



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO (ILATIT)**

ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA TARIFA DA COPEL-DIS:
RELAÇÃO ENTRE AQUISIÇÃO DE ENERGIA EM LEILÕES COM AS TARIFAS
ECONÔMICAS**

GABRIEL MARINS LEMOS

Foz do Iguaçu
2020



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO (ILATIT)**

ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA TARIFA DA COPEL-DIS:
RELAÇÃO ENTRE AQUISIÇÃO DE ENERGIA EM LEILÕES COM AS TARIFAS
ECONÔMICAS**

GABRIEL MARINS LEMOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Walber Ferreira Braga

Foz do Iguaçu
2020

GABRIEL MARINS LEMOS

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA ESTRUTURA TARIFÁRIA DA COPEL-DIS:
RELAÇÃO ENTRE AQUISIÇÃO DE ENERGIA EM LEILÕES COM AS TARIFAS
ECONÔMICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Prof. Walber Ferreira Braga, Dr. Eng.
UNILA

Prof. Larissa Andreia Wagner Machado Justino, Ma. Eng.
UNILA

Prof. Jorge Javier Gimenez Ledesma, Dr. Eng.
UNILA

Foz do Iguaçu, ____ de _____ de _____.

TERMO DE SUBMISSÃO DE TRABALHOS ACADÊMICOS

Nome completo do autor(a): _____

Curso: _____

Tipo de Documento	
(.....) graduação	(.....) artigo
(.....) especialização	(.....) trabalho de conclusão de curso
(.....) mestrado	(.....) monografia
(.....) doutorado	(.....) dissertação
	(.....) tese
	(.....) CD/DVD – obras audiovisuais
	(.....) _____

Título do trabalho acadêmico: _____

Nome do orientador(a): _____

Data da Defesa: ____/____/____

Licença não-exclusiva de Distribuição

O referido autor(a):

a) Declara que o documento entregue é seu trabalho original, e que o detém o direito de conceder os direitos contidos nesta licença. Declara também que a entrega do documento não infringe, tanto quanto lhe é possível saber, os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade.

b) Se o documento entregue contém material do qual não detém os direitos de autor, declara que obteve autorização do detentor dos direitos de autor para conceder à UNILA – Universidade Federal da Integração Latino-Americana os direitos requeridos por esta licença, e que esse material cujos direitos são de terceiros está claramente identificado e reconhecido no texto ou conteúdo do documento entregue.

Se o documento entregue é baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não a Universidade Federal da Integração Latino-Americana, declara que cumpriu quaisquer obrigações exigidas pelo respectivo contrato ou acordo.

Na qualidade de titular dos direitos do conteúdo supracitado, o autor autoriza a Biblioteca Latino-Americana – BIUNILA a disponibilizar a obra, gratuitamente e de acordo com a licença pública *Creative Commons Licença 3.0 Unported*.

Foz do Iguaçu, ____ de _____ de _____.

Assinatura do Responsável

LEMOS, Gabriel Marins. **Análise de sensibilidade na tarifa da COPEL-DIS**: Relação entre aquisição de energia em leilões com as tarifas econômicas. 2020. 73 pag. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, 2020.

RESUMO

Este trabalho tem o intuito de investigar a sensibilidade do preço da energia negociada em leilões em ambiente regulado em relação a tarifa econômica aplicada pela distribuidora de energia elétrica COPEL-DIS. A revisão bibliográfica atuou de forma a buscar métodos de análise de sensibilidade e a contextualizar o setor de energia, tratando de explicar conceitos relacionados aos leilões de energia em ambiente regulado, assim como os aspectos de regulação tarifária através do PRORET. O método é aplicado utilizando os conceitos abordados na revisão bibliográfica, a partir dos dados do reajuste tarifário da COPEL-DIS, com isso foi encontrado os valores da Receita Requerida da distribuidora para o período de referência, assim como as tarifas econômicas relacionadas a esse processo tarifário. Foi selecionada uma usina de um leilão, de forma aleatória, e para este caso realizada a variação de 1 R\$/MWh no preço de energia da usina, assim foi possível obter as respostas originadas das variações da entrada e calcular a variação nominal e a sensibilidade relativa referente a receita requerida e a tarifa econômica da distribuidora.

Palavras-chave: Tarifa. Leilão. Energia Elétrica. Análise de Sensibilidade. Regulação.

LEMOS, Gabriel Marins. **Análisis de sensibilidad tarifaria de la COPEL-DIS:** Relación entre compras de energía en subastas y tarifas económicas. 2020. 73 pág. Trabajo de Conclusión de Curso (Graduación en Ingeniería en Energía) - Universidad Federal de la Integración Latinoamericana, Foz do Iguaçu, 2020.

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo investigar la sensibilidad del precio de la energía comercializada en subastas en un entorno regulado en relación con la tarifa económica aplicada por el distribuidor de electricidad COPEL-DIS. La revisión de la literatura actuó con el fin de buscar métodos de análisis de sensibilidad y contextualizar el sector energético, tratando de explicar conceptos relacionados con las subastas de energía en un entorno regulado, así como aspectos de la regulación arancelaria a través de PRORET. El método se aplica utilizando los conceptos abordados en el examen de la literatura, sobre la base de los datos del ajuste arancelario de COPEL-DIS, con esto se encontraron los valores de los Ingresos Requeridos del distribuidor para el período de referencia, así como las tarifas económicas relacionadas con este proceso arancelario. Una planta fue seleccionada aleatoriamente de una subasta, y para este caso se seleccionó una variación de 1 R\$/MWh en el precio de potencia de la planta, por lo que fue posible obtener las respuestas originadas a partir de las variaciones en el insumo y calcular la variación nominal y la sensibilidad relativa relacionada con los ingresos requeridos y la tarifa económica del distribuidor.

Palabras clave: Tarifa. Subasta. Energía Eléctrica. Análisis de sensibilidad. Regulación.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Custos e Componentes Tarifários da TUSD.....	18
Figura 2 - Custos e componentes tarifários da TE.....	20
Figura 3 - Área de Concessão COPEL.....	57

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Tarifas aplicadas aos Subgrupos, Modalidades e Postos Tarifários 17

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Trajetória das Tarifa de Referência da CDE	34
Tabela 2 - Mercado de fornecimento para unidades consumidoras.....	58
Tabela 3 - Encargos associados à COPEL-DIS para o Reajuste Anual de 2019.....	59
Tabela 4 - Composição dos Custos com Transporte de Energia	59
Tabela 5 – Compra de Energia COPEL-DIS	60
Tabela 6 - Componentes de cálculo da parcela B.....	61
Tabela 7 - Tarifas COPEL-DIS	62
Tabela 8 - Relação de empreendimentos do Produto Quantidade Hidrelétrica 2008-30	63
Tabela 9 - Resumo dos componentes depois da variação da entrada.....	64
Tabela 10 - Variação percentual +1, -1, Sensibilidade e Índice de sensibilidade Relativa	66
Tabela 11 - Índice de Sensibilidade Relativa aplicado a tarifa econômica	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Comercialização Livre
ACR	Ambiente de Comercialização Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAA	Custo Anual de Ativos
CAOM	Custo de Administração, Manutenção e Operação
CCE	Contrato de Compra e Venda de Energia
CCEAR	Contrato de Comercialização em Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulado
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energia Requerida
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
ICB	Índice de Custo-Benefício
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
IS	Índice de Sensibilidade Relativa
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PEE	Pesquisa de Eficiência Energética
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RI	Receitas Irrecuperáveis
RR	Receita Requerida
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica

SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPA	Valor da Parcela A
VPB	Valor da Parcela B

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 OBJETIVO GERAL.....	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
2 FORMAÇÃO DA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
2.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA	14
2.2 REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	20
2.3 REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL	42
3 LEILÕES DE ENERGIA EM AMBIENTE REGULADO.....	44
3.1 TIPOS DE LEILÃO	44
3.2 COMPONENTES FUNDAMENTAIS DOS LEILÕES.....	46
4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	52
4.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE INTERVALO NOMINAL	53
4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DIFERENCIAL	54
5 ESTUDO DE CASO	56
5.1 COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL	56
5.2 LEILÃO DE ENERGIA EM AMBIENTE REGULADO.....	62
5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	64
5.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	66
6 CONCLUSÃO	69
REFERÊNCIAS.....	71

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é algo essencial para o desenvolvimento social e econômico, proporcionando avanço tecnológico, crescimento industrial e manutenção da melhoria do padrão de vida na sociedade.

Segundo a Lei Federal nº 7.783 de 28 de junho de 1989 (BRASIL, 1989), os serviços de telecomunicações, tratamento e abastecimento de água, produção e distribuição de energia elétrica, captação e tratamento de esgoto são considerados serviços essenciais, sendo sua interrupção, um perigo iminente a sobrevivência, a saúde e a segurança da população.

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é separado em segmentos, sendo eles a geração, transmissão, distribuição e comercialização (MME, 2015). Devido a sua característica, o setor é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tem o objetivo de regular as relações dos agentes dos vários seguimentos do setor. Essa regulação ocorre pela determinação de normativas de forma que o mercado, através de seus agentes, obedeça às diretrizes do Governo Federal, ditadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica (MME, 2015).

Os segmentos referentes a geração e comercialização são considerados ambientes competitivos e não apresentam uma forte regulação econômica, na sua maioria apenas técnica, já os segmentos de distribuição e transmissão, apresentam regulação técnica e econômica (SANTOS, 2012).

As distribuidoras têm o papel de transportar energia elétrica até o consumidor final e, para isso, devem ser devidamente remuneradas através de uma tarifa. Nesta está contido todo o custo do funcionamento do sistema físico (geração, transmissão e distribuição), cabendo a distribuidora realizar os repasses para cada um dos segmentos envolvidos. A diferenciação dos preços cobrados para cada um dos consumidores é feita através de regras, métodos e processos que são unificados em um único módulo chamado estrutura tarifária. Essa estrutura tem o objetivo de maximizar o bem-estar social e permitir a remuneração adequada para a distribuidora, incentivando o ganho de produtividade e avanço tecnológico do sistema (HAGE; FERRAZ; DELGADO, 2011).

1.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem o intuito de analisar a sensibilidade do preço da energia elétrica de uma usina de geração, contratada em leilão de energia elétrica em ambiente regulado, em relação a Receita Requerida e as tarifas, em sua formação econômica, aplicados em eventos tarifários anuais da concessionária de distribuição de energia elétrica da Copel.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para obtenção do objetivo principal do trabalho é necessário o levantamento da bibliografia referente aos seguintes tópicos:

- Conceitos, abrangência e métodos utilizados para composição da estrutura tarifária da concessionária;
- Análise e cálculo referentes a metodologia regulatória para composição da receita requerida da distribuidora;
- Funcionamento e metodologia de cálculo que compõe a formação de preços dos leilões de energia em ambiente regulado;
- Método de análise de sensibilidade;

Dessa forma, finalmente, obter base para o cálculo da receita requerida e as tarifas econômicas da COPEL-DIS, e poder avaliar como o preço da energia influencia cada tipo de consumidor e a composição da receita da distribuidora.

2 FORMAÇÃO DA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta seção será revisado os procedimentos a serem aplicados ao processo de definição da tarifa econômica utilizada pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

As concessionárias são outorgadas a operar através de regime de concessão, entre empresas públicas, privadas ou de economia mista. O contrato de concessão das distribuidoras estabelece regras e compromissos da distribuidora com o serviço público por ela prestado.

As Informações abordadas neste capítulo são de origem normativa e denominadas Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, sendo divididos em Módulos e Submódulos, observando-se que para o cumprimento dos objetivos do presente trabalho, serão abordados somente os procedimentos de interesse.

2.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA

O Subcapítulo 2.1 é baseado inteiramente no Submódulo 7.1 do PRORET, que trata sobre os Procedimentos Gerais da Estrutura Tarifária, sendo citado como (MME, 2017a).

A tarifa de energia elétrica é a representação dos custos envolvidos em toda cadeia da energia elétrica, contando assim com geração, transmissão, comercialização e distribuição.

Com a finalidade de garantir o fornecimento de energia elétrica com qualidade de atendimento, confiabilidade e continuidade, ao mesmo que visa assegurar, aos prestadores de serviço, ganho suficiente para cobrir custos de operação, manutenção e remunerar adequadamente os investimentos para realização da expansão de capacidade, melhoria tecnológica e eficiência nos processos.

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas que reflete a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre sua diversidade de produtos e consumidores de acordo com as modalidades e postos tarifários.

A remuneração das distribuidoras é determinada através de dois processos, Revisão Tarifária Periódica (RTP) e Reajuste Tarifário Anual (RTA), sendo formados de diversos componentes tarifários que refletem os custos relacionados ao transporte, perdas, encargos e energia comprada para revenda.

Estes custos agregados formam duas tarifas, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). Assim, a partir das funções de custo, constroem-se, para ambas as tarifas, as diferentes modalidades tarifárias em base: dos postos tarifários, das faixas de tensão, dos grupos tarifários.

Os grupos tarifários são:

- I. Grupo tarifário A: é o grupo de consumidores cuja tensão de consumo é maior ou igual a de 2,3 kV, dividido em seis subgrupos relacionados a tensão: A1(≥ 230 kV), A2(88 kV a 138 kV), A3(69 kV), A3a(30 kV a 44 kV), A4(2,3 kV a 25 kV), AS($< 2,3$ kV subterrâneo).
- II. Grupo Tarifário B: é o grupo de consumidores de baixa tensão, sendo menor que 2,3 kV sendo dividido em: B1(residencial), B2(rural), B3(demais classes), B4(iluminação pública), distribuição e geração.

