



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Impacto da Geração Distribuída na Tarifa de
Energia Elétrica e Receita da Distribuidora
considerando a Revisão dos Contratos de
Concessão de Energia do Ambiente
Regulado da CEB**

LUCAS RODRIGUES DA SILVA

Brasília, dezembro de 2018

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Impacto da Geração Distribuída na Tarifa de Energia
Elétrica e Receita da Distribuidora considerando a
Revisão dos Contratos de Concessão de Energia do
Ambiente Regulado da CEB**

LUCAS RODRIGUES DA SILVA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADA POR:

Prof. Rafael Amaral Shayani, Dr., ENE/UnB

Orientador

Prof. Ivan Camargo, Dr., ENE/UnB

Professor Convidado

Daniel Vieira, Dr., SRD/ANEEL

Examinador Externo

FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, LUCAS RODRIGUES

Impacto da Geração Distribuída na Tarifa de Energia Elétrica e Receita da Distribuidora considerando a Revisão dos Contratos de Concessão de Energia do Ambiente Regulado da CEB [Distrito Federal] 2018.

160p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2018).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|--|--------------------------------------|
| 1. Impacto da Geração distribuída na Tarifa. | 2. Energia solar fotovoltaica. |
| 3. Universidade de Brasília. | 4. Contratos de Concessão de Energia |

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, L. R. (2018). Impacto da Geração Distribuída na Tarifa de Energia Elétrica e Receita da Distribuidora considerando a Revisão dos Contratos de Concessão de Energia do Ambiente Regulado da CEB. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2018, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 160p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Rodrigues da Silva

TÍTULO Impacto da Geração Distribuída na Tarifa de Energia Elétrica e Receita da Distribuidora considerando a Revisão dos Contratos de Concessão de Energia do Ambiente Regulado da CEB.

GRAU: Engenheiro Eletricista. ANO: 2018.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Rodrigues da Silva

Brasília – DF – Brasil.

*“Nada é mais poderoso do que uma ideia que chegou
no tempo certo.”*

Victor Hugo

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por ter me acompanhado ao longo de todos esses anos e pelas graças que me foram concedidas.

Agradeço aos meus amigos que conheci durante o curso e que me apoiaram em momentos de dificuldades e também de alegrias, quero levar comigo para toda a vida.

Agradeço também ao Movimento Empresa Júnior (MEJ) que tive a oportunidade de conhecer na universidade, que me ofereceu desafios que me levaram a um crescimento exponencial, além de me dar amigos que também quero leva-los para toda a vida. Começando pela a empresa júnior de engenharia elétrica da UnB – ENETEC, que é a porta de entrada para esse movimento, depois pela Federação de Empresas Juniores de Brasília – Concentro, que foi ainda em 2015 que pude ter contato e trabalhar por dois anos, e onde percebi o tamanho do movimento e que me levou em 2017 a ir morar em São Paulo com mais 13 pessoas de vários lugares do Brasil que dedicaram junto comigo um ano, exclusivamente para liderar esse movimento trabalhando na Brasil Júnior (BJ) que contava com 20 mil jovens espalhados pelo Brasil, com coragem para sonhar e ousadia de fazer, para a trabalhar por um propósito de um Brasil mais empreendedor.

Agradeço à ANEEL e seus servidores, em especial ao Daniel Vieira pelas orientações e a solicitude de sempre.

Agradeço à Universidade de Brasília (UnB) e seus servidores e professores que tive contato ao longo do curso, pelo conhecimento adquirido, pelas oportunidades me dadas, e por todo o suporte oferecido.

Agradeço ao Prof. Dr. Shayani que me orientou com comentários e ideias para a melhor produção deste trabalho, mas que desde o início do curso tive a oportunidade de conhecer e trabalhar junto, e com a atenção de sempre e a clareza nas ideias me ajudou a formar um jeito de pensar para resolver os problemas de engenharia.

Agradeço ao meu irmão que me incentivou a entrar para a engenharia e pelo despertar do pensamento científico em mim, com discussões motivadoras e trocas de conhecimento.

Por fim, e de maneira muito especial, aos meus pais Raimundo Nonato e Odete Rodrigues que mesmo não tendo completado os seus estudos reconheceram o poder transformador que a educação pode ter, e sempre me deram todo suporte que podiam para que eu pudesse ter acesso à educação de qualidade. E também por todo amor que me dão em todos os momentos da vida.

*"Se não puder voar, corra. Se não
puder correr, ande. Se não puder
andar, rasteje. Mas continue em
frente de qualquer jeito.*

Martin Luther King

RESUMO

O presente trabalho é um estudo da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) e de como se dá o seu impacto na tarifa de energia elétrica quando se considera a possibilidade de revisar os contratos de energia do ambiente regulado de energia.

Para o procedimento tarifário, a GDFV é um componente novo e existem várias linhas de análise para o impacto que a mesma pode causar na tarifa de energia e na gestão das distribuidoras. Assim este trabalho propõe um método de análise da tarifa considerando a penetração de GDFV e levando-se em conta a possibilidade de revisar os contratos de energia da distribuidora pertencentes ao ambiente regulado, analisando o procedimento tarifário atual e o mercado de energia do ambiente regulado.

Por fim, aplica-se o método a um estudo de caso real para a CEB, onde é sabido que quando ocorre a penetração de GDFV espera-se um aumento da tarifa de energia aplicada, porém ao se considerar a possibilidade de revisão dos contratos os resultados que mostram que o efeito sobre a tarifa de energia causado pela penetração de GDFV é muito menor.

ABSTRACT

The present work is a study of distributed solar photovoltaic energy (DSPV) and how its impact on electricity tariffs when one considers the possibility of reviewing the energy contracts of the regulated energy environment.

For the tariff procedure, the DSPV is a new component and there are several lines of analysis for the impact that it can cause in the energy tariff and in the management of the distributors. This paper proposes a method of tariff analysis considering the penetration of DSPV and taking into account the possibility of revising the energy contracts of the distributor belonging to the regulated environment, analyzing the current tariff procedure and the energy market of the regulated environment.

Finally, the method is applied to a real case study for the Energy Company of Brasilia, where it is known that when DSPV penetration occurs, it is expected that the energy tariff will increase, but when considering the possibility of reviewing the contracts, the effect on the energy tariff caused by DSPV penetration is much lower.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Consumo de Energia e IDH.....	21
Figura 2 - Relação do Crescimento da Demanda de Energia com a Emissão de Carbono.....	23
Figura 3 - Produção de Energia solar no Mundo	23
Figura 4 - Participação da Produção de Energia Solar.....	24
Figura 5 – Componentes da Tarifa de Energia e suas ramificações econômicas e financeiras.	30
Figura 6 – Resultado da Parcela A do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB.....	36
Figura 7 – Estrutura da Parcela A com detalhes sintetizada	37
Figura 8 - Resultado da Parcela B do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB.....	39
Figura 9 – Funções de custos e componentes tarifários da TE	45
Figura 10 – Funções de Custo e Componentes Tarifários da TUSD	45
Figura 11 - Conexão por Tipo de Fonte	52
Figura 12 - Preço da Energia em Alguns Países ajustado pela Paridade de Poder de Compra	54
Figura 13 - Procedimento Lúdico do Método	55
Figura 14 - Estrutura da Tarifa Final de Energia	56
Figura 15 - Estrutura detalhada da Parcela A, com os componentes afetados pela penetração de GDFV	57
Figura 16 - Sistema de distribuição do modelo simples.....	59
Figura 17 - Participação do custo de cada contrato no modelo simples	67
Figura 18 - Projeção do consumo de energia elétrica para o DF	72
Figura 19 - Potência Instalada (MW).....	73
Figura 20 - Penetração de GDFV no cenário conservador.....	74
Figura 21 - Distribuição de adotantes de inovações.....	75
Figura 22 - Dispersão dos Custos dos Contratos.....	75
Figura 23 - Combinações dos cenários do método	81
Figura 24 - Estrutura SPARTA e PCAT	82
Figura 25 - Fluxo do Método	93
Figura 26 - Distribuição das Despesas de Energia da CEB	98
Figura 27 - Regiões Administrativas Analisadas	101
Figura 28 - Localização Geográfica das UCs com geração própria.....	101
Figura 29 - Montante de Energia que poderia ser revisado dos contratos em cada ano	106
Figura 30 - Resultados das Receitas Requeridas pelas combinações dos cenários.....	118

Figura 31 - Reduções causadas na Receita Requerida por cada combinação dos cenários ..	118
Figura 32 - Valores da conta de energia de uma residência para cada cenário.....	121
Figura 33 - Empregos gerados no setor de energia renovável divididos por tecnologia	123

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifas de Aplicação e Base Econômica para o Grupo B do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB	46
Tabela 2 – Mercado da Distribuidora e Quantidade de Energia Gerada por cada Consumidor no Modelo Simples.....	59
Tabela 3 - Contratos de Energia do Modelo Simples.....	59
Tabela 4 - Energia Requerida do Modelo Simples	60
Tabela 5 - Custo de Energia do Modelo Simples.....	60
Tabela 6 - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão do Modelo Simples	61
Tabela 7 - Receitas Irrecuperáveis do Modelo Simples.....	61
Tabela 8 - Receita Requerida pela Distribuidora do Modelo Simples.....	62
Tabela 9 - Abertura Tarifária do Modelo Simples	63
Tabela 10 - Valores pagos pelos consumidores do modelo simples.....	63
Tabela 11 - Compra de Energia com GDFV no modelo simples.....	64
Tabela 12 - Custo de Energia com GDFV no modelo simples	64
Tabela 13 - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão com GDFV no modelo simples	64
Tabela 14 - Receitas Irrecuperáveis e Encargos Setoriais com GDFV no modelo simples....	64
Tabela 15 - Receita Requerida pela Distribuidora com GDFV em comparação a sem GDFV no modelo simples.....	65
Tabela 16 - Abertura Tarifária e Valores das Contas de Energia em comparação ao caso sem GDFV	65
Tabela 17 - Receita Requerida com GDFV Revisada no modelo simples.....	68
Tabela 18 - Abertura Tarifária e Valores das Contas de Energia considerando a tarifação com GDFV Revisada no modelo simples	68
Tabela 19 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída	70
Tabela 20 - Montante de energia.....	70
Tabela 21 - Rol de Contratos do CCEAR da CEB.....	76
Tabela 22 - Perdas Técnicas do Sistema de Distribuição referentes ao nível de penetração de GDFV	85
Tabela 23 - Energia Fornecida pela CEB nos anos de referência	95
Tabela 24 - Penetração de GDFV no cenário conservador em 2026	96
Tabela 25 - Despesas dos Contratos do CCEAR da CEB; Fonte: Elaboração Própria, com dados do SPARTA, 2017	99
Tabela 26 - Resultados de Penetração de GDFV no Cenário Assertivo	102

Tabela 27 – Resultados dos níveis de penetração para cada cenário	102
Tabela 28 - Leilões com contratos de energia no CCEAR revisados pelo método da vigência	105
Tabela 29 - Contratos Revisados no cenário conservador pelo método de revisão com base nos custos.....	107
Tabela 30 - Cenários de Energia Fornecida	109
Tabela 31 - Perdas Técnicas de Cada Cenário considerado.....	109
Tabela 32 - Valores de Custo de Energia para os cenários	110
Tabela 33 - Custos com transporte e MUST para cada cenário	111
Tabela 34 - Valores do Encargo Setorial de P&D para cada cenário	112
Tabela 35 - Valores das Receitas Irrecuperáveis para cada cenário	112
Tabela 36 - Valores de RR e IRT para os cenários em 2026	113
Tabela 37 - Valores de CE para os cenários com os contratos revisados	114
Tabela 38 - Valor do Encargo Setorial para cada combinação de revisão dos contratos.....	115
Tabela 39- Valores das Receitas Irrecuperáveis para cada combinação de cenário de revisão dos contratos.....	116
Tabela 40- Resultados de Receita Requerida e IRT para as combinações dos cenários com os métodos de revisão de contratos.....	116
Tabela 41 - Valores da Tarifa de Aplicação (R\$/MWh) para os cenários de penetração de GDFV	119
Tabela 42 - Valores da Tarifa de Aplicação (R\$/MWh) para as combinações dos cenários	120

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

A	Ampère
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	Ano de Referência
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	Custo de Energia
CEB	Companhia Energética de Brasília
CVA	Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A
DRA	Data de Referência Anterior
DRP	Data do Reajuste em Processamento
EF	Energia de Fornecimento para atender o mercado da distribuidora
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energia Requerida
EV	Energia Vendida pela distribuidora
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRT	Índice de Reposição ou Reposicionamento Tarifário
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
Mt	Mega tonelada
Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo (11.500 GWh)
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
MW	Megawatt

MWh	Megawatt-hora
NT	Nota Técnica
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDE	Plano Decenal de Expansão
Pen	Nível de Penetração de GDFV
PNT	Perdas Não Técnicas
PT	Perdas Técnicas
PRT	Perdas Totais
PRB	Perdas na Rede Básica
PRODIST Elétrico Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RB	Rede Básica
REN	Resolução Normativa
RI	Receitas Irrecuperáveis
RR	Receita Requerida
RR	Receita de Referência
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária da ANEEL
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
SPARTA	Sistema para Processos Automatizados de Reajuste Tarifário
SRD ANEEL	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição da
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TM	Tarifa Média de Repasse as Distribuidoras
TM_{CCEAR}	Tarifa média dos contratos do CCEAR
TR	Tarifa de Referência
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

V	Volts
VPA	Valor da Parcela A
VPB	Valor da Parcela B
WWF	<i>World Wide Fund for Nature</i>

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	v
RESUMO	viii
ABSTRACT.....	ix
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xii
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS.....	xiv
SUMÁRIO	xvii
1. Introdução.....	21
1.1 Motivação.....	21
1.2 Objetivo.....	25
1.3 Estruturação.....	25
2. Revisão Bibliográfica.....	26
2.1 Considerações Iniciais.....	26
2.2 Procedimento de Definição da Tarifa.....	27
2.2.1 Revisão Tarifária	28
2.2.2 Reajuste Tarifário.....	29
2.3 Componentes da tarifa	29
2.3.1 Parcela A	31
2.3.2 Parcela B	38
2.3.3 Componentes Financeiros	39
2.4 Índice de Reajuste Tarifário	41
2.5 Abertura Tarifária	42
2.5.1 Tarifas de Aplicação.....	44
2.6 Análise do Impacto de Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) na Tarifa 47	
2.7 Regras Gerais de Comercialização de Energia Elétrica	48

3.	Materiais e Métodos	52
3.1	Considerações iniciais	52
3.2	Introdução ao método	54
3.2.1	Aplicação do método para um modelo simples	58
3.2.1.1	Cálculo da tarifa de energia no modelo simples sem GDFV	60
3.2.1.2	Cálculo da tarifa de energia no modelo simples com inserção de GDFV sem revisar os contratos de energia.....	63
3.2.1.3	Cálculo da tarifa de energia no modelo simples com inserção de GDFV e revisão dos contratos de energia	66
3.3	Níveis de penetração de GDFV e potencial do DF	69
3.3.1	Situação atual do Distrito Federal	70
3.3.2	Método para cálculo da energia fornecida.....	71
3.3.3	Método para a determinação da penetração de GDFV	72
3.4	Método para escolha dos contratos a serem revisados	78
3.5	Combinações dos cenários	80
3.6	Estrutura do SPARTA e PCAT	81
3.6.1	Procedimentos de cálculo no SPARTA e PCAT	83
3.7	Cálculo do índice de reajuste tarifário econômico	83
3.7.1	Cálculo de perdas	84
3.7.2	Cálculo da energia requerida e preço médio dos contratos.....	86
3.7.3	Cálculo dos demais componentes da VPA	89
3.7.4	Cálculo do IRT Econômico	91
3.8	Considerações finais.....	92
4.	Resultados e Discussões	94
4.1	Considerações iniciais	94
4.2	Níveis de penetração	94
4.2.1	Previsão de consumo da CEB	94
4.2.2	Penetração de GDFV no cenário conservador	95

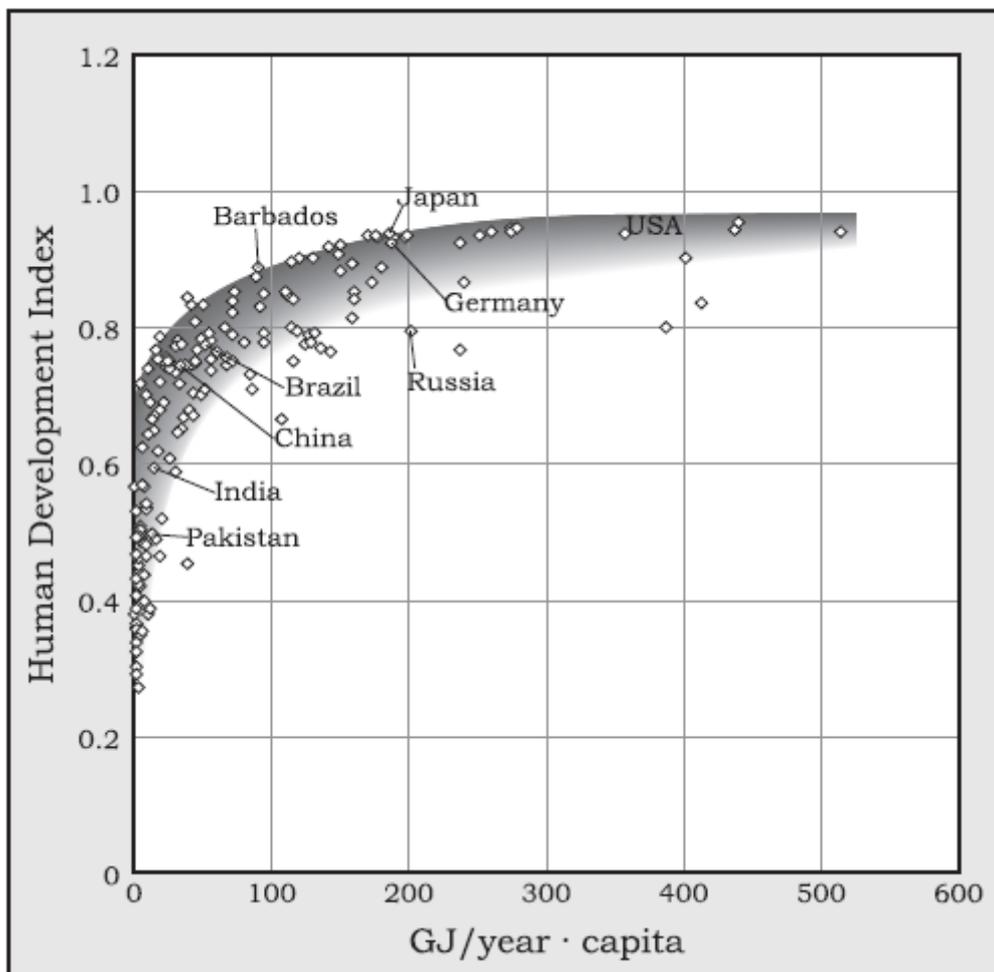
4.2.3	Penetração de GDFV no cenário assertivo.....	96
4.2.4	Potencial de Geração de GDFV no DF para 2026	100
4.2.5	Análise dos resultados de penetração de GDFV	102
4.3	Revisão do portfólio de contratos do CCEAR da CEB.....	103
4.3.1	Revisão dos contratos do CCEAR com base na vigência	103
4.3.2	Revisão dos contratos do CCEAR com base no custo	106
4.3.3	Análise da revisão dos contratos	107
4.4	Impacto tarifário na rede da CEB.....	108
4.4.1	Receita requerida pela CEB	109
4.4.2	Receita requerida pela CEB com revisão dos contratos.....	113
4.4.3	Tarifa de energia elétrica.....	119
4.5	Análise do impacto.....	122
4.5.1	Sociedade	122
4.5.2	Consumidor	124
4.5.3	Distribuidora.....	124
5	Conclusão.....	125
5.1	Sugestões de trabalhos futuros	127
	Referências.....	129
	Apêndice A – Sistema de Compensação de Energia.....	133
	Anexos.....	136
1.	Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato – CCEE (Com Adaptações)	137
2.	SPARTA do Reajuste Tarifário 2017 da CEB – Adaptada.....	145
2.1	Aba de Energia	145
2.2	Aba RB e Conexões	147
2.3	Aba de Neutralidade	148
2.4	Aba de Encargos	151

2.5	Aba de Resultados	152
3.	PCAT do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB	155
3.1	Aba de Custos.....	155
3.2	Mercado TUSD	156
3.3	Mercado TE	158
3.4	Tabelas REH	159

1. Introdução

1.1 Motivação

Ao longo dos anos o crescimento da utilização de energia pelas civilizações apresenta uma notável correlação do aumento do consumo de energia com a melhoria da qualidade de vida daquelas civilizações. Existem algumas dessas correlações notáveis que se mostraram um padrão ao longo dos anos, como a correlação com o índice de desenvolvimento humano (IDH), representado no eixo das ordenadas na figura abaixo: (SMIL V, 2010).



Fonte: SMIL V, 2010

Figura 1- Consumo de Energia e IDH

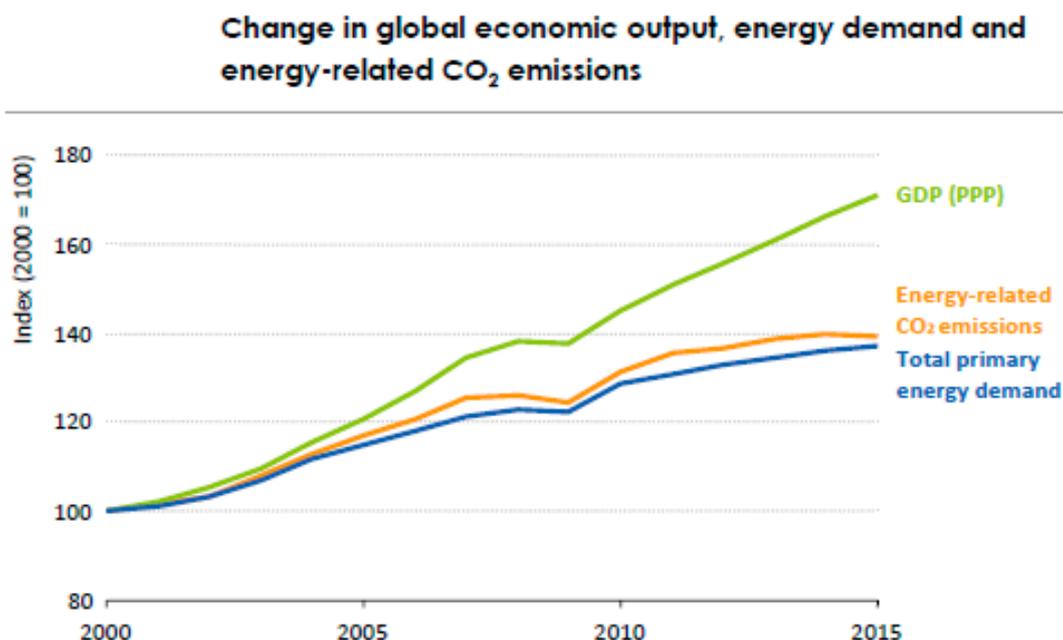
Uma vez que a sociedade caminha para a melhoria dos padrões de qualidade de vida, espera-se que o Brasil para alcançar os patamares de desenvolvimento humano comparáveis aos dos países mais desenvolvidos irá também aumentar o seu consumo de energia.

É válido notar que com o aumento do IDH é necessária uma variação cada vez maior da quantidade de energia consumida, para se aumentar o IDH.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) previu que para até 2026 o consumo de energia elétrica irá crescer 50% a mais do que o crescimento da economia, e apontou um cenário que se configura em 2026 em que haverá uma necessidade de oferta de energia adicional, além da expansão planejada atual de geração, para complementação de potência. (PDE, 2017).

Porém, ao se olhar para o crescimento do consumo de energia no mundo em comparação com a produção de CO₂ poderíamos prever estarmos caminhando para um cenário muito pior para o agravamento da situação global do meio ambiente. O que estaria indo na contramão do que foi estabelecido pelos países no Acordo de Paris e nas conferências mundiais do meio ambiente, que concordam com a redução da emissão de CO₂ nos próximos anos.

Podemos observar recentemente o aumento de emissões de CO₂ ficando estável, o que tinha ocorrido nos últimos 40 anos apenas 3 vezes – 1980s, 1992 e 2009 sendo que todas essas ocorrências estavam associadas a crises econômicas (WEO, 2016).



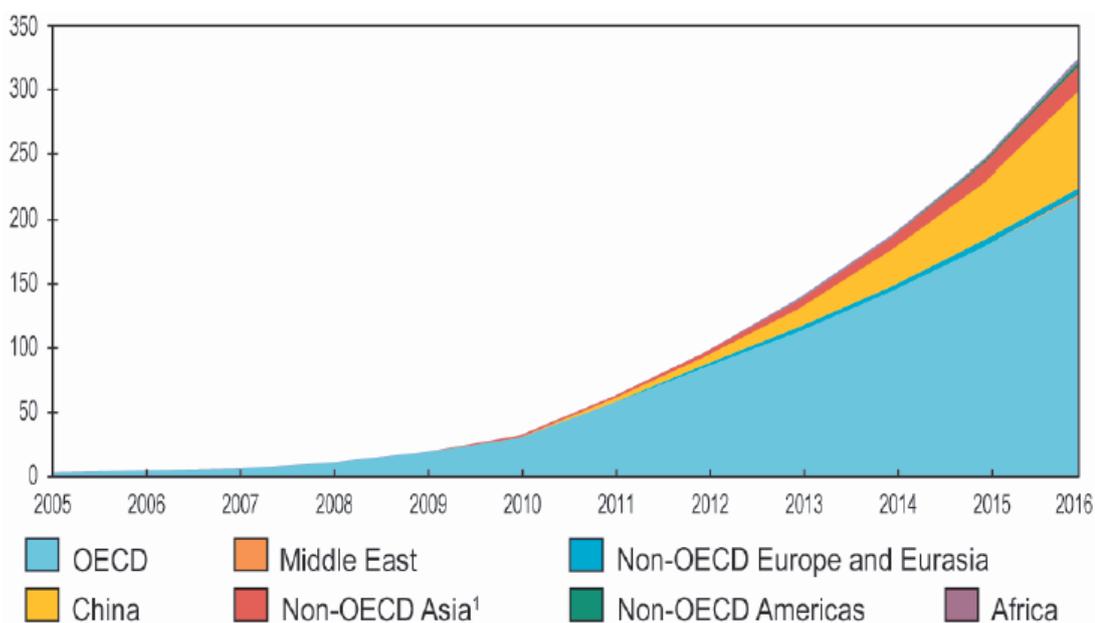
Fonte: WEO,2016

Figura 2 - Relação do Crescimento da Demanda de Energia com a Emissão de Carbono

Dessa forma a comunidade internacional volta os seus esforços em continuar crescendo, mas sem gerar aumento das emissões de CO₂. Como alternativa vemos o aumento da participação de energias renováveis na matriz energética dos países. Que vem se tornando cada vez mais competitiva frente aos outros meios de geração, principalmente a geração de energias renováveis de fontes solares e eólicas que tem projeção de redução de custos de 40% a 70% e de 10% a 25%, respectivamente, até 2040. (WEO, 2016).

Nesse cenário, a crescente produção de energia solar fotovoltaica no mundo nos últimos 10 anos tem sustentado o desenvolvimento de muitos países, com destaque para a China, que tem aplicado uma alternativa sustentável para garantir o suprimento de energia e suportar o desenvolvimento do país.

World solar PV electricity production from 2005 to 2016 by region (TWh)

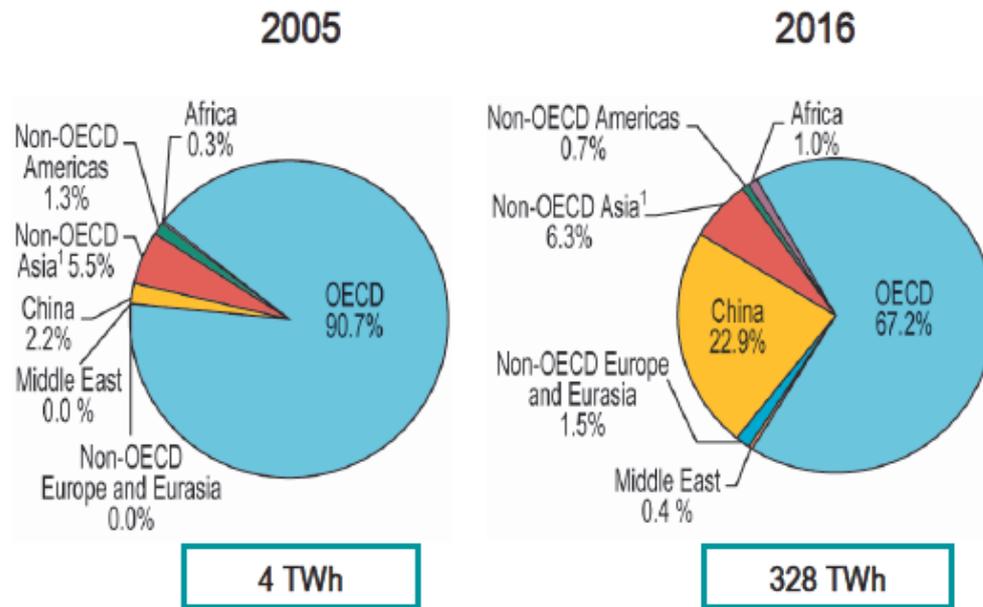


Fonte: IEA, 2018, adaptado

Figura 3 - Produção de Energia solar no Mundo

Porém o Brasil nesses 10 anos ficou aquém do seu potencial de produção de energia solar como podemos ver nos países da América que não fazem parte da *Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)*, como o Brasil, a pequena expressão de crescimento de produção de energia solar fotovoltaica.

2005 and 2016 regional shares of solar PV electricity production



Fonte: IEA, 2018, adaptado

Figura 4 - Participação da Produção de Energia Solar

Visto como preocupante pela comunidade internacional o fato de os países em desenvolvimento terem dificuldades de avançar na implementação de energia de fontes renováveis. A ONU colocou na proposta para os presidentes da convenção do clima já em 2015 a necessidade de promover acesso universal à energia sustentável em países em desenvolvimento através da melhor implementação da energia renovável em suas matrizes energéticas (UNFCCC, 2015).

De forma a promover o crescimento da participação de energia renovável com acesso universal, de maneira particular através da geração distribuída, a ANEEL publicou em 2012 a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 que regularizou a conexão de geração distribuída (GD) no formato de compensação de energia ligado à rede de distribuição. Em 2015 publicou a REN nº 687/2015 alterando a REN nº 482/2012, permitindo uma potência maior de conexão e facilidades no processo de conexão com a distribuidora, com o intuito de estimular o crescimento da geração distribuída no Brasil (Uma descrição detalhada do modelo regulatório de geração distribuída no Brasil é apresentada no Apêndice A).

Isto provocou bastante discussão entre os atores do sistema, que alegam que exista um “subsídio cruzado” entre os adotantes e não-adotantes da geração distribuída, uma

vez que a compensação de crédito ocorre no valor cheio da tarifa e não apenas no que diz respeito a energia injetada. (GESEL, 2018).

Porém ao se vislumbrar uma tarifa binômia – na tarifa é cobrado separadamente o uso da energia e do sistema de distribuição - para os adotantes acabamos por desestimular o avanço da geração distribuída uma vez que o *payback* do investimento não ocorreria ou ficaria demasiadamente longo, praticamente inviabilizando o investimento (ANDRADE, G. N., & KONZEN, G., 2016).

Portanto, a integração de geração distribuída requer um novo olhar e uma reavaliação sobre as práticas e suposições tradicionais, como também da regulação sobre o funcionamento do sistema elétrico (MIT, E. 2016).

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é analisar o impacto tarifário para alta penetração de geração distribuída segundo o funcionamento do PRORET, porém levando-se em consideração a possibilidade de atualização dos contratos de energia do mercado de comercialização de energia do ambiente regulado, no cenário em que se tenha uma parcela relevante de geração distribuída (GD). Desta forma busca-se valorar o real impacto sobre a tarifa do consumidor e sobre a receita da distribuidora.

São considerados primeiro o funcionamento em um sistema hipotético e posteriormente para o caso real da Companhia Energética de Brasília (CEB), passando pelo cálculo da tarifa segundo o PRORET e considerando o impacto da geração distribuída na tarifa com a atualização dos contratos de energia, bem como o funcionamento do mercado de comercialização de energia brasileiro.

1.3 Estruturação

Para que se possa chegar ao objetivo proposto, é necessário passar por algumas etapas do modelo atual de tarifação das distribuidoras, do mercado de energia, com uma análise da legislação vigente e algumas recomendações de políticas internacionais de energia. Além disso também será apresentada a perspectiva de crescimento e competitividade da produção de energia solar e da geração distribuída, com atenção a esse desenvolvimento no Distrito Federal – DF, e também estruturar as alterações necessárias nesse modelo para

a inserção da geração distribuída com a atualização dos contratos, o Capítulo 2 traz a explicação desses tópicos junto da análise para a inserção da geração distribuída.

No Capítulo 3 será apresentado o método utilizado para analisar o impacto da penetração de geração distribuída junto da atualização dos contratos. Primeiro será apresentado o método funcionando para um sistema simples, afim de esclarecer a ideia proposta e em seguida expandimos para a aplicação no sistema real da CEB.

O Capítulo 4 irá apresentar os principais resultados obtidos pelo método para o sistema real e as discussões que se desdobram desses resultados, em específico os impactos para os principais envolvidos sob uma ótica de benefícios para a sociedade, para a distribuidora e para o consumidor cativo e usuário final do sistema de distribuição.

Finalmente no Capítulo 5 após discorrer sobre o método e sobre os resultados obtidos, apresentamos as conclusões obtidas no estudo com observação para os impactos que seriam causados no modelo atual e recomendações de verificações mais aprofundadas para o cenário nacional, o que também abre espaço para novos trabalhos que complementam ou se desdobram do tema aqui analisado.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo busca apresentar o que há na literatura sobre o funcionamento do processo tarifário brasileiro e sobre a comercialização de energia com base nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), e considerando o impacto causado pela inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV). Com o objetivo de subsidiar os conceitos que serão utilizados no capítulo 3, dividimos este capítulo nos seguintes tópicos:

- Procedimentos de Regulação Tarifária – resumindo do PRORET os pontos que serão utilizados no método;
- Componentes tarifários afetados pela inserção de GDFV – apresentação do método para inserir a penetração de GDFV no procedimento tarifário;
- Procedimentos de comercialização de energia – com ênfase no ambiente do mercado regulado;
- Sistema de compensação de energia.

2.2 Procedimento de Definição da Tarifa

Para entender como a tarifa é composta e principalmente como ela é calculada, precisamos saber que existem dois momentos em que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) calcula a tarifa das distribuidoras, são eles durante o Reajuste Tarifário e na Revisão Tarifária.

Existem três metodologias de cálculo tarifário, que são basicamente divididas entre os componentes de um sistema de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN), e são compostas por:

- Metodologia de Cálculo Tarifário da Geração;
 - Receita Anual de Geração (RAG)
 - Cota de Garantia Física (CCGF)
- Metodologia de Cálculo Tarifário da Transmissão;
 - Receita Anual Permitida (RAP)
 - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)
 - Encargo de Conexão
- Metodologia de Cálculo Tarifário da Distribuição.
 - Custo de Aquisição
 - Custo com Transporte
 - Encargos Setoriais
 - Mercado de Referência
 - Depreciação e Remuneração dos Investimentos
 - Base de Remuneração
 - Custo de Capital Regulatório
 - Custos Operacionais
 - Receitas Irrecuperáveis
 - Perdas de Energia
 - Fator X
 - Outras Receitas

Como o foco deste trabalho está em analisar o impacto na distribuidora e o mercado que atende, nos atentaremos para a Metodologia de Cálculo Tarifário da Distribuição. Assim a tarifa visa assegurar que a distribuidora receba a receita suficiente para cobrir os

custos operacionais e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir atendimento de qualidade aos consumidores, esses custos são repassados para a tarifa que a ANEEL calcula no Reajuste Tarifário e na Revisão Tarifária. (SGT/ANEEL, 2017)

2.2.1 Revisão Tarifária

Até 2014 as revisões tarifárias eram feitas por ciclos predefinidos, onde se havia uniformidade de regras. O primeiro ciclo de revisões aconteceu entre 2003 e 2006. A partir de 2015 se iniciou uma nova metodologia que encerrou o conceito de ciclo tarifário como um pacote fechado metodológico fechado. (SGT/ANEEL, 2017)

A revisão tarifária periódica, passou a ocorrer com base na data determinada nos contratos de concessão assinados entre as empresas e o poder concedente, o que acaba levando a ser feito em média a cada 4 anos, dependendo da distribuidora.

