO R\$ mil	RECEITA LÍQUIDA R\$ mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO R\$ mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO R\$ mil	% Variação
	2006*		9.447.368	1.217.677	5.419.054	-	1.056.427	-	1.424.000	-
2º ciclo	2007	t=-1	10.005.365	995.342	5.976.411	10,29%	1.450.302	37,28%	1.867.000	31,11%
	2008	Ano RTP	9.610.382	852.864	6.146.654	2,85%	1.252.465	-13,64%	1.606.000	-13,98%
	2009	t=+1	9.657.143	714.196	6.384.667	3,87%	588.103	-53,04%	945.000	-41,16%
	2011*		10.457.953	1.175.319	8.510.128	-	1.229.586	-	1.613.000	-
3º ciclo	2012	t=-1	11.640.874	1.228.483	9.503.792	11,68%	496.677	-59,61%	889.000	-44,89%
	2013	Ano RTP	12.497.936	883.801	9.205.932	-3,13%	871.410	75,45%	1.287.000	44,77%
	2014	t=+1	13.864.840	791.609	11.241.118	22,11%	992.164	13,86%	1.420.000	10,33%
	2016*		16.431.617	964.395	10.596.503	-	-91.852	-	433.000	-
4º ciclo	2017	t=-1	17.647.628	976.154	12.312.331	16,19%	269.724	393,65%	832.000	92,15%
	2018	Ano RTP	18.917.079	728.506	13.756.860	11,73%	938.505	247,95%	1.534.000	84,38%
	proj 2019	t=+1	20.970.915	717.624	14.657.542	6,55%	1.382.414	47,30%	2.025.547	32,04%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

• 2º Ciclo

Em 2007 o volume de vendas de energia da CEMIG-D obteve um crescimento, principalmente devido ao desempenho da classe residencial com incremento de 2,5% e da classe comercial de 5,89%. Neste ano a CEMIG-D passou pelo processo de reajuste tarifário anual e o impacto médio percebido na fatura dos clientes foi de 5,16%. A receita líquida cresceu em 10,3% em relação ao ano de 2006, impactada pelos reajustes tarifários que foi homologado tardiamente em 2007 e o próprio reajuste tarifário anual de 2007; pelo aumento de 3,61% no volume de energia faturada a consumidores finais e redução da receita de subvenção para consumidores de baixa renda devido a mudança nas regras. Os custos e despesas operacionais aumentaram 3,74%, basicamente, em função da variação dos custos com energia elétrica comprada para revenda (aumento de 9,24%) e redução da despesa de pessoal em 15,67% devido a provisão para indenização dos anuênios futuros dos empregados. Devido ao exposto acima o EBITDA obteve um crescimento de 31,1%, atingindo o valor de R\$ 1,87 bilhões.

O ano de 2008 ocorreu o processo do segundo ciclo de revisão tarifária periódica que reduziu a tarifa em 12% na média. A CEMIG-D registrou um EBITDA de R\$1,6 bilhões, inferior em 13,98% ao ano de 2007. A CEMIG-D conseguiu aumentar o número de clientes em 162 mil novos consumidores devido ao investimento no programa de universalização. Ocorreu um aumento do fornecimento de energia em todas as classes devido ao crescimento da economia brasileira nos três primeiros trimestres de 2008 (aumento médio de 6,73%). A receita líquida cresceu 2,84% em relação a 2007, basicamente devido ao efeito líquido de: (i) revisão tarifária que reduziu a tarifa em 12,08% e (ii) Aumento de 7,5% na energia faturada aos

consumidores finais. Os custos e despesas operacionais aumentaram em 7,11% devido ao crescimento da despesa com energia elétrica comprada para revenda, da despesa de pessoal oriundo dos reajustes salariais e a redução das provisões para contingências judiciais.

Em 2009 o EBITDA da CEMIG-D foi 41,16% menor que 2008 devido aos efeitos do processo de revisão tarifária periódica, homologada em 2009, que reduziu a tarifa em 19,62%, 1,53 p.p menor que o resultado provisório em 2008. A receita líquida obteve um crescimento de 3,9% devido a inclusão de 230 mil novos consumidores na base. Os custos e despesas operacionais aumentaram em 18,5%, principalmente devido ao aumento nos custos com pessoal e energia comprada para revenda.

- 3º Ciclo

Em 2012 o EBITDA de R\$889 milhões foi impactado por um maior custo com compra de energia elétrica, tendo em vista a queda do nível dos reservatórios das usinas, gerando o consequente despacho das usinas térmicas que possuem um custo mais alto refletindo negativamente nas despesas da Companhia. A CEMIG-D passou pelo processo de reajuste tarifário anual em abril de 2012 e sua tarifa gerou um impacto médio de 3,9% em todas as classes de consumidores. Esta tarifa e o aumento de 1,54% na quantidade de energia elétrica fornecida geraram um crescimento de 11,7% na receita líquida. Os custos e despesas operacionais aumentaram em 23,7%, principalmente pelo aumento nos custos da energia comprada para revenda.

Em abril de 2013 ocorreu a Terceira Revisão Tarifária Periódica da empresa e a ANEEL definiu o índice médio de 2,99% para o reajuste das tarifas de energia elétrica do consumidor da CEMIG-D. A receita líquida ficou em linha com 2012. Os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 7,46%. Os principais impactos foram: (i) redução de 2,18% na despesa com energia comprada para revenda devido a redução da necessidade de compra de energia no curto prazo; (ii) redução de 48,36% no custo dos encargos de uso da rede de transmissão devido a lei 12.787/13 que reduziu o valor dos encargos setoriais e (iii) aumento de 7,58% na despesa de pessoal (reajuste salarial e adesão ao programa de desligamento incentivado). As provisões operacionais aumentaram 2,6% decorrentes da reavaliação da expectativa de perda de ações trabalhistas. O EBITDA cresceu 44,77% em relação ao ano anterior atingindo o valor de R\$1,29 bilhões, basicamente em decorrência da redução da despesa de pessoal, do aumento da tarifa, da redução da despesa de energia e do custo dos encargos de uso de transmissão.

Em 2014 a CEMIG-D passou pelo processo de reajuste tarifário anual onde a ANEEL estabeleceu o índice médio de 16,33% de reajuste da tarifa de energia e que em conjunto com

o crescimento de 2,9% no número de consumidores ocasionou um acréscimo de 10,33%, no EBITDA. O aumento dos custos com compra de energia foi responsável por 7,80% do reajuste. A receita operacional líquida de 2014 obteve um acréscimo de 22,11% devido ao aumento na quantidade de energia elétrica fornecida a consumidores finais e o impacto médio da tarifa reajustada. Os custos e despesas operacionais aumentaram em 22,96%, basicamente, efeito da despesa de energia elétrica comprada para revenda (40,57% maior que 2013) devido à alta do preço do mercado de curto prazo em função da baixa dos reservatórios e acionamento das usinas termoeletricas.

- 4º Ciclo

Em 2017 a ANEEL homologou o reajuste tarifário anual da CEMIG-D, reajustando a sua tarifa em média em -10,6%. O crescimento do EBITDA em relação a 2016 deve-se, principalmente, ao aumento de 92,2% na receita operacional, compensado parcialmente pelo aumento de 12,98% nos custos e despesas operacionais. O grande impacto na receita operacional foi o reposicionamento dos itens financeiros da Parcela A no reajuste tarifário. Os custos e despesas operacionais foram impactados, basicamente, pela (i) despesa de pessoal, redução de 2,09% decorrente da redução do quadro de pessoal da empresa e (ii) crescimento de 28,95% com despesa de energia elétrica comprada para revenda devido ao acionamento das usinas termelétricas. O EBITDA da CEMIG-D atingiu o montante de R\$832 milhões,

Em 2018, a revisão tarifária da CEMIG-D gerou um incremento na receita, que aliado a redução dos custos operacionais permitiram a CEMIG-D a ter um crescimento de 84,38% no seu EBITDA. A ANEEL homologou a revisão tarifária da companhia com um índice médio de reajuste de 23,19% a ser percebido pelo consumidor final. A receita operacional cresceu em 11,73% decorrente do reajuste da tarifa, do volume de energia vendida, principalmente para a classe residencial que aumentou em 2,58% devido a novas incorporações de clientes. Os custos e despesas operacionais reduziram em 14,07%, devido a redução do valor pago pelo programa de desligamento voluntário e a redução de 9,37% do número de empregados.

Em 2019 a receita operacional líquida da CEMIG-D cresceu 6,55% compensado parcialmente pelo aumento dos custos e despesas operacionais de 3,53%. Os efeitos na receita foram o crescimento do fornecimento de energia elétrica, o reajuste tarifário anual de 8,73% em média e o aumento de 2,14% no volume de energia vendida para consumidor final. Os custos e despesas operacionais foram impactados, basicamente, pelo aumento da despesa com energia elétrica comprada para revenda em 1,27%, da provisão para pagamento de participação nos lucros para os funcionários da empresa. Sendo assim, a CEMIG atingiu um EBITDA maior em 32,04% em relação a 2018.

4.1.6. CPFL PAULISTA

Tabela 12 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora CPFL Paulista

	Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista									
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO R\$ mil	RECEITA LÍQUIDA R\$ mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO R\$ mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO R\$ mil	% Variação
2º ciclo	2006*		5.565.171	244.967	4.021.086		1.125.602		1.179.000	
	2007	t=-1	4.738.218	310.507	4.460.696	10,93%	1.294.748	15,03%	1.419.000	20,36%
	2008	Ano RTP	4.612.028	278.805	4.346.114	-2,57%	926.676	-28,43%	1.010.000	-28,82%
	2009	t=+1	4.408.460	344.287	4.780.971	10,01%	713.029	-23,06%	921.000	-8,81%
3º ciclo	2011*		5.761.746	496.111	5.594.932		1.003.645		1.167.431	
	2012	t=-1	6.696.446	817.009	6.518.013	16,50%	727.967	-27,47%	884.907	-24,20%
	2013	Ano RTP	7.178.481	347.036	6.024.019	-7,58%	1.084.404	48,96%	1.283.796	45,08%
	2014	t=+1	8.151.388	268.297	7.250.808	20,36%	898.323	-17,16%	1.109.568	-13,57%
4º ciclo	2016*		9.237.502	569.097	7.555.155		658.651		873.130	
	2017	t=-1	8.671.518	745.442	9.326.596	23,45%	624.525	-5,18%	860.323	-1,47%
	2018	Ano RTP	9.353.492	616.480	9.892.570	6,07%	1.028.929	64,75%	1.283.796	49,22%
	proj 2019	t=+1	10.325.977	762.561	10.711.859	8,28%	1.256.781	22,14%	1.501.748	16,98%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

• 2º Ciclo

Em 2007 a receita operacional líquida foi de R\$ 4,46 bilhões impactada por: (i) o Reajuste Tarifário médio de 7,06% aplicados a partir de abril de 2007; e (ii) aumento de 6,8% na receita proveniente da TUSD, devido principalmente à migração de clientes industriais para o Ambiente de Contratação Livre. A quantidade de energia vendida no período foi 0,2% maior. O custo do serviço de energia elétrica aumentou em 5,0% devido, principalmente, aos efeitos da quantidade de energia adquirida. Os custos e despesas operacionais atingiram um acréscimo de 1,4% devido as despesas com serviço de terceiros relacionados a manutenção de ativos e tecnologia da informação, além do aumento do custo da entidade de previdência privada. Os efeitos acima impactaram o EBITDA positivamente em 20,3%, ou seja, um EBITDA de R\$1.1419 milhões.

Em 2008 a ANEEL estabeleceu o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica em uma redução de -13,61%. As vendas de energia para o mercado cativo tiveram uma expansão de 3,6%, considerando o crescimento dos clientes residenciais, comerciais e industriais. A receita sofreu uma redução de 2,57% decorrente do efeito do resultado do segundo ciclo de revisão tarifária e pelo aumento das vendas de energia. A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, representou uma redução de 28,8%, devido aos comentários a cima, chegando ao valor de R\$1 bilhão.

Em março de 2009, a Aneel estabeleceu o resultado definitivo da segunda Revisão Tarifária Periódica alterando o reposicionamento tarifário de -13,69% para -14,07%. Este

ajuste foi compensado pelo resultado do reajuste tarifário anual ocorrido e que reajustou a tarifa em 21,22%. A venda de energia para o mercado cativo cresceu 2,2% impactado pelo crescimento do número de clientes em 1,9% e as temperaturas elevadas de 2008. A Receita líquida cresceu 10,1%, devido principalmente ao reajuste tarifário com vigência a partir de abril de 2009. O EBITDA, no valor de R\$921 milhões, representou uma redução de 8,81%, refletindo, os aumentos de 19,0% no custo com energia elétrica e de 12,8% nos custos e despesas operacionais.

- 3º Ciclo

Em 2012 as vendas de energia para o mercado cativo aumentaram 2,4%, com destaque para as classes residencial e comercial. A CPFL passou pelo processo de reajuste tarifário anual que gerou um efeito médio de 2,9% na tarifa. A receita líquida cresceu 16,5% decorrente do (i) reajuste tarifário anual, (ii) aumento de 2,4% nas vendas de energia e (iii) aumento de 5,5% na receita de TUSD de cliente livre. O EBITDA foi de R\$885 milhões, uma redução de 24,2% em relação a 2011. Isso ocorreu devido ao aumento de 22,6% no custo de energia elétrica comprada e 31,8% nos custos e despesas operacionais. Este aumento de 31,8% ocorreu devido ao aumento da despesa de material e serviço de terceiros e aumento de outras receitas/despesas operacionais.