Os postos tarifários são:

- I. Posto Tarifário Ponta: é composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico em toda área de concessão;
- II. Posto Tarifário Intermediário: é composto por duas horas, geralmente sendo uma hora imediatamente antes e depois do ponto de ponta;
- III. Posto Tarifário Fora de Ponta: horas complementares aos dois outros postos.

As modalidades tarifárias são:

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

- III. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- IV. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B com consumo acima de 250 kWh/mês. Aplica-se diferentes valores de tarifa de acordo com os postos tarifários;
- V. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- VI. Modalidade tarifária Geração: aplicada a centrais geradoras e importadores conectados ao sistema de distribuição, são tarifas de demanda de potência independente das horas de utilização;
- VII. Modalidade tarifária de Distribuição: aplicada a distribuidoras conectadas ao sistema de outra distribuidora, caracteriza-se por tarifas diferenciadas de demanda de potência, horas de utilização e consumo de energia elétrica.
- VIII. Modalidade tarifária pré-pagamento: modelo dependente da oferta da distribuidora, que consiste em compra de créditos de energia pelo consumidor, possui mesma tarifa do “pós pagamento” e se diferencia pela estratégia de venda e descontos da distribuidora.

Mais especificamente a TUSD é utilizada para realizar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema, é um valor monetário referente a uma unidade de energia ou potência, sendo expressa em R\$/MWh e R\$/kW. Diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária.

De forma similar, a TE é um valor monetário referente a uma unidade de energia, expressa em R\$/MWh, é utilizada para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia através de Contratos de Compra de Energia Regulada (CCER), contratos de fornecimento de consumidores do grupo A,

de adesão dos consumidores do grupo B e Contratos de Compra e Venda de Energia (CCE) para suprimento de concessionárias ou permissionárias com mercado inferior a 500 GWh/ano. Diferencia-se por postos e modalidade tarifária.

A incidência da TE e TUSD sobre as diferentes variações tarifárias pode ser observada no **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Quadro 1 – Tarifas aplicadas aos Subgrupos, Modalidades e Postos Tarifários

GRUPO	SUBGRUPO	MODALIDADE	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
A (≥ 2,3 kV)	A1 (≥230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
	A2 (88 kV a 138 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3a (30 kV a 44 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
	A4 (2,3 kV a 25 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
	A5 (< 2,3 kV subterrâneo)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
	B (< 2,3 kV)	B1 (residencial)	Convencional				R\$/MWh			
Branca			R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
Pré-pagamento						R\$/MWh				R\$/MWh
B2 (rural)		Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
B3 (demais classes)		Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
B4 (IP)		Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Distribuição	Distribuição				R\$/MWh			R\$/MWh
		Geração	Geração				R\$/kW			

Fonte: MME (2017a)

Os custos que formam a TUSD são definidos no processo de RTP ou RTA e são formadas de acordo a três componentes tarifários: TUSD Transporte, TUSD Encargos e TUSD Perdas.

Fonte: MME (2017a)

2.1.2 Formação da TE

Os custos que formam a TE são definidos no processo de RTP ou RTA e são formadas de acordo a quatro componentes tarifários: TE Energia, TE Encargos, TE Transporte e TE Perdas.

A TE Energia é a parcela que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor.

A TE Encargos é a parcela que recupera o custo dos seguintes encargos:

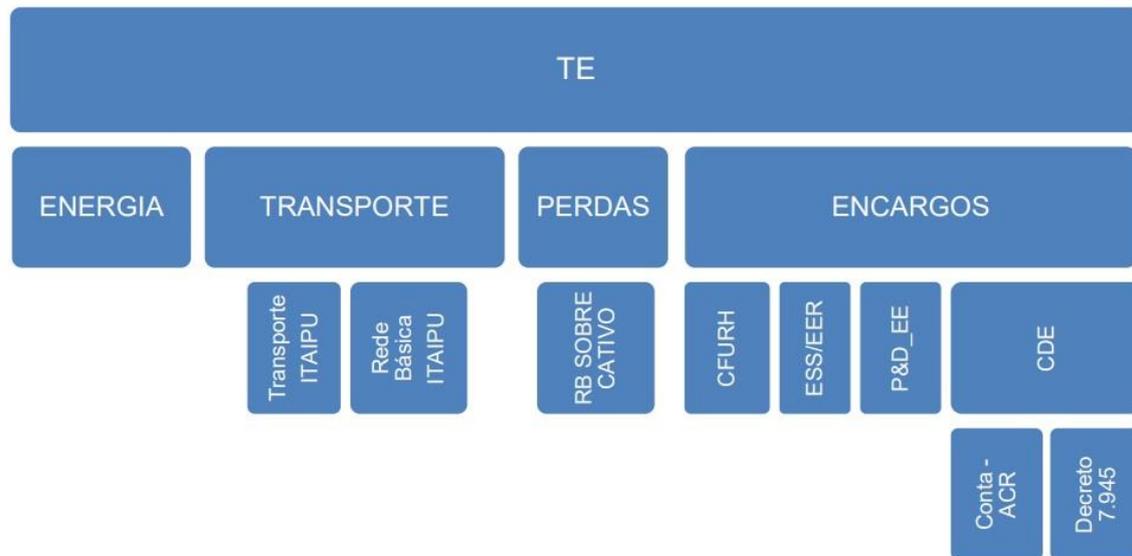
- I. Encargos de Serviços de Sistema – ESS;
- II. Encargo de Energia de Reserva – EER;
- III. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
- IV. Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH;
- V. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, referente a amortização da conta no ambiente de contratação regulada e devolução dos recursos CDE pelo Decreto 7945 de 2013.

A TE Transporte é a parcela que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à rede básica de Itaipu.

A TE Perdas é a parcela que recupera os custos com perdas na rede básica devido ao mercado de referência de energia.

É apresentado na Figura 2 a representação da formação da TE.

Figura 2 - Custos e componentes tarifários da TE



Fonte: MME (2017a)

2.2 REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A Revisão Tarifária Periódica – RTP tem como finalidade promover o reposicionamento tarifário das empresas de distribuição, sendo realizado em duas etapas, cálculo da Receita Requerida – RR e a definição do Mercado de Referência (MME, 2017b).

O mercado de referência é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados para todos os usuários do sistema durante o período de referência, sendo definido como o período de 12 meses que antecedem ao mês da revisão tarifária (MME, 2017b).

A receita requerida, representada na equação 1, é composta pela soma do Valor da Parcela A (VPA) e do Valor da Parcela B (VPB).

$$RR = VPA + VPB \quad (1)$$

O VPA incorpora os custos não gerenciáveis pela distribuidora, é relacionada às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, geração própria, encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis (MME, 2017b).

O VPB, por sua vez, é relacionado aos custos gerenciáveis pela distribuidora, incorpora os custos típicos da atividade de distribuição de gestão

comercial dos clientes, dessa forma ela reflete custos como mão de obra, material, impostos, depreciação, serviço terceirizado, entre outros (MME, 2017b).

2.2.1 Valor da Parcela A

A Parcela A pode ser calculada pela soma dos componentes apresentados na equação 2.

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad (2)$$

Onde, VPA é o valor da parcela A; CE é o custo de aquisição de energia elétrica e geração própria; CT é o custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; ES são os encargos setoriais definidos em legislação específica; e RI são as receitas irrecuperáveis (MME, 2017b).

2.2.1.1 Custos de Aquisição de Energia

O Subcapítulo 4.2.1.1 é baseado inteiramente no Submódulo 3.2 A do PRORET, que trata sobre os Custos de Aquisição de Energia, sendo citado como (MME, 2017d).

Os procedimentos de cálculo são estabelecidos através do contrato de concessão das distribuidoras, assim como nas leis e normas referentes ao assunto.

É disposto na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, o estabelecimento de dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Comercialização Regulada – ACR e o Ambiente de Comercialização Livre – ACL. Sendo que no Decreto nº 5.163/2004 estabeleceu a obrigatoriedade para os agentes de distribuição de garantir 100% de atendimento de seus mercados de energia e potência através de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

O custo de aquisição de energia é calculado considerando a energia requerida no mercado de referência, subtraído a energia do PROINFA, e multiplicada pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente. Podendo ser representada pela equação 3.

$$CE = TM_{EC} \times [ER - EC_{PROINFA}] \quad (3)$$

Onde: CE – Custo de aquisição de energia e geração própria, em R\$; TM_{EC} – Preço médio dos contratos de compra de energia, em R\$/MWh; ER – Energia requerida, expressa em MWh; e $EC_{PROINFA}$ – Energia proveniente do PROINFA, em MWh.

A energia referente ao PROINFA é subtraída da parcela da energia requerida, isso se deve ao fato que a cobertura tarifária dessa energia se dá por meio de encargos setorial, tendo custo zero no balanço energético da distribuidora.

A energia requerida representa o volume de energia e potência (EV) adquirida para atendimento dos consumidores cativos e distribuidoras no período de referência, acrescidos das perdas técnicas e não técnicas estabelecidas na RTP e as perdas na Rede Básica de uso compartilhado, calculadas no RTA, sendo a soma das perdas denominada como Perdas Regulatórias Totais (PRT). Podendo ser representada pela equação 4.

$$ER = EV + PRT \quad (4)$$

A tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia será calculada pela razão entre o somatório do custo de aquisição de energia pelo somatório dos montantes de energia referentes a este custo. Como na equação 5.

$$TM_{EC} = \frac{\sum \text{Custo de aquisição}}{\sum \text{Energia}} \quad (5)$$

As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica para atendimento de todo mercado são descritas a seguir, assim como sua metodologia de cálculo.

2.2.1.1.1 Cotas de Itaipu

As concessionárias de distribuição situadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada em Itaipu. O custo de aquisição desta energia (CE_i) é obtido conforme a fórmula a seguir:

$$CE_I = TI \times TCV \times PotI \quad (6)$$

Onde: TI é a tarifa vigente de repasse de Potência de Itaipu, expressa em US\$/kW. Mês, PotI é a cota relativa à concessionária na data de referência e TCV a taxa de câmbio PTAX média de venda, divulgada pelo Banco Central.

2.2.1.1.2 Cota de Angra 1 e 2

Energia gerada em Angra 1 e Angra 2 e comercializada com as concessionárias de distribuição de energia elétrica que possuem cotas-partes da produção. O custo de aquisição é calculado pelo produto entre a cota parte da distribuidora (EC_{Angra} , MWh), especificada pela ANEEL, pelo preço de repasse da usina (PR_{Angra} , R\$/MWh). Seguindo a equação 7.

$$CE_{Angra} = EC_{Angra} \times PR_{Angra} \quad (7)$$

2.2.1.1.3 Cotas de Concessões Renovadas

Rateio da garantia física de energia e potência das usinas com concessão prorrogada de acordo com a Lei n° 12.783, de 2012, sendo a alocação das cotas definidas através de regulamento da ANEEL. O custo de aquisição pode ser determinado pelo produto entre o montante anual relativo as cotas (EC_{Cotas} , MWh), definido pela ANEEL, pelo preço de repasse das cotas (PR_{Cotas} , R\$/MWh), sendo calculado da seguinte forma.

$$CE_{Cotas} = EC_{Cotas} \times PR_{Cotas} \quad (8)$$

O preço de repasse das cotas é dado pela equação 9

$$PR_{Cotas} = \frac{RAG_{cotas} + CFURH_{cotas}}{TotalCotas} \times \frac{1}{1 - pis_cofins} \quad (9)$$

onde: RAG_{cotas} – Somatório das Receitas Anuais de Geração das Usinas Hidrelétricas - UHEs - em regime de cotas; $CFURH_{cotas}$ – Expectativa de gastos com Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos, considerando geração efetiva igual a 100% da garantia física das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas; $TotalCotas$ – Montante relativo a 95% da garantia física anual, em MWh, das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas; e pis_cofins – alíquota de 9,25%, referente aos tributos PIS/PASEP (1,65%) e COFINS (7,60%).

2.2.1.1.4 PROINFA

A energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA é considerado custo zero na composição do balanço. Definida como a última cota anual de energia elétrica homologada pela ANEEL para a respectiva distribuidora.

2.2.1.1.5 Contratos Bilaterais

São considerados contratos bilaterais aqueles que: i) Foram firmados em negociação livre antes da Lei n° 10.848, de 2004 para atendimento do SIN; ii) Contratos firmados para atendimento de sistemas isolados antes da medida provisória n° 466, de 2009; iii) Contratos firmados por meio de licitação de concorrência ou leilão estabelecido pelo decreto n° 7.246 de 2010; iv) Contratos de Geração Distribuída decorrentes da desverticalização disposta na Lei n° 10.848, de 2004; v) Contratos firmados por licitação ou pela concessionária em mercado inferior a 500 GWh/ano.

O custo de aquisição com contratos é determinado pelo somatório do montante de energia adquirida ($EC_Bilateral_i$, MWh) pelo seu preço de repasse ($PRBilateral_i$, R\$/MWh). Sendo representado pela equação 10, onde n é o número de contratos bilaterais.

$$CE_Bilaterais = \sum_{i=1}^n (EC_Bilateral_i \times PRBilateral_i) \quad (10)$$

2.2.1.1.6 Leilões e Geração Distribuída por meio de Chamada Pública

Refere-se a despesa com aquisição de energia dos contratos definidos no Decreto n° 5.163, de 2004, referentes aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, feitos para empreendimentos de geração existente, fontes alternativas, energia nova, ajuste (complementação de suprimento para atendimento da carga) e Geração Distribuída por Chamada Pública. O custo de aquisição ($CE_{Leilões}$) pode ser determinado pela equação 11.

$$CE_{Leilões} = \sum_{i=1}^n (EC_{Leilão_i} \times PR_{Leilão_i}) \quad (11)$$

onde: $EC_{Leilão_i}$ – Energia adquirida por Leilão ou Geração Distribuída, em MWh; e $PR_{Leilão_i}$ – Preço de repasse da respectiva energia adquirida, em R\$/MWh.