Na revisão tarifária são redefinidos o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos, o que é componente da chamada parcela B. (SGT/ANEEL, 2017).

Durante a revisão tarifária são calculadas a Parcela A e Parcela B da tarifa, que serão detalhados mais a frente, e também é calculado o Fator X.

Neste processo são definidos os custos regulatórios, normalmente feitos através de técnicas de *benchmarking*, comparando a eficiência das distribuidoras, inclusive internacionais. Isto causa por consequência a aplicação de custos que podem ser maiores ou menores dos quais são aplicados na prática pela distribuidora, com isso parte das distribuidoras teria o custo repassado às tarifas inferior aos praticados, sendo automaticamente penalizada pela sua ineficiência. Uma vez definido os custos relacionados a distribuição, os mesmos serão apenas reajustados, pelo IGP-M menos Fator X até a revisão tarifária seguinte, não sendo reavaliados a cada ano. (SGT/ANEEL, 2017b)

Assim o Fator X tem o objetivo de estimar os ganhos de produtividade da distribuidora e penalizar as que estiverem operando de forma ineficiente. O fator X é composto de três parâmetros, em que dois deles são definidos apenas na revisão tarifária e somente um componente é revisado todo ano, que são os ganhos de produtividade da atividade de distribuição (Pb), qualidade técnica comercial do serviço prestado (Q) e trajetória de custos operacionais (T) (SGT/ANEEL, 2016). Apenas o parâmetro Q é

calculado todo ano, e ele é calculado por meio de indicadores da própria distribuidora tanto técnicos como comerciais (SGT/ANEEL, 2016).

2.2.2 Reajuste Tarifário

Esta é a segunda forma de atualização do valor da tarifa, ela acontece anualmente a menos no ano da revisão tarifária. Em que seu objetivo é reestabelecer o poder de compra da distribuidora, assim são repassadas as variações dos custos de Parcela A, que são os custos não gerenciáveis pela distribuidora, como os custos relacionados à compra de energia elétrica, a transmissão e os encargos setoriais (SGT/ANEEL, 2017).

Enquanto a parcela B, ou os custos gerenciáveis pela distribuidora como os custos operacionais e os investimentos realizados por ela além da quota de depreciação de seus ativos, é apenas atualizada pelo IGPM ou IPCA (de acordo com o contrato de concessão) menos o valor do fator X, como na Eq 2.1 (SGT/ANEEL, 2017).

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGMP - Fator X) \quad (2.1)$$

Onde:

VPB_0 : é o valor da parcela B anterior;

Assim durante o reajuste temos o cálculo da Parcela A atualizado completamente e a Parcela B apenas atualizada, conforme colocado na Eq. 2.1, dessa forma a receita reajusta pode ser expressa na equação:

$$RR_1 = VPA_{atualizada} + VPB_1 \quad (2.2)$$

Onde:

RR_1 : é a receita requerida reajustada;

$VPA_{atualizada}$: é o valor da parcela A calculada no ano;

2.3 Componentes da tarifa

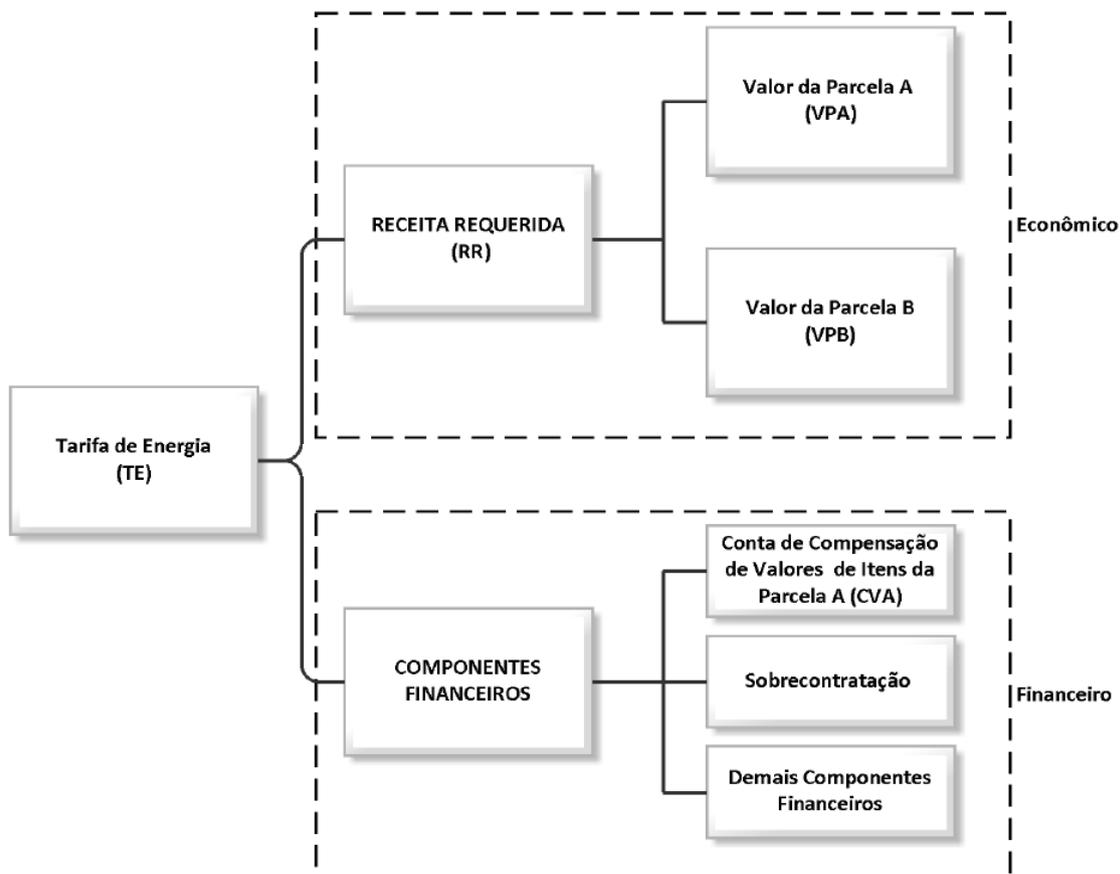
Como a tarifa visa assegurar a distribuidora receita suficiente para cobrir os seus custos e remunerar os seus investimentos que visam garantir a entrega de um serviço de

qualidade a todos os consumidores, ela tem seu valor calculado dentro da metodologia de cálculo da tarifa de distribuição apontado anteriormente, mas podemos dividir esses valores em três macro componentes da Tarifa de Energia (TE):

- Parcela A
- Parcela B
- Componentes Financeiros

A parcela A e B fazem parte dos componentes que chamamos de econômicos, já os demais componentes da tarifa compreendem os componentes financeiros da tarifa. Produzindo respectivamente o Índice de Reajuste Tarifário Econômico (IRT_{eco}) e o Índice de Reajuste Tarifário Financeiro (IRT_{FIN}) que é calculado no processo de reajuste tarifário.

De maneira um pouco mais detalhada, a TE se ramifica em dois braços dando origem aos lados econômicos e financeiros, os principais componentes financeiros foram destacados na Figura 5. Ademais iremos mostrar mais detalhes de cada componente.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 5 – Componentes da Tarifa de Energia e suas ramificações econômicas e financeiras.

2.3.1 Parcela A

A parcela A envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão, além dos encargos setoriais (SGT/ANEEL, 2016), e mais recentemente passou a inserir as Receitas Irrecuperáveis (RI) que antes faziam parte da Parcela B, ela é calculada conforma a equação abaixo:

$$VPA = CE + CTr + ES + RI \quad (2.3)$$

Onde:

VPA: Valor da Parcela A;

CE: Custo de compra de Energia;

CTr: Custo de Transporte de Energia – com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

ES: Encargos Setoriais definidos em legislação específica.

A parcela referente ao Custo de compra de Energia (*CE*) é calculada obtendo-se o montante de energia requerida (*ER*) para atender o mercado de referência, subtraída a energia proveniente do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) e valorada pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia (*TM*) vigente na data do reajuste em processamento (PRORET/ANEEL, 2018), conforme equação abaixo:

$$CE = TM \times (ER - E_{Proinfa}) \quad (2.4)$$

A componente da energia requerida pela distribuidora (*ER*) é dada pelo montante da energia vendida para atender os consumidores da distribuidora (*EV*), somados as perdas regulatórias totais (*PRT*) que é a soma das perdas técnicas (*PT*) e das perdas não técnicas (*PNT*) relativas ao sistema de distribuição e transmissão. Assim a *ER* é dada pela equação abaixo:

$$ER = EV + PRT \quad (2.5)$$

A energia proveniente do PROINFA é subtraída, uma vez que o cálculo tarifário da mesma é feito através de encargo setorial, evitando assim uma sobreposição incorreta, por consequência ela é valorada a custo zero no balanço energético da distribuidora (PRORET/ANEEL, 2018).

A tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente é calculada fazendo-se a soma dos custos de todos os contratos de aquisição de energia de uma modalidade e dividindo-se pelo montante de energia proveniente da mesma modalidade. Hoje temos as seguintes modalidades de aquisição de energia:

- Cota de Itaipu;
- Cota de Angra 1 e 2;
- Cota de Concessões Renovadas;
- Cota PROINFA;
- Contratos Bilaterais;
- Geração Distribuída (GD);
- Geração Própria;
- Leilões de Energia Existente (LEE);
- Leilões de Energia Nova (LEN);
- Leilões de Fonte Alternativa (LFA);
- Leilão de Ajuste.

Para aquela energia que foi adquirida por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), em sua maioria são os contratos provenientes dos leilões que tem longos prazos de duração, existe uma diferença no cálculo da TM. Para essa modalidade é levado em consideração o percentual efetivo da energia contratada, conforme definido na equação (2.7) (AMARAL, 2017). Desta forma a TM do CCEAR é calculada como sendo:

$$TM = \frac{\sum_{i=1}^n (Tarifa_i \cdot EN_i \cdot CT)}{ER} \quad (2.6)$$

Onde:

$Tarifa_i$: é a tarifa do contrato i, em R\$/MWh;

EN_i : montante de energia adquirida no contrato, em MWh;

N: é o número de contratos

ER: é a energia Requerida;

CT: Percentual de uso efetivo da energia, dado pela equação (2.7)

$$CT = \frac{ER}{EC} \quad (2.7)$$

Onde:

ER: Energia Requerida;

EC: Energia Contratada.

A segunda parcela da VPA é referente aos custos com transmissão de energia elétrica, que a distribuidora paga a transmissora de energia e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pelo uso das instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), contendo a Rede Básica, a Rede Básica de Fronteira ou DIT. Através do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), conforme a equação (2.8), que são especificados nos respectivos contratos de uso do sistema de transmissão (CUST).

$$EUST = \sum_1^T [MUST_{FP} \times (TUST_{FP_{RB}} + TUST_{FP_{FR}}) + MUST_P \times (TUST_{P_{RB}} + TUST_{P_{FR}})] \quad (2.8)$$

Onde:

$MUST_{FP}$: Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado no horário Fora da Ponta (FP) para o ponto de conexão T, em MW;

$MUST_P$: Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado no horário da Ponta (P) para o ponto de conexão T, em MW;

$TUST_{FP_{RB}}$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no horário Fora da Ponta (FP) para a Rede Básica (RB) no ponto de conexão T, em R\$/MW;

$TUST_{FP_{FR}}$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no horário Fora da Ponta (FP) para a Rede Básica de Fronteira (FR) no ponto de conexão T, em R\$/MW;

$TUST_{P_{RB}}$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no horário da Ponta (P) para a Rede Básica (RB) no ponto de conexão T, em R\$/MW;

$TUST_{P_{FR}}$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no horário da Ponta (P) para a Rede Básica de Fronteira (FR) no ponto de conexão T, em R\$/MW;

T: Pontos de conexão contratados conforme CUST.

Os CUSTs são homologados pela ANEEL e definem o valor das MUSTs na ponta e fora da ponta, já as TUSTs são definidas por resolução homologatória pela ANEEL. Pela Resolução Normativa (REN) nº67 de 8 de julho de 2004 as TUSTs foram divididas em rede básica, que são pagas por todos os usuários do SIN e a TUST para a rede básica de fronteira que é aplicável apenas para as distribuidoras.

A terceira parcela da VPA é referente ao valor dos Encargos Setoriais (ES), que a ANEEL entende como sendo os custos não gerenciáveis suportados pelas distribuidoras, instituídos por Lei, e este custo é repassado aos consumidores para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual (PRORET/ANEEL, 2014c).

Os encargos setoriais da parcela A são:

- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER
 - Subsidiar os custos da manutenção do SIN;
 - Cobrir os custos da contratação de energia de reserva;
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
 - Prover recursos para o funcionamento da ANEEL;
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e programa de Eficiência Energética – PEE; e
- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

Dentre os encargos aqueles que dependem da receita da distribuidora são o TFSEE e o P&D. a TSFEE é regulamentada pelo Decreto nº2.410/1997 e alterada pela Lei nº 12.783 de 2013, que reduziu seu valor de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual da distribuidora. O valor anual é definido pela ANEEL já que este encargo é destinado à cobertura do custeio das suas atividades.

O encargo referente ao P&D foi criado pela Lei nº 9.991/2000 que obriga as distribuidoras a investirem um percentual da sua receita líquida operacional para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Na

cobertura tarifária corresponde ao produto de 1% da Receita Operacional Líquida da Distribuidora (PRORET/ANEEL, 2014c).

Em 2015 foram renovados os contratos de concessão de algumas distribuidoras, no qual dentre outras mudanças uma delas foi a incorporação das Receitas Irrecuperáveis (RI) à parcela A, saindo assim da parcela B e sendo reajustada anualmente no Reajuste Tarifário, porém a revisão dos percentuais regulatórios ocorrerá a cada 4 anos. A partir de 2017 esta mudança passou a valer para a Companhia Energética de Brasília (CEB).

A RI busca ressarcir a distribuidora dos custos decorrentes dos consumidores inadimplentes e é dada pela equação abaixo:

$$RI = \frac{RR_{ri} + \textit{Financeiros} + \textit{Receita de Bandeiras}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \left[\sum_c \rho_c \times RI_c \right] \quad (2.9)$$

Onde:

RR_{ri} : é a receita requerida, sim incluir o RI;

Financeiros: Componentes Financeiros das tarifas de distribuição;

Receita de Bandeiras: Receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_c : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_c : Percentual de RI Regulatórias, relativo à classe C do grupo ao qual pertence a distribuidora, definido pela ANEEL.

Com isso, finalizamos os componentes da parcela A, que correspondem aos custos não gerenciáveis da distribuidora enquadrados na parte econômica da tarifa referente a uma parcela da receita requerida. Como podemos verificar de maneira sintetizada na

Fonte: Elaboração Própria

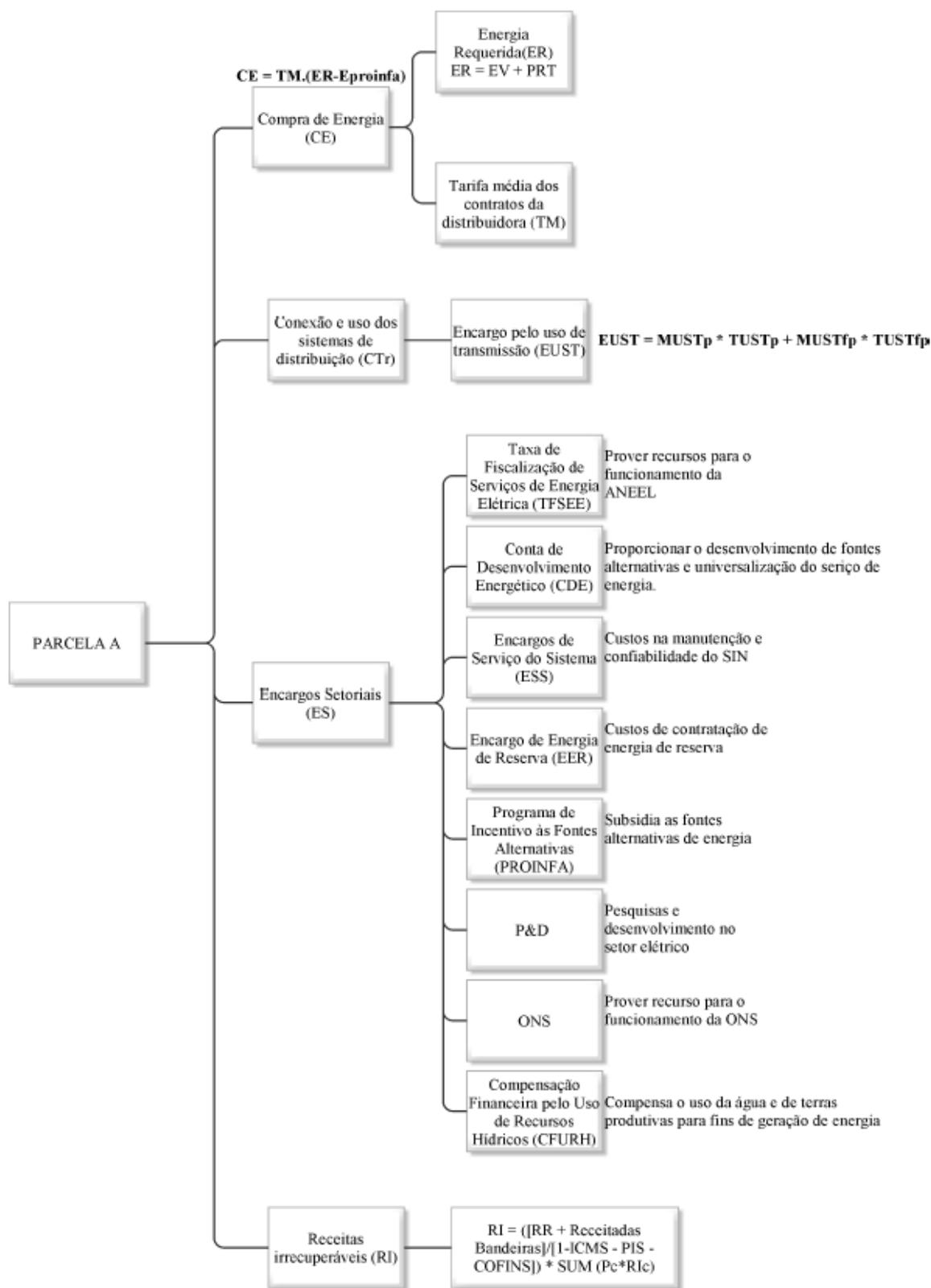
Figura 7.

Para exemplificar podemos ver os dados do último reajuste tarifário da CEB, que estão dispostos na Figura 6:

		DRP	
ENCARGOS		R\$	528.607.998,85
Reserva Global de Reversão – RGR		R\$	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC		R\$	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE		R\$	2.051.083,39
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE		R\$	359.410.179,65
Compensação financeira - CFURH		R\$	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER		R\$	93.826.601,39
PROINFA		R\$	50.299.216,50
P&D e Eficiência Energética		R\$	23.020.917,92
TRANSPORTE		R\$	259.210.335,53
Rede Básica		R\$	158.280.389,08
Rede Básica Fronteira		R\$	48.573.496,25
Rede Básica ONS (A2)		R\$	633.000,00
Rede Básica Export. (A2)		R\$	-
MUST Itaipu		R\$	18.449.679,18
Transporte de Itaipu		R\$	27.758.095,85
Conexão		R\$	5.515.675,17
Uso do sistema de distribuição e CCD		R\$	-
ENERGIA		R\$	1.179.070.741,08
RECEITA IRRECUPERÁVEL		R\$	13.851.556,34
VPA (ENCARGO + TRANSPORTE + ENERGIA+RI)		R\$	1.980.740.631,80

Fonte: SPARTA, ANEEL 2017 com adaptações

Figura 6 – Resultado da Parcela A do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB



Fonte: Elaboração Própria

Figura 7 – Estrutura da Parcela A com detalhes sintetizada

2.3.2 Parcela B

A parcela B é a componente da parte econômica da Tarifa de Energia que valora os custos gerenciáveis pela distribuidora, que são os gastos com administração, operação e manutenção, serviço de terceiros, além do custo de capital da distribuidora, como tributos e seguros relativos à atividade de distribuição de energia e comercialização de energia, segundo a equação abaixo:

$$VPB = (CAOM + CAA) \times (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (2.10)$$

Onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas;

UD: Receita obtida com ultrapassagem de demanda; e

ER: Receita obtida com excedente reativo.

O cálculo do Fator de Ajuste do Mercado é o mesmo considerado na metodologia de cálculo do Pd, componente do Fator X, que considera a diferença entre o mercado de referência que foi utilizado no cálculo da VPB e o mercado real ao qual a tarifa foi aplicada.

O CAA valora os investimentos realizados pela distribuidora para melhorar a qualidade de atendimento e também incorpora os custos relativos ao capital, conforme a equação abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (2.11)$$

Onde:

RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e

CAIMI: Custo Anual das instalações Móveis e Imóveis.

Na parcela B é descontado outras receitas que a distribuidora possa ter ou vir a ter e também é descontado um valor de incentivo a melhoria da qualidade do serviço de distribuição. Estas variações da receita devem ser revertidas para a modicidade tarifária, que é o menor valor de tarifa que pode ser cobrado.

Como vimos anteriormente a Parcela B é recalculada apenas na revisão tarifária e apenas atualizada pelos índices no reajuste tarifário. Na abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo busca definir o nível eficiente dos custos para a execução dos processos. Esses níveis são definidos através de análise histórica, características da área atendida pela distribuidora e comparação com outras distribuidoras, inclusive internacionais. A partir dessas análises é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário, não se trata de uma meta a ser alcançada pela empresa, mas de referência de custos operacionais a ser considerada no cálculo da parcela B (PRORET/ANEEL, 2014c).

Os dados da Valor da Parcela B (VPB) do último reajuste tarifário, em que a VPB é apenas atualizada utilizando dados da data de referência anterior (DRA), da CEB é de R\$ 474.911.487,78 e pode ser vista em detalhes na figura abaixo:

Cálculo da parcela B		Valores de DRA
Parcela B Ano anterior	R\$	473.299.428,31
Fator DR1 ou Fator PB	R\$	1,027
Parcela B Limpa	R\$	486.078.021,08
Outras Receitas (OR)	R\$	19.912.824,70
Excedente de Reativos (ER)	R\$	3.967.869,71
Ultrapassagem de Demanda (UD)	R\$	4.354.682,81
$VPB1 = PB * (1+IVI - X) - UD,ER,OR$	R\$	474.911.487,78

Fator PB	1,0595
-----------------	--------

Fonte: SPARTA, ANEEL 2017 com adaptações

Figura 8 - Resultado da Parcela B do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB

2.3.3 Componentes Financeiros

Os componentes financeiros consistem em montantes financeiros (R\$) apurados pela ANEEL a cada período tarifário, e que são acrescidos ou subtraídos da receita

requerida pela distribuidora (RR), em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras (PRORET/ANEEL, 2016d).

Podemos agregar esses componentes em três grupos:

- Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”, CVA;
- Sobrecontratação; e
- Demais Componentes Financeiros, DCF.

Para a construção das tarifas, cada componente financeiro será categorizado ou correlacionado conforme os custos da base econômica do processo de revisão ou reajuste tarifário (PRORET/ANEEL, 2016d).

Como a lista dos componentes é exaustiva, ou seja não existe outra possibilidade de inclusão de componentes financeiros que não seja dentro desses três grupos, a componente da CVA é uma forma de compensar a distribuidora pela diferença dos valores que são calculados durante os processos de revisão ou reajuste com relação aos valores que de fato foram executados ao longo do ano, antes do próximo ciclo tarifário e que são fiscalizados pela ANEEL. A CVA registra as seguintes variações dos custos:

- Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu;
- Quota de recolhimento à CDE;
- Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica;
- Compensação Financeira pela utilização dos recursos hídricos;
- ESS;
- PROINFA;
- Custos de Aquisição de Energia Elétrica (CE);

A aplicação da CVA é feita segundo metodologia definida pela ANEEL para cada um dos custos por ela observado.

O componente financeiro de sobrecontratação foi criado para dar maior autonomia para a distribuidora fazer a gestão dos seus contratos de energia e também atender a sua carga. Desta forma é garantido a distribuidora que caso a energia contratada seja maior do que a energia real requerida pelo seu mercado, ela pode vender a energia excedente no mercado de curto prazo. O resultado financeiro das vendas será repassado para a tarifa no valor de até 5% da carga regulatória – menos no caso de distribuidoras recém-interligadas em que não é imposto o limite de 5%. Ou seja, caso a distribuidora tenha lucro com a venda da energia excedente uma parte desse valor será repassado para a tarifa, mas

também caso ela tenha prejuízo apenas uma parte do valor do prejuízo será repassado para a tarifa. Ganhos ou perdas que excedam o limite de 5% não serão repassados para a tarifa (PRORET/ANEEL, 2016).

No caso da distribuidora operar em regime exposição, isto é, quando o montante total dos seus contratos de energia em MWh é insuficiente para suprir a sua carga, um limite para a exposição é calculado pela ANEEL para a distribuidora, e caso a distribuidora compre energia no mercado de curto prazo dentro do limite estabelecido pela ANEEL os custos são repassados para a tarifa. Se ainda assim a compra de energia ultrapassar esse valor, os custos serão repassados até um valor de referência estipulado pela ANEEL (CASTRO, 2004).

Os principais DCF são listados abaixo, que não é uma lista exaustiva, podendo assim existir outros componentes que podem vir a ser adicionados segundo avaliação da ANEEL.

- Garantias Financeiras de CCEARs;
- Penalidade por descumprimento da meta de Universalização;
- Compensação por violação dos limites de continuidade;
- Neutralidade dos encargos setoriais;
- Descasamento da TUSD Geração;
- Descasamento da TUSD Distribuição;
- Descasamento das tarifas de permissionárias;
- Recálculo de processo tarifário anterior;
- Suprimento fora da faixa de tolerância; e
- Acordo bilateral de CCEAR.

Estes componentes foram criados com o objetivo de repassar às tarifas determinados componentes que não são contemplados pela metodologia de cálculo tarifário (PRORET/ANEEL, 2016d).

2.4 Índice de Reajuste Tarifário

O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) representa a variação da receita da distribuidora em relação ao reajuste ou revisão anterior, isto não significa que este é o aumento da

Tarifa de Energia (TE), que só é calculado no processo de abertura tarifária (apresentado mais a frente) ele é dado segundo a equação:

$$IRT_{TOTAL} = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm FATOR X)}{RA_0} + IRT_{FIN} \quad (2.12)$$

Onde:

VPA_1 : Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP);

VPB_0 : Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA);

IVI : Índice de variação da inflação (IPCA);

$FATOR X$: Fator X calculado na revisão tarifária;

RA_0 : Receita de Referência da Distribuidora na DRA;

IRT_{FIN} : Índice de Reajuste Tarifário Anual Financeiro;

O IRT_{FIN} é calculado a partir do ajuste nos componentes financeiros, que foram apresentados na seção 2.3.3 segundo a equação abaixo:

$$IRT_{FIN} = \sum \frac{Componentes\ Financeiros\ (R\$)}{RA_0 \times (1 + r_m)} \quad (2.13)$$

Onde:

r_m : razão de mercado

A razão de mercado é dada apenas se calculando a variação do mercado na revisão atual em comparação com a revisão anterior:

$$r_m = \frac{MWh_{RevisãoAtual}}{MWh_{RevisãoAnterior}} \quad (2.14)$$

Podemos reduzir os termos do numerador da primeira parcela para a Receita Requerida calculada na DRP da distribuidora e assim o IRT_{TOTAL} é a soma do IRT_{ECO} com o IRT_{FIN} (PRORET/ANEEL, 2016f).

2.5 Abertura Tarifária

A abertura tarifária é o momento em que se calcula a tarifa que de fato será aplicada aos consumidores cativos da distribuidora.

Assim, primeiro é definido no processo de reajuste ou revisão tarifária a receita requerida pela distribuidora, que é a soma da Parcela A com a Parcela B, e adicionado o valor dos componentes financeiros da tarifa.

No segundo momento, esse montante é dividido entre os grupos e subgrupos tarifários, contudo, ele é feito de maneira diferente para cada subgrupo uma vez que cada subgrupo onera de maneira diferente a distribuidora.

Assim, temos um conjunto de tarifas que é chamado de estrutura tarifária. Que é o conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios – ou a Receita Requerida da distribuidora, também chamada de Receita Anual da distribuidora – entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias dos consumidores de acordo com as modalidades tarifárias e os postos tarifários (PRORET/ANEEL, 2017g).

Nesse procedimento a tarifa final é dividida em dois componentes a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), este procedimento é feito com o auxílio da PCAT - que é uma planilha que automatiza os cálculos para a abertura tarifária e é plugada ao SPARTA durante o procedimento de reajuste e revisão tarifária – Podemos ver como fica a separação dos componentes na Figura 9 e na Figura 10. Nestas figuras vemos que a TE fica com a maior parte dos custos relativos à energia elétrica e alguns encargos enquanto a TUSD é composta por custos relativos as atividades de transmissão (Fio A) e distribuição de energia (Fio B) e o restante dos encargos.

Assim a tarifa final de aplicação é dada pela soma das componentes de TE e TUSD de aplicação de acordo com cada grupo tarifário. O cálculo da tarifa de aplicação é dado apenas pela multiplicação de um fator proporcional a receita da distribuidora pela base econômica (AMARAL, 2017). Que podemos visualizar melhor na Tabela 1, como exemplo da estrutura tarifária da CEB, com o recorte para o grupo tarifário B, retirados da PCAT da ANEEL de 2017.

Paralelamente ao processo de revisão tarifária é calculado a Tarifa de Referência (TR) que é mantida constante durante os procedimentos de reajuste tarifário. As TRs são calculadas para cada componentes da TE e da TUSD e segue metodologia específica para cada componente.

O Custo Marginal de Capacidade (CMC) deriva o cálculo da Estrutura Vertical (EV), que define o percentual da receita distribuída entre os grupos tarifários de forma a

remunerar a distribuidora pelo componente Fio B, que é o componente da TUSD específico para os custos da atividade de distribuição. O grupo tarifário B é o responsável pela maior parte da recuperação dos custos no Fio B (aproximadamente 87%) para a receita da distribuidora (AMARAL, 2017).

2.5.1 Tarifas de Aplicação

As tarifas de aplicação é o valor que de fato é cobrado do consumidor cativo final, e ela é obtida pela conversão das tarifas de referência ou a base econômica das tarifas através da multiplicação dos fatores multiplicativos que são dados pelas equações abaixo para a TE e para a TUSD respectivamente:

$$FM_{TE} = \frac{RR}{TR_{TE} \times MercadoReferência} \quad (2.15)$$

Onde:

FM_{TE} : Fator Multiplicativo da Tarifa de Energia;

TR_{TE} : Tarifa de Referência da Tarifa de Energia;

$$FM_{TUSD} = \frac{RR}{TR_{TUSD} \times MercadoReferência} \quad (2.16)$$

Onde:

FM_{TUSD} : Fator Multiplicativo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;

TR_{TUSD} : Tarifa de Referência da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;

Em que o mercado de referência é o mercado faturado nos últimos 12 meses anteriores a revisão ou reajuste.

Portanto, através desses fatores multiplicativos obtemos a Tarifa de Aplicação fazendo a multiplicação dos mesmos com a Tarifa de Referência.



Fonte: PRORET/ANEEL, 2016h

Figura 9 – Funções de custos e componentes tarifários da TE



Fonte: PRORET/ANEEL, 2016h

Figura 10 – Funções de Custo e Componentes Tarifários da TUSD

Tabela 1 – Tarifas de Aplicação e Base Econômica para o Grupo B do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA			
					TUSD		TE	TUSD		TE	
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	444,68	426,60	0,00	447,02	359,24	
				INT	0,00	293,03	270,88	0,00	296,22	236,36	
				FP	0,00	141,38	270,88	0,00	145,42	236,36	
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60	
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60	
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	172,90	283,86	0,00	164,48	246,60	
B2	BRANCA	RURAL	NÃO SE APLICA	P	0,00	343,87	298,62	0,00	345,32	251,47	
				INT	0,00	224,68	189,62	0,00	226,80	165,45	
				FP	0,00	105,49	189,62	0,00	108,28	165,45	
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NÃO SE APLICA	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62	
	CONVENCIONAL	RURAL	NÃO SE APLICA	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62	
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	343,87	298,62	0,00	345,32	251,47	
				INT	0,00	224,68	189,62	0,00	226,80	165,45	
				FP	0,00	105,49	189,62	0,00	108,28	165,45	
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62	
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62	
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	0,00	294,74	255,96	0,00	295,99	215,54	
				INT	0,00	192,58	162,53	0,00	194,40	141,81	
				FP	0,00	90,42	162,53	0,00	92,81	141,81	
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	119,15	170,32	0,00	121,38	147,96	
	CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	119,15	170,32	0,00	121,38	147,96	
	B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	491,24	426,60	0,00	493,31	359,24
					INT	0,00	320,97	270,88	0,00	324,00	236,36
					FP	0,00	150,69	270,88	0,00	154,68	236,36
PRÉ-PAGAMENTO		NA	NA	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60	
CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60		
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	ILUMINAÇÃO PÚBLICA – B4A	NA	0,00	109,22	156,12	0,00	111,27	135,63	
			ILUMINAÇÃO PÚBLICA – B4B	NA	0,00	119,15	170,32	0,00	121,38	147,96	
B	GERAÇÃO	TIPO 01	NA	NA	1,86	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00	
		TIPO 02	NA	NA	6,87	0,00	0,00	6,94	0,00	0,00	

Fonte: PCAT, ANEEL 2017, com adaptações

2.6 Análise do Impacto de Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) na Tarifa

Para se analisar este impacto causado pela inserção de GDFV precisamos definir primeiro quais componentes do procedimento tarifário são afetados e posteriormente como podemos fazer projeções na tarifa considerando este novo componente, que não é previsto nos procedimentos tarifários atuais.

Assim, os principais impactos a serem considerados na rede com a inserção de GDFV, com foco naqueles mais relevantes do ponto de vista técnico-econômico. Foi identificado no modelo utilizado em VIEIRA, D. (2016), de maneira geral temos as seguintes componentes mais afetadas:

- Perdas;
- Capacidade; e
- Tensão.

Desses componentes notamos que as Perdas e a Capacidade da distribuidora fazem parte da Parcela A e influenciam diretamente o componente CE da VPA, e em decorrência desse impacto outras componentes são afetadas indiretamente como a EUST do CTr, uma vez que os contratos com as transmissoras pelo uso do sistema de transmissão, os chamados CUSTs, são proporcionais a potência da rede da distribuidora, e são afetados pela penetração de GDFV.

Já os impactos na tensão não influenciam diretamente o cálculo tarifário, mesmo tendo alguns efeitos sob a receita da distribuidora (AMARAL, 2017).

As principais alterações acontecem na componente CE da Parcela A, porém outras componentes da Parcela A são afetadas também, essas componentes afetadas são mostradas na Figura 15. Porém este impacto não fica restrito apenas a VPA, como apontado por VIEIRA D., 2016 na capacidade a inserção de GDFV pode postergar a necessidade de investimentos na rede, pois a carga por estar próxima a geração e em momentos de pico diminui a quantidade de energia circulante na rede, estas alterações nos custos estariam contidas na Parcela B.

Podemos listar as principais componentes alteradas, considerando apenas a inserção de GDFV:

- Perdas Técnicas (PT);
- Energia Requerida (ER);
- Custos com Transporte de Energia (CTr);

- Receitas Irrecuperáveis (RI);
- Custo Anual dos Ativos (CAA);
- Custos Operacionais;
- Alguns Encargos Setoriais (ES); e
- Redução do Mercado da Distribuidora.