Em 2013 as vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 1,5%, destacando o impacto da classe residencial neste crescimento. Em abril a distribuidora passou pelo terceiro ciclo de revisão tarifária, onde a ANEEL homologou o resultado que gerou um efeito médio de 6,18% a ser percebido pelos clientes. A CPFL encerrou o ano com um crescimento de 2,9%, ou seja, 114 mil novos consumidores. O EBITDA aumentou em 45,1% (R\$1,3 bilhões) devido as reduções de 12,4% no custo de energia elétrica e de 9,4% nos custos e despesas operacionais, como redução na despesa com pessoal e nas despesas de redução com material e serviço de terceiros.

Em 2014 as vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 4,6% impactadas pelo crescimento de 6,6% da classe residencial. Em 7 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.701, a ANEEL reajustou a tarifa em média 17,23% percebido pelos consumidores. CPFL Paulista encerrou o ano com 4,1 milhões de clientes, um acréscimo de 123 mil consumidores, representando um crescimento de 3,1%. A receita líquida de R\$7.251 milhões, um crescimento de 20,4%, consequência do reajuste tarifário. O EBITDA foi de R\$ 1.110 milhões, uma redução de 13,6% oriundo principalmente dos aumentos de 39,7% no custo com energia elétrica e de 10,4% nos custos e despesas operacionais, parcialmente compensados pelo aumento da receita líquida.

- 4º Ciclo

Em 2017 a ANEEL autorizou o processo de reajuste tarifário anual resultando num efeito médio a ser percebido pelo cliente de -10,50% quando comparado como com a RTA de 2016. A CPFL Paulista encerrou o ano com 4,4 milhões de clientes, um aumento de 78 mil novos consumidores (1,8%). Mesmo com o aumento de clientes a venda de energia reduziu em 3,2% devido a migração de clientes para o mercado livre. A receita operacional líquida cresceu 23,5% reflexo dos fatores: (i) redução em 4,46% no fornecimento de energia elétrica devido a migração de alguns consumidores para cliente livre, (ii) aumento de 212,9% no suprimento de energia elétrica e (iii) aumento de 14,1% na atualização do ativo financeiro da concessão. O EBITDA chegou a R\$ 860 milhões, uma redução de 1,5% devido, principalmente, ao aumento de 29,3% do custo de energia elétrica e aumento do PMSO em 12,9%, sendo 7,9% com despesa de pessoal, 13,7% com despesa de material, 13,5% com despesa de serviço de terceiros e 31% na despesa de entidade de previdência privada.

Em 2018 a CPFL passou pelo quarto ciclo de revisão tarifária periódica e sua tarifa obteve um aumento correspondente a 16,90%. Encerrou o ano com um aumento de 2,4% no número de consumidores (107 mil novos consumidores). A receita operacional líquida cresceu 6,1% decorrente do: (i) aumento de 11,9% no fornecimento de energia elétrica, (ii) reajuste da tarifa de energia, (iii) aumento de 18,3% na atualização do ativo financeiro indenizável, (iv) redução de 53% no suprimento de energia elétrica e (v) aumento de 6,6% nas deduções da receita. O EBITDA foi de R\$1.284 milhões, aumento de 49,22% em relação a 2017 impactado pelo aumento da receita líquida de 6,07% e redução de 2% no PMSO.

Em 2019 a receita operacional líquida cresceu 8,28% impactada por: (i) aumento de 8,6% do fornecimento de energia elétrica, (ii) pelo aumento da tarifa de energia decorrente do reajuste tarifário de 8,66% a ser percebido pelos clientes e (iii) aumento de 1,4% no volume de energia vendida. Os custos e despesas operacionais aumentaram em 7,1%, reflexo, basicamente, do crescimento de 8,1% no custo de pessoal causado pelo reajuste salarial de 4,66% e aumento de 25,1% do custo com previdência privada (impacto atuarial). O EBTIDA de R\$ 1,5 bilhões aumentou 16,98% devido aos impactos relatados acima.

4.1.7. EMT

Tabela 13 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora EMT

	Energisa Mato Grosso S.A - EMT									
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO RS mil	RECEITA LÍQUIDA RS mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO RS mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO RS mil	% Variação
2º ciclo	2006*		2.582.798	244.692	991.170	-	166.987	-	250.297	-
	2007	t=-1	2.789.828	417.195	1.128.979	13,90%	288.186	72,58%	385.049	53,84%
	2008	Ano RTP	3.230.552	598.293	1.249.633	10,69%	246.605	-14,43%	351.129	-8,81%
	2009	t=+1	3.318.730	203.204	1.364.346	9,18%	266.372	8,02%	380.544	8,38%
3º ciclo	2011*		3.547.055	191.753	2.009.768	-	394.117	-	538.678	-
	2012	t=-1	3.816.497	330.975	2.344.799	16,67%	147.816	-62,49%	251.981	-53,22%
	2013	Ano RTP	3.675.473	378.208	2.312.967	-1,36%	-149.188	-200,93%	112.789	-55,24%
	2014	t=+1	4.402.872	159.902	2.637.870	14,05%	222.810	-249,35%	378.600	235,67%
4º ciclo	2016*		5.364.781	532.848	3.349.611	-	390.202	-	531.400	-
	2017	t=-1	5.917.524	437.743	3.851.287	14,98%	320.884	-17,76%	515.300	-3,03%
	2018	Ano RTP	6.596.780	521.379	4.373.420	13,56%	711.979	121,88%	920.800	78,69%
	proj 2019	t=+1	7.511.491	849.075	4.792.105	9,57%	751.897	5,61%	940.189	2,11%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

- 2º Ciclo

Em 2007 a EMT (antiga CEMAT – Centrais Elétricas Matogrossenses³) atendia a 875 mil consumidores (crescimento de 5,7% em relação a 2006) e devido a retomada principalmente do agronegócio cresceu 9,2% no seu fornecimento de energia elétrica. A receita líquida aumentou em 13,9% devido ao crescimento mencionado do fornecimento de energia e pelo aumento da tarifa de energia em média 8,84% a ser percebido pelo consumidor. O EBITDA de R\$ 385 milhões obteve um incremento de 53,8% devido ao aumento da receita e a redução nas despesas operacionais em 32,9%, basicamente, nas linhas de serviço de terceiros e pessoal administrativo.

Em 2008 a retomada da atividade de agronegócio continuou gerando um impacto positivo de 10% no fornecimento de energia elétrica. A EMT investiu no programa de universalização e incrementou em 65 mil novos consumidores, um aumento de 7,4% em relação a 2007, consequentemente a receita operacional líquida aumentou em 10,7% no ano de 2008. As despesas operacionais tiveram uma redução de 6,8% devido a redução do serviço de terceiros administrativos que impactava a despesa com vendas e reversão de provisões constituídas em anos anteriores. O EBITDA reduziu 8,81%, efeito do resultado provisório da segunda revisão tarifária realizada pela ANEEL em -3,26%.

³ Centrais Elétricas Matogrossense – CEMAT sofreu alteração na sua razão social em 2014, quando adquirida pelo grupo Energisa, passando a se chamar Energisa Mato Grosso S.A – EMT.

Em 2009, com a continuação do investimento no programa de universalização, a EMT atingiu a marca de 992 mil unidades consumidoras, ou seja, um crescimento de 5,6% em relação ao ano anterior. A receita operacional líquida obteve um aumento de 9,2% em relação à 2008. Esse incremento foi influenciado pelo crescimento ocorrido no consumo das classes residencial e comercial, do aumento do preço médio da venda de energia elétrica em 4,6% e do resultado do reajuste tarifário anual que provocou um aumento médio de 13,04% na tarifa de energia. As despesas operacionais cresceram 19% devido, basicamente, as despesas de vendas e gerais e administrativas, já o custo de operação decaiu em 15,6%. Os acontecimentos relatados acima impactaram positivamente o EBITDA em 8,38%.

- 3º Ciclo

Em 2012, o GRUPO REDE, acionista majoritário da EMT, entrou em recuperação judicial, obrigando a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.647/2012, amparada pela legislação do setor elétrica, determinar a intervenção da EMT pelo prazo de um ano, podendo ser prorrogado a critério da ANEEL. A EMT encerrou o exercício de 2012 atendendo 1.170 mil unidades consumidoras, representando um crescimento de 7% no fornecimento de energia elétrica. A receita operacional apresentou um aumento de 16,7%, influenciado principalmente pelo: (i) aumento de 7,0% nas vendas, (ii) aumento de 4,4% no preço médio de venda ao consumidor final e (iii) aumento de 22,9% na receita oriunda do uso da rede. Em contrapartida o custo com compra de energia elétrica para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão e distribuição representaram um acréscimo de 33,3%, decorrentes do aumento da aquisição de energia elétrica provenientes de fontes térmicas. A despesa operacional foi impactada, basicamente, pela constituição de provisões devido às mudanças nas estimativas de avaliação, pela nova administração, das contingências trabalhistas, cíveis e regulatórias, além da mensuração das Perdas Estimadas de Créditos de Liquidação Duvidosa. Os resultados da receita operacional, custo do serviço de energia elétrica, os custos e despesas operacionais e o atraso no reajuste tarifário impactaram negativamente o EBITDA em 53,2%. Em 3 de abril de 2012 a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual, fixando em um reajuste médio a ser percebido pelos consumidores cativos de 2,6%. Porém, essa tarifa só pode ser aplicada a partir de setembro de 2012, com a Intervenção da ANEEL na administração da distribuidora porque, nesse intervalo, a Companhia obteve a suspensão do reajuste tarifário devido aos atrasos nos pagamentos dos encargos setoriais.

No mês de agosto de 2013, quando o prazo original da Intervenção se aproximava do fim, a ANEEL decidiu pela sua prorrogação por mais dois anos face da indefinição na transferência de controle acionário das empresas da Rede Energia S.A. A prorrogação foi

determinada pela Resolução Autorizativa 4.282, de 20 de agosto de 2013. Em 2013 a EMT registrou um número total de 1.219.489 consumidores cativos, representando um crescimento de 4,2%. A receita operacional apresentou uma redução de 1,36%, influenciado principalmente pela redução de 19,67% nas tarifas de energia, após a conclusão do processo de revisão tarifária periódica. Os custos e despesas operacionais aumentaram em 20,6%, principalmente: (i) aumento de 5,2% com custo com energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão e distribuição; (ii) aumento de 40,3% na rubrica de material devido a manutenções e melhorias do sistema elétrico; (iii) despesa com contingências judiciais e perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa. Considerando os comentários efetuados, o EBITDA registrou uma queda de 55,24%.

Em 11 de abril de 2014, o Grupo Energisa assumiu o controle acionário indireto da EMT - Energisa Mato Grosso e que estava, desde 2012, sob intervenção da ANEEL. Sendo assim, a Energisa retomou a sustentabilidade da concessão e normalidade dos serviços, iniciando uma reestruturação econômico-financeira. Em 8 de abril de 2014, a EMT passou pelo processo de reajuste anual nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 16,62% percebido pelos consumidores. As despesas operacionais reduziram em 1,9% em relação a 2013. As despesas controláveis (pessoal e serviço de terceiros) cresceram 4,5% e as despesas de compra de energia elétrica e transporte apresentaram aumento de 13,4% decorrente da elevação dos custos da energia elétrica em função da hidrologia desfavorável em 2014. O impacto no EBITDA foi positivo em 235,7%.

- 4º Ciclo

Em 2017 a receita operacional líquida apresentou acréscimo de 14,9%, impactada, basicamente, pelo acréscimo de 2,8% no número de consumidores e o aumento de 6,6% do consumo no mercado cativo e livre; além do registro do ativo financeiro indenizável no valor de R\$46,7 milhões. Neste ano a EMT passou pelo processo de reajuste tarifário anual e que provocou uma redução média de 2,10% na tarifa de energia. As despesas operacionais aumentaram em 27,5%. Este aumento foi consequência de: (i) crescimento das despesas não gerenciáveis (parcela A) em 26%, (ii) aumento na provisão de fundo de pensão e benefício pós emprego em 41,4% e (iii) aumento no PMSO de 5,5%. A EMT encerrou 2017 com um EBITDA de R\$515 milhões.

Em 2018 a receita líquida continuou crescendo e atingiu R\$ 4.373 milhões, 13,56% maior em relação a 2017. Este crescimento foi decorrente de: (i) Acréscimo de 2,8% no número de consumidores e o aumento de 3,1% do consumo de energia no mercado cativo e livre; (ii) constituição de ativo financeiro indenizável no valor de R\$100,4 milhões e (iii) acréscimo de

10,3% do mercado cativo. Neste ano a EMT passou pelo quarto ciclo de revisão tarifária periódica e o efeito médio percebido pelos clientes, após o processo, foi um aumento de 11,53%. As despesas operacionais aumentaram em 7,1%. As despesas com PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros) aumentaram em 7,2%, basicamente pelo incremento nas equipes de campo para combate às perdas e manutenção. A geração operacional de caixa (EBITDA) atingiu R\$ 921 milhões em 2018, contra R\$ 515 milhões apurados em 2017, aumento de 78,69%. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento da parcela B resultante da revisão tarifária e do crescimento do mercado.