2.2.1.1.7 Geração Própria

Distribuidoras do SIN com mercado inferior a 500GWh/ano e aquela que atendem sistemas isolados podem desenvolver atividades de geração de energia elétrica, destinadas totalmente ao atendimento de seus mercados. Em que o custo de aquisição (CE_{GP}) é definido pela equação 12.

$$CE_{GP} = \sum_{i=1}^n (PR_{GP_{i,j}} \times EC_{GP_i}) \quad (12)$$

onde: $PR_{GP_{i,j}}$ – Preço de repasse da Geração Própria i , na data j , em R\$/MWh; e EC_{GP} – Montante de energia da Geração Própria i , em MWh.

2.2.1.1.8 Perdas Regulatórias

As perdas regulatórias de energia são utilizadas para determinar a energia requerida e assim poder determinar o custo de aquisição de energia total para o cálculo da parcela A. Se dividem em três, perdas técnicas, perdas não-técnicas e perdas da Rede Básica.

- Perdas técnicas (PT): Montantes de Energia elétrica dissipada no sistema de distribuição em decorrência de fenômenos físicos decorrentes do transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;
- Perdas não-técnicas (PNT): Perdas associadas a fatores como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, entre outros;
- Perdas na Rede Básica (PRB): Referente as perdas técnicas do sistema de transmissão e demais instalações compartilhadas de transmissão.

As Perdas Regulatórias Totais (PRT) ser representado pela equação 13.

$$PRT = PRB + PT + PNT \quad (13)$$

As Perdas Não Técnicas podem ser calculadas através da equação

14

$$PNT = MBT \times \%PNT \quad (14)$$

onde: MBT – Mercado na Baixa Tensão, em MWh; e %PNT é o Percentual de perda não técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão, apurado pela ANEEL em reajuste ou revisão tarifária.

As Perdas Técnicas podem ser calculadas através da equação 15.

$$PT = \frac{\%PT \times (EV + ML + PNT - MA1)}{(1 - \%PT)} \quad (15)$$

onde: %PT é o percentual de perda técnica regulatória em relação à energia injetada, sendo definido na RTP; EV é a Energia Vendida pela concessionária, em MWh; ML é o Mercado de energia registrado pelos consumidores livres, em MWh; PNT são as Perdas Não Técnicas, calculadas na equação **Erro! Fonte de referência não encontrada.**; e MA1 é o Mercado de energia registrado pelos consumidores cativos e livres conectados no nível de tensão A1, em MWh.

As Perdas na Rede Básica são calculadas através da equação 16.

$$PRB = \%PRB \times (PT + PNT + EV) \quad (16)$$

Sendo PT, PNT e EV obtidos anteriormente, sendo o %PRB definido da seguinte forma:

$$\%PRB = \frac{PRB_{Contabilizada} + PDIT_{Contabilizada}}{PT + PNT + EV} \quad (17)$$

onde: $PRB_{Contabilizada}$ é a média mensal das perdas da Rede Básica contabilizada pela CCEE nos últimos 12 meses; e $PDIT_{Contabilizada}$ é a média mensal das Demais Instalações de Transmissão contabilizada pela CCEE nos últimos 12 meses.

2.2.1.2 Custos de Transmissão

O Subcapítulo 2.2.1.2 é baseado inteiramente no Submódulo 3.3 A do PRORET, que trata sobre os Custos de Transmissão, sendo citado como (MME, 2017e).

Os custos de transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia a partir do gerador até o sistema de distribuição, sendo composto pelos seguintes itens:

- I. Uso das instalações de Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão (DIT);
- II. Uso das instalações de distribuição;
- III. Conexão de DIT de uso exclusivo;
- IV. Conexão com às redes de distribuição;
- V. Transporte de Itaipu à Rede Básica;
- VI. Uso da rede Básica pela usina de Itaipu;
- VII. Uso do sistema de transmissão pelas geradoras (88 kV ou 138 kV).

A soma do custo de cada item, quando cabível, é feita para determinar o montante total presente no VPA.

2.2.1.2.1 Uso das instalações de RB, RBF e DIT

Pelo uso das instalações de transmissão do SIN, sendo RB, RBF e DIT compartilhada, as distribuidoras pagam para as transmissoras e ao ONS o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), relacionado ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), especificado no contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUSD).

Para o cálculo do custo de transmissão de energia, considera-se o MUST do período de referência, sendo limitado à contratação eficiente, multiplicado pelas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que é homologada anualmente pela ANEEL, variando através dos pontos de conexão e posto tarifário.

A contratação eficiente é definida pelo montante faturado em relação ao montante contratado, sendo considerado de 100% até 110% do montante contratado. Os dados de faturamento e contratação, são obtidos com o ONS e analisados pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

As TUSTs são constituídas por duas componentes: $TUST_{RB}$, aplicável a todos usuários do SIN, e a $TUST_{FR}$, aplicável apenas à concessionária de distribuição. Assim o Encargo EUST é calculado da seguinte forma:

$$EUST_r = \sum_1^p \left[MUST_{FP-p} \times \left(TUST_{FP-RB_{pr}} + TUST_{FP-FR_{pr}} \right) + MUST_{P-p} \times \left(TUST_{P-RB_{pr}} + TUST_{P-FR_{pr}} \right) \right] \quad (18)$$

onde: $EUST_r$ é o EUST para a data de contabilização; $MUST_{FP-p}$ é o montante de uso do sistema de transmissão no horário Fora de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, observando a Contratação Eficiente, em MW; $MUST_{P-p}$ é montante de uso do sistema de transmissão no horário de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, observando a Contratação Eficiente, em MW; $TUST_{FP-RB_{pr}}$ é a tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R\$/MW, homologada pela ANEEL; $TUST_{FP-FR_{pr}}$ é a tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R\$/MW,

homologada pela ANEEL; $TUST_{P-RBpr}$ é a tarifa no horário de Ponta para Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/MW, homologada pela ANEEL; $TUST_{P-FRpr}$ é a tarifa no horário de Ponta para Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/MW, homologada pela ANEEL; e p é referente aos pontos de conexão contratados conforme CUST.

As TUST consideradas são referentes aos valores vigentes no mês de ocorrência do processo tarifário.

2.2.1.2.2 Uso das instalações de distribuição

O Custo do uso do Sistema de Distribuição – CSD é relativo aos valores pagos pelas empresas de distribuição a outras empresas de distribuição conforme o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD. É calculado em base nos montantes de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente, e de energia elétrica associada a essa demanda sobre o período de referência, multiplicadas pelas tarifas de aplicação homologadas pela ANEEL.

O CSD é calculado através da equação 19.

$$CUSD_r = \sum_1^p (MUSD_{P-p} \times TUSD_{P-pr} + MUSD_{FP-p} \times TUSD_{FP-pr}) + \sum_1^p (EM_p \times TUSD_{E-pr}) \quad (19)$$

onde: CSD_r é o CSD na data de contabilização; $MUSD_{FP-p}$ é o montante de uso do sistema de distribuição, observando a Contratação Eficiente, no horário Fora Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW; $MUSD_{P-p}$ é o montante de uso do sistema de distribuição, observando a Contratação Eficiente, no horário Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW; $TUSD_{FP-pr}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário Fora Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/kW, homologada pela ANEEL; $TUSD_{P-pr}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário de Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/kW, homologada pela ANEEL; EM_p é a energia medida no ponto de conexão p no período de referência, em MWh; $TUSD_{E-pr}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/MWh, homologada pela ANEEL; e p é referente aos pontos de

conexão com outras distribuidoras, conforme CUSD.

2.2.1.2.3 Conexão de DIT de uso exclusivo

O custo relativo à conexão refere-se à utilização das DIT de uso exclusivo que não integram a Rede Básica. São instalações disponibilizadas por transmissoras para uso das distribuidoras regulamentado através Contrato de Conexão do sistema de Transmissão – CCT, tendo seu custo homologado através da ANEEL e reajustado anualmente. Sendo o Custo de Conexão Anual calculado através da equação 20.

$$CCA = \sum_1^p ((CC + CC_{\text{novoscontratos}}) \times \text{Índice}) \quad (20)$$

onde: CC é o custo de conexão estabelecido no processo regulatório das Transmissoras; $CC_{\text{novoscontratos}}$ é o custo de conexão de novos ativos passíveis de repasse tarifário; e para o Índice é utilizado IGPM ou IPCA.

2.2.1.2.4 Conexão com às redes de distribuição

Os custos relativos à conexão à rede de outra distribuidora referem-se à utilização das instalações de conexão de uso exclusivo pertencente a outra distribuidora, sendo acordado no Contrato de Conexão às instalações de Distribuição – CCD. Este custo consta no CCD e é atualizado da data de contrato até a data de faturamento e é sujeita a validação da ANEEL.

2.2.1.2.5 Transporte de Itaipu à Rede Básica

Os custos relativos ao transporte de Itaipu incorrem do uso das instalações dedicadas dela, que não integram a Rede Básica. Sendo assim se configuram com DIT de uso exclusivo, em que o valor arrecadado é recolhido pela transmissora Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) para com às distribuidoras quotistas de Itaipu. O cálculo é feito pela equação 21.

$$CTI_{Itaipu,r} = TTI_r \times \sum_{m=1}^{12} DI_m \quad (21)$$

onde: $CTI_{Itaipu,r}$ é o custo de transporte na data de faturamento; TTI_r é a tarifa de transporte proveniente de Itaipu, homologada pela ANEEL, vigente na data de faturamento, R\$/MW; DI_m é a demanda do mês m , no período de referência, homologada pela ANEEL para a distribuidora cotista, em MW; e m é o mês dentro do período de referência.

2.2.1.2.6 Uso da rede Básica pela usina de Itaipu

Para as distribuidoras detentoras das quota-partes de Itaipu deve-se calcular o Custo de uso da Rede Básica – CRB_{Itaipu} referente à Itaipu, sendo expresso pela equação 22.

$$CRB_{Itaipu} = TUSTit_r \times \sum_{y=1}^2 (Pl_y \times Q_y \times NMeses_y) \quad (22)$$

onde: $TUSTit_r$ é a TUST referente a Itaipu vigente na data de faturamento, em R\$/MW, homologada pela ANEEL; Pl_y é a potência máxima de Itaipu para o ano civil y do período de referência, em MW, homologada pela ANEEL; Q_y é a quota-parte da distribuidora no ano civil y do período de referência, homologada pela ANEEL; $NMeses_y$ é o número de meses no ano civil y no período de referência; e y é o ano civil definido pelo período de referência, sendo dois anos distintos.

2.2.1.2.7 Uso do sistema de transmissão pelas geradoras (88 kV ou 138 kV)

Neste caso, a remuneração ao sistema de transmissão ocorre por causa da exportação de energia do sistema de distribuição para a rede básica, quando em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV (Subgrupo A2). Fica sobre responsabilidade da distribuidora o repasse dos referidos custos para as transmissoras e para ONS, através das componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS respectivamente. A referida remuneração é determinada anualmente através de resolução da Aneel.

2.2.1.3 Encargos Setoriais

O Subcapítulo 4.2.1.3 é baseado inteiramente no Submódulo 3.4 A do PRORET, que trata sobre os Encargos Setoriais, sendo citado como (MME, 2017f).

São entendidos como custos não-gerenciáveis atribuídos às distribuidoras, sendo instituídos por lei e repassados ao consumidor. Os encargos correspondentes à parcela A são:

- I. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- II. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- III. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- IV. Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;
- V. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- VI. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE.

2.2.1.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

É um fundo setorial criado pela Lei n° 10.438/02 cujo recurso arrecadado é utilizado para as seguintes finalidades:

- i. Promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, termo solar fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas de atendimento do SIN;
- ii. Promover a universalização do serviço de energia em todo o território nacional;
- iii. Custear os descontos da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais da Subclasse Baixa Renda;
- iv. Prover cobertura dos gastos da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR;

- v. Custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica;
- vi. Prover recursos e permitir a amortização em caso de indenizações de reversão das concessões ou atender a modicidade tarifária;
- vii. Outras finalidades são sobre os custos da CCEE, programas de desenvolvimento e qualificação técnica, desconto para cooperativas rurais, reserva técnica e instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e padrão de luz para unidades consumidoras rurais e de baixa renda.

Como fonte de recursos o fundo recebe os pagamentos anuais pelo Uso de Bem Público – UBP das distribuidoras, os pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL, os pagamentos de quotas anuais de CDE pelos agentes que atendem os consumidores finais, cativo e livres, transferências de recurso do Orçamento Geral da União (OGU) e o restante dos recursos do RGR.

O montante total a ser arrecadado em quotas da CDE corresponderá à diferença entre a necessidade de recursos e as demais fontes de orçamento anual. Esse montante é rateado entre agentes de transmissão e distribuição e repassado aos consumidores finais, cativos e livres, considerando o custo unitário do CDE, dado em R\$/MWh. Os mercados cativo e livre não incluem os consumidores de Baixa renda, o livre autoprodutor e o produtor independente de energia.

A diferenciação da incidência do custo unitário, calculado pela ANEEL, entre os subsistemas e níveis tensão é feito pelas tarifas de referência. Essas são apresentadas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, onde é possível perceber um ajuste gradual e uniforme das tarifas de referência para o período de 2017 a 2030, como disposto na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, com a finalidade de não haver diferenciação entre regiões e diferenciar por nível de tensão.