No tocante as RI, temos uma consequência indireta que é sua fórmula depender da RR. Porém de maneira mais direta temos que a redução do mercado e consequente diminuição da participação do consumo das classes tarifárias residenciais, que possuem um alto fator multiplicativo da RI, levam a uma alteração mais direta do seu resultado.

Os custos operacionais são incluídos na Parcela B e alguns deles podem acontecer devido a implicações técnicas que a inserção de GDFV pode causar que dificultam a operação do sistema ou que seja necessário novas especializações e investimentos da distribuidora.

Como, por exemplo, nos sistemas de proteção. Ela pode acontecer de duas maneiras: Por meio de injeção de corrente de falta ou pela necessidade de ajustes no sistema de proteção previamente existente, sendo a primeira minimizada pelos equipamentos inversores que normalmente possuem mecanismos para interromper a conexão caso seja detectada alguma inconformidade, já para o segundo caso a presença de GDFV pode levar a necessidade de ajustes em equipamentos de proteção de sobrecorrente de fase, na proteção de sobrecorrente diferencial e nos relés de impedância (VIEIRA D., 2016).

Alguns encargos setoriais são afetados por serem indexados a receita requerida da distribuidora como no caso do P&D e da TFSEE, e que também considera as perdas da distribuidora no seu cálculo.

2.7 Regras Gerais de Comercialização de Energia Elétrica

De maneira geral, a comercialização de energia entres os atores do Sistema Interligado Nacional (SIN) acontece nos ambientes de contratação regulada ou livre e cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) expedir as convenções de comercialização. A principal diferença está que no ambiente regulado os contratos são feitos por meio de leilões e com mediação enquanto no ambiente livre as negociações podem ser feitas de maneira bilateral entre o detentor da concessão de geração e as distribuidoras e agentes do SIN.

Como o foco deste trabalho está nos contratos do ambiente regulado, não iremos apresentar muitos detalhes do funcionamento do ambiente livre.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) os agentes podem adquirir energia através de leilões, que podem ser dos tipos:

- Leilões de Energia Existente (LEE)
- Leilões de Energia Nova (LEN)
- Leilões de Energia de Fontes Alternativas (LFA)

Esta não é uma lista exaustiva, porém os dois primeiros tipos de leilões são os mais comuns, e de acordo com o Decreto 5.163 de 2004 entende-se como geração de energia nova aqueles que até a data de publicação do edital do leilão:

- i. Não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou
- ii. Sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade instalada.

Os LFA são considerados dentro da classificação dos LEN.

O Ministério de Minas e Energia (MME) para realização de leilões de energia nova, segundo o Decreto 5.163 de 2004, definirá:

- O montante total de energia elétrica a ser contratado no ACR, segmentado por região geo-elétrica;
- Relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões;

E no caso de empreendimentos hidroelétricos a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) poderá propor ao MME o percentual mínimo de energia elétrica a serem destinados à contratação no ACR.

Pelo Decreto 5.163 de 2004 será contabilizada a energia elétrica, para atendimento da carga da distribuidora, proveniente dos seguintes meios:

- Contratadas até 16 de março de 2004;
- Contratadas em leilões de energia existente e energias novas, inclusive de ajustes;
- Provenientes de:
 - Geração Distribuída (DG);
 - PROINFA
 - Itaipu Binacional
 - Cotas de Garantia de energia para usinas hidroelétricas cujas as concessões foram prorrogadas nos termos da Lei 12.783, de 11 de Janeiro de 2013; e
 - Angra I e II.

Para fins de planejamento do MME os agentes de distribuição deverão informar todo ano ao MME as previsões dos seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes. E também deverão apresentar declaração definindo os montantes de energia que será adquirido por meio de leilão (Decreto 5.163, 2004).

Os leilões são categorizados também em relação ao ano em que a energia contratada será entregue para o agente de distribuição, podendo ter limites diferentes a depender do tipo de empreendimento, sendo no caso dos LEE podendo ser entregue imediatamente ou até o quinto ano após a realização do leilão e com prazo de vigência que podem variar de 1 a 15 anos. Já para os contratos provenientes de LEN a entrega de energia pode variar de ser iniciada 3 anos após a realização do leilão (A-3) ou até 7 subsequentes a realização do leilão (A-7) e com vigência que pode variar de 15 a 35 anos de suprimento.

Pelo Art. 27 do Decreto 5.163 de 2004, os vencedores dos leilões deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), que é celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

O CCEAR poderá ter duas modalidades de contratação: Quantidade de Energia Elétrica ou Disponibilidade de Energia Elétrica. Sendo que deverão ser previstos mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros que podem ser impostos aos agentes de distribuição. Para os riscos hidrológicos ele é tratado de forma diferente dependendo da modalidade de contratação, dado da seguinte maneira:

- Quantidade de Energia: os riscos hidrológicos são assumidos pelo agente vendedor de energia; e
- Disponibilidade de Energia: os riscos hidrológicos são assumidos pelo agente comprador de energia e serão repassados ao consumidor final, assim como eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas (conforme exposto na seção 2.3.3).

A diferença no tipo de modalidade pode ser vista como resultado no preço da energia contratada de cada contrato do CCEAR.

As distribuidoras dispõem de meios regulamentados de redução dos montantes de energia contratados, segundo os seguintes critérios expostos no Art. 29 do Decreto 5.163 de 2004 para os LEE podem ser feitos em razão de:

- i. Da compra de energia elétrica de outros fornecedores, pelos consumidores potencialmente livres;

- ii. De outras variações do mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de 4% do montante inicial contratado, independente do prazo de vigência contratual; e
- iii. Aquisição de energia decorrente dos contratos celebrados até 16 de março de 2004.

As reduções que por ventura sejam feitas terão caráter permanente no contrato entre as partes.

As reduções anuais previstas no i e no ii anterior terão alguns critérios a serem seguidos, no que tange ao i:

- deverão ser precedidas da utilização de mecanismo de compensação de sobras e déficits a ser estabelecido na convenção de comercialização, hipótese na qual somente poderão ser reduzidas as quantidades de energia remanescentes;
- serão rateadas proporcionalmente entre todos os CCEAR do agente de distribuição; e
- terão eficácia a partir do mês da efetiva aquisição de energia de outro fornecedor pelos consumidores potencialmente livres.

E no que tange ao ii:

- A distribuidora não poderá fazer reduções nos 2 anos seguintes após ter assinado o CCEAR;
- Obedecerão ao mesmo percentual para todos os CCEAR aos quais sejam aplicáveis; e
- As reduções deverão constar na declaração anual dos agentes de distribuição para os leilões de energia elétrica.

Caso as reduções não tenham sido acordadas entre as partes elas só poderão ocorrer após 3 anos da notificação de redução ao agente supridor (Decreto 5.163, 2004).

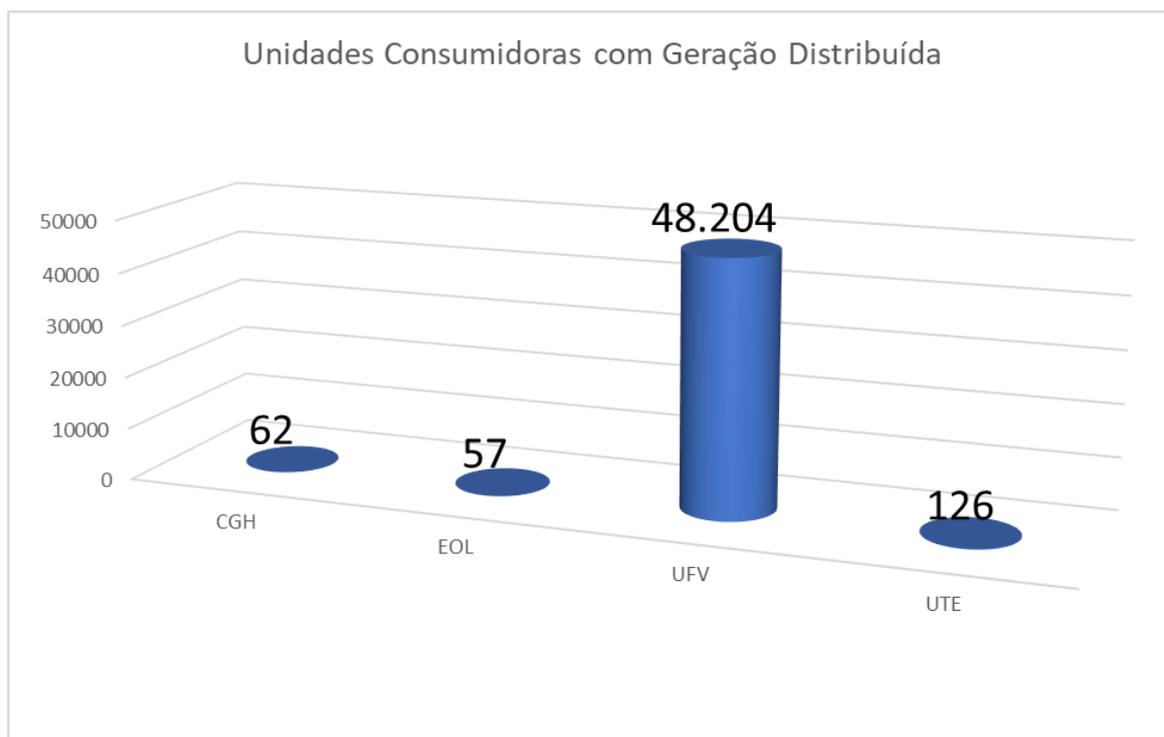
No segundo método de cálculo da CVA, pertencente aos componentes financeiros, é levando em consideração o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) que valoriza as alterações da quantidade de energia associado aos contratos.

3. Materiais e Métodos

3.1 Considerações iniciais

Neste capítulo será apresentado o método utilizado para analisar e valorar o impacto tarifário causado pela alta penetração de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), considerando a possibilidade de revisão dos contratos de energia firmados pela distribuidora no ambiente regulado.

Este estudo também se limita a analisar apenas a geração distribuída causada por fontes fotovoltaicas, principalmente por ser essa a fonte mais relevante para o cenário nacional. Quando se considera a quantidade de unidades geradoras, hoje, é responsável por 99% dos geradores instalados e conectados à distribuidora, como podemos ver na figura abaixo:



Fonte: Elaboração própria, com dados de ANEEL 2018

Figura 11 - Conexão por Tipo de Fonte

Como base teremos: O método existente de cálculo tarifário descrito no Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET) e o funcionamento do mercado regulado de energia do Brasil.

Também apresentaremos as considerações para as simplificações e premissas adotadas, as mesmas também servirão de subsídio para a formulação de possíveis recomendações para alteração das regras vigentes.

Partiremos de trabalhos anteriores para começar a análise do impacto da geração distribuída na tarifação, bem como para prever a penetração da GDFV. E então inseriremos alterações a estes modelos para, principalmente, considerar uma atualização da receita requerida (RR) da distribuidora devido a alterações do preço médio dos contratos.

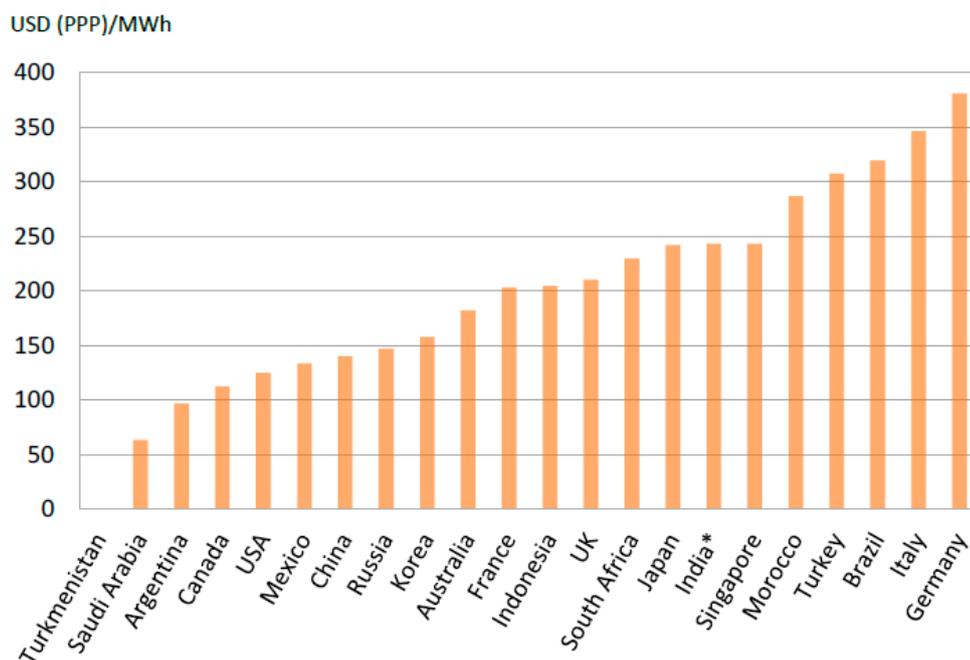
Conforme vimos no capítulo 1, o importante estudo lançado pelo MIT *Energy Initiative - Utility of the Future* reforça e dá recomendações para que tenhamos um novo olhar para reavaliar as práticas de funcionamento do setor elétrico. Principalmente por que a inserção de GDFV é um elemento novo no sistema elétrico brasileiro, portanto a tarifação e todos os demais procedimentos de regulação do setor elétrico não foram construídos levando-se em consideração esse elemento. Isto tanto em termos técnicos, de infraestrutura e gestão do sistema elétrico como também em termos mercadológicos e regulatórios, sendo que na parte mercadológica no tocante à tarifação, o foco deste trabalho. Então devemos considerar novas possibilidades de funcionamento do setor elétrico sem nos prender aos modelos tradicionais de regulação do setor.

Para isso, teremos três “lentes” diferentes a serem consideradas nesse método que se configuram de maneira mais simples e direta aqui como:

- Sociedade: Com a visão progressista e voltada para o desenvolvimento sustentável;
- Distribuidoras: Com a visão da saúde financeira da instituição e garantia do abastecimento de energia;
- Consumidor: Com a visão de preço final pago na tarifa de energia;

Sendo que a primeira lente normalmente é pouco considerada nos estudos técnicos sobre esse tópico, porém é de suma importância que as duas últimas duas lentes sejam satisfeitas também, uma vez que temos no Brasil um preço elevado cobrado pela energia. E quando fazemos essa análise considerando a paridade de poder de compra do consumidor - para termos uma melhor percepção do seu custo - temos preços de energia altíssimos, quando comparados com outros países, como podemos observar na Figura 12 (*World Energy Prices* IEA, 2018):

Residential electricity prices in selected economies, PPP adjusted - 2016



Fonte: World Energy Prices IEA, 2018

Figura 12 - Preço da Energia em Alguns Países ajustado pela Paridade de Poder de Compra

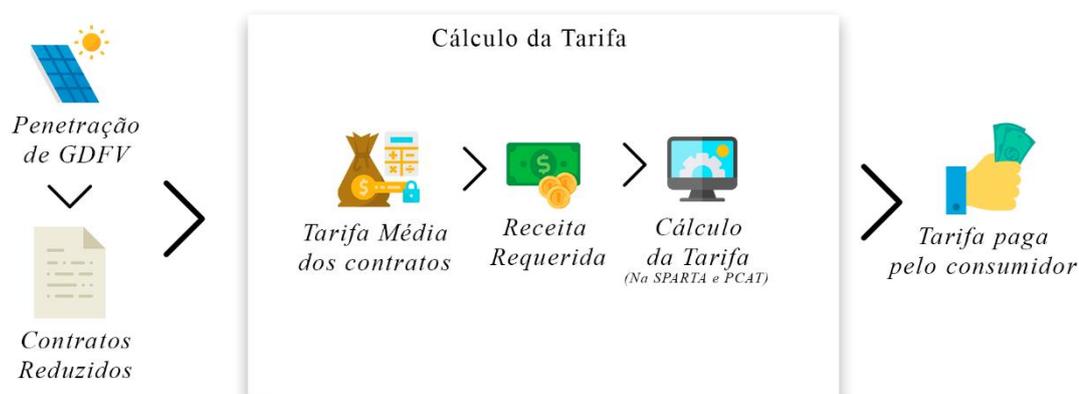
Sendo assim, iremos buscar através desse método incluir essas três lentes e inclusive analisar os resultados posteriores sob a perspectiva dessas lentes, afim de poder propor uma análise mais holística sobre os resultados da tarifa de energia com a inserção de GDFV.

É importante deixar claro que as linhas que essas “lentes” defendem não serão objetivo deste trabalho defender, bem como também não é a intenção do mesmo se posicionar em defesa de algum grupo, mas sim realizar uma análise mais holística e em busca do equilíbrio da questão proposta.

3.2 Introdução ao método

Para a implementação do método vamos seguir o procedimento de cálculo tarifário descrito no PRORET fazendo as alterações dos componentes que serão impactados pela penetração de GDFV e nesse processo considerar também o ajuste dos contratos de energia, com o objetivo de reduzir o preço médio dos contratos no momento em que a penetração de GDFV entrar na rede de distribuição.

Dessa forma, teremos um novo valor de receita requerida para a distribuidora e com este valor iremos realizar o cálculo da tarifa de energia elétrica. Como podemos ver, de forma visual, os principais pontos focados pelo método, na figura abaixo:



Fonte: Elaboração Própria

Figura 13 - Procedimento Lúdico do Método

De forma mais específica, o método tem seu foco em recalculando o valor da tarifa de energia elétrica através do valor da parcela A, uma vez que é a componente mais significativa dentro do valor final da tarifa (SGT/ANEELc., 2017), e conforme visto no capítulo 2 e identificado em trabalhos anteriores é a parcela mais afetada pela inserção de GDFV (AMARAL, 2017), sendo assim, para recalculando a tarifa utilizaremos o método de reajuste tarifário, em que a parcela A é recalculada e a parcela B é apenas atualizada.

Porém dentro da estrutura da tarifa final de aplicação de energia elétrica consideraremos todos os demais componentes constantes e referenciados ao reajuste tarifário de 2017, o que inclui a parcela B e os componentes financeiros. Apenas a VPA (Destacada na Figura 14) será recalculada, afim de obter os novos valores de RR, após a inserção de GDFV e conseqüentemente os novos valores da tarifa de energia elétrica.



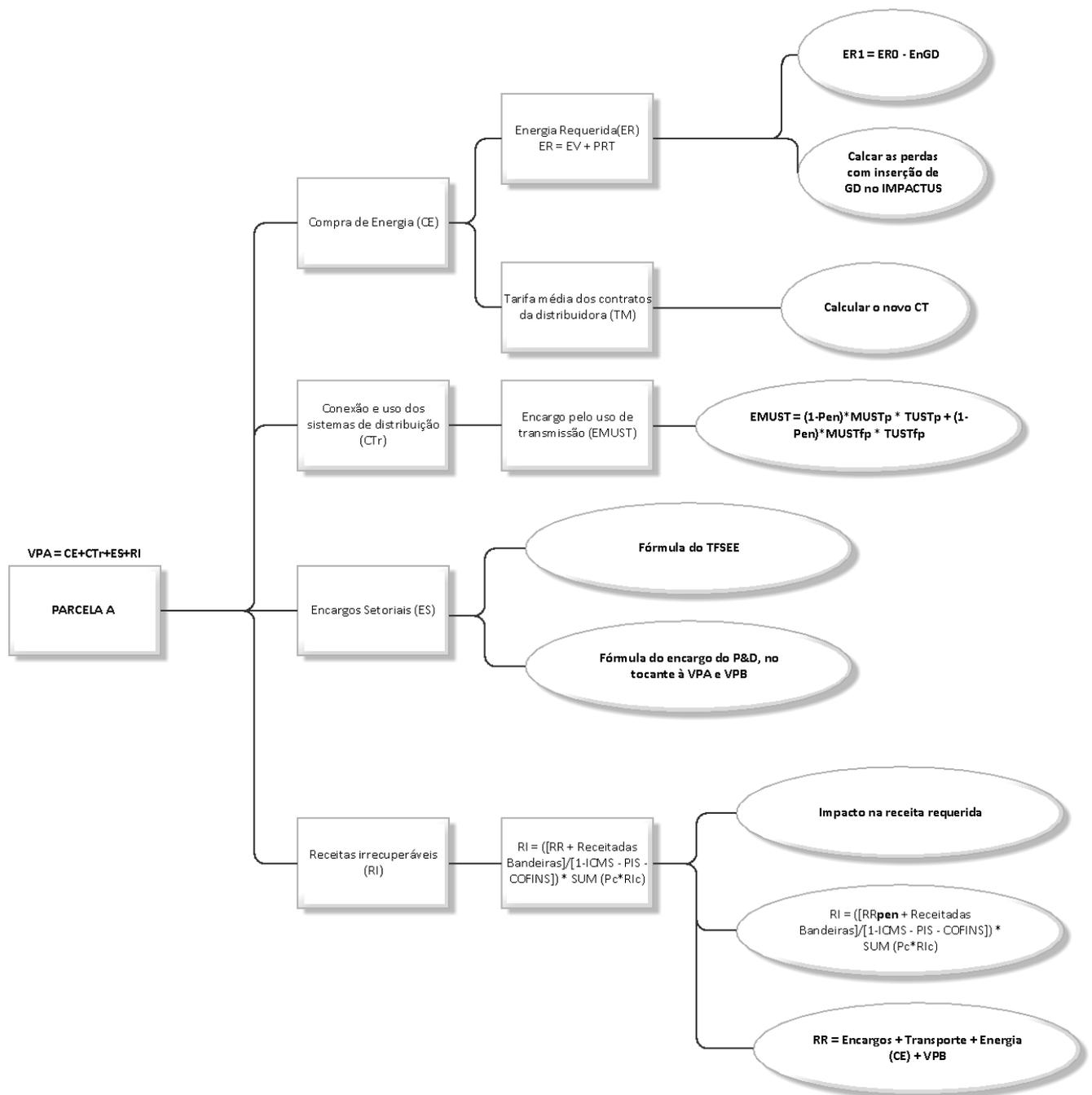
Fonte: Elaboração Própria

Figura 14 - Estrutura da Tarifa Final de Energia

Para recalcular o valor da parcela A (VPA) teremos como principal *input* o valor do componente de Compra de Energia (CE) afetado diretamente pela Energia Requerida (ER) e pela Tarifa Média dos contratos da distribuidora (TM). Em consequência desses dois últimos componentes outros vários componentes da VPA serão afetados e recalculados, conforme apontados na Figura 15, nas formas de elipses e com o texto em negrito (onde alguns dos componentes dos encargos da parcela A foram simplificados para melhor visualização) e que serão melhor detalhados ao longo do capítulo.

A nova fórmula de cálculo desses elementos será feita pelo ajuste da porcentagem de penetração de GDFV, conforme o método desenvolvido no trabalho de análise do impacto da GD na receita da distribuidora e na tarifa de energia.¹

¹ AMARAL, Letícia Maria. **Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica**, Brasília: UnB 2017



Fonte: Elaboração Própria, com dados de AMARAL, 2017

Figura 15 - Estrutura detalhada da Parcela A, com os componentes afetados pela penetração de GDFV

Outra consideração é que iremos trabalhar apenas com geração distribuída (GD) feita com fontes de energia solar fotovoltaica e instaladas em consumidores de baixa tensão da classe residencial.

Para se realizar os cálculos com os valores reais do reajuste tarifário de 2017 para a CEB iremos utilizar a o Sistema para Processos Automatizados de Revisão/ Reajuste Tarifário

(SPARTA) e para encontrar o valor da tarifa de aplicação final usaremos a Planilha de Cálculo da Abertura Tarifária (PCAT) fornecidos pela a ANEEL (SPARTA/ANEEL. 2017).

Os cálculos de perdas com a inserção de geração distribuída não é o foco deste trabalho, porém tem influência direta no valor da Energia Requerida, portanto afim de obter uma precisão razoável do seu impacto, iremos utilizar os valores obtidos com o auxílio do software Impactus da Universidade de Brasília (UnB) no trabalho referenciado anteriormente.

3.2.1 Aplicação do método para um modelo simples

Afim de tornar mais concreto e claro o funcionamento do método iremos aplica-lo à um modelo simples, porém ainda serão feitas algumas simplificações para que a ideia central fique mais clara, e não nos perdemos nas complexidades e especificidades envolvidas no sistema real de distribuição da Companhia Energética de Brasília (CEB) e do PRORET.

Como dito anteriormente, algumas simplificações serão adotadas nesse modelo, como:

- I. As curvas de carga e de geração dos painéis serão constantes, ou seja, terão um perfil *flat* durante todo o dia. Isto afeta as análises de custos de transmissão e também as eventualidades que podem surgir a depender do perfil de consumo de cada um dos usuários considerados;
- II. O montante de energia total consumida por cada uma das residências é de 10 MWh. Este montante deixa mais evidente os resultados, e em termos de ordem de grandeza, são valores relevantes para o fornecimento de energia, ainda que seja um valor elevado de consumo para uma residência;
- III. Desprezamos o efeito do custo de disponibilidade incumbido a cada tipo de perfil de consumidor e de conexão com a rede;
- IV. Os valores da VPB e Componentes Financeiros serão constantes;
- V. Consideraremos as análises para o mesmo período de tempo, assim desprezando os efeitos de crescimento do mercado da distribuidora; e
- VI. Para alguns valores presentes no cálculo da VPA, foram feitas aproximações considerando a proporção real entre os valores no Reajuste Tarifário da CEB de 2017.

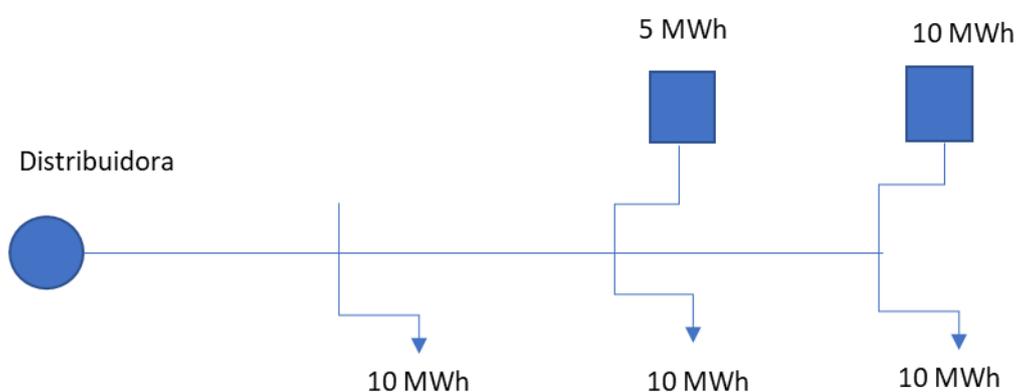
Iniciaremos o nosso método calculando a VPA, para o mercado consumidor de 30 MWh. Calcularemos o valor da tarifa final que será paga por cada um dos consumidores, afim de poder ilustrar as variações obtidas.

Primeiro iremos calcular o valor da receita requerida pela distribuidora e a tarifa de energia sem a inserção de GDFV. E em seguida iremos calcular os valores considerando a inserção de GDFV sem atualizar os contratos, e por último, calcularemos os valores da receita requerida e da tarifa de energia paga pelos consumidores levando-se em conta a revisão dos contratos e conseqüentemente o preço médio pago pelos contratos de energia.

Consideramos o cenário de uma distribuidora que tem apenas três cargas residenciais iguais de 10 MWh (dez megawatt-hora) ligas a ela e apenas dois desses consumidores resolvem instalar GDFV, um instala metade de sua carga e o outro instala uma capacidade igual a sua carga, assim temos o seguinte sistema:

Tabela 2 – Mercado da Distribuidora e Quantidade de Energia Gerada por cada Consumidor no Modelo Simples

Consumidor	Cargas (MWh)	Energia FV (MWh)
Consumidor 1	10	0
Consumidor 2	10	5
Consumidor 3	10	10



Fonte: Elaboração Própria

Figura 16 - Sistema de distribuição do modelo simples

Vamos considerar que essa distribuidora possui apenas 6 contratos de energia e que toda a sua energia fornecida vem apenas desses contratos, eles são compostos da seguinte maneira:

Tabela 3 - Contratos de Energia do Modelo Simples

Distribuidora		
Contratos	Tarifa (R\$/MWh)	Energia Contratada (MWh)
1	375,15	5

2	344,04	5
3	329,57	10
4	67,84	10
5	64,46	5
6	62,25	5

Os valores das tarifas de cada contrato foram escolhidos pegando-se os três contratos mais caros e os três contratos mais baratos que constavam no reajuste tarifário de 2017 da CEB.

3.2.1.1 Cálculo da tarifa de energia no modelo simples sem GDFV

Para iniciar o cálculo da parcela A iremos fazer o cálculo da componente de custo de energia (CE). Para isto, vamos considerar que o sistema apresenta perdas totais de energia (PRT) de 5 MWh e que não temos energia subsidiada do PROINFA no modelo, assim teremos uma energia requerida (ER) de 35 MWh, considerando as perdas não técnicas de 5 MWh.

Tabela 4 - Energia Requerida do Modelo Simples

Energia Requerida		
EV (MWh)	PRT (MWh)	ER (MWh)
30	5	35
E_{proinfa}	0	

Após calcular a energia requerida passaremos para o cálculo da tarifa média (TM) dos contratos, como consideramos que toda a energia da distribuidora vem apenas daqueles contratos e considerando que estes contratos são do ambiente regulado de compra de energia, ou seja são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), calcularemos a TM levando em conta o uso efetivo da energia contratada (CT), conforme apresentado nas equações 2.6 e 2.7 do capítulo 2.

Por fim, basta multiplicar o valor da tarifa média dos contratos pela a energia requerida, como apresentado na equação 2.4, assim chegamos em:

Tabela 5 - Custo de Energia do Modelo Simples

CT	0,875
TM (R\$/MWh)	205,09

CE (R\$)	7178,15
-----------------	----------------

O segundo elemento que iremos calcular será o de transporte de energia, considerando que a distribuidora é alimentada por duas conexões com a rede básica, apenas uma a menos que a CEB é atualmente.

Para calcularmos o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), consideramos para a energia requerida de 30 MWh uma potência contratada de 1,5 MW, e este seria o valor que constaria no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e que foi dividido entre as duas conexões considerando-o como sendo o montante medido fora da ponta, assim teremos o valor do EUST dado por:

Tabela 6 - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão do Modelo Simples

Conexão	EUST (R\$)	MUSTp (MW)	TUSTp (R\$/MW)	MUSTfp (MW)	TUSTfp (R\$/MW)
Conexão 1	20,07	1	10,07	1	10
Conexão 2		0,5	15,105	0,5	15

Seguindo para o cálculo dos encargos no VPA, afim de simplificar a análise utilizamos a mesma proporção que os encargos tem em comparação com o valor do CE, que é de aproximadamente de 46%, (quarenta e seis por cento) então com base no valor da CE encontrado no nosso modelo teremos os encargos da VPA de R\$ 3331,59.

Para o último elemento da VPA o cálculo das Receitas Irrecuperáveis (RI) foram feitas várias aproximações, já que como vimos o seu cálculo é bastante dependente dos dados do ciclo anterior e correlacionado com o grupo consumidor, como no nosso modelo temos apenas um grupo consumidor e não há base dados do ciclo anterior tivemos que fazer algumas inferências, assim temos:

Tabela 7 - Receitas Irrecuperáveis do Modelo Simples

Receitas Irrecuperáveis (R\$)	3587,257584
RR (R\$)	13401,07
Receitas Bandeiras (R\$)	388,6322485
ICMS (R\$)	0,20
PIS/COFINS (R\$)	0,05
Percentual de RI (%)	55

Participação da receita do grupo de consumo	0,4
--	-----

No valor da participação da receita, como temos apenas um grupo consumidor, e ainda com poucos consumidores, esse valor deveria ser mais alto, uma vez que o impacto da inadimplência para um número baixo de consumidores é bastante significativo, porém isso elevaria muito o valor da RI chegando a ultrapassar o valor da CE, assim foi necessário reduzir este valor para que se tenha um valor comparativo da RI com o seu impacto real na VPA, mas ainda compensando os riscos que incorrem no modelo simples.

Ao final somamos as contribuições desses valores para obter o valor da parcela A, como não calcularemos a parcela B, mas seu valor é necessário para a obtenção da receita requerida, vamos adotar o mesmo procedimento de utilizar a proporção real desse valor, que no caso real o valor da parcela B é de aproximadamente 40% do valor da CE, assim obtemos o valor da receita requerida pela distribuidora do modelo de:

Tabela 8 - Receita Requerida pela Distribuidora do Modelo Simples

RECEITA REQUERIDA	R\$ 16.988,32
VPA	R\$ 14.117,06
VPB	R\$ 2.871,26

O montante final a ser dividido na abertura tarifária também é formado pelos componentes financeiros, de forma a apenas completar as componentes da tarifa de energia elétrica, vamos calcular os componentes financeiros com base no valor da RR, para o caso real os componentes financeiros tem seu valor igual a 7,38% do valor da RR, assim obtemos o valor dos componentes financeiros, que é igual a R\$ 1.253,74.

Para encontrar o valor da tarifa que será paga pelo megawatt-hora (MWh), dividimos o valor da RR adicionado o valor dos componentes financeiros pelo mercado da distribuidora, o que nos dá os seguintes valores:

Tabela 9 - Abertura Tarifária do Modelo Simples

Abertura Tarifária	
Receita Requerida	R\$ 16.988,32
Componentes Financeiros	R\$ 1.253,74
Tarifa de Abertura R\$/MWh	R\$ 608,07

Como cada consumidor tem o seu consumo de energia igual, todos pagarão o mesmo valor na sua conta de energia elétrica, como podemos verificar na tabela abaixo.

Tabela 10 - Valores pagos pelos consumidores do modelo simples

Consumidor 1	R\$ 6.080,69
Consumidor 2	R\$ 6.080,69
Consumidor 3	R\$ 6.080,69
Total	R\$ 18.242,06

Somando tudo que é pago pelos consumidores será igual ao valor da RR mais os componentes financeiros, remunerando a distribuidora e todos os tributos e encargos para a remuneração dos outros atores do sistema.

Estes resultados serão o nosso ponto de partida para a aplicação do método e comparação dos cenários.

3.2.1.2 Cálculo da tarifa de energia no modelo simples com inserção de GDFV sem revisar os contratos de energia

Como ilustrado na Figura 15, algumas equações da VPA sofrem alterações por conta da inserção da GDFV, e as utilizaremos para calcular o impacto da inserção de GDFV no modelo simples.

Com uma penetração de GDFV de 50%, o nosso mercado reduz para 15 MWh. Com isso precisamos ajustar também o valor das perdas no sistema que como vimos tendem a diminuir com a inserção de GDFV (AMARAL, 2017). Para uma penetração de 50% vamos considerar uma redução das perdas de apenas 15%.

O cálculo de custo de energia é bastante afetado pela a inserção de GDFV principalmente por que há uma redução da ER, variando os seus dois componentes, como podemos ver na Tabela 11.

Tabela 11 - Compra de Energia com GDFV no modelo simples

Energia Requerida		
EV (MWh)	PRT (MWh)	ER (MWh)
15	4,25	19,25
E_{proinfra}	0	

Tabela 12 - Custo de Energia com GDFV no modelo simples

CT	0,48125
TM (R\$/MWh)	205,09
CE (R\$)	R\$ 3.947,98

Para as próximas etapas do cálculo da parcela A seguiremos as mesmas considerações feitas na seção anterior, porém utilizando as fórmulas para considerar a inserção de GDFV nas outras componentes da VPA bem como a redução da energia requerida. Assim vamos colocar todos os resultados obtidos dos próximos componentes:

Tabela 13 - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão com GDFV no modelo simples

EUST (R\$)	MUSTp (MW)	TUSTp (R\$/MW)	MUSTfp (MW)	TUSTfp (R\$/MW)
10,78	0,5373	10,07	0,5373	10
	0,26	15,105	0,26	15

Tabela 14 - Receitas Irrecuperáveis e Encargos Setoriais com GDFV no modelo simples

Encargos (R\$)	1832,37
Receitas Irrecuperáveis (R\$)	2254,351
RR (R\$)	8662,40
Receitas Bandeiras (R\$)	3,53

ICMS	0,20
PIS/COFINS	0,05
Percentual de RI	0,55
Participação da receita do grupo de consumo	0,4

As alterações causadas na componente de transporte de energia se dão pelo fato de termos indexado o valor dos CUSTs ao mercado consumidor, considerando que reduzem em proporções iguais a da penetração de GDFV.