Em 2019 as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso, aumentaram em 7,2% em relação a 2018, bem como o número de clientes em 3,9%. A receita operacional líquida cresceu 9,57% devido, principalmente, ao aumento de 18,4% na receita do mercado cativo e as receitas oriundas da disponibilidade do sistema a elétrico. A EMT passou por mais um processo de reajuste tarifária anual, aumentando a sua tarifa em 11,2%. Os custos e despesas operacionais cresceu 10,4%, sendo 9,1% com despesa de PMSO, 8,8% com despesa de compra de energia e redução de 12,7% com as demais receitas e despesas. O EBITDA obteve um crescimento de 2,11% decorre, principalmente, da melhoria na sua parcela B resultante do reajuste tarifário e do crescimento de mercado.

4.1.8. EMS

Tabela 14 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora EMS

	Energisa Mato Grosso do Sul S.A - EMS									
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO R\$ mil	RECEITA LÍQUIDA R\$ mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO R\$ mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO R\$ mil	% Variação
	2006*				745.059	-	107.804	-	174.855	-
2º ciclo	2007	t=-1	1.720.594	179.713	693.237	-6,96%	-58.919	-154,65%	10.002	-94,28%
	2008	Ano RTP	1.796.344	139.811	900.234	29,86%	157.222	366,84%	229.143	2190,97%
	2009	t=+1	1.760.377	130.458	931.094	3,43%	186.786	18,80%	256.589	11,98%
	2011*		1.882.446	164.901	1.334.601	-	286.937	-	363.070	-
3º ciclo	2012	t=-1	2.032.174	215.857	1.517.353	13,69%	99.887	-65,19%	183.060	-49,58%
	2013	Ano RTP	1.877.509	172.696	1.436.120	-5,35%	15.744	-84,24%	193.593	5,75%
	2014	t=+1	2.334.010	166.442	1.663.525	15,83%	109.312	594,31%	177.400	-8,36%
	2016*		2.669.304	230.912	1.975.675	-	234.544	-	311.200	-
4º ciclo	2017	t=-1	2.846.877	190.290	2.234.492	13,10%	199.976	-14,74%	297.600	-4,37%
	2018	Ano RTP	3.139.533	260.321	2.543.126	13,81%	321.066	60,55%	412.600	38,64%
	proj 2019	t=+1	3.567.750	161.950	2.864.110	12,62%	469.671	46,28%	578.804	40,28%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

• 2º Ciclo

Em 2007 o estado do Mato Grosso do Sul apresentou uma recuperação frente a crise dos agronegócios, possibilitando um crescimento em 4,7% na energia vendida. Em dezembro de 2007, a ANEEL homologou o primeiro ciclo de revisão tarifária ocorrido em 2003 reduzindo a tarifa em 6,66%. A devolução da diferença recebida pela EMS (antiga Empresa Energética do Mato Grosso do Sul - ENERSUL⁴) afetou a receita líquida em R\$142 milhões e o lucro operacional que ficou negativo em R\$59 milhões. Através do programa de universalização, a EMS conseguiu ligar 2.971 novos clientes na sua área de concessão. A receita operacional líquida reduziu 7% em relação ao ano anterior. Esta redução foi, basicamente, oriunda da provisão referente a devolução do montante recebido até a homologação da revisão tarifária de 2003. Os gastos operacionais foram superiores em 18% em relação a 2006 devido, basicamente: (i) redução de R\$10 milhões na despesa de pessoal devido a economia com o programa de demissão voluntária; (ii) crescimento de R\$22 milhões na linha de serviço de terceiros; (iii) aumento das contingências e devedores duvidosos em R\$25 milhões. Esses acontecimentos afetaram o EBITDA negativamente que foi de R\$10 milhões, uma redução de 94,3%.

⁴ Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL sofreu alteração na sua razão social em 2014, quando adquirida pelo grupo Energisa, passando a se chamar Energisa Mato Grosso do Sul S.A – EMS.

Em 2008 a EMS (antiga Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL) passou a ser controlada pela REDE ENERGIA S.A. (“REDE ENERGIA”) que detém 56,18% das ações ordinárias e totais da companhia. A área de concessão da EMS abrange 73 dos 78 municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, distribuídos em uma área de 328.316 km, equivalente a 91,9% do Estado e a 94,6% da população total, beneficiando aproximadamente 2,2 milhões de habitantes. Conseguiu um crescimento de 3,4% no fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo. A receita operacional líquida aumentou em 29,9% em relação à receita verificada em 2007. Esse incremento foi influenciado principalmente pelo fato de, em 2007, terem sido provisionados R\$ 142 milhões referentes ao ajuste dos resultados da revisão tarifária de 2003, determinada pela ANEEL, bem como pelo crescimento do mercado consumidor em 3,4%. Por meio da Resolução Homologatória nº 624, de 7 de abril de 2008, a ANEEL homologou o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica. As tarifas de energia elétrica da EMS foram reajustadas em -3,75%. O custo do serviço, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão cresceu 5,4% devido ao aumento da demanda. Os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 10,9%. O EBITDA de R\$ 229 milhões, cresceu 2.190,9%

Em 2009 o fornecimento de energia cresceu 6,7% em relação a 2008. A receita operacional líquida aumentou em 3,43%, influenciado pelo aumento do mercado consumidor em 6,7%. O custo de serviço cresceu em 21,4% devido ao custo da energia comprada para revenda e a despesa operacional reduziu em 46,3%. Em 2009 a ANEEL homologou o resultado da revisão tarifária de 2008 e o reajuste anual de 2009, gerando um efeito médio de 13,6%. O EBITDA cresceu em 12% devido ao crescimento da receita operacional líquida.

- 3º Ciclo

Ao final de 2011 a empresa foi afetada por problemas de liquidez de sua controladora e com isso, em 31 de agosto de 2012 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.649, determinou a intervenção administrativa na EMS, pelo prazo de dois anos, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL, afastando imediatamente do exercício dos seus mandatos os administradores das empresas e nomeando Interventor para administrá-la. A resolução determinou que as atividades da empresa não poderiam ser afetadas, logo a EMS conseguiu atingir um crescimento de 7,9% no mercado cativo. A dificuldade financeira fez com que a EMS deixasse de pagar a energia comprada de

Itaipu e devido a esta inadimplência a ANEEL postergou o reajuste anual em alguns meses provocando um prejuízo de R\$ 21 milhões. A receita operacional líquida cresceu 13,7% influenciada pelo crescimento do mercado consumidor em 7,9% e pelo efeito do reajuste tarifário. O custo do serviço de energia elétrica compra para revenda e os encargos do uso de sistema de transmissão representaram um acréscimo de 25,6%. As despesas operacionais aumentaram em 137,5% influenciada pelo aumento de outras despesas, pelo ajuste nas contingências judiciais e de provisão de crédito de liquidação duvidosa. O EBITDA de R\$ 183 milhões fechou o ano com um decréscimo de 49,6%.

Em 2013 a energia distribuída pela EMS apresentou um crescimento de 5,7%, com a quantidade de clientes ultrapassando a marca dos 900 mil com incremento de 2,9% na energia vendida. O faturamento bruto decresceu em 9,38% devido à redução média da tarifa de energia em -3,17%, efeito do resultado da terceira revisão tarifária periódica. Em 20 de agosto de 2013, a Intervenção Administrativa da ANEEL na EMS foi prorrogada por mais dois anos, conforme Resolução Autorizativa nº 4.283/2013. O custo com a contratação de energia elétrica teve acréscimo de 7,2% em relação ao ano anterior devido ao aumento do dólar. A receita operacional líquida apresentou uma redução de 5,35%, efeito do resultado da revisão tarifária periódica e custo da energia comprada. A despesa de pessoal cresceu 3,6% devido a continuação do plano de primarização de algumas atividades. Outro fator que afetou a despesa operacional foi a provisão de R\$61,8 milhões referente ao saque feito pelo Banco Daycoval⁵ nas

⁵ “Refere-se à transferência de valores efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. – em Recuperação Judicial, em 28/02/2012, para quitação de dívidas vencidas por antecipação desta holding, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração (Interventor) da Companhia considera essa transferência indevida e está questionando judicialmente a sua devolução. O Plano de Correção das Falhas e Transgressões (Plano ANEEL), apresentado à Agência Reguladora em 26/10/12, no âmbito da intervenção administrativa, previa o ressarcimento à Companhia, mediante aquisição da posição do Banco Daycoval S.A. pela Rede Energia S.A. – em Recuperação Judicial que era condição de aprovação do plano pela ANEEL. Ocorre que o Plano ANEEL foi aditado após a aprovação do Plano de Recuperação Judicial, pela Assembleia Geral de Credores da Recuperação Judicial da Rede Energia S.A. – em Recuperação Judicial, que prevê a venda do controle do Grupo Rede à ENERGISA. Em 17/12/2013 a ANEEL aprovou, através da Resolução Autorizativa nº 4.463, o Plano ANEEL e acolheu a proposta da ENERGISA de ressarcir à Enersul por meio de um AFAC – Adiantamento para futuro aumento de capital, no valor equivalente ao saque efetuado pelo Daycoval. Dessa forma, a realização do ativo passou a depender tão somente da demanda judicial movida contra o Banco Daycoval S.A. e, por isto, passou a ser tratada como um ativo contingente. Por este fato a Administração (Interventor) decidiu provisionar a perda deste valor enquanto aguarda o andamento do questionamento jurídico.” (Informação retirada do relatório da administração das demonstrações financeiras da SEM em 31.12.2013. p.64)

aplicações da empresa e que está sendo contestado na justiça. Mesmo com a redução tarifária, o EBITDA da distribuidora cresceu 5,8%.

Em 2014 o Grupo Energisa assumiu o controle acionário da Energia Mato Grosso do Sul – EMS (antiga ENERSUL que teve sua razão social alterada para manter a uniformização utilizada pela Energisa em suas distribuidoras) e iniciou o processo de reestruturação econômico-financeira da empresa. Em 8 de abril de 2014, foi concedido à Energisa Mato Grosso do Sul – EMS o reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 11,2% percebido pelos consumidores. As despesas operacionais demonstraram um aumento de 7,4% em relação a 2013, devido: (i) despesas controláveis (parcela B) cresceram 12,0% e (ii) despesas não controláveis (parcela A) de compra de energia elétrica e transporte que apresentaram aumento de 22,7% decorrente dos altos custos da energia elétrica em função da hidrologia desfavorável em 2014 no país. A geração operacional de caixa (EBITDA) atingiu o montante de R\$ 177 milhões. A EMS encerrou o ano com 938.105 unidades consumidoras cativas, ou seja, 3,7% superior à registrada no fim de 2013. Um ponto importante para a retomada do equilíbrio econômico-financeira da EMS foi a realização da revisão tarifária extraordinária (RTE) em 27/02/2015, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 27,9% a partir de 02/03/2015.

- 4º Ciclo

Em 2017 a receita operacional líquida, apresentou crescimento de 13,1%. Dentre os fatores que impactaram a receita foram: (i) acréscimo de 2,5% no número de consumidores e o aumento de 5,4% do consumo no mercado cativo e livre, (ii) redução tarifária anual média de 1,92% e (iii) constituição do ativo indenizável no valor de R\$17 milhões. As despesas operacionais aumentaram em 16,8% onde a parcela B sofreu em crescimento de 22,2%, basicamente, devido ao aumento no PMSO (Pessoal, material, serviço de terceiros e outros) e a parcela A de 18% com o aumento no custo da energia comprada e no transporte de energia elétrica. O EBITDA reduziu 4% em relação ao ano anterior.

Em 2018 a receita operacional líquida apresentou crescimento de 13,8%. Este crescimento ocorreu, basicamente, devido ao aumento de 6,2% na receita do mercado cativo e o incremento de R\$63,6 milhões no ativo financeiro indenizável da concessão.

Em 2018 a EMS também passou pelo seu quarto ciclo de revisão tarifária periódica com um efeito médio de 9,87% a ser percebido pelo cliente. As despesas operacionais aumentaram em 10,7%. O EBITDA chegou a R\$ 412,6 milhões em 2018 aumento de 38,64%. Esse desempenho decorreu, principalmente, do aumento na parcela B, efeito da revisão tarifária e do crescimento de mercado.

Em 2019 as vendas de energia elétrica aumentaram em 1,3%, basicamente pelo aumento do consumo industrial (11,6%) impulsionado pelo consumo dos clientes nos setores de alimentos e madeira. A receita operacional líquida aumentou em 13%, graças ao crescimento da receita no mercado cativo em 13% e o aumento da receita pelo uso do sistema elétrico. A ANEEL concedeu o reajuste anual da tarifa de energia elétrica que resultou num aumento de 12,39%. Os custos e despesas operacionais cresceram em 5%, apesar do decréscimo de 4,9% na despesa de PMSO. Esta redução foi compensada com o crescimento de 16,6% no pagamento de indenizações trabalhistas e Provisão para Devedores Duvidosos (“PDD”). O EBITDA apurado foi de R\$ 579 milhões, contra R\$ 412,6 milhões registrados em 2018, acréscimo de 40,28%. Esse crescimento decorre, principalmente, da melhoria de R\$ 42,7 milhões na sua parcela B resultante do reajuste tarifário e do crescimento de mercado.