Assim, para as distribuidoras, as cotas são definidas nos processos de RTA e RTP, como resultado da incidência das tarifas de referência sobre o custo unitário da CDE sobre seu mercado de referência, então diferenciado por subsistema e nível de tensão.

Tabela 1 – Trajetória das Tarifa de Referência da CDE

Ano	Trajetória Tarifas de Referência da CDE			
	(S/SE/CO) / (N/NE)	AT / BT	MT / BT	BT
2016	4,53	1,00	1,00	1,00
2017	4,07	0,92	0,97	1,00
2018	3,65	0,85	0,94	1,00
2019	3,28	0,79	0,92	1,00
2020	2,94	0,73	0,89	1,00
2021	2,64	0,67	0,87	1,00
2022	2,37	0,62	0,84	1,00
2023	2,13	0,57	0,82	1,00
2024	1,91	0,53	0,80	1,00
2025	1,72	0,49	0,77	1,00
2026	1,54	0,45	0,75	1,00
2027	1,38	0,42	0,73	1,00
2028	1,24	0,39	0,71	1,00
2029	1,11	0,36	0,69	1,00
2030	1,00	0,33	0,67	1,00

Fonte: MME (2017f)

2.2.1.3.2 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

As quotas de custeio são estabelecidas em conformidade ao Plano Anual do PROINFA – PAP, realizada pela ELETROBRAS S/A, junto as informações de mercado apresentadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

O custo unitário de energia do programa, em R\$/MWh, é determinado pela razão entre o custo total do programa, em R\$, estabelecido no PAP, pelo mercado total de consumo, em MWh, excluído consumidores em sistemas isolados, mercados de permissionárias e Subgrupo Residencial Baixa Renda.

Para determinação da quota anual da distribuidora deve-se realizar o produto entre o custo unitário de energia e o mercado consumidor da distribuidora, cativo e livre, retirado o consumidor do Subgrupo Residencial Baixa Renda e o suprimento de outras distribuidoras.

Já a quota anual de energia elétrica das distribuidoras é calculada na proporção do mercado relativo aos consumidores cativos, incluída a Subclasse

Residencial baixa Renda. Dessa forma a contabilização de energia gerada e consumida é feita pela CCEE, onde havendo desbalanceamento entre os dois a energia será comprada ou liquidada no mercado de curto prazo e essa receita contabilizada no ano posterior.

2.2.1.3.3 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

É um encargo setorial integrante da Parcela A da receita das distribuidoras, é aplicado as distribuidoras titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico destinado à produção de energia elétrica.

Criado através da Lei nº 7.990/1989, institui a compensação financeira a ser repassada a órgãos da administração direta da União, Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios haja instalações destinadas a geração hidrelétrica ou terras invadidas por reservatórios.

É calculado através da equação 23.

$$CFURH = GH \times TAR \times PERC \quad (23)$$

onde: GH é a energia gerada pela central hidrelétrica no período de referência, em MWh; TAR é o valor da Tarifa Atualizada de Referência vigente na data do cálculo, em R\$/MWh, fixada pela ANEEL anualmente; e PERC é o percentual correspondente à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, de 6,75%.

2.2.1.3.4 Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER

O ESS é aplicado a todas as distribuidoras de energia elétrica agentes da CCEE e corresponde ao somatório da previsão de custos relacionados as restrições operativas e serviços ancilares do sistema. O rateio é feito pelo percentual de cada concessionária, com base nos dados de medição dos últimos doze processos mensais de contabilização já realizados e encaminhados pela ONS.

De forma similar o EER também é aplicado às distribuidoras agentes da CCEE, porém é correspondente ao somatório dos Custos Administrativos,

Financeiros e Tributários – CAFT – relativo à Conta de Energia de Reserva – CONER – e um percentual do valor mensal dos pagamentos devidos em cada Contrato de Energia de Reserva – CER – vigente no mercado. O rateio do EER é feito pelo percentual devido a cada distribuidora, determinado em base dos dados de medição realizados nos últimos 12 meses e na previsão de início de suprimento futuro, encaminhados pela CCEE.

2.2.1.3.5 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

A TFSEE é cobrada pela união através da ANEEL, sendo referente as atividades de regulação, em razão do interesse público, referentes as atividades de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica. De caráter anual, é diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, sendo feita a análise dos últimos 12 meses.

A tarifa é equivalente a 0,4% do valor econômico agregado da concessionária, podendo ser calculada para as distribuidoras pela equação 24.

$$TF_d = 0,4\% \times \frac{E_d}{E_c \times E_p} \times \frac{1}{FC} \times (Pad - Dae - Dat) \quad (24)$$

onde: TF_d é a tarifa anual para distribuidora, expressa em R\$; E_d é o mercado de energia associado à TUSD, expresso em MWh; E_p é a energia associada à geração própria, expresso em MWh; E_c é a energia associada aos contratos de compra de energia, somada com a energia dos mercados livre e de uso da distribuidora, expresso em MWh; FC é o fator de carga médio anual das instalações de distribuição; Pad é o produto anual da exploração do serviço de distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição e a venda de energia a agentes externos a seu mercado cativo, desconsiderados os encargos setoriais, expresso em R\$; Dae é valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$; Dat é o valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$.

2.2.1.3.6 Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE.

É estabelecido a obrigação das concessionárias de distribuição, geração e transmissão de energia investirem 1% de sua Renda Operacional Líquida – ROL em projetos de pesquisa de desenvolvimento, sendo as distribuidoras ainda obrigadas em investir em projetos de eficiência energética (Contabilizado dentro do 1%).

Para o cálculo da ROL é permitido o abatimento de gastos com tributos e encargos setoriais. Os recursos do P&D são direcionados para ANEEL, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e MME, enquanto a parcela referente ao PEE é direcionada para ANEEL e Procel. Até a data de 31 dezembro de 2022, as distribuidoras devem contribuir com 0,5% da ROL para P&D e 0,5% para PEE anualmente, após essa data esse valor será alterado para 0,75% e 0,25% da ROL para P&D e PEE, respectivamente. As datas apresentadas são passíveis de alteração perante modificação na Lei nº. 9.991/2000.

2.2.1.4 Receitas Irrecuperáveis

O Subcapítulo 2.2.1.4 é baseado inteiramente no Submódulo 2.2 A do PRORET, que trata sobre os Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis, sendo citado como (MME, 2017g).

A Receita Irrecuperável é uma parcela da receita total faturada pela empresa associada à improvável arrecadação devido a inadimplência dos usuários da rede. A obtenção do percentual regulatório é feita através da análise dos faturamentos não recebidos até um mês base definido. As receitas Irrecuperáveis são definidas pela média do percentual não recebido no período de 49 a 60 meses em relação ao mês base. A composição das receitas irrecuperáveis ainda leva em conta sua parcela relativa aos encargos setoriais. As receitas irrecuperáveis considerando o percentual não recebido nos demais itens da receita e aplicação de bandeiras tarifárias é dada pela equação 25.

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setoriais}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_C)\} \quad (25)$$

onde: V_{RI} é o valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis; RR é a Receita Requerida; Receita de Bandeiras é a receita prevista de bandeiras tarifárias; Encargos Setoriais é o valor referente aos encargos setoriais; ρ_c é a participação da classe de consumo C na receita total; e RI_c é o percentual de receitas irrecuperáveis nas classes de consumo.

A receita de bandeiras é estimada através do custo médio de acionamento de bandeiras para o período e mercado de referência da distribuidora, é feito por simulação e definido para revisão tarifária.

A parcela das receitas irrecuperáveis que considera o percentual não recebido relativo aos encargos setoriais é dada pela equação 26.

$$V_I = \frac{\text{Encargos Setoriais}}{(1-ICMS-PIS-COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_i)\} \quad (26)$$

onde: VI representa as receitas irrecuperáveis associada aos encargos setoriais; Encargos Setoriais é o valor referente aos encargos setoriais; ρ_c é a participação da classe de consumo C na receita total; e RI_i são os percentuais de receitas irrecuperáveis, relativa as classes de consumo.

A revisão dos percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis ocorrerá em quatro anos, sendo esta metodologia revisada a cada oito anos.

2.2.2 Parcela B

A Seção 4.2.2, referente a Parcela B é baseada inteiramente no Submódulo 2.1. A do PRORET e é citada como: (MME, 2017b).

O VPB é calculado no processo de RTP conforme a equação 27.

$$VPB = (CAOM + CAA) \times (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (27)$$

onde: $CAOM$ é o Custo de Administração, Operação e Manutenção; CAA é o Custo Anual dos Ativos; P_m é o fator de ajuste de mercado; MIQ é o Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade; OR é referente Outras Receitas; UD é a receita obtida com Ultrapassagem de Demanda; e ER é a receita obtida com Excedente Reativo.

Não sendo ponto de estudo do trabalho a Parcela B será apresentada de forma resumida e não sendo abordada toda sua metodologia de cálculo.

4.2.2.1 Fator X

O Fator X tem por objetivo a garantia do equilíbrio entre receitas e despesas eficientes de uma revisão tarifária a outra. Para isso é feita a transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade de distribuição elétrica. Assim o Fator X é utilizado como um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. Definido matematicamente da seguinte forma:

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (28)$$

onde: P_d é referente aos ganhos de produtividade da atividade de distribuição; Q é a Quantidade técnica e comercial do serviço prestado; e T é a Trajetória de custos operacionais.

O componente Q afere a melhoria da qualidade técnica assim como o desempenho comercial da concessionária, sendo que são aplicados os pesos de 0,7 e 0,3 respectivamente para cada item.

O desempenho técnico é avaliado pelos parâmetros de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente por Unidade Consumidora (FEC), que avaliam, respectivamente, a duração e frequência de interrupções no fornecimento de energia. O desempenho comercial é avaliado através de frequência de reclamações, índice ANEEL de satisfação do consumidor, nível de serviço de atendimento telefônico, abandono de atendimento telefônico e chamadas ocupadas do atendimento telefônico. Assim as distribuidoras são divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem o padrão, que por sua vez, cada um dos níveis é dividido em duas classes, as 25% melhores (ou piores) e as demais. Assim as maiores distribuidoras são comparadas entre si, assim como as pequenas, sendo que no final são feitas análises sobre gráficos para determinação do fator para cada distribuidora.

Já o componente T ajusta, em um período definido, a relação entre custos operacionais observados ao custo operacional eficiente.

O componente P_m utilizado como fator de ajuste de mercado e para o

cálculo da equação 30, é calculado sobre o mesmo procedimento que o componente P_d calculado para o Fator X, da mesma forma a metodologia utilizada para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, MIQ, é a mesma do cálculo da componente Q do Fator X.

O componente P_m é calculado de forma a agregar a produtividade média do segmento de distribuição (PTF), o crescimento médio do mercado faturado e a variação do número de unidades consumidoras da concessionária. Sendo o PTF da distribuidora obtido pela relação entre a variação de mercado faturado e a variação dos custos totais. Sendo ainda a variação do mercado faturado diferenciado pelos níveis de tensão e sua respectiva participação no referente mercado.

4.2.2.2 Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM

O CAOM é composto pelos custos operacionais, na revisão tarifária, correspondem ao custo com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relacionados a Distribuição e Comercialização. Para isso é realizada uma análise do serviço prestado de acordo com o nível eficiente de custos sob as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, em que os ativos manterão sua capacidade de continuidade de serviço.

A identificação do nível eficiente é feita por comparação com outras distribuidoras, sendo utilizada como meta de custos operacionais regulatórios e utilizada na próxima revisão tarifária para cálculo do componente T do Fator X, sendo que para a revisão atual é comparada com a anterior para cálculo da receita de custos operacionais e utilizada para cálculo do CAOM da Parcela B.

4.2.2.3 Custo Anual dos Ativos – CAA

O CAA é soma da Remuneração do Capital, Quota de Reintegração Regulatória e o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

A Remuneração de Capital é formado pela Base de Remuneração Regulatória Líquida, saldo devedor da Reserva Global de Reversão (RGR) valorados pelo custo médio de capital real e o custo de capital do RGR. Também é contabilizada a remuneração sobre investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais sendo valorado pelas taxas referentes a origem e destinação do investimento.

A Quota de Reintegração Regulatória corresponde à parcela que considera a depreciação e amortização dos investimentos realizados e é calculada pela Base de Remuneração Regulatória bruta pela taxa média de depreciação das instalações, que é definido no Manual de Controle de Patrimônio do Setor Elétrico.

O Custo Anual de Instalações Móveis e Imóveis refere-se aos investimentos de custo período de recuperação, tais como hardware, software, veículos, e em toda infraestrutura de edifícios de uso administrativo. A remuneração é feita sobre 50% do investimento em Aluguéis, Veículos e Sistema de Informática.

4.2.2.4 Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo

Se tratam de receitas acumuladas desde a última revisão tarifária referentes a ultrapassagem de demanda e excedente de reativo que são abatidas da parcela B, são atualizadas por IGPM ou SELIC dependendo do contrato de concessão, sendo que após o 4º ciclo de revisão tarifária é atualizada pelo IPCA.

4.2.2.5 Outras Receitas

Podem ser classificadas em duas categorias, receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e receitas de outras atividades empresariais. São subdivididas em duas categorias, atividades acessórias próprias e atividades acessórias complementares.

Atividades acessórias próprias: são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

Atividades acessórias complementares: são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto

pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; subestações de energia; instalações elétricas internas de unidades consumidoras; banco de capacitores: padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; sistemas de medição de energia elétrica; geradores, incluindo unidades de microgeração e minigeração distribuída; sistemas de iluminação pública; promoção da eficiência do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas; e comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL.

2.3 REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

O Subcapítulo 2.3 é baseado inteiramente no Submódulo 3.1. A do PRORET, que trata sobre os Procedimentos Gerais do Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, sendo citado como (MME, 2017c).