Assim podemos ter o novo valor da parcela A (VPA) que somado ao valor da parcela B (VPB) obteremos a nova receita requerida, chegamos então ao resultado de:

Tabela 15 - Receita Requerida pela Distribuidora com GDFV em comparação a sem GDFV no modelo simples

	Sem GDFV	Com GDFV
VPA	R\$ 14.117,06	R\$ 8.045,50
VPB	R\$ 2.871,26	R\$ 2.871,26
Receita Requerida	R\$ 16.988,32	R\$ 10.916,76

Como era esperado o valor da receita requerida reduz, uma vez que a VPA é a componente mais expressiva na sua composição e dentro da VPA o valor de custo de energia é o mais significativo, e o mesmo sofre uma grande redução para uma penetração elevada de GDFV.

Por fim, para o processo de abertura tarifária seguimos de forma semelhante, porém levando-se em conta agora a redução de 50% do mercado da distribuidora. Teremos as seguintes tarifas finais de abertura e respectivos valores pagos por cada consumidor em comparação ao caso anterior, sem GDFV.

Tabela 16 - Abertura Tarifária e Valores das Contas de Energia em comparação ao caso sem GDFV

Abertura Tarifária		
	Sem GD	Com GD
Receita Requerida	R\$ 16.988,32	R\$ 10.916,76

Componentes Financeiros	R\$ 1.253,74	R\$ 1.253,74
Tarifa de Abertura (R\$/MWh)	R\$ 608,07	R\$ 811,37
Valores pagos na conta de energia		
Consumidor 1	R\$ 6.080,70	R\$ 8.113,68
Consumidor 2	R\$ 6.080,70	R\$ 4.056,84
Consumidor 3	R\$ 6.080,70	-
Total	R\$ 18.242,06	R\$ 12.170,49

Verificamos um aumento significativo na tarifa final de abertura, como era esperado, uma vez que ocorre uma redução do mercado da distribuidora, e esse aumento da tarifa é verificado no impacto que é causado nas contas de energia dos consumidores do nosso modelo.

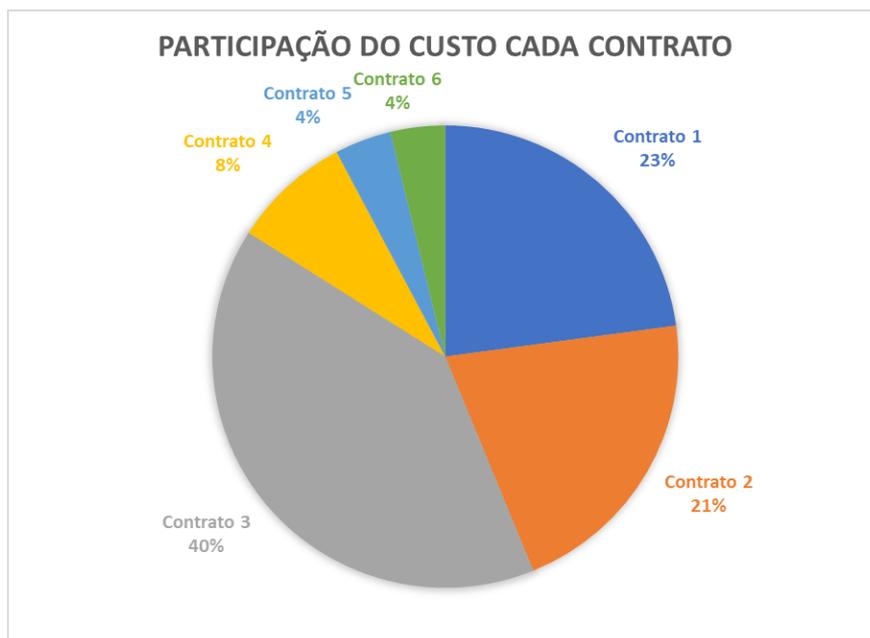
Notamos o aumento da conta de energia do consumidor que não instalou GDFV em comparação com os outros consumidores em que percebemos uma redução significativa do valor da conta de energia.

3.2.1.3 Cálculo da tarifa de energia no modelo simples com inserção de GDFV e revisão dos contratos de energia

Esse ponto é principalmente onde o método se baseia, que é o cálculo da tarifa de energia com penetração de GDFV levando-se em conta a revisão dos contratos de energia. Sendo assim, o restante do cálculo da tarifa é muito semelhante ao procedimento já feito, em que se leva em consideração a GDFV, porém com uma atenção especial ao procedimento de compra de energia da VPA onde os contratos serão revisados.

No modelo simples vamos considerar um cenário mais otimista, em que poderemos eliminar livremente os contratos que são mais caros.

Analisando os contratos da Tabela 3 no que tange ao custo que cada contrato gera temos:



Fonte: Elaboração Própria

Figura 17 - Participação do custo de cada contrato no modelo simples

Temos uma situação no modelo simples de poucos contratos bastante expressivos, o que é algo que se repete na situação atual da CEB no seu *mix* de contratos do CCEAR.

Com a redução de 15 MWh do mercado da distribuidora, iremos encontrar uma combinação de contratos que possam ser suprimidos levando-se em conta o seu custo. No modelo simples a melhor combinação é a eliminação dos contratos 1 e 3 da Tabela 3 que juntos representam um montante de 15 MWh e 63% dos custos dos contratos de energia.

Sendo assim, o próximo passo é retirar esses contratos do mix de compra da distribuidora, zerando o montante de energia que é proveniente do contrato, e refazendo o cálculo da tarifa média dos contratos, como na equação 3.17.

$$TM_{CCEAR} = \frac{(375,15 \times 0 + 344,02 \times 5 + 329,57 \times 0 + 67,84 \times 10 + 64,46 \times 5 + 62,25 \times 5) \times CT}{ER} \quad (3.17)$$

Onde:

TM_{CCEAR} : Tarifa média dos contratos do CCEAR

CT : Percentual de uso efetivo da energia contratada pela distribuidora

ER : Energia Requerida

Com o novo valor da TM, fazemos novamente todos os cálculos da tarifa considerando a penetração de GDFV, com isso chegamos nos seguintes valores de receita requerida:

Tabela 17 - Receita Requerida com GDFV Revisada no modelo simples

	Sem GD	Com GDFV (Revisada)
VPA	R\$ 14.117,11	R\$ 5.069,08
VPB	R\$ 2.871,26	R\$ 2.871,26
Receita Requerida	R\$ 16.988,37	R\$ 7.940,34

Considerando ainda o mesmo mercado de 15MWh teremos os seguintes valores para a tarifa de abertura final e dos valores pagos pelo consumidor:

Tabela 18 - Abertura Tarifária e Valores das Contas de Energia considerando a tarifação com GDFV Revisada no modelo simples

	Sem GD	Com GDFV (Revisada)
Receita Requerida	R\$ 16.988,37	R\$ 7.940,34
Componentes Financeiros	R\$ 1.253,74	R\$ 1.253,74
Tarifa de Abertura (R\$/MWh)	R\$ 608,07	R\$ 612,94
Valores pagos na conta de energia		
Consumidor 1	R\$ 6.080,70	R\$ 6.129,40
Consumidor 2	R\$ 6.080,70	R\$ 3.064,70
Consumidor 3	R\$ 6.080,70	R\$ -
Total	R\$ 18.242,11	R\$ 9.194,11

Assim fazendo-se a revisão dos contratos de energia obtivemos os resultados mais próximos do que de fato pode acontecer na realidade, uma vez que as distribuidoras não irão mais precisar renovar os contratos de energia antigos, já que a energia fornecida poderá ser advinda de GDFV.

3.3 Níveis de penetração de GDFV e potencial do DF

Para que possamos calcular o nível de penetração e também fazer a revisão dos contratos hoje vigentes, precisamos prever a demanda por energia e o quanto de GDFV poderá ter no mesmo período, com um espectro de análise para o longo prazo. Para fins de análise, escolhemos a Companhia Energética de Brasília (CEB) e a região Distrito Federal para serem analisados neste trabalho.

Para segmentar a análise vamos trabalhar apenas com um grupo específico dos consumidores da CEB que serão os consumidores de Baixa Tensão (BT) da classe residencial classificados no subgrupo B1.

Esta decisão é pautada em três critérios:

- I. Os maiores benefícios da GDFV se dá para quando é instalada em consumidores residenciais, quando olhamos para termos técnicos de se ter a geração próxima a carga, e no caso residencial mais dispersa geograficamente, além disso não somente benefícios técnicos como também quando olhamos para o mercado vemos a maioria dos modelos de negócios ligados a GDFV e também as soluções técnicas em cima desses modelos de negócios são em sua maioria para consumidores residências (MIT *Energy Initiative*, 2016);
- II. O recente estudo conduzido pela WWF em parceria com a UnB ² analisou o potencial de instalação de energia solar fotovoltaica levando-se em consideração a área dos telhados de algumas regiões do Distrito Federal (DF), sendo que esses telhados eram em áreas de consumidores residenciais, o que nos possibilita uma visão real do potencial de geração distribuída fotovoltaica para a região do DF ligado a consumidores residenciais; e
- III. O perfil mais relevante para o cenário brasileiro dada a participação dos consumidores da classe residencial, que é de 79,5% enquanto os consumidores da classe comercial têm participação de apenas 15%. Efeito confirmado quando se observa que 72% dos geradores conectados à rede do Brasil tem potência menor que 5kW, o que é associado principalmente com o perfil de consumo residencial (ANEELb, 2018).

² WWF, **Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília**, Brasília, 2016.

3.3.1 Situação atual do Distrito Federal

Através do SISGD podemos consultar um relatório emitido pelo site da ANEEL, que expressa por distribuidora do Brasil o número de usinas instaladas, quantidade de unidades consumidoras que recebem os créditos e potência instalada em kW. No presente momento temos a seguinte situação para a CEB:

Tabela 19 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída

Unidades Consumidoras com Geração Distribuída			
Distribuidora	Quantidade de usinas	Quantidade de UCs que recebem os crédito	Potência Instalada (kW)
CEB Distribuição S.A	562	591	7.796,19

Fonte: ANEEL, 2018 , com adaptações

Quando observamos os resultados do ano passado (2017) vemos um grande aumento do número de usinas conectadas à rede, porém se formos separar para os consumidores residenciais temos a participação de alguns sistemas estão fora da área de estudo do trabalho da WWF expressando ainda mais o potencial gerador do DF que ainda não foi preenchido. (NUNES, 2017)

Para encontrarmos a energia fornecida para o DF utilizaremos os dados do último reajuste tarifário para ser o nosso ponto de partida, portanto, teremos os seguintes valores:

Tabela 20 - Montante de energia

Descrição	MERCADO (MWh)
FORNECIMENTO	5.782.585
A1	-
A2	119.593,97
A3	-
A3a	46.534,55
A4	1.212.739,19

As	502.994,12
BT	3.900.723,60
TOTAL	6.442.285

Fonte: SPARTA CEB, 2017

Desta forma podemos verificar a situação atual do DF tanto para a GDFV quanto para o consumo de energia, este será o nosso ponto de partida para os próximos subtópicos deste capítulo.

3.3.2 Método para cálculo da energia fornecida

Para calcular o consumo de energia para os consumidores da CEB, como iremos balizar esse método no estudo mais recente feito pela EPE³.

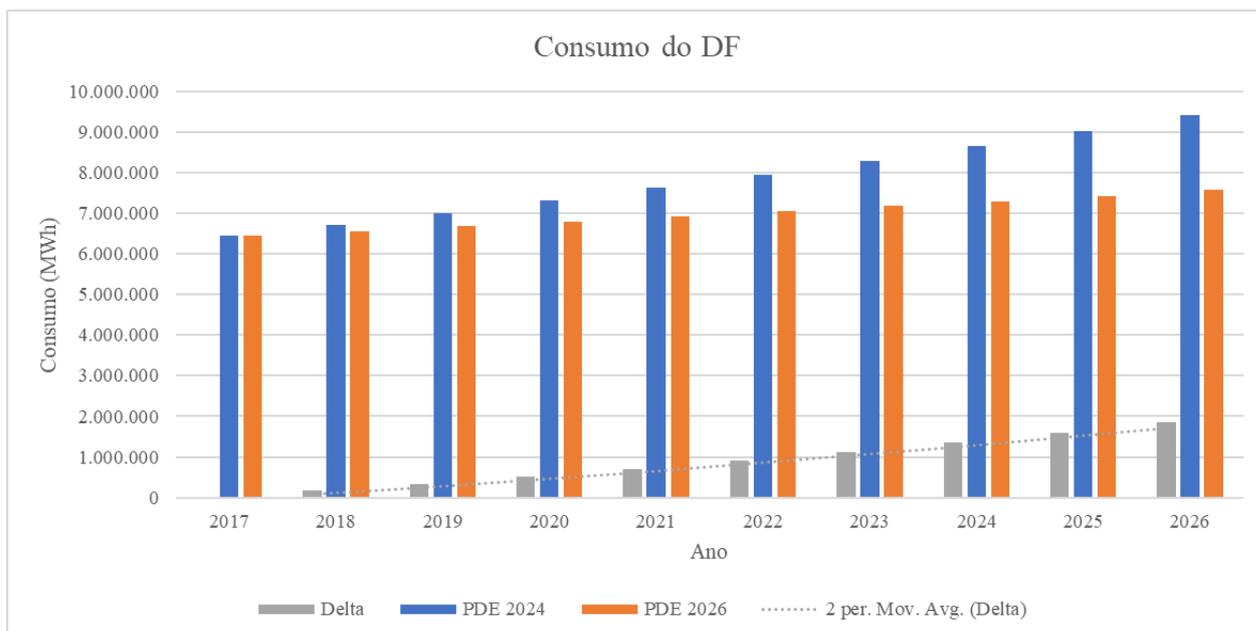
No método utilizado pela a EPE nota-se uma grande elasticidade do crescimento do consumo de energia elétrica em relação a economia do Brasil, é válido destacar que no estudo anterior da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o PDE 2024 tínhamos uma projeção maior para o crescimento do consumo de energia, inclusive recomendando fortemente reforços para as linhas de transmissão que alimentam o Distrito Federal, uma vez que esses investimentos levam tempo e a projeção esperada no longo prazo elevaria significativamente a energia consumida pelo DF, nessa perspectiva.

Houve uma alteração na apresentação dos resultados do PDE 2024 para o PDE 2026, no primeiro temos os resultados discriminados por região e também por carga (leve, média, pesada) já no segundo temos apenas discriminado o resultado para os consumidores residenciais, e o resultado é o valor agregado para o Brasil, não separado pelas regiões.

Nesse contexto, para o PDE 2024 a evolução projetada da carga para a região do DF e do Goiás era de 4,3% média por ano, já para o PDE 2026 a evolução projetada para o consumo de energia residencial é de 1,8% médio por ano.

Assim, utilizaremos esses índices para projetar o consumo de energia elétrica no ano de 2026, a partir da energia fornecida no ano de 2017 retirada do SPARTA, podemos ver os resultados na Figura 18.

³ MME/EPE, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, PDE 2026: Brasília 2017



Fonte: Elaboração Própria

Figura 18 - Projeção do consumo de energia elétrica para o DF

Como podemos ver observando a barra do delta, a diferença no ano de 2026 é de 1.845.876 MWh entre os dois estudos produzidos pela a EPE, uma diferença bastante significativa para o planejamento da distribuidora e para a porcentagem de penetração de GDFV.

Utilizaremos nesse estudo a projeção do PDE 2026, como o PDE 2026 é o mais recente e já levou em consideração as alterações do contexto mais próximo do momento presente. Assim, seguindo a projeção do crescimento do consumo de energia elétrica para o grupo residencial teremos uma energia fornecida pela CEB no ano de 2026 de 7.564.320,745 MWh. Um aumento de 1.122.036 MWh em relação a energia fornecida em 2017. Mesmo sendo um crescimento mais conservador ainda é um aumento expressivo do fornecimento de energia.

3.3.3 Método para a determinação da penetração de GDFV

Para definição do nível de penetração de GDFV na rede da CEB se consultou alguns trabalhos anteriores e junto da NT nº 0056/2017 da ANEEL, que estimaram o crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais que vão instalar GDFV no horizonte de 2017 – 2024, e verificou-se a abordagem de cenários (conservadores e otimistas) de penetração de GDFV.

Neste trabalho também usaremos dois cenários para considerar a penetração de GDFV, que são apresentados abaixo:

- Conservador: Baseado na NT n° 0056/2017 e extrapolando para o ano de 2026;
- Assertivo: Penetração calculada a partir do montante a ser cancelado de contratos.

O cenário assertivo pode ser considerado um cenário otimista, já que ele irá requerer uma quantidade muito maior de energia gerada por unidades consumidoras conectadas à rede.

3.3.3.1 Método Conservador de penetração de GDFV

Para o primeiro cenário, devemos comentar que a projeção feita pela ANEEL levou em conta vários aspectos conservadores do crescimento da penetração de GDFV, inclusive por que a quantidade de painéis e potência instalada no Brasil ainda era muito pequena, isto levou a resultados menores do que projeções feitas anteriormente pela própria agência. Por fim, temos a projeções de potência (em MW) instalada de:

	Residencial	Comercial	Total
2017	71	30	102
2018	155	59	214
2019	283	102	385
2020	473	164	638
2021	752	254	1.006
2022	1.149	379	1.528
2023	1.696	552	2.248
2024	2.425	783	3.208

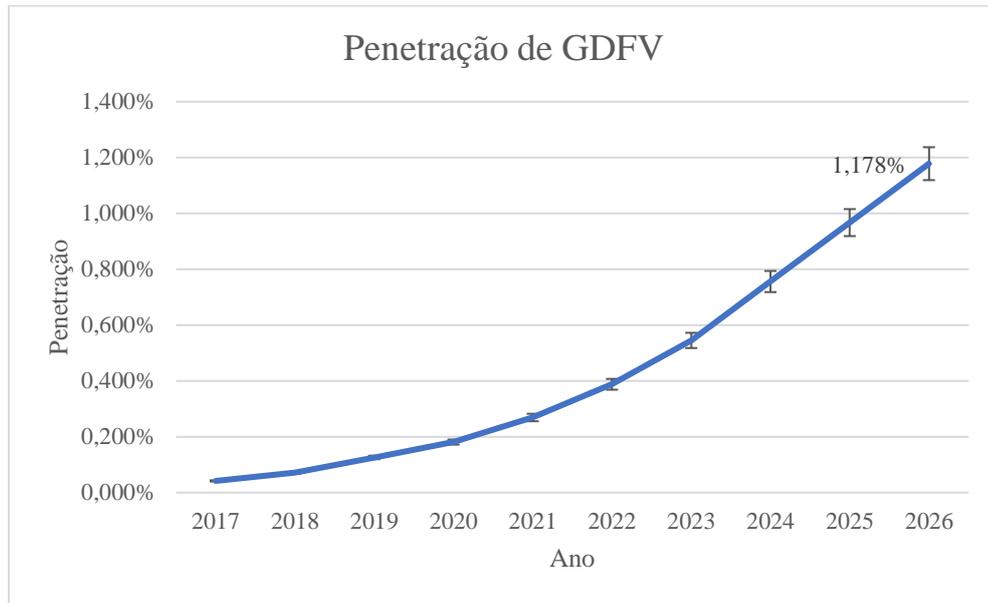
Fonte: ANEEL, 2017

Figura 19 - Potência Instalada (MW)

Para fazermos a extrapolação desses resultados de penetração para 2026 faremos uma interpolação linear simples entre os últimos dois anos e consideraremos o mesmo crescimento para os próximos anos, mesmo sabendo-se que esse crescimento não é linear, porém como este não é o foco deste trabalho assume-se o erro gerado nessa extrapolação, considerando que o mesmo não é muito significativo para o resultado final.

Assim, em 2026 teríamos uma penetração de 1,178% , porém iremos adotar um erro de 5% para mais, já que a progressão histórica da série se mostra numa característica crescente próximo a uma exponencial (como podemos ver na Figura 20) e que tivemos dois eventos

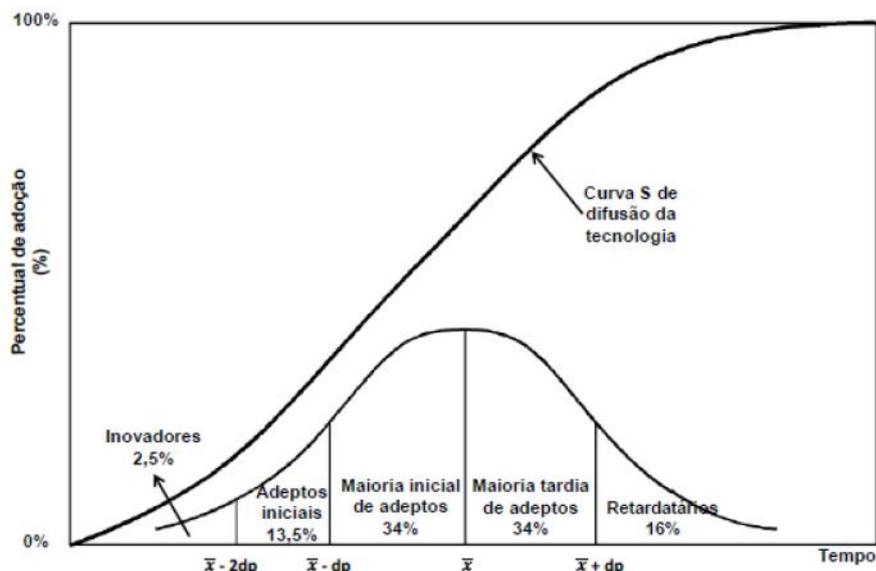
lineares seguidos na série, adicionaremos este erro no valor de penetração. Assim passamos a ter um valor de 1,237% de penetração em 2026 para o cenário conservador.



Fonte: Elaboração Própria, com dados de AMARAL, 2017

Figura 20 - Penetração de GDFV no cenário conservador

A penetração desse cenário utilizando a NT 0056/2017 leva em consideração o modelo de Bass para o método de difusão da inovação, considerando que teremos para 2026 mais de 13 anos que a tecnologia estará no mercado. Esperamos uma penetração de mercado de mais de 50% e ganhando força dentro da fase de acatar a “maioria inicial dos adeptos” e entrando a “maioria tardia dos adeptos”, de acordo com a metodologia de difusão da inovação, que está ilustrada na figura abaixo:



Fonte: NT 0056/2017 ANEEL, 2017

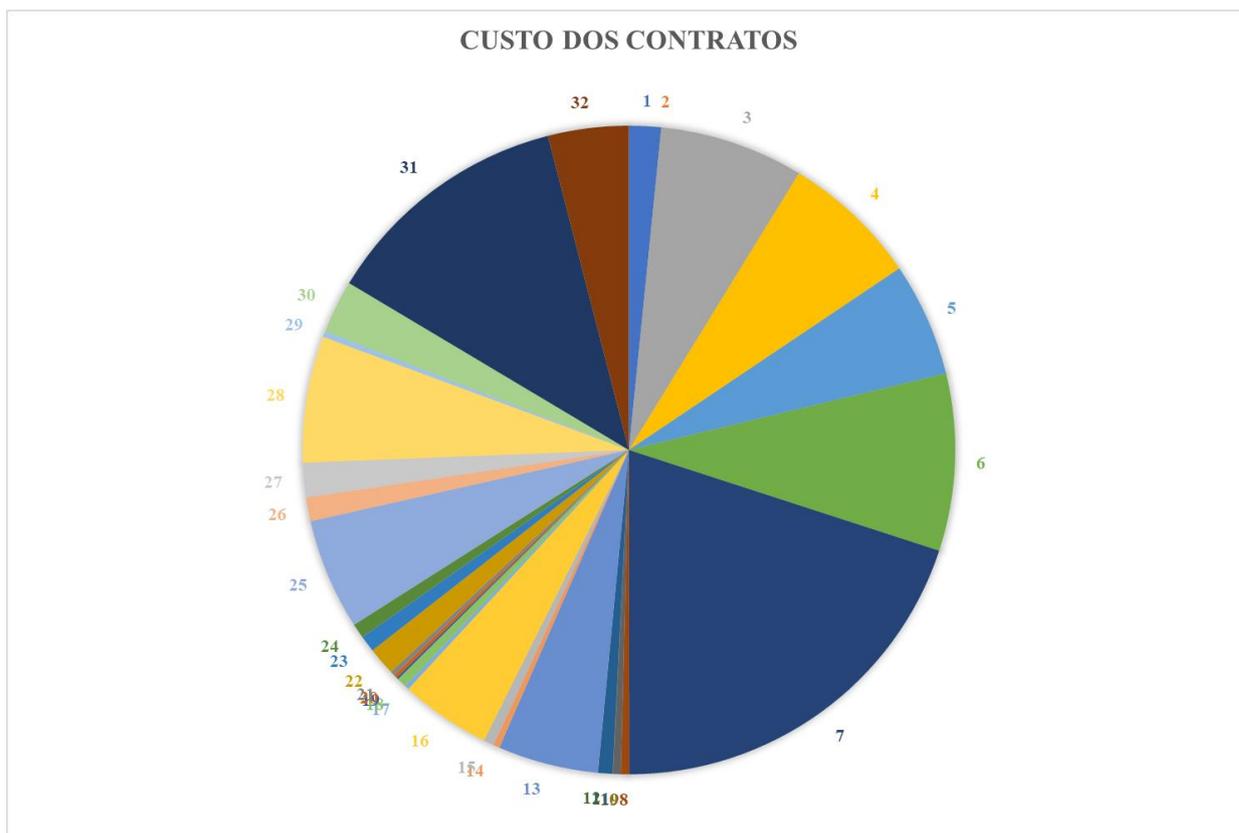
Figura 21 - Distribuição de adotantes de inovações

3.3.3.2 Método Assertivo de penetração de GDFV

O cálculo do cenário assertivo é balizado nos resultados obtidos na simulação do método para o modelo simples para calcular o montante de energia que poderia ser reduzido dos contratos.

Como vimos na Figura 17, os contratos eliminados têm representação 63% dos custos dos contratos de energia e este valor produziu resultados significativos para as três lentes consideradas neste método.

Assim, buscando-se um resultado similar, analisaremos o valor dos custos nos contratos do ambiente regulado da CEB, para encontrar um impacto próximo aos 63%. Temos a seguinte dispersão entre os contratos:



Fonte: Elaboração Própria, com dados de SPARTA, 2017

Figura 22 - Dispersão dos Custos dos Contratos

Percebemos que o contrato 7 e o contrato 31 são os mais significativos, em termos de quanto é gasto com o contrato, porém o contrato 31 tem a segunda menor tarifa do *mix* de contratos e um alto montante de energia contratada o que acaba sendo um contrato que

contribui positivamente para o valor final da TM e para a eficiência da distribuidora que consegue despachar um montante grande de energia num contrato que possui uma tarifa baixa, portanto não será um contrato que deverá ser revisado.

Para refinar essa análise, colocamos os contratos em um rol crescente, em termos da tarifa de cada um, assim podendo encontrar o valor acumulado do custo.

Tabela 21 - Rol de Contratos do CCEAR da CEB

	Tarifa (R\$/MWh)	MWh	Valor (R\$)	Porcentagem do custo	Agregado	Montante revisado (MWh)
1	375,15	21.114,106	7.920.853,95	1,584%	1,584%	
2	344,04	36,780	12.653,88	0,003%	1,587%	
3	329,57	108.297,897	35.691.951,12	7,139%	8,726%	
4	301,37	113.051,418	34.069.980,65	6,815%	15,541%	
5	295,66	95.742,314	28.307.299,23	5,662%	21,204%	
6	285,48	154.485,584	44.102.284,54	8,822%	30,025%	
7	283,45	351.936,658	99.757.321,54	19,954%	49,980%	
8	278,62	7.411,112	2.064.861,35	0,413%	50,393%	
9	267,56	7.219,918	1.931.738,42	0,386%	50,779%	
10	259,04	215,084	55.716,07	0,011%	50,790%	
11	257,74	14.106,378	3.635.726,51	0,727%	51,518%	
18	178,38	13.357,834	2.382.760,67	0,477%	51,994%	
14	154,20	10.003,443	1.542.533,32	0,309%	52,303%	
19	136,31	3.755,085	511.855,85	0,102%	52,405%	
12	134,99	94,485	12.754,78	0,003%	52,408%	
20	133,85	6.221,879	832.814,29	0,167%	52,574%	
16	129,15	173.627,986	22.423.817,98	4,485%	57,060%	
21	127,01	8.886,768	1.128.705,90	0,226%	57,285%	

13	126,95	196.153,628	24.902.346,35	4,981%	62,267%	
15	125,00	20.671,849	2.583.895,08	0,517%	62,783%	1.306.390,204
22	124,44	55.656,491	6.925.827,57	1,385%	64,169%	
23	119,03	34.587,251	4.116.977,95	0,824%	64,992%	
17	114,26	9.712,843	1.109.753,61	0,222%	65,214%	
24	110,39	32.972,397	3.639.954,39	0,728%	65,942%	
26	90,71	65.279,851	5.921.509,08	1,184%	67,127%	
29	83,49	17.602,912	1.469.667,14	0,294%	67,421%	
25	78,87	350.714,674	27.660.866,36	5,533%	72,954%	
28	77,97	404.049,291	31.503.723,24	6,302%	79,256%	
27	71,37	120.005,440	8.564.788,22	1,713%	80,969%	
30	67,84	194.125,806	13.170.275,33	2,634%	83,603%	
31	64,46	961.810,044	61.995.752,74	12,401%	96,004%	
32	62,25	320.883,511	19.976.411,12	3,996%	100,000%	

Fonte: Elaboração Própria, com dados de SPARTA, 2017

O valor mais aproximado é de um custo de 62,783% que representa um montante de 1.306.390,204 MWh isto é o que vale a uma penetração de 20,278 % na energia fornecida em 2017 e de 17,270% em comparação a energia fornecida em 2026.

Para o caso real devemos considerar a tarifa atualizada dos contratos para a análise dos custos e construção do rol dos contratos.

O valor da energia que será revisada é considerada como sendo a penetração causada pela GDFV, assim a penetração final será do valor total do montante de energia (em MWh) acumulada pelos contratos revisados.

3.3.3.3 Potencial de GDFV do DF

O estudo conduzido pela Universidade de Brasília (UnB) em conjunto com a *World Wide Fund for Nature* (WWF), analisa apenas algumas regiões do DF em relação a sua área de telhados disponível para geração fotovoltaica. E concluiu, que se 50% dos telhados

estiverem disponíveis, é possível gerar 100% da energia elétrica residencial de todo o DF (WWF, 2016).

Com base nos dados do último reajuste tarifário, o consumo residencial significa mais de 40% da receita da CEB e representa 33,73% do consumo mensal em MWh. Ou seja, temos um potencial de penetração de 33,73% apenas com os usuários do grupo residencial nesse cenário otimista/realista.

3.4 Método para escolha dos contratos a serem revisados

Uma etapa importante do método é a seleção dos contratos que poderão ser revisados e até eliminados do portfólio da distribuidora, afim de reduzir o preço médio dos contratos de energia.

Neste método iremos considerar dois cenários para realizar a revisão dos contratos:

- Com base na vigência (método doravante chamado de: Vigência): Uma abordagem mais realista, que é buscar pelos contratos mais antigos e que vencerão mais cedo, até 2026, verificando se a produção de GDFV foi suficiente para suprir o consumo de energia e assim não se fazer mais necessária a renovação desse contrato.

- Com base no seu custo (método doravante chamado de: Custo): Neste cenário usaremos uma abordagem mais otimista, conforme apresentamos no cálculo de penetração, para o cenário “assertivo” consideraremos o montante de energia dos contratos eliminados como sendo a quantidade de energia proveniente de GDFV, e conseqüentemente a penetração de GDFV na rede. Analisaremos o impacto econômico do custo dos contratos e assumiremos que a GDFV seja suficiente para a eliminação dos contratos.

Nas duas abordagens é necessária uma análise do portfólio de contratos de comercialização de energia em ambiente regulado (CCEAR) da distribuidora, neste trabalho iremos nos restringir apenas a análise desses contratos. De acordo com os dados do reajuste tarifário de 2017, esses contratos são responsáveis por quase a metade do montante de energia fornecida pela CEB, o que os tornam significativos para a *mix* de contratos da distribuidora.

No primeiro cenário, serão identificados os contrato mais antigos da distribuidora e também os que terão a sua vigência terminada antes do período de 2026, porém só serão eliminados aqueles que passarem da fronteira de suprimento (NUNES, 2017) - que é quando a energia proveniente de GDFV é suficiente para substituir a energia proveniente de outra fonte firmada no contrato. Por exemplo, se o contrato estiver na modalidade de disponibilidade

e a rede já tenha GDFV suficiente para suprir o montante de energia proveniente deste contrato ele se torna ineficiente para o portfólio da distribuidora, contribuindo para aumentar a TM do cálculo da tarifa, portanto, poderia ser revisado e não mais renovado.

Para aplicar esta abordagem, iremos considerar neste método que este processo de revisão poderá ocorrer no reajuste tarifário de 2026 com esses contratos. Também consideraremos que o preço dos contratos se manterá constante até 2026.

Esta verificação poderá ser feita analisando-se a data base do leilão do contrato colocado no SPARTA, e assim cruzando com os resultados dos leilões publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, na mesma data em que se faz referência ao da CEB. O que será feito através da planilha de resultados consolidados dos leilões da CCEE filtrando pelos contratos da CEB e os contratos referentes ao CCEAR (CCEE, 2018).

De forma a marcar a data de processamento do reajuste de 2026, consideraremos a DRP do ano de 2026 para o último mês do ano (dezembro), sendo assim os contratos que vencerem até dezembro deste ano poderão ser considerados no processo de revisão dos contratos.

Vamos considerar então, que essas revisões dos contratos acontecem no período do reajuste tarifário, ou seja, estaríamos trabalhando com a Data do Reajuste em Processamento (DRP) em que seu custo de aquisição de energia na DRP será calculado considerando a energia requerida para o atendimento do mercado de referência, e valorado pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigentes na data do reajuste em processamento (PRORET/ANEELi, 2018), conforme apresentado abaixo:

$$CE_{DRP} = TM_{EC} \times (ER_{DRP} - EC_{PROINFRA}) \quad (3.18)$$

Onde:

CE_DRP: custo de aquisição de energia

ER_DRP: energia requerida para atender a carga da distribuidora, em MWh

TM_EC: preço médio de repasse dos contratos de compra energia, em R\$/MWh

EC_PROINFA: energia proveniente do PROINFA, em MWh

No segundo cenário teremos a revisão e eliminação dos contratos feitas de uma só vez e, considerando que foi atingida a penetração ideal de GDFV para que tal revisão seja feita, ou seja, vamos trabalhar com o horizonte da possibilidade de em 2026 ser feito a revisão de todos os contratos de acordo com o seu custo, considerando que estamos na fronteira de suprimento de energia por GDFV.