4.1.9. ESE

Tabela 15 - Valores dos Balanços e DRE da distribuidora ESE

	Energisa Sergipe - ESE									
	ANO	JANELA DO EVENTO	ATIVO TOTAL R\$mil	INVESTIMENTO R\$ mil	RECEITA LÍQUIDA R\$ mil	% Variação	RECEITA DE SERVIÇO R\$ mil	% Variação	EBITIDA DO EXERCÍCIO R\$ mil	% Variação
2º ciclo	2006*		992.178	86.463	390.530	-	140.643	-	159.200	-
	2007	t=-1	1.055.711	57.076	445.560	14,09%	146.469	4,14%	170.000	6,78%
	2008	Ano RTP	1.023.218	85.749	422.179	-5,25%	108.412	-25,98%	192.000	12,94%
	2009	t=+1	1.041.654	80.239	462.959	9,66%	93.235	-14,00%	117.900	-38,59%
	2011*		1.050.071	70.055	651.984	-	114.336	-	158.800	-
3º ciclo	2012	t=-1	1.102.610	72.818	679.900	4,28%	110.316	-3,52%	152.700	-3,84%
	2013	Ano RTP	1.099.969	53.577	659.600	-2,99%	118.909	7,79%	164.200	7,53%
	2014	t=+1	1.381.279	87.479	821.000	24,47%	162.518	36,67%	210.500	28,20%
	2016*		1.503.667	64.512	1.049.435	-	161.924	-	217.400	-
4º ciclo	2017	t=-1	1.782.228	100.084	1.066.300	1,61%	140.719	-13,10%	206.300	-5,11%
	2018	Ano RTP	1.843.730	66.233	1.230.400	15,39%	149.367	6,15%	215.400	4,41%
	proj 2019	t=+1	1.889.722	61.234	1.324.135	7,62%	241.180	61,47%	300.037	39,29%

* Os valores desses anos foram levantados nas DF's das empresas para possibilitar a análise da janela de eventos t=-1

Fonte: Demonstrações financeiras das distribuidoras

- 2º Ciclo

Em 2007 a demanda de energia elétrica, pelos consumidores da ESE, aumentou em 1,6%. Este crescimento ocorreu devido a migração de um grande consumidor para a Rede Básica. Com o programa de universalização a distribuidora ligou 26.999 novos clientes, registrando um crescimento de 5,5%. A receita operacional líquida totalizou R\$445,5 milhões em 2007, representando um aumento de 14,1% em relação a 2006. Este aumento foi decorrente, basicamente, dos: (i) aumento de 4,3% na receita de venda de energia; (ii) crescimento das vendas no mercado cativo em 0,5%; (iii) impacto positivo de 4,2% dos reajustes tarifários; (iv) redução de 2,6% na receita de TUSD. Os custos controláveis (pessoal, material e serviços de terceiros, exceto provisão para déficit atuarial) aumentaram 39,9% decorrente da baixa de depósitos judiciais, no montante de R\$8,9 milhões. O EBITDA atingiu R\$ 170 milhões, aumento de 6,8% devido, basicamente, pelo aumento de 14,1% na receita líquida, redução de 3,2% no custo de energia e aumentaram de 39,9% nos custos controláveis.

Em 2008 a ESE passou pelo terceiro ciclo de revisão tarifária periódica e obteve uma redução média de 8,33% na sua tarifa de energia. O consumo cativo de energia atingiu um crescimento de 10,0% em relação ao ano anterior. A redução da demanda dos consumidores livres na área de concessão da Energisa Sergipe decorrente,

principalmente, da migração de um grande consumidor para a rede básica. A receita operacional sofreu uma redução de 5,25%, basicamente, pela redução da reposição tarifária e da receita de TUSD. As despesas operacionais aumentaram em 4,68% impactadas pelo aumento das despesas não gerenciáveis compra de energia elétrica. Os acontecimentos ocorridos em 2008 fizeram com o que o EBITDA aumentasse em 12,94%, ou seja, R\$ 192 milhões.

Em 2009 a ANEEL homologou o reajuste tarifário anual da Energisa Sergipe - ESE, refletindo aumento médio de 9,67% para os consumidores. A venda de energia para os consumidores da ESE cresceu em 9,4%, influenciado, principalmente, pelo crescimento do consumo da classe residencial. As despesas operacionais aumentaram 17,8% decorrente do aumento das despesas não controláveis (52,3%) impactado pelo aumento da compra de energia. As despesas controláveis se mantiveram em linha com o ano anterior. A geração de caixa (EBITDA) reduziu em 38,59%, impactado pelo aumento da despesa não controlável.

- 3º Ciclo

Em 2012 a energia total distribuída pela ESE atingiu um crescimento de 4,7% em relação a 2011. A energia associada ao mercado livre, que representou 22,8% do total do mercado da Companhia, impulsionou esse resultado no ano, registrando alta de 12,9% quando comparado ao ano anterior impactado pelas migrações de clientes do mercado cativo para o livre. A distribuidora fechou o ano com um aumento de 652.278 novas unidades consumidoras, um aumento de 4,3% oriundo do programa de universalização da empresa. Em abril foi homologado o reajuste tarifário da Companhia com um impacto tarifário médio percebido pelos consumidores de aumento de 4,97%. A receita operacional líquida cresceu 4,3%, basicamente, pelo aumento do fornecimento de energia elétrica. Por outro lado, as despesas operacionais cresceram 20,46% influenciado, principalmente, pelo custo da compra de energia em 2012. A geração operacional de caixa (EBITDA) atingiu R\$ 152,7 milhões, contra R\$ 167,8 milhões em 2011, ou seja, uma redução de 3,9%.

Em 2013 a Energisa Sergipe passou pelo terceiro ciclo de revisão tarifária e o resultado foi um aumento médio percebido de 4,08% pelos consumidores. As despesas operacionais reduziram 5,9% em relação a 2012. As despesas controláveis (pessoal,

material e serviços de terceiros) reduziram 2,3%, basicamente, devido à queda do serviço de terceiros e a manutenção da despesa de pessoal em linha com o ano anterior. Já as despesas não controláveis de compra de energia elétrica e transporte apresentaram redução de 2,7%. O EBITDA atingiu R\$ 164 milhões em 2013 aumento de 7,5% devido ao resultado da revisão tarifária e a redução das despesas.

Em 2014 o programa de universalização do uso de energia trouxe 1,2 mil novas ligações na zona rural para a distribuidora. A receita operacional líquida cresceu 25,3%. Neste ano a empresa passou pelo processo de reajuste tarifário de energia elétrica cujo efeito médio percebido pelo cliente foi 11,85%. As despesas operacionais aumentaram 23,1% em relação a 2013. Isso devido ao aumento de 8,4% nas despesas controláveis e 27,6% na despesa de compra de energia elétrica, impactada pela utilização da energia térmica nesse período. O EBITDA atingiu o valor de R\$210,5 milhões, aumento de 28,2%, impactado pelo reajuste da tarifa e o aumento das receitas líquidas provenientes da venda de energia.

- 4º Ciclo

Em 2017 a receita operacional líquida apresentou um crescimento de 1,6% em relação ao ano anterior impulsionada pelo aumento da receita de energia vendida em 5,9% e o aumento tarifário médio de 9,29%, resultado do reajuste anual ocorrido na distribuidora. As despesas operacionais cresceram 13,4%, basicamente devido: (i) ao crescimento de 28,9% nas despesas controláveis (parcela B) impactada pela constituição da provisão para despesa com fundo de pensão e benefícios pós-emprego e (ii) aumento das despesas não controláveis (parcela A) em 11,5% decorrente da elevação do custo de energia elétrica comprada para revenda. A geração de caixa operacional (EBITDA) atingiu R\$ 206,3 milhões impactado pelo valor do reajuste tarifário e o aumento da venda de energia.

Em 2018 a Energisa Sergipe - ESE encerrou o exercício com 776.347 unidades consumidoras cativas, quantidade 1,9% superior à registrada no mesmo período de 2017. A receita operacional líquida cresceu 15,4% determinada pelo (i) aumento de 14,45% na receita do mercado cativo; (ii) acréscimo de 53,68% no suprimento de energia elétrica e (iii) aumento de 28,85% na receita de disponibilidade do sistema elétrico. Neste ano a ESE passou pela quarta revisão tarifária periódica e o efeito médio percebido pelos consumidores em relação à tarifa foi um aumento de 11,3%. Os custos e despesas controláveis tiveram uma redução de

4,3% basicamente pela redução de: (i) 50,4% no custo de fundo de pensão e (ii) 8,9% no custo do serviço de terceiros. Com base nos resultados acima o EBITDA cresceu 4,41%.

Em 2019 a empresa registrou um aumento de 1,8% em suas unidades consumidoras devido ao projeto de universalização. A receita operacional líquida cresceu 7,62% devido ao aumento de 12% nas receitas do mercado cativo e aumento de 23% na receita de suprimento de energia. A distribuidora passou pelo processo de reajuste tarifário anual e teve a sua tarifa aumentada em 6,73%. As despesas operacionais atingiram um crescimento de 6,4%, deste total, as despesas não controláveis cresceram 11,6% devido ao aumento do custo da energia comprada. Já as despesas controláveis reduziram 7,4% impactados pela redução na provisão de devedores duvidosos e na despesa de fundo de pensão. O EBITDA ficou em R\$ 300 milhões em 2019, contra R\$ 215,4 em 2018, um crescimento de 39,29%. Esse desempenho decorre, em parte, do aumento das receitas acompanhado de uma variação proporcionalmente baixa dos custos e despesas operacionais.

4.1.10. Análise da Lucratividade e Rentabilidade do grupo de distribuidoras estudadas.

Foram calculados os indicadores de lucratividade e rentabilidade através dos dados extraídos nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica selecionadas. Abaixo as tabelas com os resultados encontrados, bem como a análise dos mesmos.

Tabela 16 - Lucratividade das Distribuidoras Analisadas

LUCRATIVIDADE (RECEITA DE SERVIÇO ÷ RECEITA LÍQUIDA)											CDI ACUMULADO ANO
	ANO	JANELA DO EVENTO	CEMIG-D	CPFL PAULISTA	COELBA	COSERN	.EMS	EMT	.ESE	LIGHT	
2º ciclo	2007	t=-1	24,3%	29,0%	36,9%	34,5%	-8,5%	25,5%	32,9%	13,4%	11,77%
	2008	Ano RTP	20,4%	21,3%	33,1%	28,5%	17,5%	19,7%	25,7%	20,5%	12,32%
	2009	t=+1	9,2%	14,9%	30,2%	25,4%	20,1%	19,5%	20,1%	14,7%	9,84%
3º ciclo	2012	t=-1	5,2%	11,2%	18,1%	16,8%	6,6%	6,3%	14,6%	12,2%	8,37%
	2013	Ano RTP	9,5%	18,0%	16,4%	17,5%	1,1%	-6,5%	16,3%	13,4%	8,02%
	2014	t=+1	8,8%	12,4%	15,8%	17,6%	6,6%	8,4%	17,8%	10,8%	10,77%
4º ciclo	2017	t=-1	2,2%	6,7%	8,5%	13,5%	8,9%	8,3%	12,1%		9,93%
	2018	Ano RTP	6,8%	10,4%	12,4%	15,9%	12,6%	16,3%	11,6%		6,40%
	proj 2019	t=+1	9,4%	11,7%	19,7%	13,9%	16,4%	15,7%	16,7%		6,23%
	2016	t=-1								4,5%	14,00%
	2017	Ano RTP								9,5%	9,93%
	2018	t=+1								6,4%	6,23%

Fonte: Demonstrações Financeiras e CDI site Bovespa

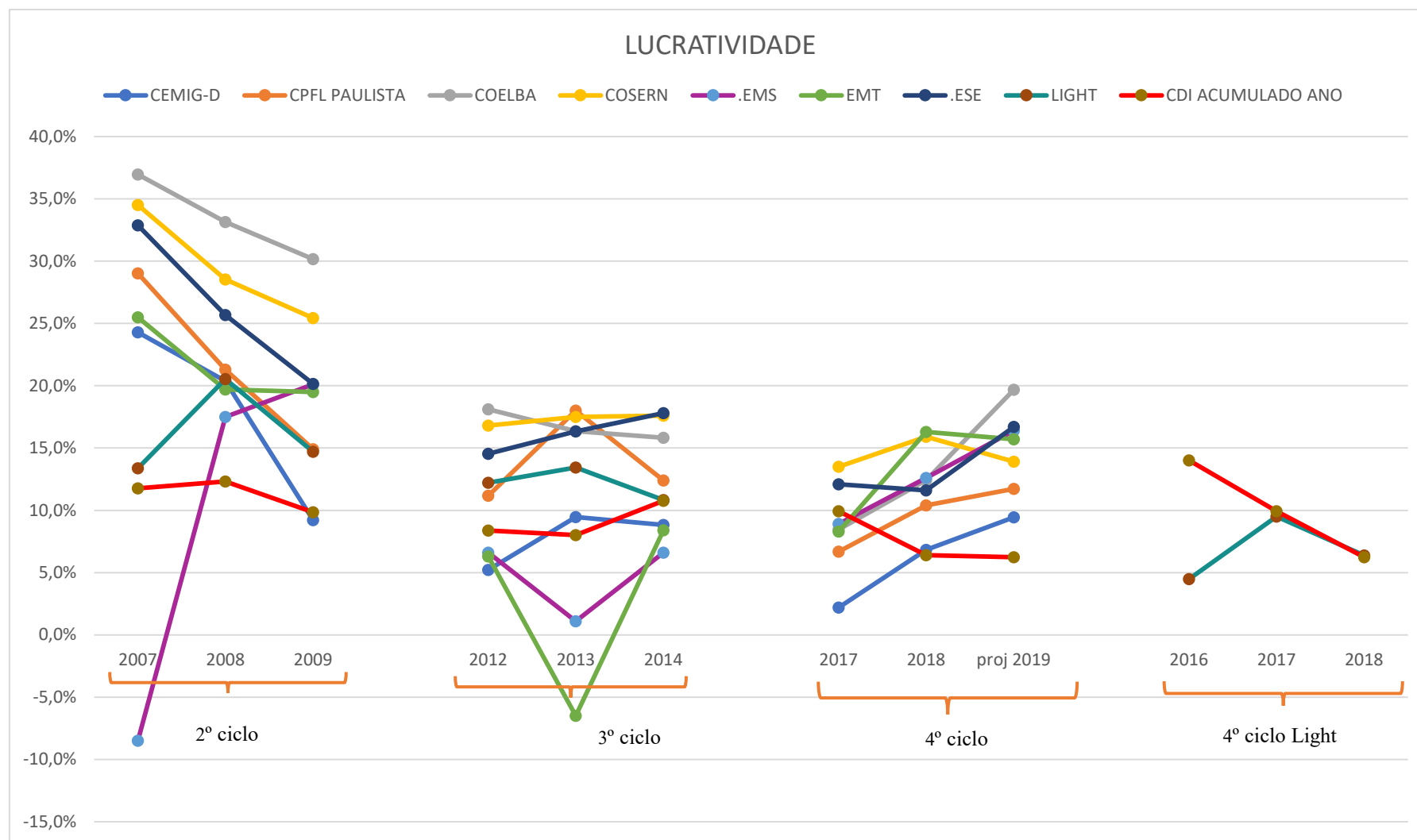


Gráfico 1- Lucratividade (Distribuidoras Analisadas)