O Reajuste Tarifário Anual – RTA é realizado anualmente e feito para adequar a prestação do serviço de distribuição e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Da mesma forma que a RTP o RTA é composto pelas parcelas A e B, porém seu cálculo é feito sobre a Receita de Referência, onde são comparadas a Receita de Referência correspondente ao último reposicionamento tarifário com a Receita Requerida no reposicionamento atual, sendo a razão entre o segundo e o primeiro o Índice de Reajuste Tarifário – IRT.

Referente aos componentes da Parcela A, não há alteração na forma de cálculo referente a RTP, sendo os valores calculado sobre o período de referência e sobre o mercado de referência. Para a Parcela B é calculado inicialmente seu valor através das tarifas de aplicação vigentes ($TUSD_{\text{fio B vigente}}$) e o mercado de referência,

sendo depois ajustado para valor econômico, sendo este processo representado pelas equações 29 e 30.

$$VPB0_i = (TUSD_{\text{fio B vigente}} \times \text{Mercado Ref}) \quad (29)$$

$$VPB1_i = VPB0_i \times \text{Fator } Pb_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, ED, ER_i \quad (30)$$

onde $VPB0_i$ é o Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência; $TUSD_{\text{fio B Vigente}}$ é o valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B; Mercado Ref é o Mercado de Referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; Período de Referência são os 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso; $VPB1_i$ é o Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento; Fator Pb_{i-1} é o Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior; e OR, UD, ER são os valores de Outras Receitas, valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no período de Referência.

O Fator Pb_{i-1} é definido como a razão entre a parcela B antes dos descontos de OR, UD e ER sobre o valor da Parcela B Final, calculados no processo tarifário anterior.

Assim a Receita Requerida (RR_1) constitui a nova receita da concessionária da Data do Reajuste em Processamento – DRP e corresponde ao somatório das novas Parcela “A” e “B”.

3 LEILÕES DE ENERGIA EM AMBIENTE REGULADO

A Lei nº 10.848/2004 (BRASIL, 2004b) e o Decreto nº 5.163/2004 (BRASIL, 2004a) estabeleceu que as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, participantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) (Interconexão dos sistemas elétricos do Brasil através de malhas de transmissão), devem garantir, através de leilão, o atendimento da totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Desta forma, as distribuidoras devem informar ao MME sua previsão de mercado e carga para os próximos 5 anos, orientando os montantes de energia a serem ofertados em leilão nos anos subsequentes.

Tal medida tem por finalidade a busca da modicidade tarifária por meio da contratação de energia pelo menor preço, assim como, reter a geração de energia existente e atrair investimentos para expansão da geração elétrica (VIANA, 2018).

3.1 TIPOS DE LEILÃO

Na realização do leilão entende-se que a energia pode ter origem de dois tipos de empreendimentos, os novos e os já existentes, sendo realizados para disponibilização de energia em mercado, a curto e longo prazo, e tendo variadas finalidades.

3.1.1 Leilões de Energia para Empreendimentos Novos

Esses leilões são realizados para promover a expansão do parque gerador em função do atendimento das demandas das distribuidoras em suas respectivas áreas de concessão. Os contratos de comercialização de energia são feitos a longo prazo, variando de 15 a 30 anos, de forma a assegurar a comercialização da energia gerada durante o período de concessão e a viabilidade econômica do empreendimento. Os preços de compra de energia são reajustados anualmente a partir de indexadores pré-estabelecidos no contrato, assim como os montantes de energia contratados (INTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

São previstos em legislação a realização de leilões chamados A-3, A-

4, A-5 e A-6 para comercialização de energia nova, a terminologia A-N representa A como ano de realização do Leilão e N a projeção de anos para início do suprimento da energia contratada. Assim o leilão A-5 ocorrerá para a entrega de energia 5 anos após a realização do mesmo. Essa condição tem a finalidade de proporcionar o tempo necessário para instalação dos novos empreendimentos e alocar a expansão da carga em empreendimentos novos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [201-]a).

Esses leilões estão abertos para empreendimentos de diversas fontes, porém podem ser estabelecidos limites para o montante de energia contratado por fonte, ou mesmo classificá-los como leilões exclusivos - sendo esses os leilões de fontes alternativas e projetos estruturantes.

Os leilões de projetos estruturantes são feitos especificamente para contratação de energia de empreendimentos classificados como estratégicos ou de interesse público, partindo da prerrogativa do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de forma a assegurar a modicidade tarifária e a confiabilidade do sistema elétrico (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [201-]a).

Os leilões de fontes alternativas são realizados preferencialmente para empreendimentos novos, mas podem, em alguns casos, também contemplar empreendimentos existentes. Em empreendimentos novos é utilizado como forma de aumentar a participação das fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. São realizados desde A-1 até A-6 com contratos de 10 a 30 anos variando pela fonte da energia leiloada (BRASIL, 2004a, 2007).

3.1.2 Leilões de Energia para Empreendimentos Existentes

São leilões realizados para recontração de energia de empreendimentos em operação comercial, para usinas já amortizadas ou realizar adequação de contratações de energia pelas distribuidoras.

Segundo Viana (2018) o leilão de energia existente é utilizado principalmente para a primeira finalidade, pois tendo o custo da usina já amortizado é possível a obtenção de energia a um custo mais baixo. O leilão é realizado nos formatos desde A-1 até A-5 com contratos de fornecimento de 1 a 15 anos.

Segundo o Instituto Acende Brasil (2012), o leilão de energia

existente, quando para adequar as contratações de energia, é chamado de leilão de ajuste e funciona como um mecanismo de mitigação de risco para as distribuidoras, pois possibilita o ajuste fino na contratação para o pleno atendimento de sua carga, onde é flexibilizado a contratação de energia ajustando as previsões de mercado e seu real comportamento. É realizado para o prazo de contrato de 3 a 24 meses e é limitado a 5% da carga total contratada pela distribuidora.

3.1.3 Leilões de Energia de Reserva

Aplica-se para novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. É utilizado para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, onde a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) realiza a compra de energia especialmente para esta finalidade. São contratos que preveem remuneração fixa ao empreendimento e seus custos são repassados ao consumidor através do Encargo de Energia de Reserva (EER) (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [201-]a).

Este tipo de contratação não pode ser utilizada para revenda de energia e ao mesmo tempo é contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo pela própria CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [201-]a).

3.2 COMPONENTES FUNDAMENTAIS DOS LEILÕES

A sistemática de leilões de energia nova possibilita a realização de um processo aberto e transparente com a finalidade de expandir o parque gerador ao menor custo para o consumidor, ao mesmo tempo que os leilões de energia de empreendimentos existentes criam um ambiente concorrencial que possibilita a recontração de energia de forma flexível ao sistema, permitindo o ajuste de preços e quantidades contratadas sob pressão competitiva (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Porém para o sucesso deste sistema é necessário destacar os pontos de embasamento regulatório e contratuais que são fundamentais para o pleno funcionamento sistêmico dos leilões. Como pontos fundamentais para essa

sistemática destacam-se o custo marginal de operação e expansão, o custo variável unitário e o índice de custo-benefício, assim como a definição dos montantes de energia comercializados, suas modalidades contratuais e sua relação com as transações físicas (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

3.2.1 Lastro para Venda

Todo contrato de venda de energia necessita apresentar lastro de cem por cento da energia e potência de seus contratos, esse lastro é denominado garantia física e representa a quantidade máxima de energia e de potência associadas a um empreendimento de geração (BRASIL, 2004a, 2004b).

O cálculo da garantia física é baseado nos critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo CNPE, sendo calculado pelo MME com base em estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

De acordo com o Conselho Nacional de Política Energética (2019) os critérios de cálculo das garantias físicas devem buscar a igualdade entre o Custo Marginal de Expansão – CME e o Custo Marginal de Operação – CMO, esses representam o custo de atender um acréscimo na demanda, pelo aumento do parque gerador e pela utilização do parque gerador atual, respectivamente.

A busca da igualdade entre o CME e o CMO é feita para assegurar a relação entre o cálculo da garantia física e os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico. Outros critérios são referentes aos valores da confiança do CMO e a insuficiência de oferta de energia e potência. O critério adotado deve ser o mais restritivo e servirá de base para a determinação da quantidade de energia que se pode esperar de geração de cada parque gerador de cada subsistema.

Em MME (2016) é descrito a metodologia de cálculo da garantia física para usinas termelétricas e hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS. Através dessa metodologia é determinada a máxima quantidade de energia que o SIN pode suprir, respeitando os critérios definidos pelo CNPE. Os resultados são obtidos realizando simulações energéticas para hidrelétricas e termelétricas através do Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – NEWAVE e o Modelo de Simulação a Usina Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicas Interligados – SUSHI (ambos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL).

A distribuição da oferta total de energia é feita entre a oferta hidrelétrica e oferta térmica. A oferta hidrelétrica é calculada através da probabilidade de geração a partir de dados históricos da usina e da influência das usinas em cascata no mesmo rio, levando em conta suas taxas de indisponibilidade programada e forçada.

No caso das termelétricas, a Garantia Física é definida pelo Custo Variável Unitário (CVU), a Taxa de Inflexibilidade e a Taxa de Indisponibilidade. O CVU corresponde ao custo de manutenção e operação da usina, se destacando aqui o preço do combustível. Usualmente é utilizado para determinação da ordem de despacho de energia, sendo despachada primeiro aquela que possuir menor CVU. A Taxa de Inflexibilidade é a taxa de utilização mínima da usina definida em contrato e referente a fatores como consumo mínimo de combustível e manutenção de operação mínima da usina. Já a Taxa de Indisponibilidade é referente ao tempo que a usina passa sem despachar por problemas técnicos ou falta de combustível, sendo um fator muito importante para determinação da garantia física (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Usinas termoelétricas inflexíveis, geração eólica, geração solar e termelétricas a biomassa apresentam CVU nulo, ou seja, a geração da usina é baseada na geração média ou na declaração de perspectiva de geração próxima da mesma – normalmente especificada pelo próprio proprietário da usina, sob risco de penalidade caso a mesma não atenda a geração declarada.

Com a determinação da Garantia Física das usinas com o regime de lastro de energia, possibilita o funcionamento físico do sistema ser separado do funcionamento contratual. A geração física se mantém para o atendimento dos consumidores lastreadas pela garantia física e posteriormente liquidados no mercado da CCEE, onde é balanceado a energia gerada e garantida, sendo a diferença liquidada no mercado de curto prazo. Desta forma se possibilita uma concorrência entre agente de geração e a otimização operacional do sistema.

3.2.2 Modalidades Contratuais

Os leilões de energia apresentam duas modalidades contratuais, sendo contratos por quantidade e contratos por disponibilidade. Se diferenciam pela alocação dos riscos da geração e pela forma de remuneração.

Os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) – por quantidade, alocam o risco de geração na própria empresa geradora de energia, desta forma a falta ou excesso de energia gerada e liquidada no mercado de curto prazo e assumido pela geradora, assim como a variação do CVU de geração da usina (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [201-]b).

Para os CCEAR por disponibilidade a alocação do risco de exposição no mercado de curto prazo é assumido pela compradora de energia, assim como os custos decorrentes dos riscos hidrológicos. Custos esses que são repassados ao consumidor final através da tarifa (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [201-]b).

Dentro desses contratos é possível a modificação com cláusulas especiais que ajustam e permitem revisões dos contratos convencionais a médio prazo, assim como a negociação da sazonalidade e modulação da energia entregue.

3.2.3 Índice de Custo-Benefício – ICB

É calculado para cada projeto, sendo um critério de decisão importante para investimentos e possui ordem de mérito decrescente, dessa forma menores valores representam maiores benefícios. Ele representa os custos totais de um empreendimento em relação ao seu benefício, no caso dos leilões de energia em ambiente regulado, é a representação dos custos pela energia leiloadada (MME, 2018).

Este índice computa o custo unitário esperado da energia comercializada, levando em consideração fatores como: a configuração do parque gerador, os cenários hídricos caso plausível, o CVU declarado pelo empreendedor, o padrão sazonal de produção do empreendimento, o custo fixo da usina definido pelo lance nos leilões e a projeção da carga (MME, 2018).

Sendo assim ele representa uma estimativa do quanto irá custar a energia do empreendimento para o comprador e é utilizado para os contratos de disponibilidade.

3.3 Sistemática dos leilões

Os leilões em ambiente regulado, com exceção dos leilões de reserva, têm como compradores de energia as distribuidoras, que declaram anualmente a

previsão de expansão da carga para os próximos cinco anos. Como vendedores, em empreendimentos novos, podem participar empresas que tenham concessão de serviço público, produtores independentes de energia e consórcios realizados para propósito específico (VIANA, 2018).

As garantias financeiras referentes ao processo são depositadas no início do processo e definidas em edital específico, tanto para compradores como para vendedores, este valor é recuperado em caso de não vencimento do leilão por parte da vendedora ou após à assinatura dos CCEARs (VIANA, 2018).

Definido seus participantes e suas garantias, o mecanismo de lances é definido pelo MME, tendo o compromisso de considerar aspectos que promovam a competição em busca do atendimento total da demanda em relação ao preço de fechamento do leilão.

Atualmente a realização dos leilões no Brasil seguem uma sistemática que apresenta duas fases, a etapa inicial e a etapa contínua.

Na primeira fase do leilão os empreendedores disputam entre si o direito de participar da Segunda fase do leilão. Cada empreendedor pode realizar um lance para cada tipo de empreendimento, definindo a quantidades de lotes, o preço de lance em contratos quantidade e receita fixa em contratos de disponibilidade; os lances são classificados por preço e considerados pela capacidade de escoamento do SIN, levando em consideração as estruturas físicas do sistema (VIANA, 2018).