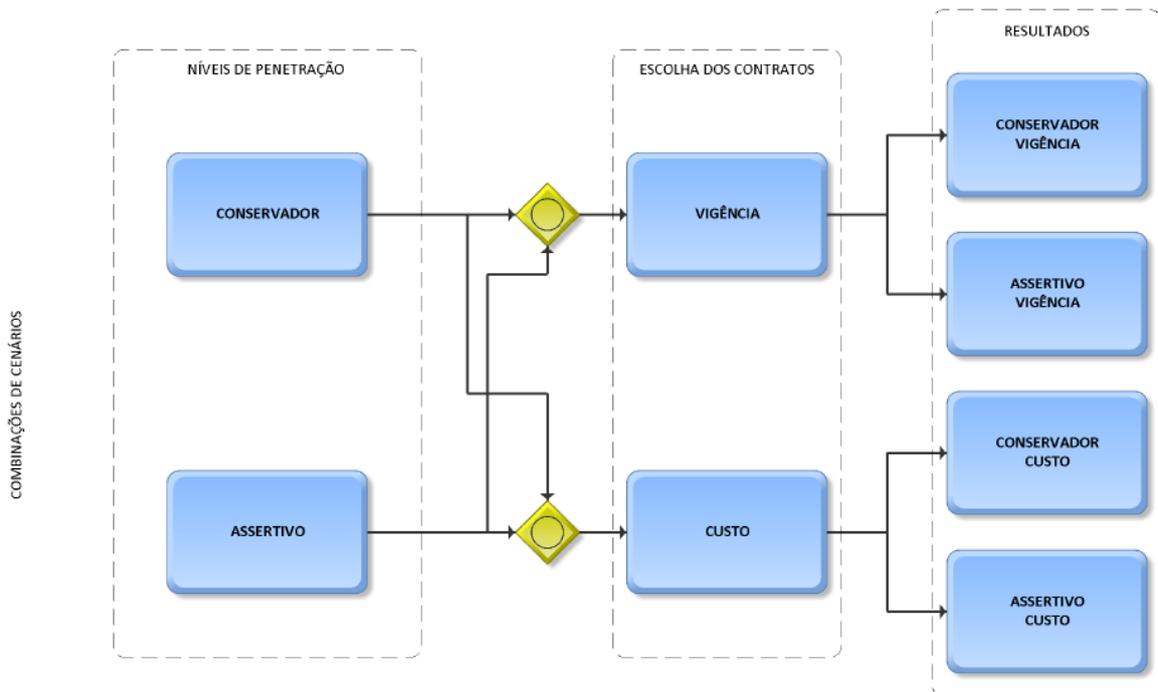
Nesse sentido iremos desprezar as restrições e efeitos impostos pela legislação, como: O limite de redução dos valores dos contratos, todo o rito jurídico para tal, as implicações nos componentes financeiros através da CVA no reajuste seguinte e os efeitos no mercado de energia para o escoamento dos montantes contratados.

Esta liberdade nas ações da distribuidora é considerada afim de isolar o efeito causado na TM pelos contratos e também em coerência com o método, em que estamos variando apenas a parcela A. Os efeitos causados por essas premissas serão discutidos nos capítulos 4 e 5 deste trabalho.

Também é válido ressaltar que os contratos mais caros no portfólio da CEB são de fontes térmicas e que estão na modalidade de disponibilidade, portanto também geram um impacto ambiental significativo e serão priorizados no segundo cenário.

3.5 Combinações dos cenários

Em decorrência do método proposto para analisar a penetração de GDFV e para a revisão dos contratos, é possível combinar os cenários propostos para cada parte, resultando em 4 cenários distintos para o método. Porém ainda podemos considerar mais dois resultados, em que não são feitas as revisões dos contratos. Todas essas possibilidades estão ilustradas na figura abaixo:



Fonte: Elaboração Própria

Figura 23 - Combinações dos cenários do método

Com essa variedade de combinações podemos abraçar mais possibilidades que podem se desdobrar na realidade, por exemplo, podemos ter uma penetração real de GDFV que esteja próxima do grau de penetração do cenário conservador, já teríamos o impacto tarifário para cada método de revisão de contratos que se venha a adotar. Sendo que a decisão de qual modo de revisão dos contratos deveria ser adotado estaria mais a cargo do órgão regulador e dos *stakeholders* internos do sistema de distribuição.

3.6 Estrutura do SPARTA e PCAT

O Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Ajustes Tarifários ou mais conhecido como SPARTA, é um sistema em forma de planilha desenvolvida pela ANEEL para auxiliar a realizar o cálculo tarifário tanto no período de reajuste quanto de revisão tarifária. Cada distribuidora do Brasil tem seu SPARTA específico, uma vez que ele é alimentado com um banco de dados com todas as informações relevantes para o cálculo tarifário da distribuidora específica, como o seu mercado de referência, por exemplo.

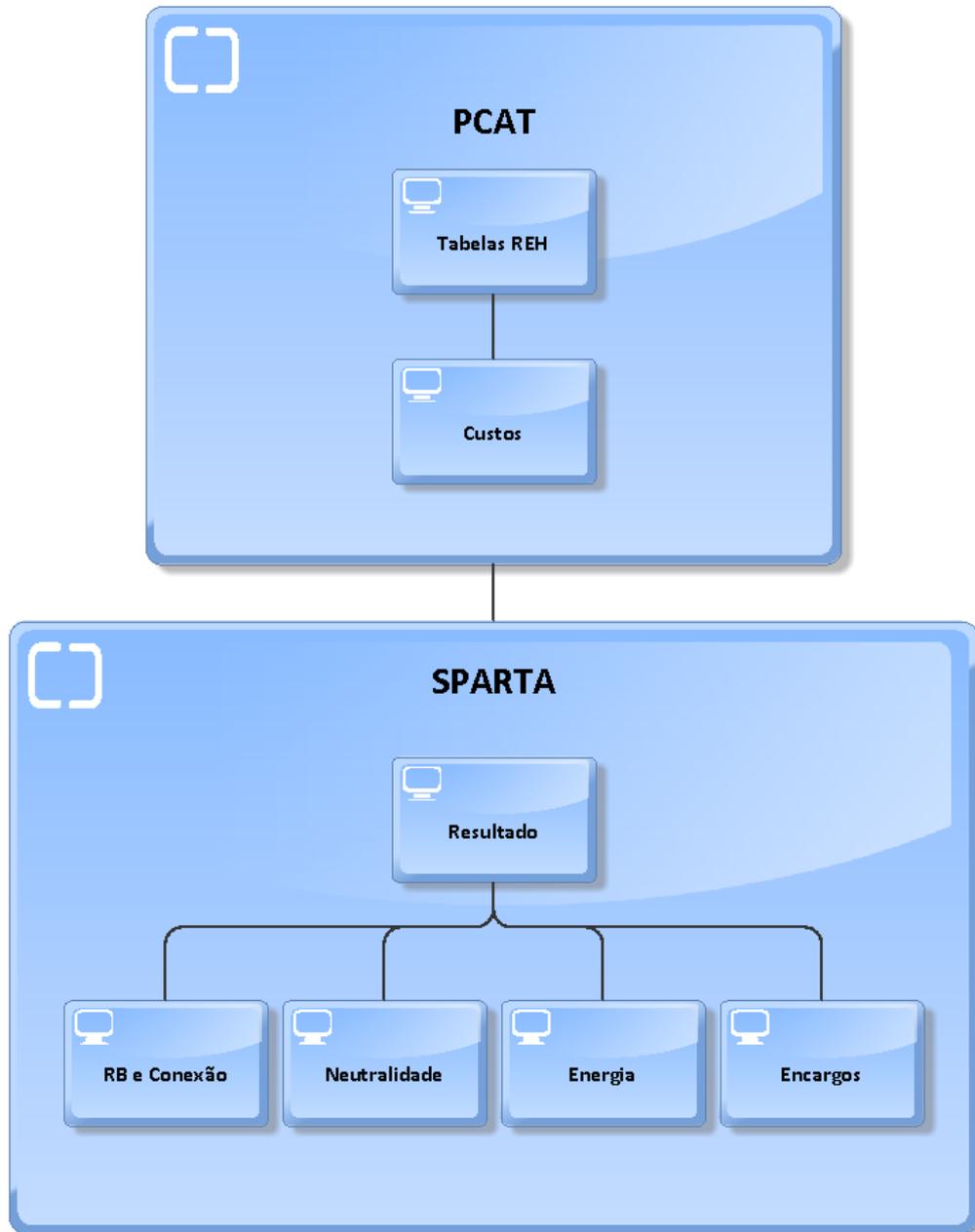
A PCAT ou Planilha de Cálculo de Abertura Tarifária, sempre é acompanhada ao SPARTA uma vez que o processo de abertura tarifária é finalizado nessa planilha que contém as informações sobre os grupos tarifários da distribuidora e realiza o cálculo final da tarifa de aplicação para cada grupo consumidor.

O SPARTA é composto de várias abas para auxiliar no seu cálculo, porém as principais e as que serão mais utilizadas nesse trabalho são: Conexão, Neutralidade, Energia e Encargos. A saída do SPARTA é a Receita Requerida (RR) pela distribuidora, que é a soma da VPA e do VPB; E o valor dos componentes financeiros. Este valor ainda não é o valor da tarifa que será aplicado aos consumidores, como explicamos no capítulo 2, isto é feito no procedimento de abertura tarifária que é completado na PCAT.

No período de processamento do reajuste os sistemas são plugados ao banco de dados da ANEEL, para que os dados de referência sejam atualizados, e a PCAT é plugada ao SPARTA para automatizar o cálculo de abertura tarifária, que recebe os parâmetros de cálculo (RR, IRT, Componentes Financeiros, etc.) resultados obtidos no SPARTA e com os dados dos mercados separados pelos grupos consumidores, junto aos parâmetros das modalidades

tarifárias separa as informações em TE e TUSD e realiza os cálculos para distribuir o valor entre os grupos tarifários.

De forma mais ilustrativa podemos ver na figura abaixo as abas mais utilizadas no método e de forma a apresentar a integração que é necessária ser feita entre os dois sistemas, para a realização do cálculo tarifário.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 24 - Estrutura SPARTA e PCAT

Sendo as abas do SPARTA mais utilizadas referentes aos componentes da parcela A, em que a aba de RB e Conexão é responsável por compilar a parte referente a componente de

transporte; a aba de Neutralidade para o cálculo das receitas irrecuperáveis; a aba de energia é responsável pelo custo de aquisição de energia, onde também é feita a análise dos contratos do CCEAR; na aba de encargos temos todos os encargos da tarifa de energia.

Na aba de resultados temos o valor da receita requerida (RR) pela distribuidora e consequentemente a compilação do VPB e VPA discriminados.

Já na aba de custos da PCAT temos todos os parâmetros de cálculo em que aqueles afetados pela inserção de GDFV serão alterados de acordo com os resultados obtidos com o auxílio da SPARTA. De acordo com a penetração de GDFV também é feita a redução dos mercados considerados na PCAT, na aba “tabelas REH” encontraremos os valores finais da tarifa de aplicação dividida pelos subgrupos e modalidades tarifárias. Para este trabalho, consideraremos os resultados para o subgrupo B1, modalidade convencional, classe residencial e subclasse residencial.

3.6.1 Procedimentos de cálculo no SPARTA e PCAT

Para realizarmos os cálculos utilizando o SPARTA, vamos utilizar a versão do sistema para o reajuste de 2017 e faremos as substituições dos valores alterados pela inserção de GDFV, fazendo os ajustes considerados nas fórmulas apresentadas na seção 3.7, para o cálculo da tarifa considerando a penetração de GDFV, alguns parâmetros serão cálculos em uma planilha auxiliar e inseridos no SPARTA.

A partir da análise dos contratos, para que a sua revisão seja considerada no procedimento tarifário iremos zerar o montante de energia contratada e tarifa do contrato para retirar o contrato do cálculo da tarifa média.

Como as planilhas não estão plugadas fora do período do processamento do reajuste tarifário as alterações na PCAT são feitas de maneira manual, os valores obtidos no SPARTA serão colocados nos parâmetros de cálculo da PCAT, além de ser necessário fazer a correção nas abas de mercado, considerando a redução do mercado de acordo com o nível de penetração considerado em cada cenário.

3.7 Cálculo do índice de reajuste tarifário econômico

Conforme descrito no Capítulo 2, no processo de reajuste tarifário, o índice de reajuste econômico (*IRTeco*) deverá ser calculado para a nova valoração da VPA, de forma a ser um

indicador das variações da RR, assim seguiremos o método apresentado no capítulo 2, que vai contemplar o procedimento de cálculo da Parcela A, já que estamos considerando a Parcela B com o valor constante.

Vamos começar descrevendo as alterações consideradas no procedimento de cálculo da VPA, para se levar em conta a penetração de GDFV.

3.7.1 Cálculo de perdas

Como vimos anteriormente um dos benefícios da GDFV é a diminuição das perdas no sistema, as perdas são separadas para os dois sistemas de transporte de energia, e consideradas de maneira diferente pelo PRORET:

- Perdas Elétricas no Sistema de Distribuição: que podem ser técnicas e não técnicas;
- Perdas na Rede Básica: Que inclui as perdas das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e também das Demais Instalações de Transmissão (DIT)

Outra diferença que precisamos fazer é entre as perdas técnicas e não-técnicas, segundo o módulo 3 do PRORET da ANEEL, temos:

- Perdas técnicas: Montante de energia dissipada nos sistemas de distribuição e transmissão em decorrência das leis da física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;
- Perdas não técnicas: Perdas associadas à distribuição de energia elétrica, como fraude e furto de energia, erros na medição e etc.

Nota-se que as perdas não-técnicas não são consideradas para a rede básica e rede básica de fronteira e nas DITs.

Com a inserção de GDFV é necessário recalculamos os valores das perdas técnicas no sistema de distribuição. Para isto, utilizaremos os dados obtidos com o auxílio do *software* Impactus da UnB, que foi desenvolvido para calcular o valor das perdas no sistema da CEB levando-se em consideração a penetração de GD. Como o *software* calcula as perdas para valores de percentuais inteiros e nossas previsões de penetração utilizam valores bastante específicos, faremos uma interpolação linear utilizando os dados de trabalhos anteriores que calcularam as perdas para determinados valores de penetração de GDFV, utilizando esse *software*, assim podemos determinar a perda para o percentual específico de penetração.

Dessa forma, obtivemos uma série de dados, com alguns valores específicos de penetração e seu respectivo valor de perdas em porcentagem em relação ao montante de energia vendida (EV).

Tabela 22 - Perdas Técnicas do Sistema de Distribuição referentes ao nível de penetração de GDFV

Penetração de GDFV	Perdas técnicas (%)
0,000%	7,460%
0,042%	7,457%
0,072%	7,456%
0,126%	7,452%
0,181%	7,449%
0,269%	7,443%
0,388%	7,436%
0,545%	7,426%
0,756%	7,413%
1,237%	7,409%
2%	7,403%
3%	7,342%
4%	7,292%
5%	7,238%
10%	7,200%
17%	7,123%
18%	7,112%
19%	7,101%
20%	7,090%
21%	7,029%
22%	6,979%
24%	6,868%
25%	6,807%

Fonte: Elaboração Própria, com base em dados de AMARAL, 2017

Destacamos os valores mais específicos calculados nos cenários de penetração conservador e assertivo, e também a tendência de diminuição das perdas com o aumento da GDFV.

Para obter-se o valor das perdas dado em MWh, é dado segundo o PRORET pela fórmula:

$$PT (MWh) = \frac{(EV_{ano} + ML + PNT - MA1) \times PT(\%)}{1 - PT(\%)} \quad (3.19)$$

Onde:

PT: Perdas técnicas em MWh, no sistema de distribuição levando-se em consideração a penetração de GDFV;

EV: Energia vendida em MWh, no ano escolhido com base na penetração de GDFV naquele ano, para o atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento à concessionária de distribuição e suas permissionárias;

ML: Mercado de energia registrado pelos consumidores livres, expresso em MWh;

PNT: Perdas não-técnicas regulatórias, em MWh;

MA1: Mercado de energia registrado pelos consumidores cativos e livres conectados no nível de tensão A1 (230kV ou mais), expresso em MWh;

PT (%): porcentagem de perdas técnicas calculada para a penetração de GDFV.

As perdas não-técnicas definidas para o mercado de baixa tensão são dadas segundo a equação 3.20, que é alterada apenas como consequência da redução do mercado de baixa tensão.

$$PNT (MWh) = MBT_{pen} \times PNT(\%) \quad (3.20)$$

Onde:

MBT_{pen} : Mercado na baixa tensão, em MWh, relativo ao período de referência e considerando a penetração de GDFV;

PNT (%): Percentual de perdas não-técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão.

3.7.2 Cálculo da energia requerida e preço médio dos contratos

A energia requerida pela distribuidora é a energia vendida adicionado as perdas da rede. A energia vendida será a energia necessária para o atendimento do mercado da distribuidora mais a energia para suprimento da distribuidora e das concessionárias e permissionárias acessantes e subtraído da energia gerada por GDFV. Como neste método estamos trabalhando diretamente com o valor da penetração de GDFV, então para encontrarmos o valor da energia fornecida, seguimos a seguinte equação:

$$EF_{pen} = (1 - Pen(\%)) \times EF_{ano} \quad (3.21)$$

Onde:

EF_{pen} : é a energia fornecida considerando a penetração de GDFV no ano de processamento;

Pen (%): é a porcentagem de penetração de GDFV na rede no ano de processamento;

EF_{ano} : é a energia fornecida total para o ano de referência;

Assim podemos calcular a energia requerida pela distribuidora como sendo a soma da energia fornecida e das perdas considerando a penetração de GDFV, assim temos:

$$ER_{pen} = EF_{pen} + ES + PT_{pen} + PNT + PRB \quad (3.22)$$

Onde:

ER_{pen} : Energia requerida, levando-se em conta a penetração de GDFV, MWh;

EF_{pen} : é a energia fornecida considerando a penetração de GDFV no ano de processamento, em MWh;

ES: Energia de suprimento da distribuidora à outras concessionárias e permissionárias, em MWh;

PT_{pen} : Perdas técnicas em MWh, no sistema de distribuição levando-se em consideração a penetração de GDFV;

PNT: Perdas não-técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão, levando-se em consideração a penetração de GDFV, em MWh;

PRB: Perdas técnicas na rede básica, em MWh.

A partir do valor da energia requerida podemos partir para o cálculo do preço médio dos contratos e conseqüentemente para o valor final da parcela de custo de energia (CE) da VPA.

Segundo o submódulo 3 do PRORET a Tarifa Média (TM) de repasse dos contratos de compra de energia é calculada segundo a fórmula a seguir:

$$TM_{EC} = \frac{CE_I + CE_{GP} + CE_{angra} + CE_{cotas} + CE_{bilateral} + CE_{leilões} + CE_{mr}}{EC_I + EC_{GP} + EC_{angra} + EC_{cotas} + EC_{bilateral} + EC_{leilões} + EC_{mr}} \quad (3.23)$$

Onde:

CE_I : Custo com aquisição de energia de ITAIPU, em R\$;

CE_{GP} : Custo com aquisição de energia de geração própria, R\$;

CE_{angra} : Custo de aquisição das usinas Angra 1 e 2, em R\$;

CE_{cotas} : Custo de aquisição de energia de usinas com concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013

$CE_{bilateral}$: Custo de energia dos contratos bilaterais, em R\$;
 $CE_{leilões}$: Custo de aquisição de energia dos contratos do CCEAR, em R\$;
 CE_{mr} : Custo do montante de reposição conforme consta no art. 24 do Decreto n° 5.163/2004, em R\$;

EC_I : Energia proveniente de ITAIPU, em MWh;

EC_{GP} : Energia proveniente de empreendimentos de geração própria, em MWh;

EC_{angra} : Energia proveniente das usinas de Angra 1 e 2, em MWh;

EC_{cotas} : Energia proveniente das usinas com as concessões renovadas, em MWh;

$EC_{bilateral}$: Energia proveniente dos contratos bilaterais, em MWh;

$EC_{leilões}$: Energia proveniente dos contratos do CCEAR em chamada pública, em MWh;

EC_{mr} : Energia do montante de reposição, em MWh.

Neste método estamos focando nos contratos do CCEAR, portanto as demais componentes serão consideradas constantes no processo de reajuste tarifário, sendo nosso objeto de análise mais aprofundado as componentes: $CE_{leilões}$ e $EC_{leilões}$.

Assim consideraremos a fórmula para o cálculo do preço médio dos contratos de energia dos contratos da CCEAR:

$$CE_{Leilões} = \sum_{i=1}^n (EC_{Leilãoi} \times PR_{Leilãoi}) \quad (3.24)$$

Onde:

$EC_{Leilãoi}$: Montante de energia adquirida no leilão, em MWh;

$PR_{Leilãoi}$: Preço de repasse do leilão, em R\$/MWh.

O preço de repasse no ambiente regulado dos contratos do CCEAR é compensado pela energia que é efetivamente utilizada, ou seja o total da energia requerida pela a energia contratada conforme consta na equação abaixo:

$$CT = \frac{ER}{Energia Contratada} \quad (3.25)$$

Substituindo as equações no preço de repasse do leilão temos a TM dos contratos da CCEAR dado por:

$$TM_{CCEAR} = \frac{\sum_{i=1}^n Tarifa_i \times EC_i \times CT}{ER} \quad (3.26)$$

Onde:

$Tarifa_i$: É a tarifa do contrato, em R\$/MWh;

Assim, considerando o novo valor da tarifa média dos contratos do CCEAR, e considerando as demais componentes da equação (3.23) sem alteração teremos o CE dado por:

$$CE_{pen} = TM_{pen} \times ER_{pen} \quad (3.27)$$

Onde:

CE_{pen} : Compra de energia da VPA, considerando a penetração de GDFV, em R\$;

TM_{pen} : Tarifa média considerando todos contratos inclusive a parcela com a revisão da TM_{CCEAR} , em R\$/MWh

ER_{pen} : Energia requerida considerando a penetração de GDFV, em MWh.

3.7.3 Cálculo dos demais componentes da VPA

Os componentes restantes: transporte, receitas irrecuperáveis e encargos, são alterados apenas pelo nível de penetração de GDFV e conseqüentemente pela energia requerida.

De posse dessas informações, cujo cálculo é apresentado na seção 3.6, faremos o restante do cálculo das componentes da VPA utilizando o método desenvolvido para análise do impacto da GDFV, conforme citado anteriormente. Assim iremos apenas apresentar as novas fórmulas considerando a penetração de GDFV.

Os custos de transporte de energia como visto na seção 2.3.1 está relacionado com o montante de energia que é consumido no momento na hora da ponta e fora do horário de ponta, e este montante de energia está diretamente relacionado com o a energia requerida pela distribuidora, para a celebração dos CUSTs.

Vamos considerar que o montante de uso do sistema de transmissão (MUST) varia na mesma proporção que a energia requerida (AMARAL, 2017) o que pode ser expresso na fórmula do EUST como:

$$EUST_{pen} = \sum_{i=1}^M (1 - Pen) \times MUST_{fpi} \times TUST_{fpi} + (1 - Pen) \times MUST_{pi} \times TUST_{pi} \quad (3.28)$$

Onde:

$EUST_{pen}$: Encargos de Uso do Sistema de Transmissão considerando a penetração de GDFV, em R\$;

$MUST_{fpi}$: MUST fora da ponta, no ponto de conexão;

$TUST_{fpi}$: TUST fora da ponta, no ponto de conexão;

$MUST_{pi}$: MUST na ponta, no ponto de conexão;

$TUST_{pi}$: TUST na ponta, no ponto de conexão;

M: número de contratos de uso do sistema de transmissão (CUST).

Para a parcela referente aos Encargos, temos uma série de encargos que podem ser impactados indiretamente pela GDFV, escolhendo apenas aqueles que tem uma relação imediata com o mercado ou receita da distribuidora teríamos o TFSEE e o P&D (AMARAL, 2017), porém como o TFSEE inclui o montante de energia de geração própria e também de consumidores do mercado livre, acaba tendo o impacto da GDFV distorcido em meio ao seu cálculo, além de que o seu impacto no valor da tarifa em relação a variação dos contratos se torna muito pequeno. Assim vamos adotar apenas o impacto no P&D uma vez que ele corresponde a 1% da receita operacional líquida da distribuidora, assim teremos o valor final do encargo dado por:

$$Encargos_{pen} = Encargos_{ano} - P\&D_{ano} + P\&D_{pen} \quad (3.29)$$

Onde, o $P\&D_{pen}$ é calculado deduzindo no valor da receita requerida a CDE e o próprio P&D que está sendo calculado no processo.

Notamos no procedimento de cálculo da VPA que alguns valores que necessitam de recorrência para ser determinados, uma vez que utilizam resultados que estão sendo calculados na sua fórmula, vem sendo evitado pela a ANEEL, assim para o P&D no último reajuste tarifário tem a seguinte fórmula:

$$P\&D_{pen} = 0,01 \times (VPA^0 + VPB) + P\&D_{Financeiro} \quad (3.30)$$

Onde:

VPA^0 : é o valor da parcela A na data de processamento, sem considerar o valor do P&D e da CDE.

Por fim, o cálculo das receitas irre recuperáveis também leva em consideração o valor da receita requerida pela distribuidora, e segue a mesma premissa que a ANEEL vem adotando para evitar cálculos iterativos no procedimento tarifário.

O valor das receitas bandeiras e percentual de participação das classes permanecem constantes (AMARAL, 2017), assim temos a seguinte equação para as receitas irre recuperáveis:

$$RI_{pen} = (VPA_{pen} + VPB + ReceitasBandeiras) \times \left(\sum (\rho_c \times RI_c) \right) \quad (3.31)$$

Onde:

RI_{pen} : Receitas irrecuperáveis levando-se em consideração a penetração de GDFV;

ρ_c : Percentual de contribuição da classe C na receita total da distribuidora;

RI_c : Percentual regulatório a ser considerado para o cálculo da RI.

Lembrando que todos esses cálculos serão feitos com o auxílio do SPARTA, conforme descrito anteriormente no submódulo 3.5 deste capítulo.

3.7.4 Cálculo do IRT Econômico

Para o cálculo do IRT teremos o novo valor da parcela A considerando a penetração e revisão dos contratos.

A IRT é calculada baseada na variação da receita requerida durante o processamento do reajuste e em relação à receita de referência do mercado faturado nos 12 meses anteriores ao processamento da tarifa.

Assim, conforme apresentamos anteriormente, consideraremos as seguintes equações para o cálculo da receita requerida durante o processamento:

$$RR_{pen} = VPA_{pen} + VPB \quad (3.32)$$

Onde VPA_{pen} é dado consolidando os resultados dos seus fatores calculados separadamente:

$$VPA_{pen} = CE_{pen} + EUST_{pen} + Encargos_{pen} + RI_{pen} \quad (3.33)$$

Para calcular a receita requerida de referência, também é necessário inserir a perda de mercado com a inserção da GDFV nos meses anteriores, considerando o que a distribuidora deixou de arrecadar em termos de VPA (AMARAL, 2017). Como consideramos apenas a inserção de GDFV em consumidores do grupo B1 tal redução será feita no mercado de baixa tensão considerando a quantidade de energia gerada pelo subgrupo, conforme equação abaixo:

$$RR_{ref} = RR_{ref}^0 - RR_{pen}^{BT} \quad (3.34)$$

Onde:

RR_{ref} : é a receita requerida de referência calculada nos 12 meses anteriores, levando-se em conta a penetração de GDFV;

RR_{ref}^0 : é a receita requerida de referência sem ter sido levada em conta a penetração de GDFV;

RR_{pen}^{BT} : é a receita obtida no mercado de baixa tensão, levando-se em conta a penetração de GDFV e a tarifa aplicada ao mercado de baixa tensão nos 12 meses anteriores;

Assim, de posse desses dois valores podemos calcular o IRT como:

$$IRT_{pen} = \frac{RR_{pen}}{RR_{ref}} - 1 \quad (3.35)$$

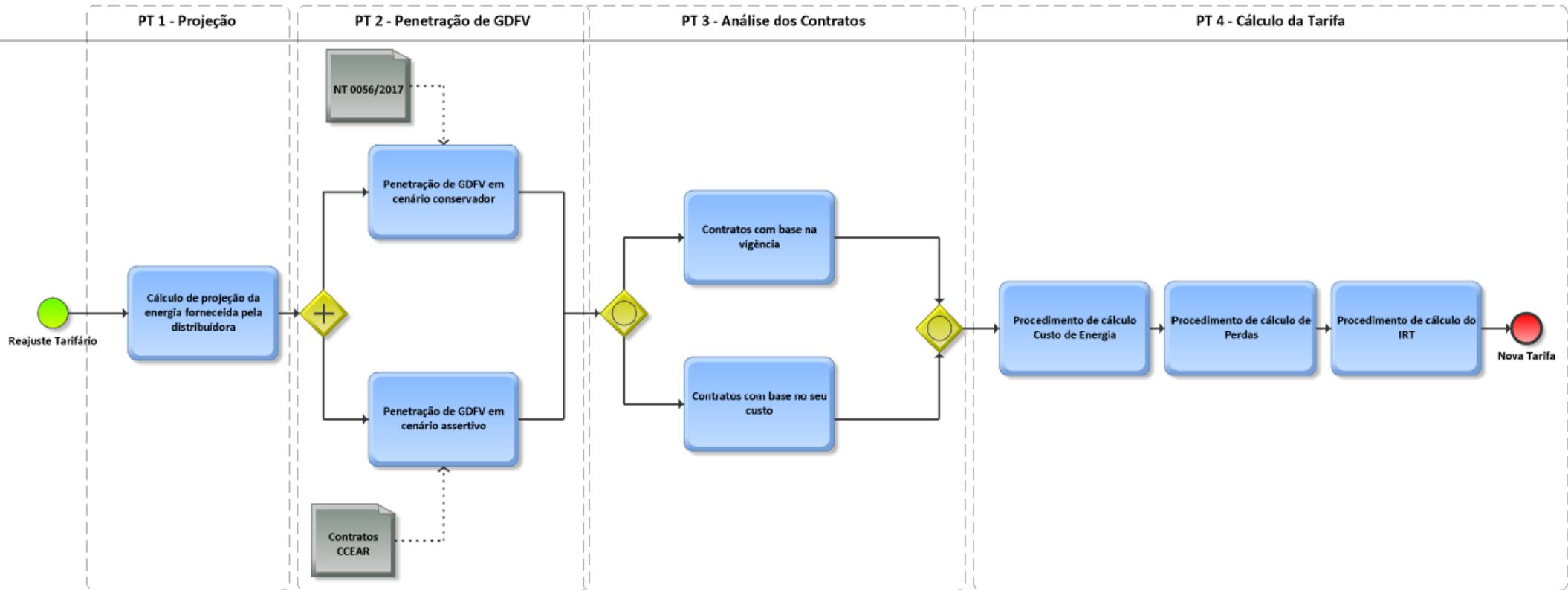
3.8 Considerações finais

O método colocado analisa o impacto da penetração de GDFV na receita da distribuidora e na tarifa final dos consumidores cativos levando-se em consideração as alterações que podem ser causadas no portfólio de contratos da distribuidora.

Para fazer isso o método assume algumas premissas e simplificações, que como mencionado anteriormente, busca por uma atualização na regulação, afim de abarcar o novo elemento que é a geração distribuída, e que as premissas possam vir a ser atualizações efetivas para a regulação vigente.

De forma a melhor ilustrar o método, a Figura 25 mostra o processo que o método segue, que é dividido em 4 partes: Projeção; Penetração de GDFV; Análise dos contratos; Cálculo da Tarifa.

Todos eles são encadeados e as bifurcações da parte 2 e 3 permitem algumas combinações para a análise que serão apresentadas no Capítulo 4 deste trabalho.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 25 - Fluxo do Método

4. Resultados e Discussões

4.1 Considerações iniciais

Este capítulo é destinado à apresentar os resultados obtidos para a aplicação do método num estudo de caso para a concessionária de distribuição da região do DF, a CEB, com os impactos relativos ao crescimento da demanda de energia na região, a penetração de GDFV causada pelos consumidores de baixa tensão, a receita da distribuidora decorrente do efeito dessa penetração e pôr fim a tarifa de energia elétrica para a o grupo tarifário analisado.

Considerando que nossas análises são feitas partindo como a referência de dados iniciais o reajuste tarifário feito em 2017 para a CEB e com previsões e projeções para 2026 de acordo com o plano decenal da EPE.

Para cada uma das partes do método apresentado no capítulo 3 e resumido na Figura 25 este capítulo apresentará os resultados e colocará as análises decorrentes desses resultados, por fim poderemos fazer as análises através de cada uma das lentes propostas no capítulo 3 para o compilado dos resultados finais.

Neste trabalho nos dedicamos a trabalhar diretamente com o nível de penetração de GDFV, que de fato é o resultado que mais impacta na inserção de GDFV para a tarifa, desta forma não partiremos do cálculo de instalação de placas solares e da capacidade de geração de energia que poderiam ter para daí encontrar a penetração de GDFV. Trabalharemos diretamente com o valor da penetração de GDFV, quando necessário, podemos obter facilmente a energia gerada multiplicando o valor total de energia fornecida no ano de referência pelo valor de penetração de GDFV no mesmo ano.

4.2 Níveis de penetração

4.2.1 Previsão de consumo da CEB

Como restringimos o estudo ao subgrupo B1, que contemplam os consumidores residenciais na baixa tensão (BT), a previsão de crescimento do consumo da CEB ficou atrelado ao percentual dedicado ao consumo desse grupo, que conforme podemos

verificar pela Tabela 20 é bastante significativo para o total de energia fornecido pela CEB.

Conforme apontado pelo PDE 2026 da EPE a taxa esperada de crescimento para o consumo residencial é de 1.8% ao ano, e passaremos a considerar o seu valor a partir do ano de 2018, conforme mostra a Figura 18.

Os dois resultados que serão considerados, são os de 2017 e 2026. O primeiro é nosso ponto de partida, com base nos dados do último reajuste tarifário da CEB e 2026 que é o horizonte decenal considerado pela EPE. Então, teremos os seguintes valores para energia fornecida pela CEB nos anos determinados:

Tabela 23 - Energia Fornecida pela CEB nos anos de referência

Taxa de crescimento do consumo	Energia Fornecida em 2017 (MWh)	Energia Fornecida em 2026 (MWh)
1,8% a.a.	6.442.285	7.564.321

Este crescimento de 1.122.036 MWh da energia fornecida de 2017 para 2026 para atender a rede da CEB é o equivalente a pouco mais de 17% da energia fornecida no ano 2017, em termos absolutos, assim podemos imaginar um cenário factível em que toda essa nova demanda de energia poderia ser suprida com GDFV ao longo dos 10 anos, tendo em vista um cenário otimista de penetração de GDFV.

A partir dos valores de energia fornecida pela CEB nos anos considerados podemos avançar para a análise dos cenários de penetração de GDFV considerando os dois métodos apresentados para o cálculo da penetração em cada cenário.

4.2.2 Penetração de GDFV no cenário conservador

No cenário conservador, baseamos o método na NT 0056/ 2017 da ANEEL e nos resultados de AMARAL, 2017 afim de calcular qual seria a penetração que iremos utilizar nos cálculos da tarifa, que leva nas suas premissas algumas características conservadoras e mais realistas do avanço da GDFV na rede de distribuição do DF, como a baixa participação do número de painéis fotovoltaicos instalados na região do DF em comparação com o restante do Brasil (AMARAL,2017).

Como vimos na projeção feita na Figura 20 e assumindo um erro de 5% para mais, teremos uma penetração de 1,237% de GDFV sobre a energia fornecida pela CEB em 2026, este será o percentual de penetração que utilizaremos nos cálculos da tarifa.

Seguindo o método de cálculo de penetração de GDFV para o cenário conservador, chegamos aos seguintes resultados:

Tabela 24 - Penetração de GDFV no cenário conservador em 2026

Penetração de GDFV em 2026	Energia gerada por GDFV em 2026 (MWh)
1,237%	93.570,65

Este resultado de penetração se dá principalmente porque no cálculo de penetração de GDFV, foi levado em consideração a quantidade real de painéis instalados na região atendida pela CEB no momento, o que é abaixo do seu real potencial e consequentemente partindo-se desse valor ainda em 13 anos no futuro estaremos abaixo do potencial da região.

E sairemos prejudicados, uma vez que estaríamos passando na região que o método considera um aumento da velocidade de penetração de GDFV- já que estamos com um número de painéis abaixo do potencial do DF – que é quando passamos do grupo dos “adeptos iniciais” e entramos no grupo da “maioria inicial de adeptos” que tem uma taxa de crescimento mais acelerada e consequentemente maior da difusão da tecnologia.

4.2.3 Penetração de GDFV no cenário assertivo

No cenário assertivo, o ponto de partida é o montante de energia que é revisado nos contratos do CCEAR, de acordo com o método proposto a escolha dos contratos é feita sob as perspectivas do custo e da vigência. Porém, para fins de determinação do nível de penetração apenas o método custo será relevante, uma vez que através da vigência estaríamos nos colocando num cenário conservador que já foi abordado no cenário do subtópico anterior.

Assim, ao analisar o portfólio de contratos que a CEB tem no reajuste tarifário de 2017, os mesmos são responsáveis por um montante de 2.591.097 MWh o que representa 40,22% do montante total de energia fornecida pela CEB em 2017.