Fonte: Própria

Ao comparar a lucratividade com o indicador financeiro CDI, utilizado com indicador de custo de oportunidade, observou-se que, geralmente, a lucratividade encontrada foi superior a taxa média anual do CDI. Isso indica que a lucratividade encontrada foi suficiente para remunerar adequadamente os acionistas e cobrir a receita de serviço das empresas.

A análise do segundo ciclo de revisão tarifária periódica mostrou que as distribuidoras atingiram a lucratividade esperada, exceto a EMS. Esta amargou um prejuízo operacional no ano de 2007 devido à demora da homologação da tarifa definitiva referente ao primeiro ciclo de revisão tarifária, ocorrido em 2003. A tarifa homologada foi menor que a tarifa provisória, fazendo com que a EMS tivesse que devolver ao consumidor a diferença recebida, gerando uma provisão de R\$142 milhões. Esta provisão afetou o resultado operacional da campanha. Porém em 2008, após o processo de revisão tarifária periódica, a EMS conseguiu atingir a lucratividade maior que o CDI médio anual como as outras distribuidoras.

A análise do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica mostrou que tanto a EMS como a EMT não atingiram a lucratividade esperada. Ambas as empresas sofreram intervenção da ANEEL, consequência das dificuldades financeiras que se encontravam e tiveram seu reajuste tarifário de 2012 suspenso por 6 meses devido a inadimplência com o pagamento dos encargos setoriais. Em 2013 suas tarifas foram reduzidas além do aumento da linha de contingências devido a novas estimativas do Interventor, provocando um prejuízo operacional. Desta forma, elas são as únicas distribuidoras que não estão com a lucratividade necessária.

A análise do quarto ciclo de revisão tarifária periódica mostrou que todas as distribuidoras recuperaram sua lucratividade nos anos de revisão tarifária periódica, principalmente as distribuidoras EMS e EMT que foram adquiridas pelo Grupo Energisa.

Tabela 17 - Rentabilidade do Ativo das Distribuidoras Analisadas

	RENTABILIDADE DO ATIVO (EBITDA ÷ TOTAL ATIVO)										WACC	
	ANO	JANELA DO EVENTO	CEMIG-D	CPFL PAULISTA	COELBA	COSERN	.EMS	EMT	.ESE	LIGHT		
2º ciclo	2007	t=-1	18,7%	29,9%	28,2%	22,9%	0,6%	13,8%	16,1%	9,6%	9,95%	
	2008	Ano RTP	16,7%	21,9%	28,7%	19,7%	12,8%	10,9%	18,8%	14,6%	9,95%	
	2009	t=+1	9,8%	20,9%	25,1%	16,7%	14,6%	11,5%	11,3%	11,7%	9,95%	
3º ciclo	2012	t=-1	7,6%	13,2%	18,6%	17,3%	9,0%	6,6%	13,8%	12,3%	7,50%	
	2013	Ano RTP	10,3%	17,9%	13,9%	14,5%	10,3%	3,1%	14,9%	11,7%	7,50%	
	2014	t=+1	10,2%	13,6%	14,0%	15,4%	7,6%	8,6%	15,2%	11,4%	7,50%	
4º ciclo	2017	t=-1	4,7%	9,9%	8,6%	12,8%	10,5%	8,7%	11,6%		8,09%	
	2018	Ano RTP	8,1%	13,7%	10,8%	14,4%	13,1%	14,0%	11,7%		8,09%	
	proj 2019	t=+1	9,7%	14,5%	16,4%	14,2%	16,2%	12,5%	15,9%		8,09%	
	2016	t=-1								7,4%	8,09%	
	2017	Ano RTP								12,0%	8,09%	
	2018	t=+1								8,2%	8,09%	

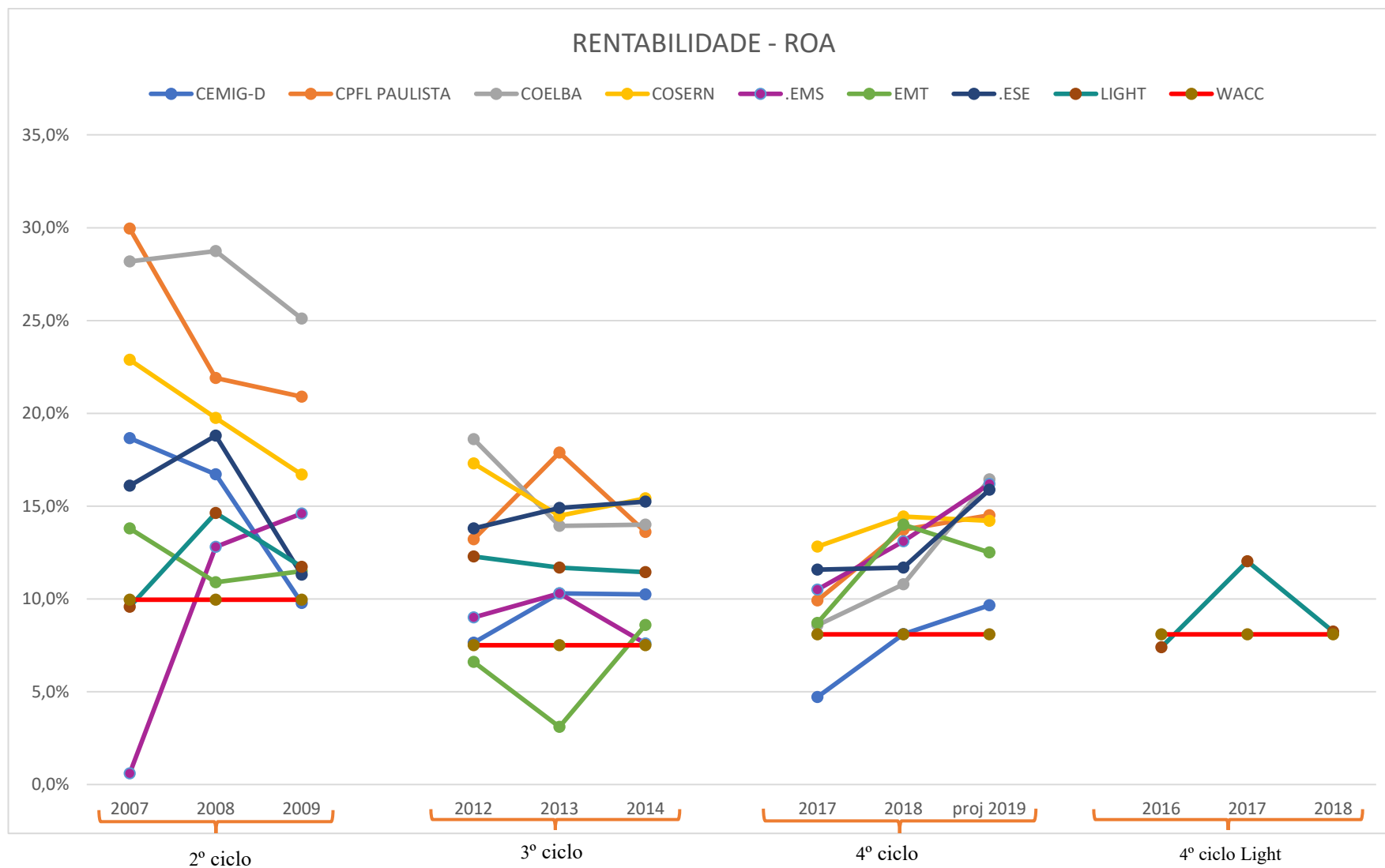


Gráfico 2- Rentabilidade – ROA (Distribuidoras Analisadas)

Fonte: Própria

O ROA indica a quantidade de caixa que a empresa conseguiu gerar em relação ao seu ativo total, considerando principalmente os investimentos na rede, uma vez que a maior fatia da parcela da tarifa destinada para a distribuidora é composta pela base de remuneração regulatória. A análise do gráfico demonstra que os anos de revisão tarifária periódica o retorno sobre seu investimento ficou, normalmente acima do *WACC* regulatório, métrica utilizada para remunerar o capital investido e determinado pela ANEEL para cada ciclo tarifário. A comparação com o *WACC* é o retorno minimamente aceito pelos acionistas da companhia, possibilitando a verificação de que os recursos investidos estão rendendo o esperado.

A análise do segundo ciclo de revisão tarifária periódica mostrou que todas as empresas superaram o *WACC*, algumas com rentabilidade maior na data da revisão tarifária e outras um pouco menor. Porém, no geral, não tiveram grande diferenças percentuais. A exceção foi a EMS que em 2007 atingiu uma rentabilidade muito baixa explicada pela homologação da tarifa definitiva referente ao primeiro ciclo de revisão tarifária, ocorrido em 2003, apenas neste ano. A tarifa homologada foi menor que a tarifa provisória, fazendo com que a EMS tivesse que devolver ao consumidor a diferença recebida, gerando uma provisão de R\$142 milhões. Esta provisão afetou o EBTIDA da distribuidora. Porém em 2008, após o processo de revisão tarifária periódica, a EMS conseguiu atingir a rentabilidade maior que o próprio *WACC* regulatório.

A análise do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica manteve a rentabilidade dos ativos acima do *WACC*, demonstrando uma boa geração de caixa através dos ativos das distribuidoras. A exceção neste ciclo foi a distribuidora do Mato Grosso, a EMT. Em 2012 a EMT sofreu intervenção da ANEEL devido a dificuldades financeiras e teve seu reajuste tarifário suspenso por 6 meses, consequência da inadimplência no pagamento dos encargos setoriais. Além disso, em 2013 sua tarifa foi reduzida em quase 20% e ocorreu um aumento na linha de contingências devido a novas estimativas do Interventor.

A análise do quarto ciclo de revisão tarifária periódica volta a fazer com que todas as distribuidoras voltem a ter a rentabilidade maior ou próxima do *WACC* regulatório. Neste ciclo a EMS e EMT foram adquiridas pelo grupo Energisa e tiveram uma revisão tarifária extraordinária para recompor o equilíbrio econômico e financeiro das mesmas.

Através da comparação visual dos gráficos de lucratividade (gráfico 1 pg. 93) e rentabilidade (gráfico 2 pg. 96) foi possível verificar que ambos indicadores possuem a mesma resposta em relação ao valor da tarifa homologada na RTP.

No segundo ciclo as regras eram subjetivas e as distribuidoras possuíam uma maior flexibilidade para discutir seus custos operacionais com a ANEEL, possibilitando que atingissem maior lucratividade e rentabilidade e relação a tarifa de energia recebida.

No terceiro ciclo a ANEEL criou regras mais rígidas e os custos operacionais passaram a ser calculados através de *Benchmarking* entre distribuidoras com a mesma complexidade de área de concessão. Os custos operacionais eram definidos e com pouca margem de discussão entre as distribuidoras e o órgão regulador. Esta melhoria nas regras obrigou as distribuidoras a terem um maior controle de seus custos, reduzindo sua margem de ganho na tarifa e consequentemente uma redução da sua lucratividade e rentabilidade.

No quarto ciclo os custos operacionais continuaram a serem apurados através de *Benchmarking*, porém, a partir de 01 de julho de 2016, os investimentos efetuados em obras de rede de distribuição e sistemas de medição passaram a ser reconhecidos através de valores regulatórios e não mais pelo custo real pago pela distribuidora. Com isso, as distribuidoras precisaram rever seus contratos de construção e tentarem adequá-los aos valores regulatórios definidos pela ANEEL, provocando uma nova redução na lucratividade e na rentabilidade das empresas.

A lucratividade e a rentabilidade das distribuidoras do setor elétrico brasileiro vêm reduzindo a cada ciclo de revisão tarifária, obrigando-as a terem controles cada vez maior sobre seus custos e despesas.