A segunda fase é feita considerando os empreendimentos classificados, dividindo-os pelo tipo e tempo de contrato. A demanda de cada produto a ser leiloadado é definida por um conjunto de equações matemáticas, definidas em conjunto pela EPE e MME, que contém parâmetros de competição e priorização. O leilão é iniciado pelo leiloeiro a um preço inicial definido no edital, sequencialmente este preço é diminuído e reflete o lance de remuneração para o CVU do empreendimento, desta forma o vendedor tem sua tomada de decisão da sua continuidade do leilão. Essa dinâmica ocorre até que a oferta de energia dos vendedores seja menor que a demanda de referência, desta forma são classificados para a etapa discriminatória os participantes que chegaram até a penúltima rodada. Na rodada discriminatória os participantes devem submeter um lance, sendo menor ou igual ao lance de classificação, desta forma são classificados pelo valor mais baixo para o mais alto, sendo os vencedores os lances necessários até o atendimento da demanda (VIANA, 2018).

Além desta forma de leilão, podem ser realizados com outros métodos a partir de variações que podem ser previstos em edital específico para cada tipo de leilão de cada ano específico (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Ao final do leilão é feita a divulgação dos resultados e a celebração dos CCEAR, onde a definição do montante de energia que será contratado por cada distribuidora participante é feito através do rateio de energia considerando a proporção dos montantes negociados e das quantidades demandadas.

4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade é um método que pode ser utilizado para determinar: os fatores mais influentes em um sistema, o efeito das alterações da distribuição de dados ou o impacto causado por alterações de parâmetros. No caso abordado neste trabalho o método permitirá o estudo do efeito da variação de um dado de entrada em relação ao resultado ou dado selecionado.

Assim, pode se verificar na literatura que essa análise pode ser utilizada para diversas finalidades e orientações. Em Oda et al. (2001) é relatado que na prática esta análise deve ser feita para verificar quais as variáveis que apresentam maior impacto nos custos, prazos ou outros resultados do projeto. Já em Salles (2004) a análise é utilizada para determinar o impacto nos indicadores financeiros quando se varia um determinado parâmetro relevante ao investimento. Enquanto Saltelli et al (2008), apresenta o estudo entre as variações de um modelo matemático e as diferentes fontes de variação dos dados de entrada do modelo.

Os modelos de análise de sensibilidade se classificam em matemáticos, estatísticos e gráficos. Os modelos matemáticos avaliam a sensibilidade de um dado de saída em relação variação dos dados de entrada a partir da análise algébrica de um modelo analítico ou numérico previamente desenvolvido e testado; os modelos estatísticos envolvem a execução de simulações de modelos prévios em que são atribuídas distribuições de probabilidade para dados de entrada e assim são avaliados, também estatisticamente, os dados de saída; já o modelo gráfico é utilizado como complementar aos dois outros modelos, sendo feita a avaliação entre a variação de uma entrada e uma saída (Frey e Patil, 2002).

Na mesma referência são discutidos quatro método para análise de sensibilidade matemática, sendo eles:

- Análise de Sensibilidade de Intervalo Nominal;
- Diferença na Razão Logarítmica;
- Análise de Equilíbrio;
- Análise de Sensibilidade Diferencial.

Os métodos de análise de sensibilidade pela diferença na razão logarítmica e análise de equilíbrio foram descartados para serem utilizados no presente trabalho logo de princípio, pois o primeiro requer que a saída do modelo seja na forma de probabilidade e o segundo requer que o resultado seja caracterizado

como aceitável ou não aceitável, dessa forma nenhum dos dois métodos atende as necessidade de determinar a importância e sensibilidade da relação entre entrada e saída, as quais são necessárias para obtenção do objetivo principal do trabalho.

4.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE INTERVALO NOMINAL

Segundo Frey e Patil (2002) este método também é conhecido como *Nominal Range Sensitivity Analysis (NRSA)*, *Local Sensitivity Analysis* ou *Threshold Analysis* (Análise de Sensibilidade de Intervalo Nominal, Análise de Sensibilidade Local e Análise de Limite, respectivamente, em tradução livre do autor), é aplicado para modelos determinísticos. Ele é tipicamente usado para identificação das variáveis de entrada mais relevantes, auxiliando dessa forma na priorização de coleta de dados significantes.

O método consiste em variar um dos dados de entrada em toda sua gama de valores plausíveis esperados, sendo todos outros valores de entrada constantes. A diferença no resultado é considerada como tendo sido provocado pela variação do dado de entrada. Essa diferença é chamada de sensibilidade ou peso de oscilação do modelo para uma variável de entrada específica, podendo ser representado por uma variação percentual em comparação com a solução nominal, sendo representada pela equação 31.

$$Sensibilidade = \frac{Saída_{entrada,max} - Saída_{entrada,min}}{Saída_{entrada,nominal}} \times 100 \quad (31)$$

Os resultados oriundos deste método são mais precisos quando aplicados a um modelo linear, assim sendo possível determinar a importância relativa de cada entrada através da sensibilidade calculada individualmente.

Importante chamar atenção das seguintes características para sua aplicação: deve-se determinar a faixa de interesse de variação de cada dado de entrada fornecido, de modo que o modelo seja verificado ao longo de toda faixa de interesse; deve-se saber que o método não consegue avaliar a interação entre as variáveis de entrada (influência cruzada) e que a não linearidade relacional dos dados acabará por mascarar a correta influência dos dados.

4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DIFERENCIAL

A Análise de Sensibilidade Diferencial é um método de sensibilidade local, aplicado para o cálculo da sensibilidade para pequenos desvios no ponto estimado para uma entrada. Essa análise se mostra de extrema relevância quando a estimativa do dado de entrada possui um elevado grau de confiança, necessitando assim somente uma análise quanto as possíveis variações ao redor do ponto estimado.

Para realização da análise de sensibilidade diferencial é utilizado o método de diferenças finitas, podendo ser calculado em um ou mais pontos de uma entrada, em que outros parâmetros de entrada se mantêm fixos. Para modelos não lineares, o método não leva em conta a interação das entradas.

Matematicamente é possível descrever o método partindo-se de um dado de saída $Y = F(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n)$ onde os valores de X são os dados de entrada, a partir da equação de descrição do modelo são aplicadas as derivadas parciais das saídas em relação aos valores de entrada respectivos. Para se indicar a sensibilidade através da derivada parcial é utilizado o Índice de Importância (I), que é adimensionalizado pelo valor médio de X e Y , conforme expresso na equação 32.

$$I_i = \left(\frac{\partial Y}{\partial X_i} \right) \times \frac{\bar{X}_i}{\bar{Y}} \quad (32)$$

O índice de importância indica a proporção entre os desvios entre a entrada e saída, assim determinando quanto a razão de variação do dado de entrada influi na variação do dado de saída. De forma semelhante, pode-se visualizar essa proporção é através do Índice de Sensibilidade Relativa (IS) proposto por McCuen & Snyder (1986) representado na equação 33.

$$IS = \frac{R_1 - R_2}{R_{12}} \times \frac{I_{12}}{I_1 - I_2} \quad (33)$$

Na equação 33 os valores descritos como R são referentes aos resultados obtidos para o menor valor de entrada, indicado pelo índice 2, para o maior

valor de entrada, indicado pelo Índice 1, e a representação da média simples dos dois resultados, que carrega o índice 12; quanto aos valores representados pela letra I são, de forma análoga, o menor valor de entrada para o índice 1, o maior valor de entrada para o índice 2, e o índice 12 a representação da média das duas entradas.

5 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentada a concessionária de distribuição de energia, realizada uma breve explanação sobre empresa e uma apresentação dos resultados dos cálculos, realizados para composição dos custos econômicos durante o período de referência e contabilizado no reajuste tarifário e formação da tarifa econômica.

É apresentada a empresa de geração selecionada, analisada quanto a sua participação no leilão, realizada a análise da variação do preço da energia negociada em leilão e aplicada a análise de sensibilidade quando a Receita Requerida e da Tarifa econômica definida para a concessionária.

5.1 COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL

A COPEL foi criada em 1954 sobre o controle acionário do Estado do Paraná. Em 1994 abriu seu capital para o mercado de ações, na Bolsa de Valores de São Paulo; já em 1997 foi a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a estar listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque, em 2002 também estava presente na bolsa de valores de Madri e mais recentemente, em 2008, suas ações passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da Bolsa de Valores Mercadorias e Futuros – BM&FBovespa.

A companhia atua nos setores de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Telecomunicação, sendo dividida em 5 subsidiárias: Copel Geração e Transmissão S/A, Copel Distribuição S/A, Copel Renováveis S/A, Copel Telecomunicações S/A e Copel Comercialização S/A; de administração e gestão independentes.

No que se refere a subsidiária Copel Distribuição S/A, em 2019 atendia aproximadamente 4,6 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica, no mesmo ano, representou faturamento anual na ordem de R\$ 10 bilhões. Na Figura 3 é apresentada a área de concessão da companhia, trabalhando em 5 macrorregiões no estado, sendo quase todos municípios do Paraná e alguns de Santa Catarina, abrangendo mais de 200 mil km de linhas de distribuição.

Figura 3 - Área de Concessão COPEL



Fonte: Site Copel

A Receita Anual da Copel-D em junho 2019 pode ser discriminada de forma a identificar as principais participações, sendo assim dividido em Custo de Energia (44,7%), Custo de Distribuição (25,5%), Encargos Setoriais (20%), Custo de Transmissão (9,2%) e Receitas Irrecuperáveis (0,6%).

Quando a participação de cada segmento é analisada conjuntamente com os tributos, utilizando alíquotas médias nominais informadas pela empresa (26,6% - ICMS, 7,2% - PIS/COFINS) calculadas por dentro, se obtém o equivalente de 51% de majoração por fora sobre o valor da conta de energia sem os referidos tributos. Sendo os Encargos Setoriais (13,3%), Custo de Transmissão (6,1%), Custo de Energia (29,6%), Custo de Distribuição (16,9%), Receitas Irrecuperáveis (0,4%) e PIS/COFINS/ICMS (33,8%).

Através do quinto termo aditivo ao contrato de concessão da empresa, foi formalizada a prorrogação de seu contrato até julho de 2045, sendo sua última RTP realizada em 2016 com periodicidade de 5 anos. Entre as RTPs é aplicado o RTA, o qual será utilizado neste trabalho como base para discriminar os custos econômicos e financeiros associados a empresa entre o período de referência de junho de 2018 até maio de 2019.

5.1.1 Composição Econômica

O mercado consumidor é formado por todos os subgrupos tarifários, sendo o subgrupo A1, consumidor livre em sua totalidade. Na Tabela 2 é apresentada a composição do mercado da distribuidora quanto ao seu mercado de energia, ao número de unidades consumidoras e a receita advinda de cada um deles, neste caso é considerado somente o mercado de fornecimento de energia. Outro custo relativo à energia vendida é quanto ao suprimento a outras permissionárias e distribuidoras ligados na rede, fazendo parte da energia requerida pela distribuidora. Quando analisada de forma global, tanto em venda de energia como também em custos de distribuição (consumidores livres, outras distribuidoras e geradoras) a receita gerada foi de 10,27 bilhões de reais, sendo tal quantia sua Receita Anual inicial (RA₀).

Tabela 2 - Mercado de fornecimento para unidades consumidoras

Subgrupo	Energia MWh	%	Unidades	%	Receita
A2	122.516,88	0,60	44	0,0009	41.388.636,34
A3	42.264,94	0,21	20	0,0004	15.150.152,38
A3a	796.520,46	3,89	1604	0,0343	338.828.122,37
A4	4.374.297,31	21,38	13106	0,2806	1.918.545.261,77
As	19.008,14	0,09	47	0,0010	10.052.277,55
BT	14.328.411,44	70,03	4.655.120	99,682	6.599.372.471,23
TOTAL	19.683.019,17	100	4.669.941	100	8.923.336.921,63

Elaboração própria com dados da planilha SPARTA 2019.

Para determinação do índice de Reajuste Tarifário é necessário determinar a Receita Requerida da distribuidora, que por sua vez depende do cálculo das Parcelas A e B. O VPA é calculado como descrito na equação 1, sendo composto pelos custos de energia, transporte, encargos e receitas irrecuperáveis.

Os encargos setoriais apresentam uma flutuação que varia frequentemente da regulação do mercado, acontecimentos do setor e motivações políticas, pode-se destacar a relação ESS e EER com a sazonalidade das energias renováveis e despacho de energia, a conta CDE que foi usada de forma a cobrir custos, evitar exposição das concessionárias de energia e suavizar o despacho de

termoelétricas, além de contribuir para sanar alguns custos dos evento olímpico no Brasil. Dentre os encargos setoriais somente P&D e a TFSEE são calculados do reajuste tarifário, sendo os outros encargos homologados e apresentados pela ANEEL em outro período. Na Tabela 3 é apresentado os encargos pagos pela Copel e seu devido dispositivo legal.

Tabela 3 - Encargos associados à COPEL-DIS para o Reajuste Anual de 2019

Encargo	Valor	Referência
TFSEE	11.026.643,93	Módulo 5.5 PRORET (Cálculo)
CDE Uso	1.269.497.599,84	REH 2510/2018 e REH 2521/2019
CDE Energia/ACR	148.086.779,19	REH 2510/2018 e REH 2521/2019
ESS	47.211.428,88	DSP 1406/2019
EER	184.869.466,36	DSP 1406/2019
PROINFA	262.315.945,32	REH 2508/2018
P&D	94.471.344,02	Módulo 5.5 PRORET (Cálculo)
Total	2.017.479.207,54	

Elaboração própria.