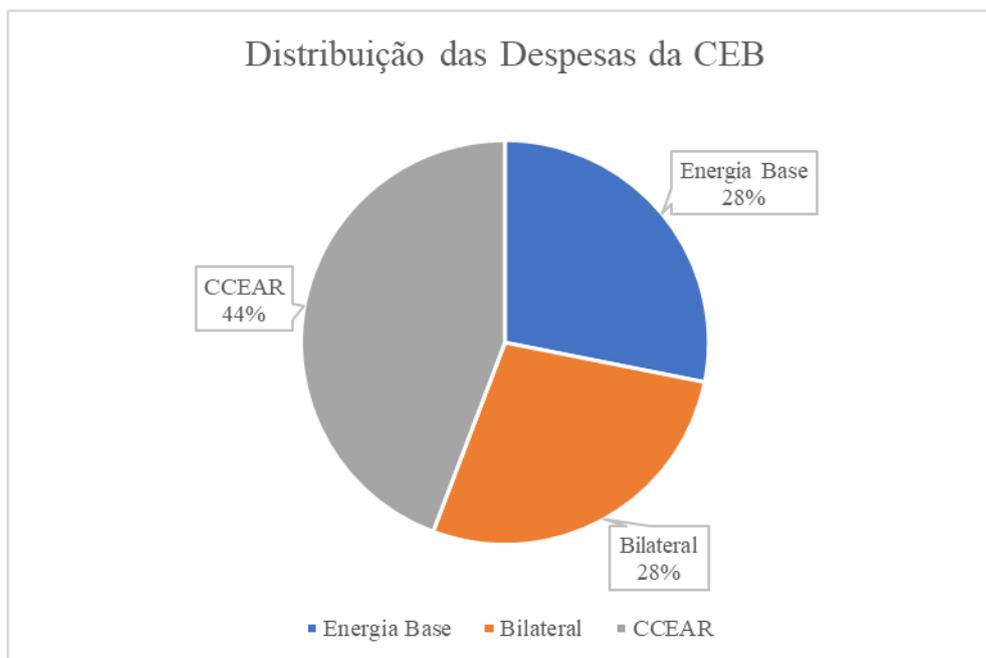
Ao analisarmos os resultados de aplicação do método para o modelo simples na seção 3.2.1.2 podemos chegar numa conclusão de que existe uma combinação na qual a redução dos contratos se torna significativa o suficiente para influenciar o resultado final da tarifa.

Fazendo o paralelo do modelo simples com o sistema real da CEB, nota-se que para o modelo simples os contratos representavam 100% da energia fornecida para o sistema, no caso real ela representa apenas 40,22%.

Quando analisamos as despesas totais com energia, a CEB tem uma despesa total de R\$ 1.170.070.741,08, as despesas dos contratos do CCEAR são responsáveis por R\$ 521.883.157,61 ou 44,60% do total das despesas com energia da CEB.

Fazendo o paralelo com o modelo simples, também temos que 100% da despesa de energia da distribuidora proveniente de contratos do CCEAR e no modelo real da CEB eles são responsáveis apenas por 44,6% das despesas, como podemos ver na Figura 26.

E a porcentagem de custo dos contratos reduzidos no modelo simples era de 63% da despesa total de energia da distribuidora seguindo a mesma proporção de redução de 63% do custo dentro dos contratos de CCEAR da CEB teríamos uma redução de apenas 28% das despesas totais com energia, em comparação com os 63% do modelo simples. Já que os contratos do CCEAR são responsáveis por apenas 44,6% das despesas da CEB com energia.



Fonte: Elaboração Própria, com dados do SPARTA, 2017

Figura 26 - Distribuição das Despesas de Energia da CEB

Como podemos ver na Tabela 25 o acumulado da despesa de 24 contratos é o suficiente para atingir o valor próximo de 63% da despesa de energia dentro do universo dos contratos do CCEAR, e isto é o equivalente a um montante de energia de 1.902.668,34 MWh contratada, que consideraremos segundo o método que será proveniente de GDFV em 2026 para que os contratos possam ser retirados.

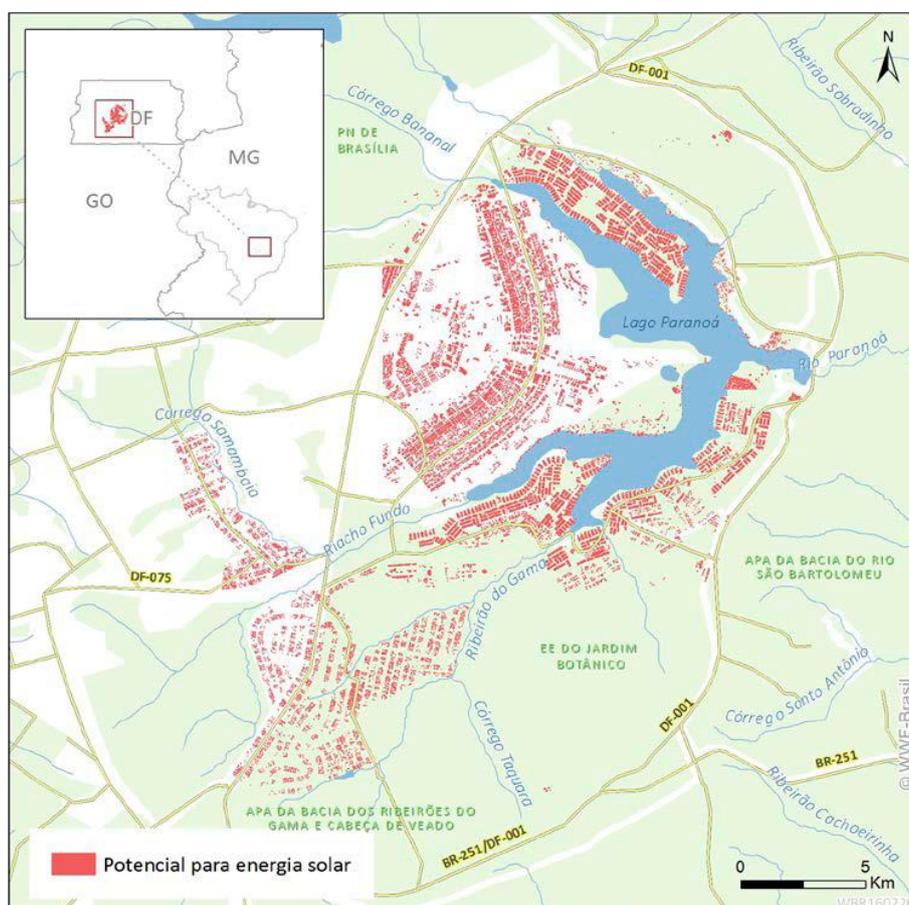
Leilão	Fonte	Custo Base	Tarifa Atualizada	MWh contratado	Despesa (R\$)	Porcentagem de participação na despesa	Acomulado da despesa
13º Leilão de Energia Existente	Térmica	375,15	375,15	27.911,21	R\$ 10.470.754,62	1,312%	1,312%
13º Leilão de Energia Existente	Biomassa com CVU	344,04	344,04	48,62	R\$ 16.727,45	0,002%	1,314%
4º Leilão de Energia Nova	Térmica	329,57	329,57	143.161,42	R\$ 47.181.991,27	5,911%	7,224%
1º Leilão de Energia Nova	Térmica	301,37	301,37	149.445,21	R\$ 45.037.872,09	5,642%	12,867%
2º Leilão de Energia Nova	Térmica	295,66	295,66	126.563,91	R\$ 37.420.054,18	4,688%	17,554%
7º Leilão de Energia Nova	Térmica	285,48	285,48	204.217,96	R\$ 58.299.799,78	7,303%	24,858%
5º Leilão de Energia Nova	Térmica	283,45	283,45	465.232,97	R\$ 131.871.442,31	16,520%	41,378%
1º Leilão de Energia Nova	Biomassa com CVU	278,62	278,62	9.796,91	R\$ 2.729.586,56	0,342%	41,720%
6º Leilão de Energia Nova	Térmica	267,56	267,56	9.544,17	R\$ 2.553.608,37	0,320%	42,040%
1º Leilão de Fontes Alternativas	Biomassa com CVU	259,04	259,04	284,32	R\$ 73.652,33	0,009%	42,049%
2º Leilão de Energia Nova	Biomassa com CVU	257,74	257,74	18.647,54	R\$ 4.806.148,48	0,602%	42,651%
1º Leilão de Fontes Alternativas	Pq Centrais Hidrelétricas	134,99	245,82	124,90	R\$ 30.702,87	0,004%	42,655%
2º Leilão de Energia Nova	Hidroelétrica	126,95	239,71	259.299,88	R\$ 62.155.896,98	7,787%	50,441%
10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	Pq Centrais Hidrelétricas	154,20	236,71	13.223,78	R\$ 3.130.189,11	0,392%	50,834%
2º Leilão de Energia Nova	Pq Centrais Hidrelétricas	125,00	236,01	27.326,58	R\$ 6.449.364,83	0,808%	51,641%
5º Leilão de Energia Nova	Hidroelétrica	129,15	232,40	229.522,73	R\$ 53.340.214,45	6,682%	58,324%
1º Leilão de Energia Nova	Hidroelétrica	114,26	219,05	12.839,62	R\$ 2.812.525,63	0,352%	58,676%
16º Leilão de Energia Nova	Biomassa com CVU	178,38	178,38	17.658,02	R\$ 3.149.824,81	0,395%	59,071%
18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	Pq Centrais Hidrelétricas	136,31	170,62	4.963,93	R\$ 846.938,26	0,106%	59,177%
18º Leilão de Energia Nova	Biomassa com CVU	133,85	170,53	8.224,84	R\$ 1.402.573,54	0,176%	59,352%
16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	Pq Centrais Hidrelétricas	127,01	162,79	11.747,62	R\$ 1.912.435,45	0,240%	59,592%
17º Leilão de Energia Nova	Eólica	124,44	159,99	73.573,56	R\$ 11.771.348,15	1,475%	61,067%
18º Leilão de Energia Nova	Eólica	119,03	151,65	45.721,66	R\$ 6.933.555,77	0,869%	61,935%
16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	Hidroelétrica	110,39	141,50	43.586,95	R\$ 6.167.397,39	0,773%	62,708%
1º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE S Antonio)	Hidroelétrica	78,87	140,35	463.617,60	R\$ 65.067.167,79	8,151%	70,859%
10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	Hidroelétrica	90,71	139,25	86.294,90	R\$ 12.016.235,25	1,505%	72,364%
2º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Jirau)	Hidroelétrica	71,37	123,44	158.637,88	R\$ 19.582.632,87	2,453%	74,818%
3º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Belo Monte)/Nova regra	Hidroelétrica	77,97	120,22	534.121,83	R\$ 64.210.314,79	8,044%	82,861%
18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	Hidroelétrica	83,49	104,50	23.269,68	R\$ 2.431.773,16	0,305%	83,166%
11º Leilão de Energia Nova/Nova regra	Hidroelétrica	67,84	101,38	256.619,26	R\$ 26.016.330,73	3,259%	86,425%
CCGF		64,46	64,46	1.271.438,28	R\$ 81.953.576,98	10,267%	96,692%
CCGF		62,25	62,25	424.183,12	R\$ 26.407.266,21	3,308%	100,000%

Tabela 25 - Despesas dos Contratos do CCEAR da CEB; Fonte: Elaboração Própria, com dados do SPARTA, 2017

Considerando isto, temos um montante de energia proveniente de GDFV que é superior ao crescimento da distribuidora no período considerado, como vimos na seção 4.2.1, o que podemos considerar como sendo um cenário otimista de penetração de GDFV, e que representa pouco mais de 25% de penetração de GDFV em 2026, com isso iremos considerar para os cálculos tarifários uma penetração de 25% de GDFV do montante de energia fornecida pela CEB em 2026.

4.2.4 Potencial de Geração de GDFV no DF para 2026

Para estimar o potencial de geração num cenário mais otimista analisou-se de acordo com estudo produzido pela WWF em parceria com a UnB a possibilidade de geração de energia com base na área disponível dos telhados. Algumas regiões analisadas foram: Plano Piloto, Lago Sul, Lago Norte e o Park Way, como podemos ver na Figura 27, essas regiões foram escolhidas pela renda *per capita* das regiões. E que assim demonstram ter mais possibilidade de investimento como “adeptos iniciais” da tecnologia:



Fonte: WWF, 2016

Assim, teremos os seguintes resultados para a penetração de GDFV no cenário assertivo:

Tabela 26 - Resultados de Penetração de GDFV no Cenário Assertivo

	Energia Fornecida em 2026 (MWh)	Energia gerada por GDFV em 2026 (MWh)	Penetração de GDFV em 2026
Considerado	7.564.321	1.902.668,34	25%
Potencial	7.564.321	2.172.982,73	28,72%

4.2.5 Análise dos resultados de penetração de GDFV

Para ambos os cenários, os resultados que serão considerados são factíveis, uma vez que estão dentro do potencial calculado, como podemos ver na Tabela 27.

Tabela 27 – Resultados dos níveis de penetração para cada cenário

		Energia gerada por GDFV em 2026 (MWh)	Penetração de GDFV em 2026
Cenário Assertivo	Considerado	1.902.668,34	25%
	Potencial	2.172.982,73	28,72%
	Diferença	270.314,39	-
Cenário Conservador	Considerado	93.570,65	1,237%
	Potencial	2.172.982,73	28,72%
	Diferença	2.079.412,08	-

Outra importante diferença entre os cenários é a de que no cenário assertivo o montante de energia gerado por GDFV é maior que o crescimento da CEB, o que não ocorre no cenário conservador. Isto implicará diretamente na sustentação da revisão dos contratos de acordo com o método de escolha de contratos pela vigência, no tocante a fronteira de suprimento que será considerada para a distribuidora.

4.3 Revisão do portfólio de contratos do CCEAR da CEB

A revisão dos contratos do CCEAR da CEB será feita, conforme exposto no método, por duas metodologias e esta revisão está diretamente relacionada com a quantidade de energia produzida por GDFV e conseqüentemente com a penetração de GDFV na rede.

Na metodologia com base nos custos dos contratos podemos fazer a análise direta, partindo dos contratos utilizados para encontrar os valores de penetração calculados na seção 4.2.3. Já para o cenário com base na vigência dos contratos, a penetração será a nossa condição para analisar quais contratos poderão ser revisados e não renovados.

4.3.1 Revisão dos contratos do CCEAR com base na vigência

Seguindo o método proposto para a revisão dos contratos através da vigência, é necessário fazer uma verificação dos 34 contratos por leilão para verificar como foi feita a contratação pela CEB, de acordo com a data de início de suprimento e fim de suprimento.

Conforme proposto pelo método a análise será feita considerando a planilha de resultados consolidados da CCEE filtrado para os contratos do CCEAR da CEB, que está no anexo deste trabalho.

Dentro da nossa janela de análise, os contratos que tem a data de fim de suprimento para até 2026 estão contidos nos seguintes leilões:

- 1ºLEE,
- 1ºLEN,
- 1ºLFA,
- 2ºLEE,
- 2ºLEN,
- 4ºLEN,
- 5ºLEE,
- 5ºLEN,
- 6ºLEN,
- 12ºLEE
- 13ºLEE

Porém, nem todos os contratos desses leilões estão em vigência e em funcionamento, assim teremos que comparar quais desses leilões foram colocados no SPARTA e de lá retirar os montantes de energia, de acordo com a data de fim de suprimento apontada pela planilha de resultados consolidados da CCEE.

Os contratos do 1ºLEE não possuem nenhum contrato no CCEAR em funcionamento com a CEB.

Para os contratos do 1ºLEN, aqueles contratos que são de usinas térmicas (UTE) todos tem a sua data de fim de suprimento para o dia 31/12/2023 e apenas o contrato com a PIE-RP Termoelétrica foi rescindido. Dos contratos no CCEAR, o montante de energia contratado é igual a 159.242,12 MWh.

No 1ºLFA, os contratos com as UTEs têm sua data de fim de suprimento para o dia 31/12/2024, dois contratos desse leilão já foram revogados com as usinas de Flórida Paulista e Xanxere. Dos contratos no CCEAR, o montante de energia contrato é igual a 284,32 MWh.

Os contratos do 2ºLEE tiveram o seu fim de suprimento em 2015 e os mesmos não foram renovados nos termos do CCEAR.

Os contratos do 2º LEN, que também são das usinas térmicas tem a sua data de fim de suprimento para o dia 31/12/2023 e todos estão sem pendências. Dos contratos no CCEAR, o montante de energia contratado é igual a 145.211,45 MWh.

Os contratos do 4º LEN, que também são das usinas térmicas tem a sua data de fim de suprimento para o dia 31/12/2024 e os contratos com as usinas Monte pascal e Itapebi foram revogados. Dos contratos no CCEAR, o montante de energia contratado é igual a 143.161,42 MWh.

Os contratos do 5ºLEE não possuem nenhum contrato no CCEAR, em funcionamento com a CEB.

Os contratos do 5º LEN, que também são das usinas térmicas tem a sua data de fim de suprimento para o dia 31/12/2026 e os contratos com a usina Maracanau II foi revogado além disso o contrato com a usina Santa Cruz Nova está atrasado na sua data de início de suprimento. Dos contratos no CCEAR, o montante de energia contratado é igual a 465.232,97 MWh.

Os contratos do 6º LEN, que também são das usinas térmicas tem a sua data de fim de suprimento para o dia 31/12/2025 e apenas o contrato com a usina de Linhares não foi revogado. Do contrato no CCEAR, o montante de energia contratado é igual a 9.544,17 MWh.

Os contratos do 12º LEE não possuem nenhum contrato no CCEAR, em funcionamento com a CEB.

Os contratos do 13º LEE, tem os tipos de usina variados com a sua data de fim de suprimento para o dia 31/12/2019 e todos estão sem pendências. Do contrato no CCEAR, o montante de energia contratado é igual a 27.959,83 MWh.

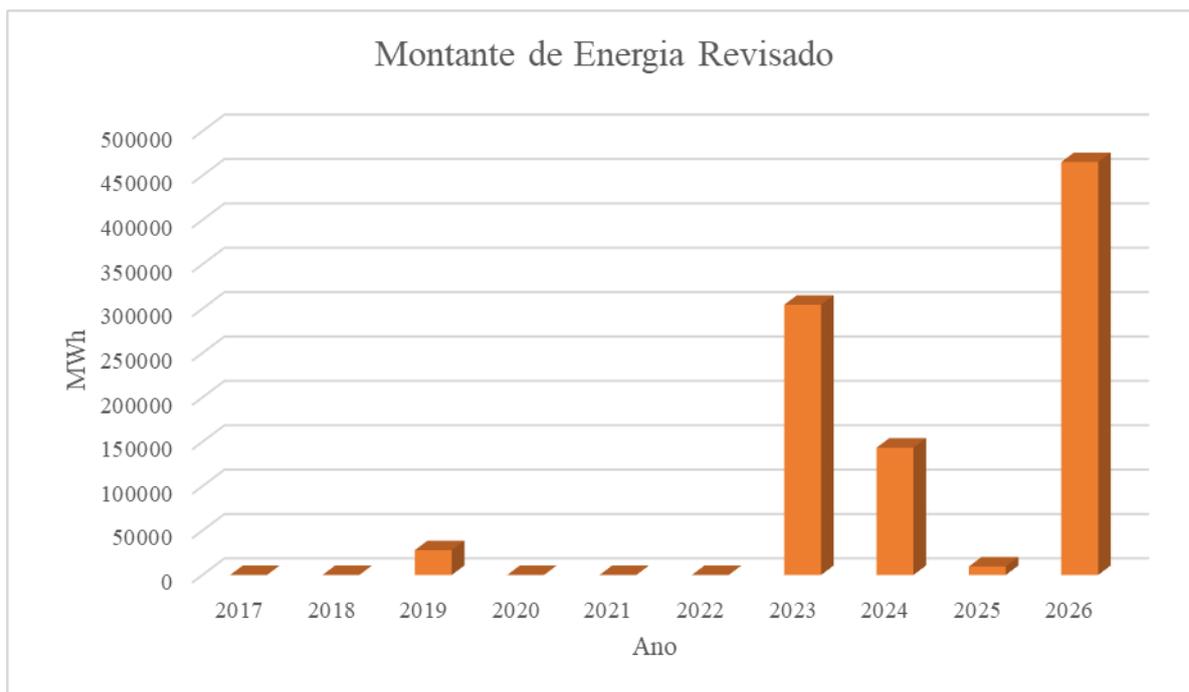
Dois fatos importantes a serem destacados: Os contratos a serem revisados com base na sua vigência são todos provenientes de usinas de geração térmica (UTE) e estão contratados na modalidade de disponibilidade, com alta tarifa por contrato. Como podemos ver na Tabela 28 o rol dos contratos dos leilões que estão no CCEAR e que serão revisados dentro do método da vigência são:

Tabela 28 - Leilões com contratos de energia no CCEAR revisados pelo método da vigência

Leilão	Modalidade	Fonte	Tarifa Atualizada	MWh contratado	Ano de fim de suprimento
13º Leilão de Energia Existente	DISPONIBILIDADE	Térmica	375,15	27.911,21	2019
13º Leilão de Energia Existente	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	344,04	48,62	2019
1º Leilão de Energia Nova	DISPONIBILIDADE	Térmica	301,37	149.445,21	2023
1º Leilão de Energia Nova	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	278,62	9.796,91	2023
2º Leilão de Energia Nova	DISPONIBILIDADE	Térmica	295,66	126.563,91	2023
2º Leilão de Energia Nova	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	257,74	18.647,54	2023
1º Leilão de Fontes Alternativas	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	259,04	284,32	2024
4º Leilão de Energia Nova	DISPONIBILIDADE	Térmica	329,57	143.161,42	2024
6º Leilão de Energia Nova	DISPONIBILIDADE	Térmica	267,56	9.544,17	2025
5º Leilão de Energia Nova	DISPONIBILIDADE	Térmica	283,45	465.232,97	2026

Fonte: Elaboração própria, com dados de CCEE,2018; e SPARTA,2017

Considerando que no método para a revisão dos contratos com base na vigência o contrato só seria eliminado assim que a fronteira de suprimento fosse suprida, ou seja no ano de 2019 temos um montante de 27.959 MWh quer precisaria ser suprido por energia proveniente de GDFV para a eliminação do contrato. Podemos ver na Figura 29, que no ano de 2023 teremos um grande montante de energia proveniente desses contratos que poderiam ser revisados.



Fonte: Elaboração Própria, com dados de CCEE,2018; e SPARTA,2017

Figura 29 - Montante de Energia que poderia ser revisado dos contratos em cada ano

Temos um potencial total de 950.636,29 MWh que poderiam ser substituídos por energia de fontes de GDFV pelo método da vigência, no horizonte de até o ano de 2026.

4.3.2 Revisão dos contratos do CCEAR com base no custo

Como colocado no início desse subtópico a revisão dos contratos com base no custo é balizada pela quantidade de energia provinda de GDFV e assim por consequência que poderia ser revisada nos contratos do CCEAR com base no custo que os mesmos geram para a tarifa final, sem ter a necessidade de esperar o seu vencimento.

Como já temos os resultados da análise dos contratos para o cenário assertivo de penetração, que segue a lógica da metodologia de revisão pelos custos, teremos os contratos da Tabela 25 como sendo os contratos revisados pelo método do custo também. Assim precisamos analisar apenas quais contratos poderiam ser revisados pelo método do custo para o cenário de penetração conservador.

Para o cenário conservador temos um montante de 93.570,65 MWh de energia gerada por GDFV em 2026, ao analisarmos o rol de contratos com base na sua tarifa atualizada. Teremos que fazer uma combinação entre os contratos, uma vez que para a quantidade de energia de GDFV considerada no cenário conservador não é otimizada para

os custos dos contratos. A melhor combinação possível está em um montante de 92.421,08 MWh o que resulta nos seguintes contratos:

Tabela 29 - Contratos Revisados no cenário conservador pelo método de revisão com base nos custos

Leilão	Produto	Modalidade	Fonte	Data Base	Tarifa Atualizada	MWh contratado
13º Leilão de Energia Existente	2014-6	DISPONIBILIDADE	Térmica	01/09/2017	375,15	27.911,21
13º Leilão de Energia Existente	2014-6	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	01/09/2017	344,04	48,62
1º Leilão de Energia Nova	2009-15	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	01/09/2017	278,62	9.796,91
6º Leilão de Energia Nova	2011-15	DISPONIBILIDADE	Térmica	01/09/2017	267,56	9.544,17
1º Leilão de Fontes Alternativas	2010-15	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	01/09/2017	259,04	284,32
2º Leilão de Energia Nova	2009-15	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	01/09/2017	257,74	18.647,54
1º Leilão de Fontes Alternativas	2010-30	QUANTIDADE	Pq Centrais Hidrelétricas	01/06/2007	245,82	124,90
10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2015-30	QUANTIDADE	Pq Centrais Hidrelétricas	01/07/2010	236,71	13.223,78
1º Leilão de Energia Nova	2009-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica	01/12/2005	219,05	12.839,62
Total						92.421,08

Fonte: Elaboração própria, com dados de CCEE,2018; e SPARTA,2017

Estes são os contratos que selecionados causam a melhor combinação estratégica para a redução do impacto tarifário. E neste caso apenas os últimos três contratos não venceriam antes de 2026, e precisariam ser eliminados de forma direta.

4.3.3 Análise da revisão dos contratos

Dentro do método de revisão com base na vigência, que é o método mais realista, temos um potencial de 950.636,29 MWh dos contratos que tem sua data de fim de suprimento até 2026. Isto é capaz de cobrir toda a penetração de GDFV considerada no cenário conservador e 49,96% da energia proveniente de GDFV do cenário assertivo de penetração que possui uma penetração de GDFV muito mais otimista.

Porém, este potencial de redução de contratos considerando a escolha pela vigência tem dificuldades de ser executado no cenário conservador uma vez que com o valor de energia gerado em 2023 já superaria muito a penetração projetada para esse cenário, então pela fronteira de suprimento a revisão dos contratos pararia em 2023, deixando alguns contratos sem serem revisados, pois não haveria energia proveniente de GDFV para supri-los.

Já para o cenário de penetração assertiva e considerando o método de revisão dos contratos pela vigência teríamos todo o potencial de revisão utilizado, mas ainda restaria

muita energia proveniente de GDFV que não poderia influenciar a redução de contratos de energia.

O método de revisão com base nos custos, apesar de não ser a mais realista, uma vez que desrespeita algumas normas e cláusulas dos contratos firmados, produz os resultados mais eficientes do ponto de vista de todas as lentes apresentadas no método.

Para a penetração no cenário assertivo, a revisão com base nos custos tem o *match* perfeito para a melhor eficiência da tarifa.

Já para o cenário conservador é possível selecionar os contratos que causam maior impacto para a tarifa independente da sua data de fim de suprimento e assim também o fazer no momento em que for necessário, considerando as restrições de fronteiras de suprimento. O que a partir da lente de distribuidora facilitaria o seu planejamento e eficiência do *mix* de contratos.

Os efeitos causados nas empresas que administram as usinas geradoras precisam ser melhor analisados e fogem do escopo deste trabalho, porém sabemos que a demanda de energia no Brasil tende a crescer e esta energia “excedente” poderia ser escoada através do Sistema Interligado Nacional – SIN para outro comprador e assim atenuando os impactos refletidos nos administradores das usinas.

4.4 Impacto tarifário na rede da CEB

Afim de verificar a aplicação do método para um sistema real, iremos proceder como descrito no capítulo 3, para o sistema da CEB com o uso de planilhas auxiliares calcularemos os parâmetros impactados pela penetração de geração distribuída e faremos a substituição desses valores no SPARTA para a rede da CEB. Com isso obteremos os resultados da receita requerida pela distribuidora e posteriormente com o auxílio da PCAT os valores para a tarifa final de aplicação no grupo de consumidores cativo residencial.

A análise do impacto tarifário considera o ano de 2026 e para efeitos de simulação a penetração de GDFV acontece de forma direta nesse ano, sendo assim reduzida do valor de energia fornecida calculada para esse ano. Para fins de comparação iremos calcular a tarifa para a previsão de energia fornecida em 2026 sem penetração de GDFV e de revisão de contratos do CCEAR.

4.4.1 Receita requerida pela CEB

A receita requerida será dada para cada combinação de cenário em relação a penetração de GDFV e o método de revisão dos contratos, conforme ilustrado na Figura 23.

Para definir a EF_{pen} precisamos apenas dos dois valores de penetração e da energia fornecida em 2026, conforme a Equação 3.21, assim temos:

Tabela 30 - Cenários de Energia Fornecida

EF₂₀₂₆	EF_{pen} Conservador	EF_{pen} Assertivo
7.564.321 MWh	7.470.750,35 MWh	5.661.652,66 MWh

Como a CEB não atende outras distribuidoras a energia fornecida é igual a energia vendida, ou seja, $EF = EV$ (AMARAL, 2017). Conforme vimos na estrutura da parcela A, de posse de EV precisamos apenas calcular as perdas para obtermos a energia requerida.

As perdas foram calculadas para cada nível de penetração, como mostra a Tabela 22, inclusive os valores específicos dos cenários, tal valor de perda técnica é inserido no SPARTA e conforme fizemos a redução do mercado de baixa tensão as perdas não-técnicas também são afetadas pela penetração de GDFV, o qual o cálculo é automatizado no SPARTA.

As diferenças dos valores de penetração consideradas nos cenários são bastantes significativas o que se reflete no valor das perdas, que é reduzido 0.6% de um cenário para o outro, esta diferença pode parecer pequena, porém quando observamos em termos de energia em MWh se torna bastante significativa, como podemos observa na Tabela 31 colocando em comparação com a quantidade de energia apenas das perdas técnicas entre os cenários e também em comparação com o caso sem penetração de GDFV.

Tabela 31 - Perdas Técnicas de Cada Cenário considerado

Cenário	Penetração de GDFV	Perdas Técnicas (%)	Perdas Técnicas (MWh)
Sem penetração	0%	7,46	685.138,25
Conservador	1,237%	7,41	672.592,25
Assertivo	25%	6,81	481.810,65

Verificamos então uma redução de 203.327,6 MWh de perdas técnicas para uma penetração de 25% de GDFV o que significa uma economia de R\$ 35.661.627,76 utilizando o valor de tarifa de energia para o caso sem penetração de GDFV.

Este valor de energia é maior do que alguns contratos de energia, o que poderia ser considerado para a revisão de contratos apenas pela a redução de energia com perdas técnicas no sistema de distribuição, uma vez que o valor de perdas técnicas é repassado para a tarifa e valorado juntamente com a energia vendida (EV), porém este montante de energia não foi considerado para a revisão dos contratos deste trabalho.

Podemos verificar também que no cenário conservador temos uma pequena variação causada pela GDFV em relação ao caso sem penetração, que resulta num montante de 12.546 MWh.

Como a ANEEL não considera o elemento de GD para o cálculo da tarifa, estes valores economizados não se tornarão um ganho financeiro para a distribuidora (AMARAL, 2017).

Por fim, temos completo a componente de energia requerida (ER) para cada um dos cenários considerados, uma vez que temos o valor de ES igual ao valor de EV e as perdas não-técnicas (PNT) podem ser inseridas no SPARTA diretamente e são automatizadas no cálculo do SPARTA com a redução do mercado junto as PRB.

A próxima etapa para o cálculo da componente de compra de energia (CE) seria o valor da TM, porém este é diretamente afetado pelo método de revisão dos contratos, assim neste primeiro momento vamos fazer os cálculos com o valor atual da TM que será alterada apenas pela redução da EV no cálculo do CT, deixando os resultados com a revisão dos contratos para serem apresentados mais a frente, assim temos:

Tabela 32 - Valores de Custo de Energia para os cenários

Cenário	Penetração de GDFV	TM (R\$/MWh)	CE (R\$)
Sem penetração	0%	175,39	1.522.842.925,63
Conservador	1,237%	175,35	1.503.895.903,03
Assertivo	25%	174,37	1.146.819.817,77

Como podemos verificar a TM sofre pouca alteração devido a redução da EV, que no seu cálculo é causada esta variação, visto que a energia proveniente do PROINFA não é afeta e se mantém na fórmula da TM constante. Porém os custos com CE são drasticamente reduzidos devido a maior redução da ER, que já pode ser notada mesmo

no cenário conservador uma significativa redução em termos absolutos dos custos de energia.

Para calcular os custos da componente de transporte de energia da VPA de acordo o método, estão diretamente relacionados o nível de penetração para cada um dos pontos de conexão e para o horário de ponta e fora da ponta. Que consideramos afetados igualmente pela redução do mercado pela GDFV.

No caso da CEB, temos apenas três pontos de conexão com a rede básica (Brasília Sul, Samambaia, Brasília Geral) sobre os quais recai o método, assim teremos os seguintes valores de MUST apresentados na Tabela 33. Determinados para cada nível de penetração além do valor total do EUST e do custo de conexão e uso do sistema de transmissão (CTr), referentes a DRP.

Tabela 33 - Custos com transporte e MUST para cada cenário

Cenário	Penetração de GDFV	MUST rede básica (MW)	EUST (R\$)	Custo Total com transporte (R\$)
Sem penetração	0%	34.409,69	158.280.389,08	230.819.239,68
Conservador	1,237%	33.984,04	156.322.460,66	228.260.457,10
Assertivo	25%	25.807,27	118.710.291,81	179.105.768,34

Levando-se em consideração que a CEB ainda possui outros custos com transporte de energia, principalmente os custos referentes ao MUST Itaipu e o relativo a rede básica de fronteira, que não são destacados no EUST.

Percebemos pouca diferença no custo total com transporte para o cenário conservador uma redução de aproximadamente 2%, porém para o cenário assertivo com uma penetração de GDFV muito mais otimista, temos uma redução de quase 23% no custo total com transporte.

Mesmo que os resultados para o cenário assertivo sejam significativos, uma vez que a parcela referente ao MUST da rede básica é bastante expressiva na DRP da CEB, podem existir cenários de outras distribuidoras com distribuições diferentes da composição do CTr que podem ser mais ou menos favorecidos com a penetração de GDFV.

Os dois últimos componentes do VPA são impactados diretamente pelo valor da receita requerida que está sendo calculada no DRP, assim além dos cenários de penetração

de GDFV estes valores serão alterados pela revisão dos contratos, principalmente por alterações no valor do CE.

No caso dos encargos setoriais, restringimos a análise para o P&D e o mesmo corresponde a 1% da receita operacional líquida, sem considerar o novo valor do P&D econômico e das receitas irrecuperáveis, e acrescido do valor do P&D financeiro. Isto nos levou aos seguintes valores:

Tabela 34 - Valores do Encargo Setorial de P&D para cada cenário

Cenário	Penetração de GDFV	P&D (R\$)
Sem penetração	0%	29.937.677,96
Conservador	1,237%	29.528.777,93
Assertivo	25%	21.856.248,72

Como esperado o efeito sobre o cenário assertivo é maior do que no cenário conservador, dado a maior redução da receita requerida e levada principalmente pelas despesas de energia que são drasticamente reduzidas e são a parcela mais significativa para a receita requerida no cálculo do P&D.

Para o cálculo das Receitas Irrecuperáveis, como colocado no método, manteremos todos os demais parâmetros constantes, variando apenas o valor da receita requerida, sem o valor da RI no DRP. Assim obtemos o valor da RI para cada tipo de consumidor, que somados temos o valor final da RI, dado por:

Tabela 35 - Valores das Receitas Irrecuperáveis para cada cenário

Cenário	Penetração de GDFV	RI (R\$)
Sem penetração	0%	17.445.566,36
Conservador	1,237%	17.359.655,95
Assertivo	25%	13.245.989,23

Assim como no P&D, como esta parcela é afetada diretamente pela receita requerida e pelos mercados faturados de energia, que sofre um impacto maior para a penetração no cenário assertivo. Temos uma redução superior a 4 milhões de reais no RI para a penetração no cenário assertivo, ressaltando que esta parcela entrou na tarifa para ressarcir a distribuidora de receitas que são perdidas através de furto de energia, inadimplência, erros de leitura e etc. E o tipo de consumidor que apresentam o maior

percentual de RI, referente a esses efeitos medidos pelo RI, é para a classe de consumidores residenciais, que são aqueles considerados neste trabalho e os mais propensos para a instalação de GDFV, então uma redução na receita proveniente deste grupo impacta ainda mais a redução das Receitas Irrecuperáveis.