Foi efetuada uma comparação do percentual de aumento/redução da tarifa homologada nas revisões tarifárias com o comportamento da rentabilidade e a lucratividade no ano do evento. O percebido foi que quando o percentual da tarifa era um aumento, normalmente, ocorria um aumento da lucratividade e rentabilidade. Da mesma forma, quando o percentual era uma redução da tarifa, a rentabilidade e lucratividade diminuía. Em alguns casos esta relação não foi direta, sendo necessário explicar os motivos. Esta explicação está na coluna de observação na tabela 18.

Tabela 18 - Relação Resultado Revisão Tarifária com a Lucratividade e Rentabilidade

EMPRESA	% AUMENTO/REDUÇÃO TARIFA - RTP			RENTABILIDADE			LUCRATIVIDADE			OBS
	2º CICLO	3º CICLO	4º CICLO	2º CICLO	3º CICLO	4º CICLO	2º CICLO	3º CICLO	4º CICLO	
COELBA	-13,51%	-6,10%	16,95%	→	↓	↑	↓	↓	↑	(a)
COSERN	-8,04%	4,91%	15,61%	↓	↓	↑	↓	↑	↑	(b)
CPFL	-13,61%	6,18%	16,90%	↓	↑	↑	↓	↑	↑	(c)
CEMIG	-12,00%	2,99%	23,19%	↓	↑	↑	↓	↑	↑	(d)
EMS	-3,75%	-3,17%	9,87%	↑	↑	↑	↑	↓	↑	(e)
EMT	-3,26%	-19,67%	11,53%	↓	↓	↑	↓	↓	↑	(f)
ESE	-8,33%	4,08%	11,30%	↑	↑	→	↓	↑	↓	(g)
LIGHT	4,70%	1,30%	7,80%	↑	↓	↑	↑	↑	↑	(h)

LEGENDA:

↓ DECRESCER EM RELAÇÃO AO ANO ANTERIOR

↑ AUMENTOU EM RELAÇÃO AO ANO ANTERIOR

→ EM LINHA COM O ANO ANTERIOR

Fonte: Própria

- (a) A rentabilidade da COELBA se manteve em linha com 2012 graças ao aumento do mercado e o retorno de consumidores livres. Isso provocou um aumento de 0,8% na receita de faturamento, compensando o resultado tarifário. As rentabilidades dos outros ciclos seguiram o efeito do resultado da revisão tarifária, bem como a lucratividade.
- (b) A rentabilidade da COSERN reduziu no 3º ciclo, mesmo com um bom resultado da revisão tarifária devido ao reajuste da tarifa pelo governo federal, através da redução dos encargos setoriais, incentivando o consumo. Isso provocou uma queda de 5% no EBITDA.
- (c) A rentabilidade e lucratividade da CPFL seguiram em linha com os resultados obtidos nas revisões tarifárias, ou seja, quando recuperou tarifa, recuperou rentabilidade e lucratividade.
- (d) A CEMIG-D seguiu o que ocorreu com a CPFL.
- (e) A EMS obteve crescimento da rentabilidade e lucratividade no 2º ciclo apenas porque esses indicadores em 2012 estavam ruins devido a demora da homologação do resultado da primeira revisão tarifária ocorrida em 2003, homologada em 2007. Como o resultado foi menor que o provisório, a EMS foi obrigada a devolver o excesso recebido aos seus consumidores. Esta provisão impactou a comparação da rentabilidade e lucratividade de 2008 em relação a 2007. No 3º ciclo a rentabilidade cresceu devido ao aumento do EBITDA oriundo do crescimento do mercado. A lucratividade seguiu o resultado tarifário, além do aumento de algumas despesas e as dificuldades financeiras da distribuidora. No 4º ciclo a EMS foi adquirida pela Energisa e começou a ser saneada, conseguindo um bom resultado tarifário.
- (f) Os resultados ruins nas revisões tarifárias do 2º e 3º ciclo, associado as dificuldades financeiras da distribuidora fizeram com a rentabilidade e lucratividade nesses ciclos caíssem. Porém, com a compra da distribuidora pela Energisa, a EMT começou seu período de reestruturação, atingindo um bom resultado tarifário e consequentemente um aumento na sua lucratividade e rentabilidade.
- (g) Mesmo com o resultado negativo da revisão tarifária da ESE no 2º ciclo, sua rentabilidade foi alta devido ao crescimento do EBITDA em 5% oriundo do aumento do mercado cativo da distribuidora. A lucratividade caiu devido ao impacto da tarifa na receita líquida. No 3º ciclo ocorreu uma recuperação no resultado da revisão tarifária e a lucratividade e rentabilidade foram impactados pelo resultado positivo.

No 4º ciclo, mesmo com o resultado positivo da revisão tarifária a lucratividade e rentabilidade permaneceram em linha com o exercício anterior devido a pouca variação no valor do EBITDA e da receita de serviço.

- (h) O comportamento da rentabilidade e lucratividade da Light foi diretamente relacionada ao resultado da revisão tarifária. A rentabilidade do 3º ciclo reduziu 0,6 p.p em relação a 2012, a causa desta redução foi a utilização da energia das térmicas associada a parcela do furto de energia que não foi considerada na tarifa. Já Lucratividade continuou crescendo no 3º ciclo porque a nova tarifa aumento a receita líquida em 1,55%. No 4º ciclo a rentabilidade e lucratividade cresceram devido ao aumento da receita líquida em 13,21%. Os anos de revisão tarifária melhoraram a rentabilidade e lucratividade da Light.

4.2. LIMITAÇÃO

As possíveis limitações são:

- Não conseguir isolar o problema de perdas das distribuidoras de energia, particularmente na área de concessão da Light, e isso ocasionar alguma distorção na comparação entre as empresas. A perda técnica é uma variável não estudada nesta pesquisa.
- Não existir distribuidoras de capital aberto com o mês próximos ao da Light para compor a amostra, podendo distorcer a análise quando tivermos uma diferença grande entre os meses de aniversário da RTP.
- Como este estudo é oriundo do projeto de P&D executado pela LIGHT SESA, foi necessário utilizar a sua data de ciclo tarifário como base para o agrupamento das empresas.
- Pequeno banco de dados devido à grande variação de datas de revisão tarifária das empresas distribuidoras. Para que a análise sofra uma baixa influência de problemas ocorridos no mercado de energia elétrica e/ou interferências políticas foi necessário agrupar as empresas que possuíam o mesmo ciclo tarifário e de controle privado. Sendo assim, foram encontradas apenas dez empresas que possuíam o mesmo ano de ciclo tarifário, impossibilitando a utilização de testes estatísticos.
- Apesar da seleção ter contemplado dez empresas, foi possível analisar oito distribuidoras, pois como a RGE foi incorporada pela RGE SUL em 2018, formando uma nova empresa, tornou-se necessário o expurgo de ambas da amostra por impossibilitar a análise do efeito conjunto do processo do quarto ciclo de revisão tarifária. Segundo o relatório de administração da RGE SUL a junção ocorreu em dezembro de 2018, e consequentemente a publicação das demonstrações financeiras e do relatório da administração, a partir do exercício de 2018, foi divulgado contemplando apenas a nova empresa que manteve o nome de RGE SUL. Segue o descrito no relatório de administração de 31 de dezembro de 2018 da RGE SUL:

“No exercício de 2018, ocorreu a incorporação da distribuidora Rio Grande Energia S.A. (“RGE”) (“Incorporada”), pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul”, cujo nome fantasia foi alterado para “RGE”, ou “Incorporadora”). Em 04 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o agrupamento das concessões das duas empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial, apurado em 31 de outubro de 2018, da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018. ” (Relatório da Administração, demonstrações financeiras anuais da RGE Sul, p.1).

- O estudo foi baseado na percepção deste conjunto limitado de empresas, uma vez que a data do ciclo tarifário é imposta pela ANEEL nos contratos de concessão das distribuidoras.
- Alguns pontos da análise não puderam ser aprofundados devido a limitação do acesso as informações econômico-financeiras das distribuidoras, uma vez que a fonte disponível foram as demonstrações financeiras publicadas nos sites das mesmas.
- Para a análise do quarto ciclo foi necessário a projeção dos números para dezembro de 2019. Esta projeção foi efetuada utilizando o crescimento que rubricas analisadas para o cálculo dos indicadores tiveram de 30 de junho de 2018 para 31 de dezembro de 2018. Ou seja, foi dividido o valor publicado em dezembro de 2018 pelo valor publicado em junho de 2018. O percentual encontrado foi aplicado no montante de 30 de junho de 2019.

5. CONCLUSÃO

Este estudo abordou em seu referencial teórico cinco itens muito importantes para se entender o setor elétrico brasileiro: a regulação do setor elétrico brasileiro, equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, privatização no setor elétrico, regime tarifário brasileiro e governança corporativa. Para ajudar no entendimento da conclusão das análises será efetuado um breve resumo dos itens citados.

A regulação do setor elétrico brasileiro é importante para proteger o consumidor, uma vez que se trata um mercado de monopólio natural. Sendo assim, para evitar preços abusivos os países criam leis que regulam seu funcionamento, propiciando um mercado confiável, estimulando os investimentos, a melhoria dos serviços prestados e a modicidade tarifária.

A formação da receita das distribuidoras é através da tarifa de energia. Esta garante o equilíbrio econômico-financeiro do ente regulado e é determinada no contrato de concessão, propiciando segurança para o retorno do investimento efetuado pelas empresas. Sendo assim, é importante que a receita seja suficiente para cobrir os custos operacionais e a remuneração do capital investido.

As empresas que são privatizadas costumam aumentar a sua eficiência transformando seus investimentos em lucro, aumentando seu poder de capitalizar-se, bem como seu nível de crescimento.

No regime tarifário brasileiro a ANEEL estabelece o preço teto ou receita máxima que pode ser praticado pelas distribuidoras. A cada ciclo tarifário a ANEEL emite uma resolução estabelecendo os procedimentos para o processo de revisão tarifária periódica, processo esse que revisa a tarifa por completo. Esta tarifa manterá o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária até o próximo ciclo tarifário.

Para garantir este equilíbrio e a prestação adequada do serviço ao consumidor, o órgão regulador estabeleceu práticas de governança corporativa no setor elétrico criando indicadores como eficiência, investimentos, rentabilidade, retorno ao acionista e endividamento. Através do acompanhamento destes indicadores, a ANEEL pretende identificar possíveis dificuldades na gestão das distribuidoras e verificar se estas dificuldades são transitórias ou estruturais. O não cumprimento das metas regulatórias para esses indicadores pode resultar na caducidade da concessão.

Sendo assim, esta pesquisa teve como objetivo avaliar se o resultado da revisão tarifária periódica proporciona equilíbrio econômico-financeiro para das distribuidoras do setor elétrico brasileiro.

Para isto, foram coletados nos sites de todas as empresas os relatórios de administração e as demonstrações financeiras para os anos de 2006 e 2019 e em seguida procedeu-se ao cálculo dos índices de lucratividade e rentabilidade de tais companhias.

Foi possível perceber que as distribuidoras que compuseram a amostra deste estudo são transparentes quanto ao acesso aos seus demonstrativos, uma vez que todas as informações contábeis estavam disponíveis em seus sites. Isso possibilitou realizar uma série de análises acerca da situação econômico-financeira.

A partir da análise dos indicadores foi possível verificar que o resultado da revisão tarifária das distribuidoras possui um impacto quase que direto na receita líquida e no EBITDA.

Ao comparar lucratividade com o indicador financeiro CDI, utilizado como indicador de custo de oportunidade, observou-se que era suficiente para remunerar adequadamente os acionistas.

A comparação do resultado da rentabilidade (ROA) mostrou que o acionista obteve a retorno de seus investimentos, quase sempre, maior que o estipulado pela ANEEL. Para ser considerado um retorno eficiente o ideal seria que este fosse superior ao custo de oportunidade do capital (*WACC* regulatório).

Conclui-se que as normas regulatórias estabelecidas no setor elétrico brasileiro possuem práticas prudentes para prevenir crises financeiras e não colocar em risco o fornecimento de energia elétrica.

O objetivo das revisões promovidas pela ANEEL é a definição de tarifas justas para os consumidores e distribuidoras, o que em termos práticos implicaria em um retorno para as distribuidoras equivalente ao custo dos recursos utilizados para o financiamento de seus projetos. Importante que a ANEEL consiga construir regra que traga igualdade de condições e tratamento na procura do equilíbrio regulatório entre a proteção dos consumidores e a oportunidade de lucro para as empresas.

Para próximas pesquisas que sigam essa linha metodológica no setor de distribuição de energia elétrica, considera-se relevante incluir variáveis operacionais como DEC, FEC, DGC, endividamento e eficiência para verificar se elas impactam na saúde financeira dessas empresas em períodos subsequentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Cálculo tarifário e metodologia**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/fator-x/654800?inheritRedirect=false. 2016. Acesso em: 10 jul. 2019.

_____. **Calendário de revisão tarifária periódica**. Disponível em: http://www2.ANEEL.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1693. Acesso em: out. 2018.

_____. **Entendendo a tarifa: composição da tarifa**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa?p_p_id=101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view. 2015. Acesso em: 10 jul. 2019.

_____. **Informações técnicas: revisão tarifária periódica**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>. Acesso em: 12 ago. 2019.

_____. **Metodologia Distribuição: o que é fator X**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/fator-x/654800?inheritRedirect=false. 2015. Acesso em: 10 jul. 2019.