Os custos com transporte de energia variam das particularidades e formação de cada sistema, no caso apresentado a distribuidora possui 53 pontos de conexão em sua rede básica com tensão que variam de 13,8 kV até 230kV, apresenta uso exclusivo de DITS e pontos de conexão com transmissoras, sendo cotista de Itaipu participa na divisão dos custos da rede básica e transporte de Itaipu. Na Tabela 4 é apresentado os custos decorrentes do transporte de energia.

Tabela 4 - Composição dos Custos com Transporte de Energia

Composição	Custo Associado	Origem
Rede Básica	526.510.176,50	1ª Parte da Equação 18
Rede Básica Fronteira	169.127.281,60	2ª Parte da Equação 18
Rede Básica Itaipu	67.174.763,02	Equação 22
Custo Conexão	39.009.426,92	Equação 20
Transporte Itaipu	120.248.004,93	Equação 21
TUSDg-ONS	2.098.143,70	REH 2409/2018
Total	924.167.796,68	

Elaboração própria.

No cálculo das receitas irrecuperáveis as classes de consumo

residencial, industrial e comercial apresentam os maiores coeficiente, representando, respectivamente, as classes que têm maior problema com inadimplência, neste caso o valor total resultante das receitas irrecuperáveis foi e R\$ 62.259.488,30, sendo residencial (46,8%), Industrial (24,6%) e comercial (23,0%), as participações de cada classe no montante final.

O custo de aquisição de energia é determinado pela energia requerida e pelo mix de contratos da concessionária, no caso da Copel ela apresenta uma ampla diversidade de contratos de energia sendo que seu contrato de menor tarifa é referente as cotas das usinas amortizadas do sistema e sua energia mais cara é proveniente dos contratos de disponibilidade de energia existente em ambiente regulado. Na Tabela 5 são apresentados os respectivos montantes de energia, custo e receita referentes a cada tipo de energia comprada pela distribuidora.

Tabela 5 – Compra de Energia COPEL-DIS

Tipo de Energia	Montante (MWh)	Custo (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Cota Angra I/II	973.876,90	247,47	241.005.317,64
Cotas Lei nº 12783/2013	6.208.517,02	101,20	628.276.264,34
Itaipu (tirando Perdas)	5.209.325,00	253,57	1.320.938.883,25
CCEAR Quantidade	6.213.413,90	167,40	1.040.145.555,62
CCEAR Disponibilidade	5.907.756,84	278,39	1.644.676.448,03
CCEAR Total	12.121.170,75	221,50	2.684.822.003,65
TOTAL	24.512.889,68	198,88	4.875.042.468,87

Elaboração própria

Para composição da energia requerida da distribuidora deve-se utilizar os fatores de perda definidos durante a última revisão tarifária, aplicando as equações 16, 17, 18, 19 e 20 para determinação das perdas regulatórias da distribuidora, resultando em 3.173.527,51 MWh. Dessa forma através da equação 7, têm-se a energia vendida, relativa a fornecimento e suprimento, e as perdas regulatórias totais, sendo a energia requerida pela distribuidora o total de aproximadamente 23,11 TWh.

O cálculo referente ao custo da energia é feito através da equação 6, e tem como base a energia requerida subtraída da energia proveniente do Proinfa, que é de 484.347 MWh e é paga pelo encargo setorial, sendo multiplicada pelo mix

de energia apresentado na Tabela 5, como custo médio de compra de energia da concessionária. O custo resultante da compra de energia é de R\$ 4.499.076.633,97.

Através da equação 5 e das informações obtidas e calculadas referentes ao custo de energia, custo de transporte, custo dos encargos setoriais e o custo das receitas irre recuperáveis é possível determinar o VPA com sendo de R\$ 7.502.922.504,63. O VPB do período de referência é calculado pela equação 30 e seus componentes de cálculo, são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Componentes de cálculo da parcela B

Componente Parcela B Atual	Valor
VPB_{0i}	2.453.478.903,76
Fator Pb_{i-1}	114.618.470,85
Excedente de Reativos (ER)	37.410.972,60
Ultrapassagem de Demanda (UD)	53.188.145,27
Outras Receitas (OR)	114.618.470,85
FATOR X	-1,00%
IPCA	4,66%
VPB1	2.568.435.348,51

Elaboração própria com dados da planilha SPARTA 2019

Através da determinação do VPA e do VPB sobre a Data de Reajuste em Processamento - DRP, se tem a Receita Requerida da distribuidora, sendo o reajuste tarifário a variação percentual entre a receita da distribuidora durante o período de referência (RA0) e a receita requerida em DRP, sendo calculada em 1,96% negativo.

5.1.2 Tarifa Econômica

A fim de definir a tarifa econômica da distribuidora é necessário avaliar a estrutura tarifária da mesma, essa por sua vez tem origem na Revisão Tarifária Periódica e tem a finalidade de alocar os custos econômicos entre os subgrupos, modalidades e postos tarifários. A partir dessa estrutura, determinada por diversos fatores, desde a estrutura do sistema de distribuição, composição do mercado e perfil de consumo, é realizada a projeção da remuneração através do mercado consumidor durante o período de referência, contabilizando a valor obtido com cada componente

tarifário definido na estrutura.

A projeção tem a finalidade de quantificar a estrutura de diferenciação de preços para composição da receita de cada componente tarifário, porém, o mercado é dinâmico e a regulação também, dessa forma a remuneração obtida pela relação entre mercado e estrutura tarifária para cada componente tarifário é comparado com os valores determinados durante o RA. Essa comparação gera um coeficiente que é multiplicado na estrutura tarifária de cada item a fim de atender o valor econômico regulatório demandado por cada componente calculado no RA.

Aqui é apresentado o Valor Final Correspondente a TUSD para demanda de potência, TUSD para energia e a TE do mercado da COPEL-DIS.

Tabela 7 - Tarifas COPEL-DIS

Subgrupo	Modalidade	Posto	TUSD	TUSD	TE
			R\$/KW	R\$/MWh	R\$/MWh
A2	Azul	P	13,593373	54,084064	360,852122
		FP	5,2558951	54,084064	224,834444
A3	Azul	P	14,558812	54,861466	360,852122
		FP	6,0803180	54,861466	224,834444
A4	Azul	P	32,066329	68,369208	360,852122
		FP	13,919854	68,369208	224,834444
A4	Verde	NA	13,919854	0	0
		P	0	848,87012	360,852122
		FP	0	68,369208	224,834444
B1	BRANCA	P	0	496,53404	360,852122
		INT	0	332,89265	224,834444
B1	CONVENCIONAL	FP	0	169,25125	224,834444
		NA	0	228,50057	236,169251

Elaboração própria

5.2 LEILÃO DE ENERGIA EM AMBIENTE REGULADO

Para determinação da sensibilidade da variação do preço de uma usina participante do leilão, foi selecionado um dos leilões dos quais a COPEL-DIS participou, de forma aleatória. O leilão é composto pelas empresas compradoras de

energia e pelas empresas vendedoras de energia, sendo o montante e preço de energia dos empreendimentos de geração divididos de forma proporcional a demanda de cada comprador.

5.2.1 1º Leilão de Energia Nova A-5 (2005)

Este leilão foi o primeiro Leilão de Energia de Novos Empreendimentos sob as bases do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Ocorrido em dezembro de 2005 no Rio de Janeiro, participaram do mesmo 49 empreendimentos, em um total de 3.286 MW médios negociados. Os contratos firmados têm início em três prazos, variando do empreendimento, 2008, 2009 e 2010, para dois tipos de usinas, termelétricas e hidrelétricas, sendo o tempo de contrato de 15 anos e 30 anos respectivamente. Os contratos para as hidrelétricas são firmados no modelo quantidade e os das termelétricas no modelo disponibilidade.

O produto selecionado para a análise, aleatoriamente, foi o 2008-H30, esse produto consiste de energia proveniente de hidrelétricas, para uma duração de 30 anos e início de operação em 2008. É composto por 71 lotes negociados referentes a 18.672.432 MWh.

Além dos empreendimentos de geração, participaram do leilão as empresas compradoras, sendo composto por 34 empresas de distribuição de todas as regiões do país. A COPEL-DIS teve participação da energia negociada de 6,99% do montante total relacionado aos três produtos, quando relacionado somente ao produto 2008-H30 a concessionária adquiriu 950.555,34 MWh de energia, sendo aproximadamente 25% da energia do produto.

Os empreendimentos do produto estão listados na Tabela 8.

Tabela 8 - Relação de empreendimentos do Produto Quantidade Hidrelétrica 2008-30

Empreendimento	Produto	Lotes de energia	Preço (R\$/ MWh)
Queimado COTA CEB	2008-30	9	115,98
Lajeado III	2008-30	2	114,98
Porto Góes	2008-30	1	116
Mascarenhas	2008-30	23	115,98
Manso	2008-30	35	97,89
Lajeado I	2008-30	1	110

Elaboração própria.

O preço final relacionado ao produto é feito através da média ponderada entre os lotes de cada empreendimento e seu respectivo preço. O preço médio dos 71 lotes é de 106,95 R\$/MWh. O preço final foi modificado posteriormente devido o contrato do empreendimento Porto Góes ter sido rescindido, dessa forma ele saiu da base cálculo do mix do produto, passando o novo valor ser de 106,82 R\$/MWh.

De forma aleatória, o empreendimento Manso foi selecionado, sendo o preço de sua energia usado para realização da análise de sensibilidade proposta para o trabalho.

5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade está aplicada através dos dois métodos apresentados no trabalho. A variação aplicada sobre a entrada é de +/- 1 R\$/MWh que é o valor de aumento em cada rodada do leilão, neste caso representando a variação de preço de um lance daquele leilão e seu efeito dentro dos processos regulatórios de composição da receita requerida e tarifa econômica da COPEL-DIS.

Procedeu-se de forma a montar a estrutura da composição da Receita Requerida utilizando o Excel, buscar os dados referentes ao leilão e integrá-los junto a estrutura. Assim é possível simular e visualizar a alteração dos componentes dependentes do mix de energia de forma qualitativa e quantitativa.

Na Tabela 9, são apresentados os valores regulatório nominais e as respostas para variação positiva e negativa no valor de entrada selecionado.

Tabela 9 - Resumo dos componentes depois da variação da entrada.

Componente	Valor Nominal	Valor +1	Valor -1
Valor da Parcela A	7.502.953.178,88	7.502.983.591,29	7.502.922.504,63
Custo de Energia (CE)	4.499.046.686,37	4.499.076.633,97	4.499.016.480,94
Energia Requerida	23.106.639,75	23.106.639,75	23.106.639,75
Tarifa Média	198,87669	198,87802	198,87536
Energia Proinfa	484.347,58	484.347,58	484.347,58
Custo de Transporte (CT)	924.167.796,68	924.167.796,68	924.167.796,68

Rede Básica	526.510.176,50	526.510.176,50	526.510.176,50
Rede Básica Front.	169.127.281,60	169.127.281,60	169.127.281,60
Rede Básica Itaipu	67.174.763,02	67.174.763,02	67.174.763,02
Custo Conexão	39.009.426,92	39.009.426,92	39.009.426,92
Transporte Itaipu	120.248.004,93	120.248.004,93	120.248.004,93
TUSDg-ONS	2.098.143,70	2.098.143,70	2.098.143,70
Encargos setoriais (ES)	2.017.479.207,54	2.017.479.508,65	2.017.478.903,83
TFSEE	11.026.643,93	11.026.643,93	11.026.643,93
CDE	1.417.584.379,03	1.417.584.379,03	1.417.584.379,03
P&D	94.471.344,02	94.471.645,13	94.471.040,32
ESS/EER	232.080.895,24	232.080.895,24	232.080.895,24
PROINFA	262.315.945,32	262.315.945,32	262.315.945,32
Receitas Irrecuperáveis (RI)	62.259.488,30	62.259.652,00	62.259.323,18
Valor da Parcela B	2.568.435.348,51	2.568.435.348,51	2.568.435.348,51
Receita Requerida	10.071.388.527,39	10.071.418.939,81	10071357853,14
IRT	-1,961560%	-1,961264%	-1,961858%

Elaboração Própria

A variação aplicada na entrada gerou as respostas apresentadas, com a análise dos parâmetros que se modificaram, foi possível identificar os parâmetros que sofrem influência da energia leiloadada. Desta forma observa-se a variação de parâmetros da Parcela A, sendo especificamente o P&D, as Receitas Irrecuperáveis e a Tarifa Média do mix de energia. Como a receitas dos componentes foi alterada, houve modificação na Receita Requerida pela empresa e consequentemente ao Índice de Reajuste Tarifário.

Determinada as respostas relevantes da variação, é determinado a variação percentual referente a variação da entrada para mais e para menos, sendo também calculado a variação percentual referente a sensibilidade descrita na equação 31 e o índice de sensibilidade relativa (IS) descrito na equação 33. Na tabela 10 são apresentados os valores calculados para recomposição econômica, e na Tabela 11 são apresentados os IS encontrados na aplicação para tarifa econômica.