De posse desses parâmetros podemos calcular a Receita Requerida e com o RAO utilizado no reajuste tarifário de 2017, calcular o IRT. Assim temos:

Tabela 36 - Valores de RR e IRT para os cenários em 2026

Cenário	Penetração de GDFV	RR (R\$)	IRT(%)
Sem penetração	0%	2.809.962.730,62	23,86
Conservador	1,237%	2.787.962.074,66	23,93
Assertivo	25%	2.369.929.221,83	25,80

Podemos observar alguns pontos desses resultados, em primeiro lugar a redução da receita requerida da distribuidora como já era esperado e que a mesma assim se torna bastante elevada no cenário assertivo.

Como estamos realizando simulações para 2026, mas nosso ano de referência é 2017 temos uma variação muito grande do IRT, porém dentro do que normalmente acontece no reajuste tarifário, por exemplo, no caso real do reajuste de 2017 o IRT foi de 16,23% (SPARTA, 2017), mas isto pode levar a complicações para o planejamento da distribuidora, e que podem se agravar ainda mais, uma vez que pelo método de difusão da inovação, estamos na parte de “maioria dos adeptos iniciais” ou seja no começo da “rampa da curva S” apresentada na Figura 21, que cresce mais rápido para uma variação de tempo menor nessa parte, ou seja podemos esperar maiores valores de IRT para os próximos anos se o mercado seguir o comportamento da metodologia.

4.4.2 Receita requerida pela CEB com revisão dos contratos

Na terceira parte do método, como ilustrado na Figura 25, aplicamos a revisão dos contratos com base nos dois critérios apresentados, porém fizemos as contas da receita requerida primeiro sem realizar a revisão dos contratos para agora poder verificar melhor o impacto causado pela revisão dos contratos e também verificar as combinações dos cenários que as revisões produzem, como ilustrado na Figura 23.

Dentre as componentes do VPA, apenas a componente referente ao transporte de energia não é afetada pela revisão dos contratos, sendo que o CE é afetado diretamente pelo cálculo da nova TM. Já o encargo setorial do P&D e a parcela referente ao RI são afetadas indiretamente pela mudança no valor da receita requerida devido a mudança do valor do CE.

Os resultados apresentados na seção 4.3, para a revisão dos contratos são utilizados para cada cenário para encontrar a TM_{pen} e assim consequentemente ter o novo valor do CE ou o CE_{pen} , assim temos:

Tabela 37 - Valores de CE para os cenários com os contratos revisados

Cenário	TM_{pen} (R\$/MWh)	CE_{pen} (R\$)
Conservador	175,35	1.503.895.903,03
<i>Conservador</i>_{Custos}	174,20	1.494.024.696,83
<i>Conservador</i>_{Vigência}	174,35	1.495.316.062,18
Assertivo	174,37	1.146.819.817,77
<i>Assertivo</i>_{Custos}	151,36	995.488.654,12
<i>Assertivo</i>_{Vigência}	160,26	1.053.988.894,38

Algumas análises mais diretas podem ser feitas a partir desses resultados, como:

- I. Em relação ao TM_{pen} que é diretamente afetada pela revisão dos contratos. Neste caso, vemos que no cenário conservador de penetração a TM sofreu pouca alteração com a revisão dos contratos;
- II. Entre os métodos de custo e vigência se espera um resultado mais eficiente do método de custos, mas para o cenário conservador, os contratos que poderiam ser revisados pela vigência, já são contratos com alto impacto no custo da distribuidora e da TM, então acabaram sendo quase os mesmos contratos que foram revisados nos dois métodos;
- III. Para o cenário conservador de penetração, os métodos de revisão de contratos levam a resultados que se aproximam da TM do cenário assertivo, sem revisão dos contratos. Que considera uma penetração de GDFV muito mais otimista, ou seja, considerando a revisão dos contratos para o cenário conservador obtemos um valor de TM muito próximo do cenário que é necessário muita geração distribuída para gerar o mesmo valor; e
- IV. O cenário assertivo e com os contratos revisados pelo custo geram a melhor combinação para a redução da CE.

Na TM do cenário assertivo com revisão dos contratos pelo método do custo, verificamos que é a menor, porém também temos que ressaltar que o montante de energia dos contratos no método de revisão pela vigência não são suficientes para cobrir toda a energia proveniente de GDFV no cenário de penetração assertivo, assim temos esse montante “ocioso” que não foi utilizado para a revisão de contratos do CCEAR contribuem para o aumento da TM.

Percebemos claramente o reflexo que a revisão dos contratos tem no valor da TM e conseqüentemente na CE. Mas, comparando as reduções causadas pela componente da ER, o maior impacto no cálculo do CE é causado pela redução da ER.

Porém, dentro do mesmo cenário de penetração podemos ter resultados muito expressivos. Como no caso do cenário assertivo de penetração, em que temos uma redução de R\$ 58.500.240,26 em relação ao método de revisão pelo custo frente ao da vigência. Já para o cenário conservador temos uma diferença de R\$ 1.291.365,35 apenas.

Isto indica que quanto maior o montante de energia gerado por GDFV, maior a liberdade de escolha dos contratos, possibilitando a escolha dos contratos com maior impacto financeiro, e conseqüentemente leva a resultados maiores de redução do CE.

É importante ressaltar que no caso da CEB os contratos do CCEAR, ainda que tenham uma grande participação no montante total de energia, o seu impacto é dissolvido por uma grande parcela de energia proveniente das formas de Energia Base (Itaipu, PROINFA, Cotas de Angra e da Lei nº12.783 de 2013) e de contratos bilaterais, assim também pode existir uma distribuidora que apresente uma combinação dos contratos, que possa apresentar resultados maiores ou menores para a revisão dos contratos do CCEAR.

Com os valores do CE para cada combinação podemos recalculamos os valores do P&D e das RI, para o P&D teremos os seguintes valores recalculados:

Tabela 38 - Valor do Encargo Setorial para cada combinação de revisão dos contratos

Cenário	<i>P&D_{pen}</i> (R\$)
Conservador	29.528.777,93
<i>Conservador</i> _{Custos}	29.432.335,21
<i>Conservador</i> _{Vigência}	29.445.227,82
Assertivo	21.856.248,72
<i>Assertivo</i> _{Custos}	20.346.536,25
<i>Assertivo</i> _{Vigência}	20.930.089,70

Podemos reparar que mesmo a componente do CE sendo bastante significativa para o cálculo do P&D como ele é apenas 1% da receita líquida operacional da distribuidora o mesmo teve uma pequena variação com a revisão dos contratos. Mesmo no cenário assertivo em que o CE teve maior variação a diferença entre os dois P&Ds é de 3%.

Por fim, temos os resultados das receitas irrecuperáveis para cada combinação de cenário:

Tabela 39- Valores das Receitas Irrecuperáveis para cada combinação de cenário de revisão dos contratos

Cenário	<i>RI_{pen}</i> (R\$)
Conservador	17.359.655,95
<i>Conservador_{Custos}</i>	17.308.420,12
<i>Conservador_{Vigência}</i>	17.315.124,29
Assertivo	13.245.989,23
<i>Assertivo_{Custos}</i>	12.460.354,75
<i>Assertivo_{Vigência}</i>	12.764.057,97

Assim como no P&D o impacto relativo a revisão dos contratos na RI também é pequeno, inclusive da mesma ordem de grandeza, sendo a diferença também de aproximadamente 3% entre os métodos de revisão de contratos para o cenário assertivo.

De posse desses novos resultados, podemos calcular a receita requerida para cada uma das combinações de cenários e métodos de revisão dos contratos, assim temos:

Tabela 40- Resultados de Receita Requerida e IRT para as combinações dos cenários com os métodos de revisão de contratos

Cenário	<i>RR_{pen}</i> (R\$)	<i>IRT_{pen}</i> (%)
Sem Penetração	2.809.962.730,62	23,86
Conservador	2.787.962.074,66	23,93
<i>Conservador_{Custos}</i>	2.777.943.189,91	23,49
<i>Conservador_{Vigência}</i>	2.779.254.152,03	23,55
Assertivo	2.369.929.221,83	25,80
<i>Assertivo_{Custos}</i>	2.216.302.711,25	17,78
<i>Assertivo_{Vigência}</i>	2.275.690.208,16	20,93

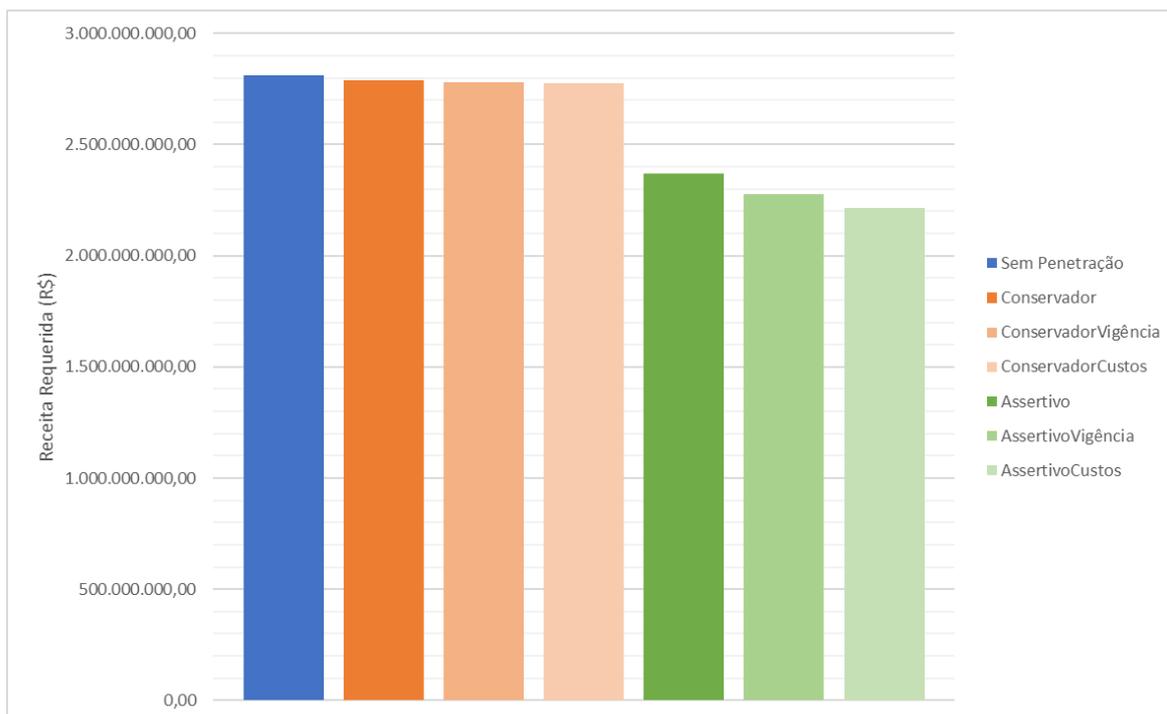
Dentro do cenário conservador de penetração temos uma variação da ordem de R\$ 10 milhões, quando consideramos a revisão dos contratos pelo método do custo. Este valor já é comparável ao valor das RIs. Porém, quando olhamos para os resultados entre os métodos de revisão de contratos no cenário conservador, não obtemos uma diferença muito grande, reflexo do que foi apontado na análise da TM, uma vez que os contratos revisados nesse cenário são muito semelhantes.

Para o cenário assertivo, temos uma grande variação ao considerar a revisão dos contratos pelo método de custo, chegando a um montante de R\$ 153.626.510,58 que já se aproxima do valor da parcela referente ao transporte de energia, uma redução dessa magnitude causa uma alteração expressiva na receita requerida pela distribuidora.

Quando comparamos os métodos de revisão de contratos dentro do cenário assertivo de penetração, verificamos uma diferença de R\$ 59.387.496,91, o que é bastante significativo. Este valor é maior que a soma da parcela referente ao P&D e a RI.

Quando comparado a diferença entre os métodos de revisão, para o cenário conservador a escolha entre os métodos não apresentava uma diferença muito significativa, porém para cenários de alta penetração o método de revisão dos contratos influencia muito mais. Ao se atingir patamares de penetração de GDFV elevados a opção de revisão com base nos custos deveria ser considerada.

Analisando de maneira geral os cenários, como podemos ver na Figura 30, percebemos que o maior impacto causado na receita requerida vem da quantidade de penetração de GDFV, e que o método de revisão dos contratos influencia mais quando a penetração de GDFV é mais elevada.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 30 - Resultados das Receitas Requeridas pelas combinações dos cenários

Para visualizar em mais detalhes esse efeito na receita requerida pela distribuidora, podemos ver na Figura 31 as reduções que cada combinação causa em relação ao cenário sem penetração de GDFV.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 31 - Reduções causadas na Receita Requerida por cada combinação dos cenários

As reduções foram colocadas de forma cumulativa para a melhor visualização do agregado. Podemos verificar que as reduções causadas no cenário assertivo são tão elevadas que nos cenários com revisão dos contratos chegam a superar o valor da parcela B, que é igual a R\$ 474.911.487,78. Já estas reduções na RR como são exclusivamente provenientes da VPA influenciam mais os consumidores da CEB em termos de impacto

financeiro, porém variações desse tipo podem causar prejuízos a distribuidora também, principalmente por elevar a complexidade no planejamento da distribuidora em prever os contratos em relação a energia que será vendida para o atendimento da sua carga.

4.4.3 Tarifa de energia elétrica

O cálculo da tarifa de aplicação de energia elétrica é feito com o auxílio da PCAT que utiliza os valores obtidos no subtópico anterior com o auxílio do SPARTA para então dividir entre os consumidores o valor da receita requerida, e assim produzir a tarifa de aplicação para cada grupo consumidor. No caso deste trabalho escolhemos o subgrupo B1, na modalidade convencional para a classe e subclasse residencial.

Os dados alterados nos parâmetros de cálculo da PCAT foram todos aqueles obtidos no subtópico anterior, além do valor da energia requerida para cada cenário. Também é feito o ajuste da redução do mercado nas abas “MERCADO TUSD e MERCADO TE” de acordo com a energia gerada por cada nível de penetração. Com essas informações a PCAT faz a separação para cada tipo de tarifa (TUSD e TE) e realiza os cálculos para cada grupo de consumidor.

Primeiro iremos analisar os resultados dos cenários sem terem sido feitas as revisões dos contratos em comparação com o cenário sem penetração de GDFV, para a tarifa de 2026 temos:

Tabela 41 - Valores da Tarifa de Aplicação (R\$/MWh) para os cenários de penetração de GDFV

Cenário	Penetração de GDFV	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	Tarifa (R\$/MWh)
Sem penetração	0%	203,95	342,09	546,04
Conservador	1,237%	206,00	343,31	549,31
Assertivo	25%	261,49	373,72	635,21

Como era esperado ocorre um aumento na tarifa de aplicação para o consumidor, que neste caso é paga integralmente pelo consumidor que não possui instalação de geração distribuída, já que a compensação de energia para os usuários que possuem GDFV instalada ocorre de maneira integral da tarifa.

A variação é da ordem de 0,59% para o cenário de penetração conservador e de 16% para o cenário assertivo, mesmo existindo uma considerável redução da receita requerida a grande redução do mercado produziu um aumento na tarifa.

Podemos observar que para o caso do subgrupo B1, a maior responsável pelo aumento da tarifa é a parcela referente a TUSD com um aumento de 57,54 R\$/MWh, no cenário assertivo em comparação ao cenário sem penetração de GDFV.

Analisando agora os valores da tarifa quando se leva em consideração a revisão dos contratos teremos os seguintes resultados:

Tabela 42 - Valores da Tarifa de Aplicação (R\$/MWh) para as combinações dos cenários

Cenário	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Variação (%)
Sem Penetração	203,95	342,09	546,04	0
Conservador	206,00	343,31	549,31	0,59%
<i>Conservador</i> ^{Vigência}	205,82	341,91	547,73	0,31%
<i>Conservador</i> ^{Custo}	205,80	341,70	547,50	0,26%
Assertivo	261,49	373,72	635,21	16,33%
<i>Assertivo</i> ^{Vigência}	258,61	353,94	612,55	12,18%
<i>Assertivo</i> ^{Custo}	256,79	341,48	598,27	9,56%

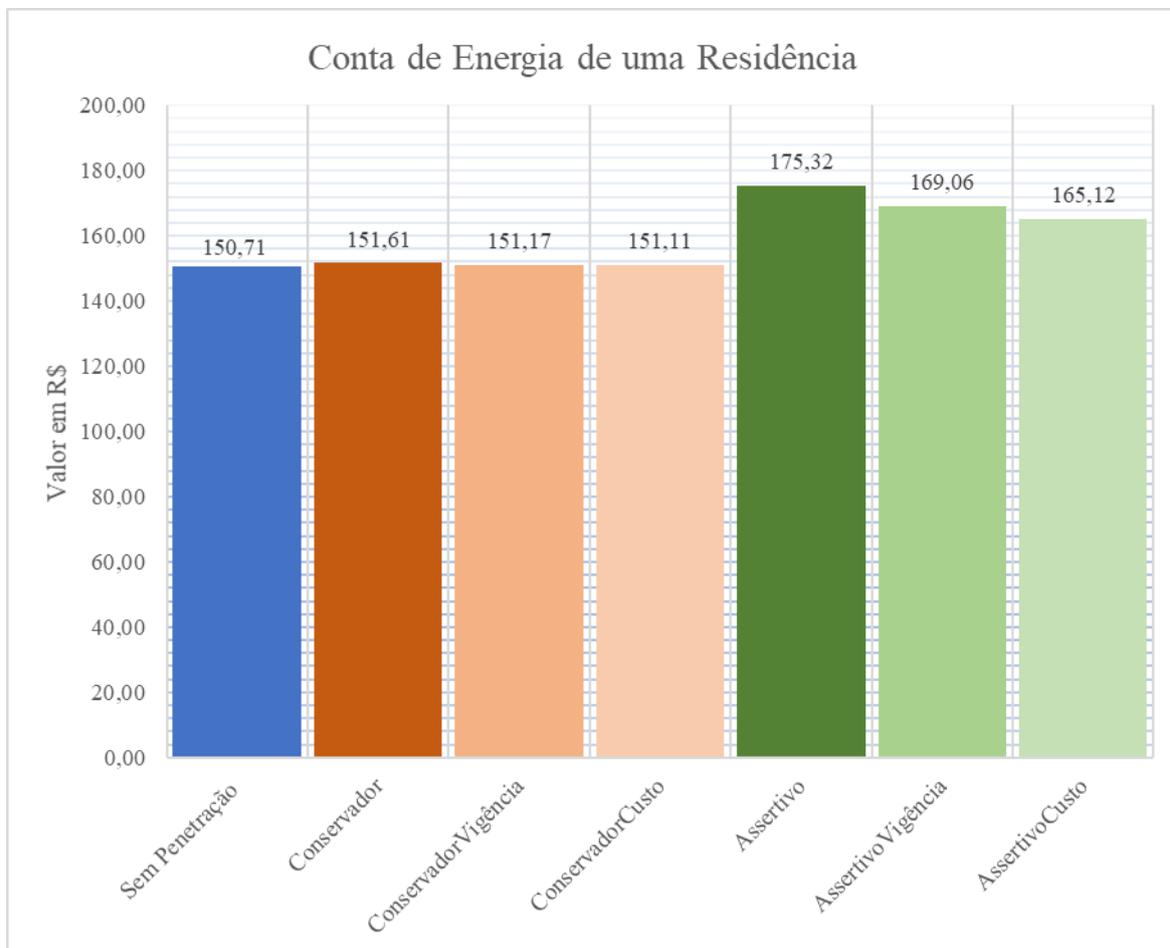
Ao se inserir a revisão dos contratos no cenário conservador de penetração, mesmo que aconteça aumento da tarifa já percebemos uma redução significativa dessa variação.

Já para o cenário assertivo conseguimos verificar novamente o efeito causado pelo fato de no método de revisão pela vigência não ser possível abarcar toda a energia gerada por GDFV, sendo assim ainda ocorre um aumento na tarifa de aplicação de energia. Porém este efeito ainda é menor do que no caso da combinação do cenário de penetração assertivo sem revisão nenhuma dos contratos de energia.

Portanto, quando consideramos a revisão dos contratos temos efeitos finais na tarifa de aplicação que seriam obtidos apenas considerando-se uma penetração de GDFV muito menor. Logo, temos o benefício de ter mais energia proveniente de GDFV e ter um impacto tarifário de como se estivéssemos tendo uma penetração muito menor.

Como era esperado na combinação *Assertivo*_{Custo} obtivemos o melhor resultado para a tarifa de aplicação, reduzindo significativamente o valor da tarifa de aplicação em comparação ao caso de não haver revisão dos contratos. Assim para o caso da CEB este é o valor limite que poderia ser alcançado com base na revisão dos contratos, uma vez que a penetração de GDFV está associada aos contratos de maior impacto na TM, porém é possível obter resultados diferentes para outras distribuidoras a depender do *mix* de contratos que a mesma disponha.

De maneira a melhor exemplificar o impacto gerado na tarifa de aplicação, partiremos da lente do consumidor cativo da CEB para simular os custos médios de uma residência. Para isso consideramos um consumo médio de 276 KWh, e obtivemos os seguintes resultados:



Fonte: Elaboração Própria

Figura 32 - Valores da conta de energia de uma residência para cada cenário

As variações percebidas na tarifa para o consumidor cativo são em valores absolutos não muito grandes, por exemplo: O valor da conta que seria paga por essa residência em 2026 caso não houvesse penetração de GDFV seria de R\$ 150,7 e para os casos de penetração conservadora e assertiva, respectivamente, R\$ 151,6 e R\$ 175,31.

O valor pago no cenário conservador poderia não ser nem percebido pelo consumidor, já para o caso de penetração no cenário assertivo, temos um aumento considerável, ainda que em comparação com outras despesas de uma residência poderia ser não percebido.

Ainda assim, é questionável o fato de este aumento do custo causado pela GDFV serem pagos pelos consumidores que não a possuem, mesmo que este aumento seja pequeno, quando olhado apenas para um mês, mas no longo prazo isto se torna um montante significativo de custo extra (da ordem de R\$ 300,00 a mais por ano, para o cenário assertivo) somente em decorrência de outros usuários terem instalado GD em suas residências.

4.5 Análise do impacto

De acordo com as “lentes” colocadas no método no capítulo 3, os resultados apresentados anteriormente impactam de diferentes maneiras sob cada uma dessas perspectivas utilizadas para enxergar esses resultados. Por isso apresentaremos abaixo uma breve análise sob a perspectiva de cada lente.

4.5.1 Sociedade

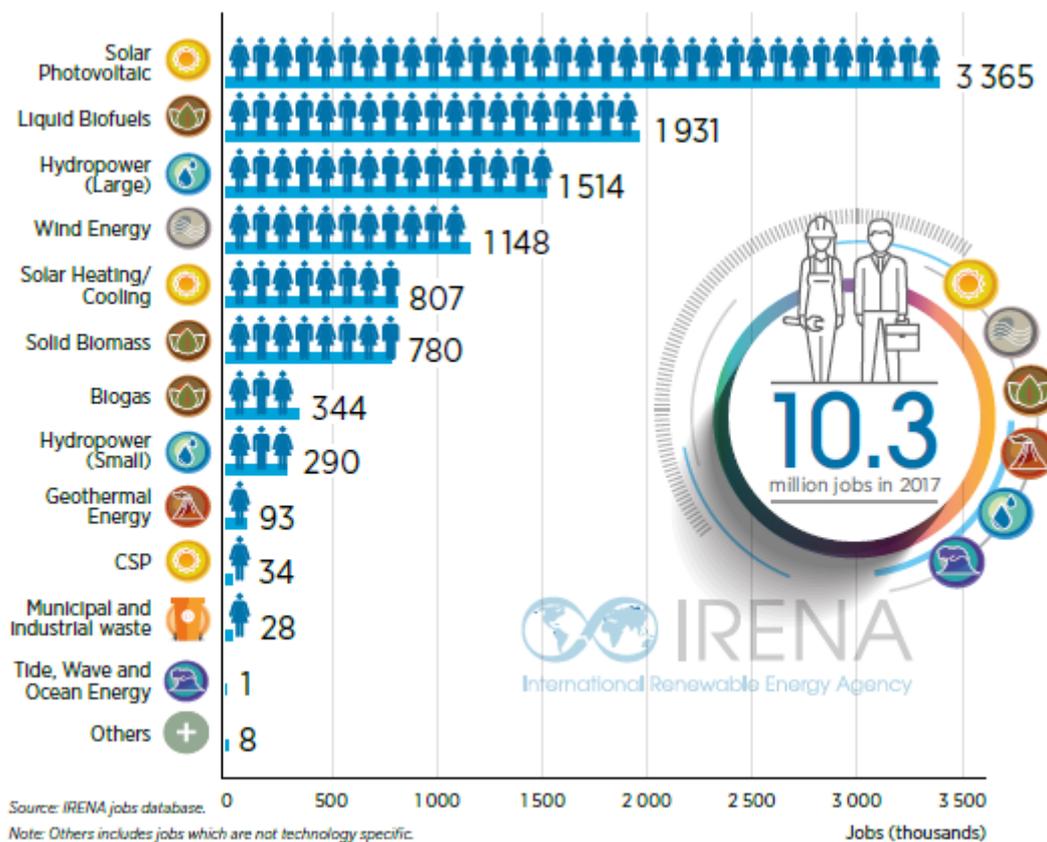
Definimos para essa lente uma visão progressista e voltada para o desenvolvimento sustentável. Nesse sentido, os resultados apresentados mostram que ainda existe um potencial maior a ser preenchido com a geração de GDFV em ambos os cenários de penetração, ou seja, a sociedade ainda poderia buscar por mais geração distribuída fotovoltaica.

Ao analisar o impacto dos métodos de revisão dos contratos, ocorre uma redução no preço da tarifa de energia que pode em primeiro momento incentivar a expansão de GDFV, toda via deve ser analisado o efeito que pode ser causado no investimento necessário, já que com o preço da energia menor o tempo de *payback* fica maior, caso as demais variáveis fiquem constantes. E assim “desincentivando” a visão progressista de difusão da inovação.

Um aspecto mais técnico considerado sob a lente da sociedade é o resultado causado pela redução das perdas com a inserção de GD, do ponto de vista da eficiência energética este resultado é benéfico para o país e promove melhor uso da energia gerada e conseqüentemente pode causar uma redução da demanda de produção de energia centralizada, como também da necessidade de se usar as usinas térmicas para suprir a demanda em certos momentos ou para correções do SIN com os serviços anciliares. Isto vai de encontro com a preocupação do país em investir em políticas de energia voltadas

à eficiência energética, o qual vem sendo introduzindo ao longo dos últimos anos (NT 13/15 EPE, 2016).

Outro ponto que reflete sobre a lente da sociedade, no sentido de desenvolvimento sustentável, é o mercado gerado em torno da expansão de GDFV tanto de empregos diretos como indiretos. Mesmo que nos últimos anos este mercado tenha reduzido no Brasil, no mundo o mercado de energias renováveis gera 10,3 milhões de empregos, e sendo o setor de energia solar o que mais emprega, como podemos ver na Figura 35.



Fonte: IRENA, 2018

Figura 33 - Empregos gerados no setor de energia renovável divididos por tecnologia

Assim, o impacto tarifário causado pela penetração de GDFV quando olhado sob a lente da sociedade devemos considerar outros vários aspectos para poder medir o seu impacto real.

4.5.2 Consumidor

Para a lente do consumidor cativo a visão era sobre o impacto no preço pago pela tarifa final de energia, como podemos ver nos resultados - isolando o impacto causado pela penetração de GDFV - elas sofreram variações que poderiam passar despercebidas pelo consumidor.

Ainda assim, é questionável que se onere outros consumidores para que alguns tenham benefícios. Dessa forma caso ocorra a revisão dos contratos de energia que apresentam resultados melhores, suavizando assim o impacto repassado aos outros consumidores e se tornando mais aceitável a partir da análise dessa lente.

Este valor minimizado poderia ainda ser subsidiado pelo Governo afim de incentivar a expansão de GDFV, já que segundo o Senado Federal 85% dos brasileiros concordam total ou parcialmente que o Brasil invista mais em energias renováveis (DATA SENADO, 2014).

4.5.3 Distribuidora

Por fim, para a lente da distribuidora com a visão da saúde financeira da instituição e garantia dos serviços de distribuição, os resultados devem ser considerados com as ponderações que foram feitas no método, uma vez que sabemos a penetração de GDFV pode aumentar os custos da distribuidora com o gerenciamento do sistema e planejamento da gestão energética, que seriam repassados a parcela B.

Ao se considerar apenas os cenários com penetração de GDFV já ocorre uma perda de receita considerável o que pode influenciar no planejamento da distribuidora, principalmente no aspecto posto pela regulação vigente em que os créditos gerados pelo consumidor tem o prazo de 5 anos para serem recuperados e podem ser feitos a qualquer momento, gerando complicações para o planejamento da distribuidora.

Outros efeitos de neutralidade para o próximo reajuste não foram considerados no método o que poderia impactar os resultados finais, mas sob a lente da distribuidora causaria mais segurança e estabilidade da saúde financeira.

Ao considerar a revisão dos contratos, para o método de revisão com base nos custos dos contratos o impacto causado na distribuidora seria minimizado pela neutralidade, porém teríamos um impacto que transpassa a distribuidora e influencia todo o setor elétrico. Uma vez que, quando não se tem a previsibilidade de receita com base nesses

contratos de longo prazo, possíveis financiamentos que poderiam sustentar o desenvolvimento do setor elétrico ficariam prejudicados, já que se perde a garantia de receber determinado valor ao longo dos anos.

Desfazer-se dos contratos com os meios que a distribuidora dispõe hoje é um processo burocrático e complexo. Porém, com as considerações do método de revisão com base nos custos, também é gerado um aumento do esforço de planejamento e gestão de riscos da distribuidora.

5 Conclusão

O trabalho aqui apresentado expõe um método para a análise do impacto tarifário considerando a penetração de GDFV e levando-se em conta a revisão dos contratos de energia do CCEAR. Dessa forma pode-se avaliar o impacto causado sobre a tarifa de energia e sobre a receita da distribuidora, além de apresentar uma alternativa a ser considerada pelos agentes do setor elétrico, para uma revisão diferenciada dos contratos de energia pela distribuidora.

O capítulo 2 resume o procedimento tarifário descrito no PRORET e executado pela ANEEL, em seguida apresenta um resumo de um método para se levar em conta a penetração de GDFV no sistema brasileiro. Finaliza apresentando alguns detalhes de funcionamento do mercado de energia no Brasil com uma visão funcional da macroestrutura do setor elétrico brasileiro.

No capítulo 3 se apresenta o método utilizado para valorar o impacto tarifário considerando a penetração de GDFV e a revisão dos contratos do CCEAR, sendo estas as duas variáveis de entrada do método. Para iniciar, foi estimado o crescimento do mercado, com base na previsão de crescimento do consumo residencial, e em seguida trabalhamos diretamente com a porcentagem de penetração de GDFV considerando dois cenários de penetração para o horizonte de 2026, um cenário mais conservador e outro mais otimista. Em que se calculou a penetração que cada cenário produziria, e notou-se que em ambos os cenários existia ainda um potencial a ser preenchido. Dentre os dois cenários o conservador foi o que mais deixou um potencial de GDFV sem ser utilizado.

Ainda no capítulo 3, foi apresentado o método de revisão dos contratos do CCEAR, um considerando aspectos mais factíveis e realistas e outro considerando aspectos

econômicos que forneceriam uma melhor combinação com a quantidade de penetração de GDFV, mas que ultrapassam as regras em vigor.

O método foi aplicado para um sistema simples com muitas considerações, mas é possível ter uma visão geral do seu funcionamento e dos resultados esperados, além de promover insumos para a escolha da porcentagem de GDFV no cenário assertivo, posteriormente o método é aplicado para um estudo de caso da CEB que tem os seus resultados apresentados no capítulo 4.

Com base nos cenários de penetração e métodos de revisão dos contratos montamos uma combinação de 6 cenários para serem avaliados pelo método, em que foi comparado os resultados quando se utiliza a etapa de revisão dos contratos ou não, como também os resultados obtidos entre os métodos de revisão dos contratos do CCEAR.

Foi notado que ao não se considerar a etapa de revisão dos contratos obtivemos resultados próximos ao que já se tem observado na literatura, que é a redução da receita requerida pela distribuidora e o aumento da tarifa de aplicação de energia para o consumidor cativo. Causados principalmente pela redução da parcela de Compra de Energia, para o caso da receita requerida, e pela redução do mercado da distribuidora para o caso do aumento da tarifa de aplicação de energia, que mesmo com a redução da RR não é suficiente para que ocorra uma redução da tarifa de energia.

Porém ao considerar a etapa de revisão dos contratos, obtemos resultados em que a redução da receita requerida é acompanhada de uma tarifa de aplicação de energia menor do que a que seria aplicada caso não se tivesse feito a revisão dos contratos. E nesses casos, considerando a revisão dos contratos, mesmo que a penetração seja elevada o impacto sentido na tarifa de aplicação é comparável a cenários de penetração de GDFV menores, quando não se leva em consideração a revisão dos contratos.

É importante ressaltar que para o cenário mais provável, que é o *Conservador*^{Vigência}, teríamos um aumento de apenas 0,31% da tarifa de aplicação, isto garantiria um avanço na penetração de GDFV para um outro patamar sem causar um impacto muito significativo para os outros consumidores.

Portanto, ao se considerar a redução dos contratos de energia obtemos resultados na tarifa de aplicação que são muito menores do que nos casos em que não se considera esta possibilidade, assim o impacto tarifário causado pela penetração de GDFV é menor do que o esperado.

Esses resultados foram discutidos ainda sob a perspectiva das três lentes colocadas no método: Sociedade, Consumidor e Distribuidora.

É válido ressaltar que para chegar nesses resultados algumas simplificações foram feitas, conforme apresentado no método, como por exemplo:

- Não houve variações da parcela B e dos componentes financeiros;
- Revisões tarifárias que aconteceriam no período, não foram consideradas; e
- Alterações que seriam repassadas para a neutralidade.

Essas simplificações afetam diretamente o resultado final da receita requerida e da tarifa de energia, porém ao se considerar constantes essas variáveis e isolar a variação de penetração de GDFV e da revisão dos contratos, podemos verificar, inicialmente, o impacto causado apenas pela inserção de GDFV e revisão dos contratos do CCEAR.

Outro ponto a ser considerado é de que a projeção de tarifa é algo extremamente complexo e incerto quando se considera todas as componentes da tarifa, algo que não é nem feito pelo órgão regulador devido à complexidade de se prever alguns fatores, assim nos baseamos nos dados do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB que eram os mais recentes.

Por fim, conclui-se que caso não seja feita nenhuma alteração nos contratos de energia teremos um aumento da tarifa de energia e conseqüentemente os consumidores que não possuem GDFV instalada em suas residências arcam com esses custos, além de colocar a distribuidora numa situação muito reativa em que a mesma não pode interagir de forma mais protagonista, de maneira a gerar benefícios para a sua gestão.

Ao se permitir alterações nos contratos de maneira mais livre, a distribuidora passa a ter um papel mais ativo e estratégico no cenário de crescimento da GDFV e do seu próprio *mix* de contratos, porém ainda existe muita incerteza que é gerada pela inserção de GDFV para o planejamento da distribuidora.

Ao se ter a revisão dos contratos, permitimos um avanço maior da penetração de GDFV, sem ter um impacto tarifário tão alto quanto era esperado. O que ser ainda mais realçado caso se utilize o método de revisão com base nos custos.

O DF ainda possui muito potencial para a expansão da GDFV e este elemento, ainda novo, para o procedimento tarifário deve ser melhor levado em consideração pelos atores do setor energético.