_____. **Nota técnica nº 262/2006-SRE/ANEEL**.

_____. **Nota técnica 030/2003-SRE/ANEEL**.

_____. **Nota técnica nº 111/2016-SFF/ANEEL**.

_____. **Nota técnica nº 178/2002-SFF/ANEEL**.

_____. **Nota técnica nº 187/2014-SRE/ANEEL**.

_____. **Nota técnica nº 353/2014-SFF/ANEEL**.

_____. **Nota técnica nº 66/2015 – SEM/SGT – Custos Operacionais**. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nota_tecnica_custos_operacionais.pdf. 2015. Acesso em: 12 jul. 2019.

_____. **Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET**. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. 2016. Acesso em: 12 jul. 2019

_____. **Procedimento de Regulação Tarifária 2.1 – PRORET**.

_____. **Procedimento de Regulação Tarifária 2.2 – PRORET.**

_____. **Procedimento de Regulação Tarifária 2.3 – PRORET.**

_____. **Procedimento de Regulação Tarifária 2.5 – PRORET.**

_____. **Procedimento de Regulação Tarifária 3.1– PRORET.**

_____. **Quinto termo aditivo ao contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica N° 001/1996-Aneel Light – Serviços de Eletricidade S.A.**

_____. **Resolução normativa n° 386**, de 15 de dezembro de 2009. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009386.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2019.

_____. **Sustentabilidade Econômico-Financeira.** Disponível em: https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/sustentabilidade-economico-financeira/656815?inheritRedirect=false. 2017. Acesso em: 12 out. 2019

ANDRADE, M. E. M. C., & MARTINS, E. Challenges with the public policy of measuring assets to set tariffs in the electricity sector: should someone benefit and someone be sacrificed? **Revista Contabilidade & Finanças**, n. 28(75), p. 344–360. Disponível em: <https://doaj.org/article/31e93146305b4386946adfe16e831299>. Acesso em: 15 jun. de 2019.

ANUATTI NETO, F. *et al.* Os efeitos da privatização sobre o desempenho econômico e financeiro das empresas privatizadas. **Rev. Bras. Econ.**, v.59, n.2, p. 151-175. ISSN 1806-9134. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/rbe/v59n2/a01v59n2.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2019.

ASSAF NETO, Alexandre. **Estrutura e análise de balanços: um enfoque econômico-financeiro**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão geral do setor: a indústria da eletricidade**. 2015. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>. Acesso em: 4 set. 2018.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA. **É essencial a Eletrobrás privatizar distribuidoras**. Disponível em: <http://www.anacebrasil.org.br/noticias/e-essencial-a-eletobras-privatizar-distribuidoras/>. Acesso em: jun. 2019.

AUGUSTO, C., & MANOEL, S. The importance of ANEEL in the provision of electric energy services in Brazil. **Research, Society and Development**. n. 3409, p. 1–17, 2018.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Editais de desestatização de distribuidoras de energia**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-publica-edital-de-desestatizacao-de-distribuidoras-de-energia-e-leilao-sera-em-26-de-julho>. Acesso em: 7 jul. 2019.

BINDER, John J. The Event Study Methodology Since 1969. **Review of Quantitative Finance and Accounting**, v.11, n.2, p.111-137, set..1998. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/9878/9878_6.PDF. Acesso em: 6 maio 2019.

BONBRIGHT, J. C.; DANIELSON, A. L.; KAMERSCHEN, D. R. **Principles of public utility rates**, 2. ed, Arlington, Virginia, Public Utilities Reports, 1988.

BOVESP. **Série Histórica CDI**. Disponível em http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/indices-de-segmentos-e-setoriais/serie-historica-do-di.htm> Acesso em: jul e ago. 2019.

_____. **Relatórios Estruturados**. Disponível em <http://siteempresas.bovespa.com.br/consbov/ExibeTodosDocumentosCVM.asp?CNPJ=02.016.439/0001-38&CCVM=16535&TipoDoc=C&QtLinks=10>. Acesso em: jul. e ago. 2019.

BRAGA, Hugo Rocha. **Demonstrações contábeis: estrutura, análise e interpretação**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

BRAGANÇA, G. G. F.; CAMACHO, F. T. Avaliação de ativos regulatórios e conceitos. *In*: Congresso Brasileiro de Regulação, 5., 2007, **Anais [...]**. Recife: ABAR, 2007.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. **Regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm. Acesso em: 15 jul. 2019.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 442/2016**. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/3189515/Portaria_n_442-2016/25498f27-8275-4d00-a360-1bc7cc302e56?version=1.1. Acesso em: 15 jul. 2019.

_____. Tribunal de Contas da União. **Privatização da Eletrobrás: repercussões setoriais para a modicidade tarifária e modelagem societária**. Disponível em: file:///C:/Users/4000291/Documents/03.%20FGV%20MESTRADO/DISSERTA%C3%87%C3%83O/1.%20TCC%202019/privatiza%C3%A7%C3%A3o/DP-eletronas_WEB.PDF. Acesso em: 15 jul. 2019.

BREALEY, Richard; MYERS, Stewart e ALLEN, Franklin. **Principles of Corporate Finance**. 9. ed. Mc-Graw Hill: 2008.

BRIGHAM, E. F.; EHRHARDT, M. C. **Administração Financeira: teoria e prática**, 13. ed. Cengage Learning Edições Ltda: 2012.

BRITO, E. H. G. **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**. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-18042017-135622/publico/ErigoHenriqueGarciaDeBritoCorr17.pdf>. Acesso em: 7 abr. 2018.

CAMPBELL, J.Y.; LO, A.W.; MACKINLAY, A. C. **The econometrics of financial markets**. Princeton University Press, 1997. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/9878/9878_6.PDF. Acesso em: 20 maio 2019.

CANAL ENERGIA. **Governo conclui com sucesso privatização de distribuidoras da Eletrobrás**. 2018. Disponível em <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53085643/governo-conclui-com-sucesso-privatizacao-de-distribuidoras-da-elektrobras>> Acesso em: 12 ago. 2019.

CARDOSO, V. D. S. **Análise sobre os indicadores econômico-financeiros das companhias distribuidoras de energia elétrica do sudeste brasileiro nos anos de 2014 e 2015**. Monografia de Bacharelado, Universidade Federal de Juiz de Fora. 2016.

CARVALHO, P. F. C. de. **Análise da sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras do setor elétrico no Brasil**. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CASTRO, Nivalde J, ; BRANDÃO, Roberto; OZÓRIO, Luiz. **O desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica e o processo de revisão tarifária periódica**. Grupo de Estudo do Setor Elétrico, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

CCEE. **Análise do Impacto da Greve dos Caminhoneiros no Setor Elétrico**. Disponível <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/Informativo%20an%C3%A1lise%20da%20greve%20VF.pdf>. 2018. Acesso em Nov de 2019

CHURCH, Jeffrey; WARE, Roger. **Industrial organization: a strategic approach**. Boston: Irwin McGraw-Hill, 2000.

COMPANHIA ELÉTRICA DE MINAS GERAIS. **Central de Resultados**. Disponível em: <http://ri.cemig.com.br/ptb/s-47-ptb-2018.html>. Acesso em: jul. e ago. 2019.

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ. **Central de Resultados**. Disponível em: <https://cpfl.riweb.com.br/listresultados.aspx?idCanal=8Sa/H2RHBuSCDxu1tzX78w==>. Acesso em: jul. e ago. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Consumo mensal de energia elétrica por classe 2018 (regiões e subsistemas)**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>. Acesso em: 12 jul. 2019.

ENERGISA. **Central de Resultados**. Disponível em: <https://ri.energisa.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/central-de-resultados#2019>. Acesso em: jul. e ago. 2019.

FERNANDES, Gustavo Andrey; JURKSAITIS, Guilherme Jardim. Economic balance rule of government contracts: a necessary conversation between lawyers and economists. **Revista de Direito Administrativo Contemporâneo**, 2016.

FERREIRA, J. A. S. **Finanças corporativas: conceitos e aplicações**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005

FREZATTI, Fábio; AGUIAR, Anderson Braga de. EBITDA: possíveis impactos sobre o gerenciamento das empresas. **Revista Universo Contábil**, Blumenau, v. 3, n. 3, p. 07-24, set/dez, 2007.

GALHARDO, Maurício. **Como calcular a lucratividade?** Disponível em: <https://exame.abril.com.br/pme/como-calculer-a-lucratividade/>. Acesso em: 8 ago. 2019.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. 7. ed. São Paulo: Harbra, 2002.

GLOBO, Jornal. **Entenda a crise no setor elétrico. 2014. Disponível em:** Acesso em: Nov de 2019.

_____. **É essencial a Eletrobrás privatizar distribuidoras**. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/opiniaoe-essencial-eletrobras-privatizar-distribuidoras-22896330>. 2018. Acesso em Ago. de 2019.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Política tarifária e regulação por incentivos. **Caderno Tarifário**. Out. 2007.

_____. Tarifas de energia e os benefícios da regulação por incentivos. **White Paper**, n. 3, Jan. 2011. Disponível em: www.acendebrasil.com.br. Acesso em: 4 set. 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA-IBGE. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/>. Acesso em: 12 jul. 2019.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA-IBGC. **Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa**. Disponível em <https://www.ibgc.org.br/>. Acesso em: 16 jun. 2019.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. Disponível em: http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8619/1/BAPI_15.pdf. Acesso em: 19 jul. 2019.

IUDICIBUS, Sérgio de. **Análise de balanços**. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

JAMASB, T.; POLLITT, M.. **Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons From International Experience**. Dez. 2000.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Comentários à Lei de Licitações e Contratos Administrativos**. 9. ed. São Paulo: Dialética, 2002. p. 499-500.

KAHN, Alfred e. **The economic of regulation: principles and institutions**. London: MIT, 1998

KASZNAR, Istvan Karoly. **Gestão financeira no setor público: práticas de gestão**. Rio de Janeiro: FGV. 1. ed., 26 jun, 2015. *E-book*.

KESSLER, Marcos Rodolfo. **A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências**. 2006. Disponível em:

<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/11533/000615873.pdf?sequence=1>. Acesso em: 25 abr. 2018.

LIGHT. **Central de Resultados**. Disponível em: <http://ri.light.com.br/divulgacoes-e-resultados/-/central-de-resultados#2019>. Acesso : jul. e ago. 2019.

MACKINLAY, A.C. Event studies in economics and finance. **Journal of Economic Literature**. Nashville: American Economic Association, v. 35, n. 1, mar. 1997;

MARION, José Carlos. **Análise das demonstrações contábeis**: contabilidade empresarial. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

MATARAZZO, Dante Carmine. **Análise financeira de balanços**: abordagem gerencial. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

_____, Dante Carmine. **Análise financeira de balanços**: abordagem básica e gerencial. 5. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

MEIRELLES, Hely Lopes. **Direito Administrativo Brasileiro**. 25. ed. São Paulo: Malheiros, 2000. p.199.

MOTA, C; MARTINS, A; CONCEIÇÃO, A; ESTEVÃO, T. PIB cai 3,8% em 2015, pior retração desde 1990. **Valor Econômico**. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/4464366/pib-cai-38-em-2015-pior-retracao-desde-1990>. Acesso em: 15 jul. 2019.

NEOENERGIA. **Central de Resultados**. Disponível em: <http://ri.neoenergia.com/resultados-e-indicadores/central-de-resultados/>. Acesso em: jul. e ago. 2019.

_____. **Glossário do Setor Elétrico**. Disponível no site do Grupo NEOENERGIA. <http://ri.neoenergia.com/wp-content/uploads/sites/32/2017/12/Gloss%C3%A1rio-do-Setor-El%C3%A9trico.pdf>. Acesso em 16 out. 2019.

NERY, Eduardo. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio e Janeiro, 2012

OZORIO, L. M. **Análise do desempenho econômico-financeiro de distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. 2015.

PADOVEZE, Clóvis Luís; BENEDICTO, Gideon Carvalho de. **Análise das demonstrações financeiras**. 3. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2011.

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. São Paulo, 2005.

PEREIRA, A. O *et al.* Modelo e análise de previsão de desempenho pela metodologia de análise multivariada de dados: um estudo empírico do setor de energia elétrica. 2006. **Revista Contemporânea de Contabilidade**. Disponível em: <https://doi.org/https://periodicos.ufsc.br/index.php/contabilidade/article/view/826>. Acesso em: 15 jul. 2019

PEREIRA, T. P. **Os ciclos econômicos e os indicadores econômico-financeiros das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Rio Grande do Sul, 2017.

PEREZ JUNIOR, J. H; BEGALLI, G. A. **Elaboração e análise das demonstrações financeiras**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2015.

PESSANHA, J. F. M; SOUZA, R. C.; LAURENCEL, L. C. 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, jan/abr. 2007.

PINHEIRO, Armando Castelar; GIAMBIAGI, Fabio. **A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000.

PONTES, João Randolfo. **A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO. **A metodologia de estudo de eventos**. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/9878/9878_6.PDF. Acesso em: 15 de jul. 2018.

REHBEIN, Roberto A; GONÇALVES, Odair. **As contribuições da contabilidade regulatória na padronização dos procedimentos contábeis adotados pelos prestadores de serviços de saneamento**. Disponível em: <https://www.staff.ncl.ac.uk/j.e.castro/ABAR.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2019.