Tabela 10 - Variação percentual +1, -1, Sensibilidade e Índice de sensibilidade Relativa

Componente	Variação -1 (%)	Variação +1 (%)	Sensibilidade(%)	IS
P&D	-0,0003215	0,0003187	0,0006402	0,0003133
RI	-0,0002652	0,0002629	0,0005281	0,0001298
Tarifa Mix	-0,0006714	0,0006656	0,0013370	0,0006544
RR	-0,0003046	0,0003020	0,0006065	0,0002968
IRT	0,0152223	-0,0150923	-0,0303146	-0,0148374

Elaboração Própria

Tabela 11 - Índice de Sensibilidade Relativa aplicado a tarifa econômica

Subgrupo	Modalidade	Posto	TUSD_D	TUSD_E	TE
A2	Azul	P	0	2,37317E-05	0,008161318
		FP	0	2,37317E-05	0,002996571
A3	Azul	P	0	2,63619E-05	0,008161318
		FP	0	2,63619E-05	0,002996571
A4	Azul	P	0	6,26427E-05	0,008161318
		FP	0	6,26427E-05	0,002996571
A4	Verde	NA	0	0	0
		P	0	0,000791854	0,008161318
		FP	0	6,26427E-05	0,002996571
B1	Branca	P	0	0,00096319	0,008161318
		INT	0	0,000644557	0,002996571
B1	Convencional	FP	0	0,000327101	0,002996571
		NA	0	0,000441906	0,003330453

Elaboração Própria

5.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise parte do cálculo dos dados da reposição tarifária da concessionária, os resultados encontrados são condizentes com os dados apresentados em nota técnica e homologados pela Aneel (MME, 2019). Quando realizada a variação do preço da energia do empreendimento Manso é possível observar na Tabela 9 a variação de alguns componentes da receita requerida, sendo importante frisar que a variação do VPA se deve a variação dos componentes dos quais é formada.

Dos custos que formam o VPA, somente o custo de transporte não foi modificado, então conclui-se que ele não depende do preço da energia negociada em leilão. Como resultado esperado, o custo relacionado a Energia apresentou variação. Já os custos relacionados aos encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis também variaram, porém somente nos componentes que dependem em algum grau do valor da RR.

O valor variado da RR foi idêntico à variação do VPA, isso se deve a sua relação linear e ao fato do VPB não depender da variação do preço da energia. O IRT variou de forma inversamente proporcional, neste caso a distribuidora arrecadou mais do que gastou para sua composição econômica no período de referência, então para o próximo ciclo, a RR econômica será menor que a praticada durante o último ciclo, dessa forma é esperado o custo acentuado pelo aumento do mix de energia cause um aumento da receita requerida no período de referência, dessa forma diminuindo o valor absoluto do IRT, esperando dessa forma que a receita requerida do próximo evento seja maior que a esperada nominalmente, ao mesmo tempo, a diminuição do mix de energia causa uma diminuição da RR no período de referência, aumentando o IRT negativo e assim apresentando um custo menor e exigindo uma menor receita requerida comparada a nominal.

Quando observado IS aplicado a tarifa econômica, observa-se que a parte da TUSD relativa à demanda de potência apresenta IS igual a zero, representando que não há qualquer ligação entre eles. Já a TUSD referente a energia e a TE apresentam variações, sendo notável uma influência maior sobre a TE do que na TUSD_E.

Quando avaliadas separadamente entre os subgrupos tarifários, a TE e a TUSD_E apresentam comportamentos diferentes. A TE apresenta um IS igual entre os subgrupos, diferenciando-se somente quando a modalidade é convencional, ou quando comparado seu valor de ponta e fora de ponta, sendo justificado pela estrutura tarifária, que aloca um custo mais alto de energia para consumidores convencionais em relação a outras modalidades, assim como o custo do consumo de ponta em relação a consumo fora de ponta.

Quando observada a TUSD_E é possível identificar que o IS é modificado a cada subgrupo, tendo uma participação menor em níveis de tensão mais elevados e participação maior em níveis de tensão mais baixos, isso se deve também a estrutura tarifária que aloca um maior custo de distribuição para níveis de tensão

mais alto, deve-se chamar atenção ao fato que a variação de custo relativo a energia dentro da TUSD_E se deve a variação do P&D que é cobrado parcialmente da TUSD e as Receitas Irrecuperáveis que é cobrado inteiramente na TUSD, sendo os dois custos calculados de forma global e dependentes da RR.

6 CONCLUSÃO

Com o intuito de investigar a sensibilidade do preço da energia negociada em leilões em ambiente regulado em relação a tarifa econômica de energia da concessionária de distribuição de energia elétrica COPEL-DIS, o presente trabalho buscou desde o princípio contextualizar o setor de energia elétrica no Brasil, de forma a elucidar a dinâmica do setor e embasar a análise realizada.

Durante a investigação foram abordados diversos conceitos de ampla utilização no setor elétrico, porém, de pouco conhecimento do público em geral e acadêmico. O funcionamento da teoria de jogos aplicado em leilões de energia propicia um ambiente de competição entre usinas, que favorece o menor preço de geração de energia elétrica, entretanto o preço da energia pago pelo consumidor final é uma composição de custos referentes a toda cadeia de funcionamento do setor.

Cada concessionária de distribuição possui uma característica própria de contratos de energia, estrutura física, administrativa e mercado consumidor, de forma a possuir uma estrutura tarifária única, que aloca seus custos e remuneração de forma diferente de outras concessionárias. Porém, mesmo cada distribuidora apresentando particularidades diferentes, seus procedimentos e sua metodologia de cálculo para composição de receita requerida e estrutura tarifária são feitas através do PRORET e reguladas pela ANEEL, buscando assim uma isonomia entre as distribuidoras e as incentivando uma gestão eficiente.

A análise buscou a avaliação somente do preço da energia, de forma que não foi avaliado o montante negociado pela usina no leilão, essa escolha atuou de forma a não ser possível uma análise qualificada de forma quantitativa, em que os valores de sensibilidade encontrados sofrem interferência dos montantes, ou lotes, de energia negociados em leilão. Entretanto pode-se tomar a energia leiloadada pela usina como referência e ponto de comparação junto a sua sensibilidade.

Quando avaliada de forma qualitativa a análise conseguiu atingir seu objetivo, identificando quais componentes de custo da distribuidora são variados a partir da modificação de seu mix de energia. Para composição da receita requerida a sensibilidade se demonstrou maior na composição dos custos de aquisição de energia, tendo uma participação menor nos outros componentes variantes que dependiam da receita requerida de forma global.

Assim o presente trabalho conseguiu, com sucesso, encontrar

sensibilidades diferentes entre os subgrupos tarifários dentro da TUSD_E, indicando uma participação maior de outros custos em níveis de tensão mais altos. Para TE também conseguiu identificar sua variação entre os postos tarifários e a diferença da sensibilidade para a modalidade convencional.

A análise realizada no presente trabalho atuou somente na tarifa econômica da COPEL-DIS, porém deve-se comentar que as tarifas praticadas com o consumidor são chamadas tarifas de aplicação, essas tarifas têm base nos custos econômicos e são modificadas para compor uma nova tarifa que leva em consideração os custos financeiros da empresa e a Conta de Variação da Parcela A (CVA).

A regulação tarifária é um processo dinâmico que está sempre em modificação, tanto por questões técnicas como por questões políticas, diversas mudanças ocorreram no setor que modificaram parcialmente a formação da receita requerida e da tarifa, pode-se citar a Conta Covid, que aliviou as recomposições tarifárias em benefício dos consumidores a curto prazo, porém ao mesmo tempo irá adicionar uma componente extra da CDE nos processos tarifários para 5 anos seguintes; Outra modificação é em relação a medida provisória 998, que altera regras do setor elétrico e remaneja recursos para redução das tarifas de energia, mas se tratando de uma medida provisória só tem aplicabilidade até começo de janeiro podendo também ser convertida em Lei, uma dessas modificações foi utilizar o valor destinado ao P&D que estava parado nas contas das distribuidoras, referentes a processos antigos e não liquidados, sendo revertido para modicidade tarifária e diminuição das tarifas.

Outras várias mudanças então para acontecer no setor, tais como: a reestruturação do setor elétrico (PLS 232/2016), a decisão quanto a Resolução 482, a decisão do STJ quanto o ICMS compor a base de cálculo dos tributos federais PIS e CONFINS, a expansão do mercado livre, entre outras mudanças que estão por vir. Assim, sugere-se como continuidade do presente trabalho, a adaptação do mesmo a cada uma dessas alterações, de forma a quantificar de forma apropriada a sensibilidade de cada uma dessas alterações no ambiente tarifário.

REFERÊNCIAS

BRASIL. **Decreto nº 5163, de 30 de junho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. [S. I.], 30 jun. 2004a.

BRASIL. **Decreto nº 6048, de 27 de fevereiro de 2007**. Altera os arts. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. [S. I.], 2007.

BRASIL. **Lei nº 7783, de 28 de junho de 1989**. Dispõe sobre o exercício do direito de greve, define as atividades essenciais, regula o atendimento das necessidades inadiáveis da comunidade, e dá outras providências. [S. I.], 28 jun. 1989.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. [S. I.], 15 mar. 2004b.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil).

Comercialização: **Contratos de Geração**. Comercialização: Contratos de Geração. [S. I.], [201-b]. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afLoop=697694559286166&_adf.ctrl-state=zsi0uz5ju_1#!%40%40%3F_afLoop%3D697694559286166%26_adf.ctrl-state%3Dzsi0uz5ju_5. Acesso em: 25 nov. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Tipos de Leilões. **Tipos de Leilões**. [S. I.], [201-a]. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=103201507407073&_adf.ctrl-state=rf91evrle_1#!%40%40%3F_afLoop%3D103201507407073%26_adf.ctrl-state%3Drf91evrle_5. Acesso em: 24 nov. 2020.

CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA. **O que são Indústrias de Redes?** 30 ago. 2019. Artigo publicado online, disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-industrias-de-redes/>. Acesso em 21 nov. 2020.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019**. Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica, e dá outras providências 12 dez. 2019.

FARACO, Alexandre Ditzel; COUTINHO, Diogo R. **Regulação de indústrias de**

rede: entre flexibilidade e estabilidade. Revista de Economia Política, v. 27, n° 2, p. 261-280, abr.-jun. 2007.

FREY, H. Christopher; PATIL, Sumeet R. **Identification and Review of Sensitivity Analysis Methods**. Risk Analysis, [s. l.], v. 22, n. 3, p. 553-578, 2002.

HAGE, Fábio S.; FERRAZ, Lucas P. C.; DELGADO, Marco A. P. **A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica: Teoria e Aplicação**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 257 p.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações**. White Paper, Brasil, ed. 7, p. 1-52, mai. 2012.

MAFRA, Débora Dutra. **Análise da Composição Tarifária de Energia Elétrica em Santa Catarina**. Orientador: Eva Yamila da Silva Catela. 2010. 90 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Ciências Econômicas) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

McCUEN, R.R. & SNYDER, W.M. 1986. **Hydrologic modeling: Statistical methods and applications**. Prentice-Hall, NY, 600 p.

MME (Brasil). ANEEL. Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Procedimentos Gerais. Separata de: MME (Brasil).

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S. l.: s. n.], 2017a. cap. Submódulo 7.1.

MME (Brasil). ANEEL. Homologação das Tarifas de Energia - TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD referentes à COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2019. Nota Técnica nº 110/2019-SGT/ANEEL em 12 de junho de 2019. **Nota Técnica RTA COPEL-DIS**, Brasil, p. 1-50, 12 jun. 2019.

MME (Brasil). ANEEL. Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Custos de Aquisição de Energia. Separata de: MME (Brasil).

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S. l.: s. n.], 2017d. cap. Submódulo 3.2 A.

MME (Brasil). ANEEL. Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Custos de Transmissão. Separata de: MME (Brasil).

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S. l.: s. n.], 2017e. cap. Submódulo 3.3 A.

MME (Brasil). ANEEL. Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Encargos Setoriais. Separata de: MME (Brasil).

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S. l.: s. n.], 2017f. cap. Submódulo 3.4 A.

MME (Brasil). ANEEL. Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de

Energia Elétrica: Procedimentos Gerais. Separata de: MME (Brasil).

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S. l.: s. n.], 2017c. cap. Submódulo 3.1 A.

MME (Brasil). ANEEL. Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis. Separata de: MME (Brasil). ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S. l.: s. n.], 2017g. cap. Submódulo 2.2 A.

MME (Brasil). ANEEL. Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Procedimentos Gerais. Separata de: MME (Brasil). ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S. l.: s. n.], 2017b. cap. Submódulo 2.1 A.

MME. ANEEL. Regulação do Setor Elétrico. In: **Regulação do Setor Elétrico**. [S. l.], 1 dez. 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>. Acesso em: 22 nov. 2020.

MME. Empresa de Pesquisa Energética. EPE-DEE-RE-038/2018-r0 16 de maio de 2018. **Índice Custo-Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica**: Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração Termelétrica, Metodologia de Cálculo, 16 maio 2018.

MME. **Portaria nº 101, de 22 de março de 2016**. Define a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN. [S. l.], 23 fev. 2016.

NOGUEIRA, José Ricardo; CAVALCANTI, José Carlos. **Determinação de tarifas em empresas de utilidade pública**. Revista Brasileira de Economia, [s. l.], v. 50, n. 3, p. 328-350, 1 jul. 1996.

ODA, ANDRÉ L.; GRAÇA, CAROLINA T.; LELE, MARISTELA F.P. **Análise de Risco em Projetos Agropecuários**: Um Exemplo de como Fundamentar a Escolha entre Projetos Alternativos e Excluentes. Resumos. São Paulo, 2001. Universidade Federal de São Paulo. São Paulo, 2001. 20p. Disponível em Acesso em: 21 de fev. 2005.

SALLES, ANA C. NIOCAC DE. **Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica**. Rio de Janeiro, 2004. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético – COPPE, UFRJ, 2004)

SANTOS, Cristiana Montedonio. **A Regulação Tarifária do Setor Elétrico**: Uma Análise Metodológica. Orientador: Ronaldo Fiani. 2012. 61 p. Trabalho de Conclusão de Graduação (Ciências Econômicas) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

VIANA, Alexandre Guedes. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil**. Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos. 2018. 624 p. Tese (Doutorado em Ciências) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.