REIS, Arnaldo Carlos de Rezende. **Demonstrações contábeis: estrutura e análise**. 3. ed. São Paulo: Saraiva, 2009.

ROCKMANN, Roberto. Estatais estrangeiras gastam R\$ 120 bi no setor de infraestrutura do Brasil, e movimento vai crescer. **Jornal Valor Econômico**. Disponível em: <https://www.valor.com.br/cultura/6305561/estatais-estrangeiras-gastam-r-120-bi-no-setor-de-infraestrutura-do-brasil-e-movimento-vai-crescer> ou as ferramentas oferecidas na página. Acesso em: 14 jul. 2019.

SAPPINGTON, David; WEISMAN, Dennis L. Price-cap regulation: what have we learned from 25 years of experience in the telecommunications industry? **Journal of Regulatory Economics**, v. 38, n. 3, p. 227-257, 2010.

SEBRAE. **Análise e planejamento financeiro: manual do participante**. Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresa – Sebrae. Brasília, 2011

SILBERT, E. O. C. **Critérios e indicadores ótimos de sustentabilidade econômico-financeira e boa governança corporativa para o mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica**. 2017.

SILVA, José Pereira da. **Análise financeira das empresas**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

SOARES FILHO, José. Serviço Público: conceito, privatização. **Revista Jus et Fides** , n. 1, jul. 2002.

TOLMASQUIM, Mauricio T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Editora Synergia, 1.ed. 2011

TREAZY STARTUP. **Figura 2**. Disponível em: <https://www.treazy.com.br/blog/governanca-corporativa/>. Acesso em: 15 jul. 2019.

VERGARA, S. C.. Projetos e Relatórios de Pesquisa em Administração. 11^a ed. São Paulo: Atlas, 2009.

VOGELSANG. **A regulação significa a definição de limites e parâmetros dentro dos quais as firmas podem obter lucro**. 2002.

WALD, A; RANGEL, Luiza de Moraes; WALD, Alexandre de M. O direito de parceria e a nova lei de concessões. São Paulo: **Revista dos Tribunais**, 1996 p. 70.

GLOSSÁRIO⁶

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)

A ANEEL, criada em 1996 pela Lei nº 9.427, é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Neste espaço você encontrará o conteúdo institucional com informações sobre a Lei de criação, regimento interno, estrutura organizacional, gestão pública, licitações, concursos, entre outros.

ÁREA DE CONCESSÃO

Área definida, por ato do poder público, para a exploração dos serviços públicos de energia elétrica. (*Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e Assessoria da Diretoria da ANEEL*)

ATIVO INDENIZÁVEL DA CONCESSÃO

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de concessão. Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

AUDIÊNCIA PÚBLICA

Ato por meio do qual se promove a participação popular para ser ouvida e dar sua colaboração sobre assuntos relevantes da administração pública e de interesse dos consumidores e usuários dos serviços públicos.

BASE DE REMUNERAÇÃO

Investimentos prudentes, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de distribuição de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, em particular os níveis de qualidade exigidos, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento. *Resolução Normativa ANEEL n. 234, de 31 de outubro de 2006 (Diário Oficial, de 8 nov. 2006, seção 1, p. 111).*

⁶ **Glossário do Setor Elétrico.** Disponível no site do Grupo NEOENERGIA.

<http://ri.neoenergia.com/wp-content/uploads/sites/32/2017/12/Gloss%C3%A1rio-do-Setor-El%C3%A9trico.pdf>

CDE (CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO)

Criada pela Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, visa ao desenvolvimento energético dos estados, à competitividade da energia produzida a partir das fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelo Sistema Interligado Nacional e a promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, devendo seus recursos destinar-se às utilizações previstas no artigo 13 da citada Lei 10.438.

CICLO TARIFÁRIO

Período definido no contrato de concessão que será aplicado o processo de revisão tarifária. Este período poderá ser de 3, 4 ou 5 anos.

CLIENTE LIVRE

Aquele que pode escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação.

CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

É a delegação de sua prestação, feita pelo Poder Concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, por sua conta e por prazo determinado

CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

É a delegação de sua prestação, feita pelo Poder Concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, por sua conta e por prazo determinado. *Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (Diário Oficial, de 14 fev. 1995, seção 1, p.1917).*

CONCESSIONÁRIA

Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição ou transmissão ou geração de energia elétrica. *Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade -SRC/ANEEL.*

CONSUMIDOR CATIVO

Consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, permissionário ou autorizado a cuja rede esteja conectado.

CONSUMIDOR FINAL

Pessoa física ou jurídica, responsável por unidade consumidora ou por conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, e que, concomitantemente, estando localizadas em áreas contíguas, possam ser atendidas por meio de um único ponto de entrega e cuja medição seja, também, única. *Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 29 out. 2004, seção 1, p. 196).*

CONSUMIDOR LIVRE

É aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. *Decreto n. 5.163, de 30 julho de 2004 (Diário Oficial, de 30 jul. 2004, seção 1, p.1).*

CONTRATO DE COMPRA DE ENERGIA (CCE)

Contrato celebrado entre a permissionária e o atual agente supridor, estabelecendo os termos e as condições gerais que irão regular a comercialização de energia elétrica disponibilizada pela supridora para atendimento ao mercado da suprida, com tarifa regulada. *Resolução Normativa ANEEL n. 205, de 22 de dezembro de 2005 (Diário Oficial, de 22 dez. 2005, seção 1, p. 96).*

CONTRATO DE CONCESSÃO

Instrumento legal celebrado entre a ANEEL e o concessionário, normalizador da concessão, e que deverá ter cláusulas essenciais, entre outras as relativas ao objeto, área e prazo; ao modo, forma e condições de prestação do serviço; aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço; ao prazo do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e revisão das tarifas; aos direitos, garantias e obrigações do Poder Concedente e da Concessionária; aos direitos e deveres do usuário para obtenção e utilização do serviço; aos casos de extinção da concessão à forma de fiscalização das instalações e dos equipamentos; às penalidades contratuais e administrativas; aos bens reversíveis; aos critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso; à obrigatoriedade de prestação de contas da concessionária ao Poder Concedente; à exigência da publicação de demonstrações financeiras periódicas da concessionária; ao foro e ao modo amigável de solução de divergências contratuais. *Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (Diário Oficial, de 14 fev. 1995, seção 1, p.1917).*

CUSTOS GERENCIÁVEIS

Custos que dependem essencialmente da eficácia da gestão empresarial das distribuidoras, como os gastos com pessoal, compra de materiais, pagamento de serviços de terceiros, outras despesas e remuneração. Também chamados de custos controláveis, são indexados a variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM) da Fundação Getúlio Vargas para cálculo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão.

CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS

Os custos não gerenciáveis também chamados de Parcela A e a variação desses independem de decisões das concessionárias, como a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC); cota da Reserva Global de Reversão (RGR); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); energia

adquirida de Itaipu para revenda convencional; Encargos pelo Uso da Rede Básica; Transporte da energia gerada por Itaipu, e Encargos de Conexão do Sistema

ENERGIA DISTRIBUÍDA POR UMA EMPRESA

É a energia entregue aos consumidores conectados à rede - elétrica da empresa de distribuição, acrescida da energia entregue, através desta rede, a outras concessionárias ou permissionárias de distribuição, em um período de 12 meses. *Resolução ANEEL n. 278, de 19 de julho de 2000 (Diário Oficial, de 21 jul. 2000, seção 1, p. 40).*

ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

Conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias de energia elétrica comprada, detalhado por empresa vendedora. *Resolução ANEEL n. 674, de 9 de dezembro de 2002 (Diário Oficial, de 10 dez. 2002, seção 1, p. 78).*

FATOR X

Fator que atua como instrumento de repartição dos ganhos de eficiência da concessionária com seus consumidores. Previsto nos contratos de concessão assinados entre as empresas prestadoras do serviço público de energia elétrica e a ANEEL, o fator X é um fator de correção do reajuste tarifário com o objetivo principal de induzir a busca pela melhoria da eficiência econômica de cada empresa.

MERCADO CATIVO (Distribuição)

Montante de energia faturada para atendimento a consumidores cativos e para o suprimento de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, não incluído o montante relativo às perdas elétricas dos sistemas de distribuição. *Resolução Normativa ANEEL n. 166, de 10 de outubro de 2005 (Diário Oficial, de 11 out. 2005, seção 1, p. 61).*

MERCADO LIVRE

O Mercado Livre de Energia como o próprio nome diz é um setor da iniciativa privada que permite aos consumidores comprarem energia elétrica diretamente dos gerados e das empresas comercializadoras, é o chamado Ambiente de Contratação Livre. O outro mercado que do setor elétrico é o Ambiente de Contratação Regulada (mercado cativo), onde os consumidores estão presos à compra de energia das concessionárias e distribuidoras, sem a liberdade de escolha sobre a compra ou o seu fornecedor de energia. Esse consumidor paga uma fatura mensal de energia e as tarifas são reguladas pelo governo, não há uma concorrência de mercado como no ambiente livre.

PLANO DE UNIVERSALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Plano elaborado pela concessionária, constituído pelos Programas Anais de Expansão do Atendimento, objetivando o alcance da Universalização. *Resolução ANEEL n. 223, de 29 de abril de 2003 (Diário Oficial, de 30 abr. 2003, seção 1, p.154).*

REAJUSTE ANUAL

Previsto nos contratos de concessão, o reajuste anual é calculado com base em uma fórmula que leva em conta a variação dos Custos Não-gerenciáveis (Parcela A). Os custos gerenciáveis são corrigidos pelo IGP-M. Além disso, nas concessionárias que já passaram por Revisão Periódica, é aplicado o Fator X para redução do IGP-M. O reajuste anual é homologado pela Aneel na data de aniversário da assinatura do Contrato de Concessão.

REAJUSTE TARIFÁRIO

Atualização dos preços da energia elétrica prevista nos contratos de concessão, com objetivo de preservar o equilíbrio econômico e financeiro das empresas. Pelos contratos, existem três modalidades de reajuste tarifário: reajuste anual, revisão periódica e revisão extraordinária.

RECEITA DE SUBVENÇÃO CDE

Até o começo da vigência da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, todos os descontos tarifários, exceto o concedido ao consumidor residencial baixa renda (Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE), eram arcados pelos próprios consumidores das concessionárias, configurando-se como um subsídio cruzado. As concessionárias tinham as suas tarifas majoradas para compensar os descontos concedidos apenas em sua própria área de concessão. Com isso o impacto tarifário dependia do tamanho dos mercados subsidiados e subsidiantes.

REDE BÁSICA

Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na regulamentação da ANEEL.

REGULAÇÃO PRICE-CAP

No regime de regulação "Price-Cap", ou de Regulação por Incentivos, o regulador estabelece um valor teto para a tarifa, a qual se ajusta anualmente pela taxa de inflação descontada de um índice de ganho de produtividade pré-definido. O principal objetivo da Regulação por Incentivos é estimular à produtividade, recompensando a empresa regulada se seu desempenho for superior a parâmetros pré-determinados pelo regulador ("benchmarks"). Se os ganhos de produtividade superarem esse parâmetro, as empresas poderão se apropriar da diferença, obtendo ganhos econômicos. Estes ganhos serão parcialmente compartilhados com os

consumidores a partir da aplicação de um redutor de tarifa em revisões tarifárias periódicas (que normalmente ocorrem a cada quatro anos). (Cadernos de Política Tarifária).

REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando -se as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária. *Resolução Normativa ANEEL n. 234, de 31 de outubro de 2006 (Diário Oficial, de 8 nov.2006, seção 1, p. 111).*

RISCOS HIDROLÓGICOS

As hidrelétricas produzem uma quantidade total de energia, da qual uma parte pode ser logo comercializada (a Garantia Física). Mas haverá situações em que as hidrelétricas produzirão mais energia ou menos energia que o previsto na Garantia Física “total” do sistema. O risco hidrológico está diretamente relacionado à produção deficitária de energia.

TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (TUSD)

Tarifa estabelecida pela ANEEL, destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição em determinado ponto de conexão ao sistema, formada por componentes específicos, cuja conceituação e respectivos critérios de reajuste e revisão estão definidos na Resolução Normativa nº 166, de 1º de outubro de 2005. *Resolução Normativa ANEEL n. 205, de 26 de dezembro de 2005 (Diário Oficial, de 26 dez. 2005, seção 1, p. 96).*

ANEXOS COM LINK PARA AS LEGISLAÇÕES

- A. ANEEL. Nota Técnica nº 111/2016-SFF/ANEEL -
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_2016_111.pdf
- B. ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.1 – PRORET. -
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_2_1A_v1.pdf
- C. ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.2 – PRORET.
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_Proret_Submod_2_2A_v2.pdf
- D. ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.3 – PRORET.
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf
- E. ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.5 – PRORET.
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_2_5A_v1.pdf
- F. ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 2.4 – PRORET.
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018807_Proret_Submod_2_4_V3.pdf
- G. ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária 3.1 – PRORET.
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_3_1_V4.pdf
- H. Quinto Termo Aditivo ao Contrato De Concessão De Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica Nº 001/1996-Aneel Light – Serviços De Eletricidade S.A.
http://www.aneel.gov.br/documents/10184//16598908//Quinto_Aditivo_001_1996_LIGHT.pdf
- I. LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995. Regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos-
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm
- J. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 234/06.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>
- K. L Resolução Normativa nº 367/2009.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009367.pdf>
- L. Medida Provisória – MP nº 579/2012.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Mpv/579.htm