5.1 Sugestões de trabalhos futuros

Como o trabalho aqui apresentado transpassa várias áreas do setor elétrico existem vários trabalhos que podem utilizar os resultados aqui expostos, como também trabalhos

que podem dar continuidade aos resultados que foram apresentados, como sugestões temos:

- Atualização do método levando-se conta as variáveis que foram consideradas constantes, principalmente o que ocorre na parcela B e nos componentes financeiros ao se ter penetração de GDFV e revisão dos contratos de energia;
- O impacto causado pela revisão dos contratos do CCEAR para os administradores das usinas e para o ONS, tanto impactos econômicos que podem ser gerados, como impactos técnicos para o ONS no despacho da energia e também com mais detalhes do ambiente regulatório de Leis, Decretos, Resoluções Normativas;
- Replicar o método para outras distribuidoras, uma vez que ele depende de como está composto o cenário tarifário da distribuidora e do seu *mix* de contratos;
- Como colocado a projeção tarifária é algo complexo e as componentes da tarifa exigem bastante correlações, assim replicar o método com dados mais atualizados produzirá diferentes resultados e aprimorará a projeção da tarifa;
- Também como foi colocado, existem combinações de penetração de GDFV e redução de contratos que podem levar a resultados melhores ou piores assim é possível a partir do método desenvolver um *software* que diga a melhor combinação possível e que auxilie a distribuidora na gestão dos seus contratos;
- Analisar sob o ponto de vista do *payback* o impacto causado por uma tarifa binômica em relação a redução do preço da tarifa ao se considerar as revisões dos contratos do CCEAR;
- Impactos econômicos causados pela redução das regras no ambiente regulado, uma vez que estes contratos de longo prazo auxiliam a concessão de crédito para grandes investimentos dos agentes do setor elétrico; e
- Análise agregada da redução das perdas causadas pela alta penetração de GDFV com a redução dos serviços auxiliares, por exemplo a compensação feita por conta da redução da tensão nos barramentos causadas pela alta transmissão de energia.

Referências

- 0056, N., & ANEEL. (2017). *Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*. SRD/ANEEL.
- AMARAL. (2017). *Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica*. Universidade de Brasília.
- ANDRADE, G. N., & KONZEN, G. (2016). O EFEITO DE UMA TARIFA BINÔMIA NO RETORNO FINANCEIRO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, (p. 8). Belo Horizonte .
- ANEEL. (2010). *Estrutura Tarifária para Serviço de Distribuição de Energia Elétrica* .
- ANEEL. (2012). *Resolução Normativa N° 482*.
- ANEEL. (2015). *Resolução Normativa N°687*.
- ANEEL. (2018). *Painel de Geração Distribuída*. Acesso em Outubro de 2018, disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>
- ANEELb. (2018). *Unidades consumidoras com geração distribuída*. Acesso em Outubro de 2018, disponível em http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc
- BECK, R. (2009). *Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service* .
- CASTRO, M. A. (2004). *Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico*. Universidade de Brasília.
- CCEE. (2018). *Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato*. Acesso em Setembro de 2018, disponível em https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoo p=504828272256570&_adf.ctrl-

- state=xrf1dbd9n_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D504828272256570%26_adf.ctrl
-state%3Dxrf1dbd9n_5
- DATA SENADO, F. (2014). *Energia no Brasil: Alternativas e cenários futuros* . Acesso em Agosto de 2018, disponível em www.senado.leg.br/DataSenado
- EPE, N. 1. (2016). *Demanda de Energia 2050*. EPE.
- GESEL. (2018). *Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída* .
- IAE. (2018). *Key World Energy Statistics*. IAE. Acesso em 15 de Outubro de 2018, disponível em www.iea.org/statistics/
- IEA. (2018). *World Energy Prices an overview*. Acesso em Setembro de 2018, disponível em <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyPrices2018Overview.pdf>
- IRENA. (2018). *Renewable Energy and Jobs Annual Review* .
- MIT, E. (2016). UTILITY OF THE FUTURE. (p. 382). MIT. Acesso em Janeiro de 2018, disponível em energy.mit.edu/uof
- NUNES, B. F. (2017). *Análise do aproveitamento do potencial de geração distribuída fotovoltaica no DF e seu impacto sobre os Contratos de Concessão de Energia no Ambiente Regulado celebrados pela CEB*. Universidade de Brasília.
- PDE/EPE. (2015). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Ministério de Minas e Energia.
- PDE/EPE. (2017). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Brasília: Ministério de Minas e Energia.
- Presidência da República, & Decreto nº 5.163. (2004). *Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorização de geração de energia elétrica, e dá outras providências*. Casa Civil. Acesso em 20 de Novembro de 2018, disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm
- Presidência da República, & Lei nº 12.783. (2013). *Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária*. Casa Civil.
- PRORET/ANEEL. (2018). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 3.2A*.
- PRORET/ANEELb. (2018). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 3.2*.

- PRORET/ANEELc. (2014). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*, Submódulo 3.4.
- PRORET/ANEELd. (2016). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*, Submódulo 4.1.
- PRORET/ANEELe. (2016). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*, Submódulo 4.3.
- PRORET/ANEELf. (2016). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*, Submódulo 8.2.
- PRORET/ANEELg. (2017). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*, Submódulo 7.1.
- PRORET/ANEELh. (2016). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*, Submódulo 7.3.
- PRORET/ANEELi. (2018). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*, Submódulo 6.1.
- REN21. (2015). *RENEWABLES 2015, Global Status Report* . Paris: REN21 SECRETARIAT.
- SCG/ANEEL. (2017). *Unidades Consumidoras de Geração Distribuída*. Acesso em Setembro de 2018, disponível em http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc
- SGT/ANEEL. (2016). *Cálculo Tarifário e Metodologias*. Fonte: ANEEL: http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/fator-x/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fguest%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p
- SGT/ANEEL. (2017). *Entendendo a Tarifa* . Fonte: ANEEL : http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false
- SGT/ANEELb. (2017). *Revisão Tarifária Periódica*. Fonte: ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/->

- /asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_s
- SGT/ANEELc. (2017). *Como é composta a tarifa*. Acesso em Novembro de 2018, disponível em http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_s
- SMIL, V. (2010). *Science, energy, ethics and civilization*. Fonte: vaclavsmil: <http://vaclavsmil.com/publications/>
- SPARTA/ANEEL. (2017). *Sistema para Processos Automatizados de Reajuste Tarifário*. Acesso em junho de 2018, disponível em <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>
- UNFCCC. (2015). Adoption of the Paris Agreement . *Framework Convention on Climate Change* (p. 32). Paris: United Nations .
- VIEIRA, D. (2016). *Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede*. Universidade de Brasília.
- WEO. (2016). *Renewables Information Overview*. Paris : IAE.
- WEO. (2016). *World Energy Outlook*. Paris: IAE.
- WWF, & UnB, U. (2016). *Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília* . WWF.

Apêndice A – Sistema de Compensação de Energia

Existem basicamente três modelos de compensação de energia:

- *Feed-in*;
- *Net Metering*; e
- *Self consumption*.

O primeiro modelo *Feed-in* surgiu nos Estados Unidos em 1978 na publicação do *Public Utility Regulatory Policies Act – PURPA* em 1978, eu determinou algumas usinas que as distribuidoras deveriam comprar energia com a tarifa diferenciada, calculada com base nos custos evitados pela produção de energia, após isto ele foi se espalhando por outros países e sofrendo alguns alterações. Quando em 1990 na Alemanha ocorreu uma mudança no modelo que estabeleceu um incentivo ainda maior, que era a mudança na regra do cálculo passando a determina-las por meio dos custos reais de produção de energia. (VIEIRA, D., 2016).

Portanto mesmo entre as diversas políticas utilizadas pelos países para adaptar-se ao melhor formato de incentivo, o modelo *Feed-in* se caracteriza pelo pagamento de tarifas pré-estabelecidas para a injeção de energia elétrica na rede de distribuição.

Atualmente este é o modelo mais usado no mundo com 79 países tendo adotado políticas de incentivo a GDFV nesse sentido (REN21, 2015).

O próximo modelo é o *Net metering* que se caracteriza por ser uma política no qual se permite que os consumidores possam abater, de forma completa ou parcialmente, seu consumo de energia elétrica (VIEIRA, D., 2016).

Assim como o *feed-in*, também existem subdivisões do *Net metering* principalmente na forma como a energia é valorada e em relação aos locais onde a GDFV será instalada, em relação ao local em que pode ser instalada temos 4 modelos, como identificado por VIEIRA, D., 2016:

- *Net Metering* Convencional: Os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados apenas na mesma unidade consumidora;
- *Net Metering* Agregado: Os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados pela unidade

consumidora ou por unidades consumidoras próximas, localizadas no mesmo terreno;

- *Net Metering* Virtual: Os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados em qualquer unidade consumidora do mesmo proprietário;
- *Net Metering* Comunitário: A geração pode ser instalada em lugar distante da unidade consumidora e os créditos podem ser utilizados em qualquer unidade consumidora atendidas pela mesma distribuidora, podendo-se atribuir cotas diferentes de participação para diferentes consumidores;

O *Net Metering* também é bastante difundido no mundo, é o principal modelo adotado pelos Estados Unidos, e o modelo adotado pelo Brasil, além de estar presente em 47 outros países (REN21, 2015).

O modelo *Self consumption* é um híbrido dos outros dois modelos, ele se caracteriza por comercializar a energia excedente apenas, ou seja até que a geração da unidade consumidora se iguale com o seu consumo estaria dentro do modelo *net metering* a partir do momento em que passa a gerar mais do que consome essa energia excedente poderia ser comprada pela distribuidora ao valor do mercado ou a uma tarifa pré-estabelecida e poderia ser vendida para outra unidade consumidora, próximo ao modelo *feed-in*.

No Brasil adotamos o modelo *net metering* que foi regulamentado pela REN n°482 de 2012 da ANEEL e posteriormente atualizada pela REN n°687 de 2015 com a ideia expandir a GD e facilitar o acesso. As principais mudanças foram a expansão do limite de geração que pode chegar a 5MW para GDFV e as modalidades de consumo abrangendo todos os modelos de valoração de *net metering* apresentados acima, eles ficaram definidos como:

- Autoconsumo remoto: Utilizar os créditos de outra unidade consumidora do mesmo proprietário sob a mesma área de concessão da distribuidora como no modelo *Net Metering* Virtual;
- Múltiplas unidades consumidoras: a GD pode ser instalada em condomínios e os créditos repartidos entre os condôminos com percentuais pré-estabelecidos. Próximo ao modelo *Net Metering* Agregado;

- Geração Compartilhada: Os interessados podem formar um consórcio ou cooperativa e instalar GD e dividir os créditos. Como no modelo *Net Metering* Comunitário;

Os créditos são gerados a preço de varejo (ou seja, a energia gerada tem valor igual à energia consumida), ou seja, a cada 1kWh gerado corresponde à mesma unidade de energia consumida.

Anexos

1. Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato – CCEE (Com Adaptações)

ID Negociação	Leilão (1)	Tipo de leilão	Nº Edital	Sigla do vendedor (2)	Razão social do comprador	Nome da usina (4)	Situação	Submercado do registro do contrato (5)	Tipo de usina	UF da usina	Fonte energética	Combustível / Rio da usina	Garantia Física da usina (MW médio) (7)	Energia negociada por contrato (MWh) (8)	Tipo de contrato (QTD/DIS)	Montante financeiro negociado por contrato atualizado (Reais em milhões)	Preço de venda atualizado (R\$/MWh)	Receita fixa por contrato na data do leilão para o ano A (R\$/ano) (39)	Receita fixa por contrato na data do leilão para o ano A+1 (R\$/ano) (39)	Receita fixa por contrato na data do leilão para os demais anos (R\$/ano) (39)	Data do Início de Suprimento	Data do Fim de Suprimento	Possibilidade de escalonamento da entrega da energia do contrato (SIM/NÃO)	Entrega escalonada (SIM/NÃO)
00016	01°LEE	LEE	001/2004	ENERGEST	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	26.314,337	QTD	3,44	130,59	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00055	01°LEE	LEE	001/2004	EMAE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	32.161,968	QTD	4,54	141,22	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00065	01°LEE	LEE	001/2004	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	2.290.429,137	QTD	325,19	141,98	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00066	01°LEE	LEE	001/2004	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	172.397,892	QTD	24,48	141,98	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00177	01°LEE	LEE	001/2004	COPEL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	358.654,668	QTD	49,49	137,98	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00197	01°LEE	LEE	001/2004	ELETRONORTE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	N	-	-	-	-	0,000	319.670,465	QTD	41,68	130,39	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00233	01°LEE	LEE	001/2004	DUKE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	56.527,094	QTD	8,07	142,79	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00281	01°LEE	LEE	001/2004	COPEL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	88.875,926	QTD	13,68	153,93	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
00322	01°LEE	LEE	001/2004	ELETRONORTE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	N	-	-	-	-	0,000	603.478,511	QTD	94,82	157,12	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
00358	01°LEE	LEE	001/2004	DUKE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	239.196,937	QTD	37,08	155,03	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
00390	01°LEE	LEE	001/2004	LIGHT	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	126.698,660	QTD	15,80	124,71	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00463	01°LEE	LEE	001/2004	CHESF	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	NE	-	-	-	-	0,000	151.418,245	QTD	20,41	134,77	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
00500	01°LEE	LEE	001/2004	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	21.944,673	QTD	3,48	158,54	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
00532	01°LEE	LEE	001/2004	ELETRONORTE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	N	-	-	-	-	0,000	662.601,507	QTD	75,71	114,27	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00541	01°LEE	LEE	001/2004	DUKE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	211.007,028	QTD	25,82	122,39	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00582	01°LEE	LEE	001/2004	ENERGEST	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	85.783,231	QTD	9,98	116,31	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00625	01°LEE	LEE	001/2004	EMAE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	83.811,203	QTD	10,40	124,14	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00637	01°LEE	LEE	001/2004	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	788.811,318	QTD	99,95	126,71	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00671	01°LEE	LEE	001/2004	CEEE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	256.363,678	QTD	30,06	117,27	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO

00705	01°LEE	LEE	001/2004	COPEL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	966.293,865	QTD	113,37	117,33	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00729	01°LEE	LEE	001/2004	CHESF	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	NE	-	-	-	-	0,000	2.465.035,369	QTD	265,52	107,72	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00763	01°LEE	LEE	001/2004	CEMIG	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	903.458,906	QTD	128,27	141,98	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00844	01°LEE	LEE	001/2004	CHESF	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	NE	-	-	-	-	0,000	1.027.233,751	QTD	126,50	123,14	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00872	01°LEE	LEE	001/2004	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	1.148.084,780	QTD	160,17	139,51	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00898	01°LEE	LEE	001/2004	CEEE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	148.139,972	QTD	20,52	138,49	0,00	0,00	0,00	01/01/2006	31/12/2013	NÃO	NÃO
00911	01°LEE	LEE	001/2004	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	2.820.670,952	QTD	350,74	124,35	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00937	01°LEE	LEE	001/2004	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	212.308,566	QTD	26,40	124,35	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
00974	01°LEE	LEE	001/2004	LIGHT	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	374.685,376	QTD	39,55	105,55	0,00	0,00	0,00	01/01/2005	31/12/2012	NÃO	NÃO
01075	01°LEE	LEE	001/2004	TRACTEBEL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	10.972,337	QTD	1,59	144,65	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
01117	01°LEE	LEE	001/2004	EMAE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	5.486,168	QTD	0,85	154,57	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
01146	01°LEE	LEE	001/2004	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	11.520,953	QTD	1,83	158,54	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
01157	01°LEE	LEE	001/2004	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	153.064,095	QTD	24,27	158,54	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
01184	02°LEE	LEE	001/2005	ELN CURUARUNA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	N	-	-	-	-	0,000	24.170,983	QTD	4,01	165,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01223	02°LEE	LEE	001/2005	COPEL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	84.072,986	QTD	13,75	163,59	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01234	02°LEE	LEE	001/2005	ELETRONORTE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	N	-	-	-	-	0,000	94.582,109	QTD	15,69	165,88	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01262	02°LEE	LEE	001/2005	TEC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	157.636,849	QTD	25,55	162,06	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01348	02°LEE	LEE	001/2005	ENERGEST	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	21.018,246	QTD	3,28	156,00	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01373	02°LEE	LEE	001/2005	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	178.655,095	QTD	29,65	165,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01412	02°LEE	LEE	001/2005	CDSA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	139.771,339	QTD	23,19	165,90	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01424	02°LEE	LEE	001/2005	CEMIG	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	110.345,794	QTD	18,31	165,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01452	02°LEE	LEE	001/2005	CHESF	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	NE	-	-	-	-	0,000	472.910,546	QTD	78,47	165,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO
01538	02°LEE	LEE	001/2005	CGTEE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	109.294,882	QTD	18,14	165,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2008	31/12/2015	NÃO	NÃO

01872	01°LEN	LE N	002/2005	ARUANÃ ENERGIA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	XAVANTE ARUANÃ	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	GO	Óleo Diesel	Diesel	22,200	4.192,830	DIS	1,13	268,36	7.702,45	7.702,45	7.702,45	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
02156	01°LEN	LE N	002/2005	COSAN	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	RAFARD	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	14,500	50.313,927	DIS	13,32	264,82	536.387,98	536.387,98	536.387,98	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
02444	01°LEN	LE N	002/2005	TERMOCEARA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TERMOCEARÁ	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	CE	Gás Natural	Gás Natural	205,800	268.340,925	DIS	67,25	250,62	797.787,69	797.787,69	797.787,69	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
02507	01°LEN	LE N	002/2005	PETROBRAS PIE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TRÊS LAGOAS (EXPANSÃO)	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	MS	Gás Natural	Gás Natural	335,800	532.489,035	DIS	123,35	231,66	1.815.857,60	1.815.857,60	1.815.857,60	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
02735	01°LEN	LE N	002/2005	SFE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	ELETROBOLT	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	RJ	Gás Natural	Gás Natural	343,000	1.165.605,912	DIS	292,10	250,60	4.111.558,89	4.111.558,89	4.111.558,89	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
02745	01°LEN	LE N	002/2005	UTE COCAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	COCAL	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	19,300	37.735,437	DIS	9,46	250,73	153.413,59	153.413,59	153.413,59	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
02790	01°LEN	LE N	002/2005	COSAN	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	COSTA PINTO	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	22,000	79.663,716	DIS	21,38	268,34	858.823,15	858.823,15	858.823,15	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
02966	01°LEN	LE N	002/2005	PIE-RP TERMELETRICA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	PIE - RP	CONTRATO RESCINDIDO	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	19,100	41.928,267	DIS	10,11	241,21	157.862,45	157.862,45	157.862,45	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
03321	01°LEN	LE N	002/2005	USINA INTERLAGOS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	INTERLAGOS	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	20,700	8.385,648	DIS	1,86	221,95	75.563,45	75.563,45	75.563,45	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
03381	01°LEN	LE N	002/2005	BENCO ENGENHARIA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	GOIÂNIA II - COTA BENCO ENGENHARIA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	GO	Óleo Diesel	Diesel	65,300	245.280,382	DIS	65,79	268,24	736.213,13	736.213,13	736.213,13	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
03424	01°LEN	LE N	002/2005	PETROBRAS DISTRIB (4)	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	GOIÂNIA II - COTA PETROBRÁS D	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	GO	Óleo Diesel	Diesel	65,300	27.253,376	DIS	7,31	268,24	81.801,46	81.801,46	81.801,46	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
03447	01°LEN	LE N	002/2005	ELEJA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	JACUÍ	CONTRATO NÃO ADJUDICADO	S	UT E	RS	Carvão	Carvão	254,600	1.064.978,055	DIS	265,81	249,59	9.226.029,18	9.226.029,18	9.226.029,18	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
03804	01°LEN	LE N	002/2005	LASA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	LASA	CONTRATO NÃO ADJUDICADO	SE	UT E	ES	Biomassa	Bagaço de Cana	15,300	58.699,578	DIS	15,75	268,34	481.141,90	481.141,90	481.141,90	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
03957	02°LEN	LE N	002/2006	SJEABIOGAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SÃO JOÃO BIOGÁS	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Biogás	19,500	41.478,516	DIS	10,41	251,02	364.867,83	364.867,83	364.867,83	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04012	02°LEN	LE N	002/2006	SANTA ISABEL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SANTA ISABEL	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	11,300	45.626,367	DIS	11,65	255,26	416.970,73	416.970,73	416.970,73	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04070	02°LEN	LE N	002/2006	USJ - UTE QUIRI	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	QUIRINÓPOLIS	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	GO	Biomassa	Bagaço de Cana	11,600	45.626,367	DIS	11,64	255,01	416.135,47	416.135,47	416.135,47	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04155	02°LEN	LE N	002/2006	TEP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	POTIGUAR III	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	RN	Óleo Diesel	Diesel	29,500	120.287,682	DIS	30,70	255,26	498.104,44	498.104,44	498.104,44	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04167	02°LEN	LE N	002/2006	TEP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	POTIGUAR	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	RN	Óleo Diesel	Diesel	27,800	111.991,965	DIS	28,59	255,26	460.731,45	460.731,45	460.731,45	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04198	02°LEN	LE N	002/2006	ACUCAREIRA ZILLO	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SAO JOSE	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	28,300	116.139,831	DIS	29,64	255,17	1.040.906,44	1.040.906,44	1.040.906,44	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04226	02°LEN	LE N	002/2006	TERMOPERNAMBUCO	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TERMOPERNAMBUCO	CONTRATO NÃO ADJUDICADO	NE	UT E	PE	Gás Natural	Gás Natural	491,100	41.478,516	DIS	1,01	24,39	3.485,79	3.485,79	3.485,79	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04255	02°LEN	LE N	002/2006	TERMOMANAUS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TERMOMANAUS	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	PE	Óleo Diesel	Diesel	70,400	290.349,579	DIS	74,15	255,38	1.205.183,71	1.205.183,71	1.205.183,71	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04285	02°LEN	LE N	002/2006	CISFRAMA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CISFRAMA	SEM PENDÊNCIAS	S	UT E	SC	Biomassa	Cavaco de Madeira	2,300	8.295,702	DIS	2,11	254,63	46.566,78	46.566,78	46.566,78	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO

04311	02°LEN	LE N	002/2006	ACUCAR RIBEIRO	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	COLORADO	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	16,000	33.182,811	DIS	8,47	255,19	299.797,67	299.797,67	299.797,67	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04430	02°LEN	LE N	002/2006	BRMDC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	PECEM II	CONTRATO ADJUDICADO E NÃO ASSINADO	NE	UT E	CE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	58,000	240.575,362	DIS	61,39	255,19	994.055,70	994.055,70	994.055,70	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04457	02°LEN	LE N	002/2006	TERMOMANAUS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	PAU FERRO I	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	PE	Óleo Diesel	Diesel	46,500	190.801,155	DIS	48,73	255,38	792.203,23	792.203,23	792.203,23	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04490	02°LEN	LE N	002/2006	CIA. PETROLINA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	PETROLINA	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	PE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	84,700	348.419,502	DIS	88,87	255,07	1.432.843,58	1.432.843,58	1.432.843,58	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04697	02°LEN	LE N	002/2006	BRMDC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CAMACARI MURICY II	CONTRATO ADJUDICADO E NÃO ASSINADO	NE	UT E	BA	Óleo Diesel	Diesel	58,600	240.575,374	DIS	61,47	255,53	997.052,94	997.052,94	997.052,94	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04711	02°LEN	LE N	002/2006	BRMDC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CAMACARI MURICY I	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	101,400	418.932,976	DIS	107,07	255,58	1.717.923,18	1.717.923,18	1.717.923,18	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
04741	02°LEN	LE N	002/2006	BRGEC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CAMACARI POLO DE APOIO I	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	101,400	418.932,975	DIS	106,98	255,36	1.714.578,95	1.714.578,95	1.714.578,95	01/01/2009	31/12/2023	NÃO	NÃO
05257	05°LEE	LEE	006/2006	CHESF	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	NE	-	-	-	-	0,000	100.579,260	QTD	19,77	196,54	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
05294	05°LEE	LEE	006/2006	ELETRONORTE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	N	-	-	-	-	0,000	38.684,334	QTD	7,60	196,54	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
05325	05°LEE	LEE	006/2006	CEEE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	S	-	-	-	-	0,000	11.605,294	QTD	2,27	195,59	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
05361	05°LEE	LEE	006/2006	CELG G-T	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	-	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	-	-	-	0,000	6.963,182	QTD	1,30	187,18	0,00	0,00	0,00	01/01/2007	31/12/2014	NÃO	NÃO
05403	01°LFA	LFA	003/2007	FENIX	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	XANXERE	REVOGADA	S	UT E	SC	Biomassa	Criadouro Agrícola	27,100	997,309	DIS	0,25	253,97	8.338,06	8.338,06	8.338,06	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05421	01°LFA	LFA	003/2007	USC STA CRUZ	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SANTA CRUZ AB FASE 1	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	14,000	239,351	DIS	0,06	254,43	2.281,53	2.281,53	2.281,53	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05425	01°LFA	LFA	003/2007	GDA DEDINI	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SÃO JOÃO DA BOA VISTA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	23,000	917,517	DIS	0,23	254,15	8.628,08	8.628,08	8.628,08	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05473	01°LFA	LFA	003/2007	USC STA CRUZ	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SANTA CRUZ AB FASE 2	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	14,000	558,483	DIS	0,14	254,43	5.323,55	5.323,55	5.323,55	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05538	01°LFA	LFA	003/2007	PIONEIROS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	PIONEIROS II	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	16,900	478,702	DIS	0,12	255,11	4.549,21	4.549,21	4.549,21	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05576	01°LFA	LFA	003/2007	UTEIAC - IACANGA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	IACANGA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	7,800	159,566	DIS	0,04	254,78	1.493,69	1.493,69	1.493,69	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05590	01°LFA	LFA	003/2007	FLORALCO	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	FLÓRIDA PAULISTA	REVOGADA	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	21,800	319,132	DIS	0,08	255,11	3.041,28	3.041,28	3.041,28	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05598	01°LFA	LFA	003/2007	USINA ESTER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	ESTER	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	SP	Biomassa	Bagaço de Cana	10,200	279,249	DIS	0,07	254,70	2.651,51	2.651,51	2.651,51	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05624	01°LFA	LFA	003/2007	LDC BIOENERGIA S/A	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	LOUIS DREYFUS RIO BRILHANTE - FASE 1	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	MS	Biomassa	Bagaço de Cana	22,600	398,917	DIS	0,10	255,11	3.809,87	3.809,87	3.809,87	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05640	01°LFA	LFA	003/2007	LDC BIOENERGIA S/A	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	LOUIS DREYFUS RIO BRILHANTE - FASE 2	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	MS	Biomassa	Bagaço de Cana	26,300	478,702	DIS	0,12	255,11	4.568,48	4.568,48	4.568,48	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05658	01°LFA	LFA	003/2007	LDC BIO R PRATA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	LOUIS DREYFUS LAGOA DA PRATA FASE 1	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	MG	Biomassa	Bagaço de Cana	22,600	518,596	DIS	0,13	255,11	4.952,87	4.952,87	4.952,87	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO

05675	01°LFA	LFA	003/2007	LDC BIO R PRATA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	LOUIS DREYFUS LAGOA DA PRATA FASE 2	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	MG	Biomassa	Bagaço de Cana	7,200	239,351	DIS	0,06	255,11	2.291,73	2.291,73	2.291,73	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05722	04°LEN	LEN	002/2007	WBR	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	VIANA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	ES	Óleo Combustível	Óleo Combustível	121,500	237.062,447	DIS	57,77	243,69	946.103,34	946.103,34	946.103,34	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05757	04°LEN	LEN	002/2007	TERMOMANAUS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TERMOPARAIBA	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	PB	Óleo Combustível	Óleo Combustível	123,900	240.980,832	DIS	59,92	248,64	1.045.765,15	1.045.765,15	1.045.765,15	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05793	04°LEN	LEN	002/2007	SOBRAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TOCANTINOPOLIS (GERAMAR I)	SEM PENDÊNCIAS	N	UT E	MA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	120,800	235.103,256	DIS	58,45	248,61	1.014.762,46	1.014.762,46	1.014.762,46	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05831	04°LEN	LEN	002/2007	TERMOCABO	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TERMOCABO	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	PE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	38,000	74.449,361	DIS	18,36	246,59	317.238,61	317.238,61	317.238,61	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05868	04°LEN	LEN	002/2007	TERMOMANAUS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TERMONORDESTE	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	RN	Óleo Combustível	Óleo Combustível	123,800	240.980,847	DIS	59,94	248,73	1.046.751,85	1.046.751,85	1.046.751,85	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05928	04°LEN	LEN	002/2007	SOUTHBAHIA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MONTE PASCOAL	REVOGADA	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	104,800	203.756,157	DIS	49,50	242,94	845.149,78	845.149,78	845.149,78	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05953	04°LEN	LEN	002/2007	SOBRAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	NOVA OLINDA (GERAMAR II)	SEM PENDÊNCIAS	N	UT E	MA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	120,800	235.103,256	DIS	58,49	248,79	1.016.328,67	1.016.328,67	1.016.328,67	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
05973	04°LEN	LEN	002/2007	BORBOREMA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CAMPINA GRANDE	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	PB	Óleo Combustível	Óleo Combustível	123,600	233.144,058	DIS	56,65	242,99	966.805,72	966.805,72	966.805,72	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
06018	04°LEN	LEN	002/2007	GLOBAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	GLOBAL I	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	105,300	205.715,344	DIS	51,14	248,61	895.365,42	895.365,42	895.365,42	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
06041	04°LEN	LEN	002/2007	GLOBAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	GLOBAL II	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	109,300	213.552,118	DIS	53,09	248,61	928.874,21	928.874,21	928.874,21	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
06092	04°LEN	LEN	002/2007	SOUTHBAHIA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	ITAPEBI	REVOGADA	NE	UT E	PE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	103,700	201.796,959	DIS	49,32	244,40	844.051,23	844.051,23	844.051,23	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
06121	04°LEN	LEN	002/2007	THERMES	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MARACANAU I	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	CE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	122,900	233.144,058	DIS	56,78	243,54	973.830,30	973.830,30	973.830,30	01/01/2010	31/12/2024	NÃO	NÃO
06194	05°LEN	LEN	001/2007	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SANTA CRUZ NOVA - UNIDADES 1 E 2	ATRASO	SE	UT E	RJ	Gás Natural	Gás Natural	401,200	1.670.847,110	DIS	391,60	234,37	6.537.821,70	6.537.821,70	6.537.821,70	01/01/2012	31/12/2026	NÃO	NÃO
06232	05°LEN	LEN	001/2007	DIFERENCIAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TERMOMARANHAO (PORTO DO ITAQUI)	SEM PENDÊNCIAS	N	UT E	MA	Carvão	Carvão	332,700	1.499.478,173	DIS	350,38	233,67	7.988.674,38	7.988.674,38	7.988.674,38	01/01/2012	31/12/2026	NÃO	NÃO
06325	05°LEN	LEN	001/2007	SUAPE II	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SUAPE II	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	PE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	265,400	1.261.465,763	DIS	300,57	238,27	5.129.640,18	5.129.640,18	5.129.640,18	01/01/2012	31/12/2026	NÃO	NÃO
06361	05°LEN	LEN	001/2007	MPX	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MPX (PORTO DO PECÉM I)	SEM PENDÊNCIAS	NE	UT E	CE	Carvão	Carvão	631,000	2.927.552,634	DIS	668,16	228,23	15.111.057,75	15.111.057,75	15.111.057,75	01/01/2012	31/12/2026	NÃO	NÃO
06518	05°LEN	LEN	001/2007	THERMES	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MARACANAU II	REVOGADA	NE	UT E	CE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	53,300	242.772,660	DIS	57,61	237,29	985.013,89	985.013,89	985.013,89	01/01/2012	31/12/2026	NÃO	NÃO
06648	06°LEN	LEN	002/2008	CONS.SANTA RITA DE CASSIA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SANTA RITA DE CASSIA	REVOGADA	NE	UT E	PB	Óleo Combustível	Óleo Combustível	97,800	138.805,901	DIS	30,82	222,02	610.445,91	610.445,91	610.445,91	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06685	06°LEN	LEN	002/2008	CONS.PERNAMBUCO IV	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	PERNAMBUCO IV	REVOGADA	NE	UT E	PE	Óleo Combustível	Óleo Combustível	112,400	159.701,423	DIS	35,78	224,04	715.109,27	715.109,27	715.109,27	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06753	06°LEN	LEN	002/2008	CONS.LINHARES	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	LINHARES	SEM PENDÊNCIAS	SE	UT E	ES	Gás Natural Liquefeito - GNL	Gás Natural Liquefeito - GNL	98,700	143.283,508	DIS	31,86	222,38	528.362,96	528.362,96	528.362,96	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06769	06°LEN	LEN	002/2008	CONS MC2 EB BA2	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MC2 DIAS DAVILA 1	REVOGADA	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	105,700	152.238,729	DIS	32,90	216,13	644.064,71	644.064,71	644.064,71	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06780	06°LEN	LEN	002/2008	CONS MC2 EB BA2	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MC2 DIAS DAVILA 2	REVOGADA	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	105,700	152.238,729	DIS	32,64	214,42	633.922,87	633.922,87	633.922,87	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO

06798	06°LEN	LE N	002/2008	CONS MC2 EC RS BA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MC2 FEIRA DE SANTANA	REVOGADA	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	105,200	150.746,191	DIS	32,97	218,70	653.555,04	653.555,04	653.555,04	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06823	06°LEN	LE N	002/2008	CONS MC2 EB BA1	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MC2 CAMACARI 1	REVOGADA	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	105,700	152.238,729	DIS	32,77	215,28	638.993,79	638.993,79	638.993,79	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06887	06°LEN	LE N	002/2008	CONS MC2 EB BA3	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MC2 SENHOR DO BONFIM	REVOGADA	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	105,700	152.238,729	DIS	33,29	218,68	659.176,05	659.176,05	659.176,05	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06910	06°LEN	LE N	002/2008	CONS.AGROENERGIA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	JOSÉ DE ALENCAR	REVOGADA	NE	UT E	CE	Gás Natural Liquefeito - GNL	Gás Natural Liquefeito - GNL	173,300	252.238,688	DIS	56,71	224,84	989.302,99	989.302,99	989.302,99	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
06945	06°LEN	LE N	002/2008	CONS MC2 EB BA1	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	MC2 CATU	REVOGADA	NE	UT E	BA	Óleo Combustível	Óleo Combustível	105,700	152.238,729	DIS	33,03	216,99	649.135,63	649.135,63	649.135,63	01/01/2011	31/12/2025	NÃO	NÃO
18152	12°LEE	LEE	012/2013	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	VOTENER	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	SP	-	-	0,000	2.681,133	QTD	0,66	245,79	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18180	12°LEE	LEE	012/2013	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE PORTO PRIMAVERA (ENG SERGIO MOTTA)	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	SP	-	-	0,000	452,854	QTD	0,10	211,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	30/06/2015	NÃO	NÃO
18212	12°LEE	LEE	012/2013	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE SALTO	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	GO	-	-	0,000	2.681,133	QTD	0,66	244,76	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18220	12°LEE	LEE	012/2013	FURNAS G	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE MASCARENHAS DE MORAES	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	MG	-	-	0,000	1.210,834	QTD	0,30	245,53	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18292	12°LEE	LEE	012/2013	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE NOVA PONTE	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	MG	-	-	0,000	1.816,251	QTD	0,44	245,00	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18299	12°LEE	LEE	012/2013	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE PORTO PRIMAVERA (ENG SERGIO MOTTA)	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	SP	-	-	0,000	1.210,834	QTD	0,30	245,81	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18324	12°LEE	LEE	012/2013	BIO ENERGIAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE PORTO PRIMAVERA (ENG SERGIO MOTTA)	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	SP	-	-	0,000	1.297,322	QTD	0,32	245,67	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18377	12°LEE	LEE	012/2013	TRADENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE SOBRADINHO	SEM PENDÊNCIAS	NE	UH E	BA	-	-	0,000	1.298,489	QTD	0,25	192,18	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2016	NÃO	NÃO
18397	12°LEE	LEE	012/2013	FURNAS G	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE SERRA DA MESA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	GO	-	-	0,000	1.297,322	QTD	0,32	245,54	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18449	12°LEE	LEE	012/2013	ELETRONORTE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TUCURUÍ	SEM PENDÊNCIAS	N	UH E	PA	-	-	0,000	101.671,656	QTD	19,57	192,44	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2016	NÃO	NÃO
18479	12°LEE	LEE	012/2013	EDPC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE MASCARENHAS	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	ES	-	-	0,000	345,953	QTD	0,09	245,79	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18527	12°LEE	LEE	012/2013	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE JUPIÁ (ENG SOUZA DIAS)	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	SP	-	-	0,000	5.189,290	QTD	1,28	245,81	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18538	12°LEE	LEE	012/2013	BTG PACTUAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	USINA NOVA PONTE	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	MG	-	-	0,000	648,661	QTD	0,16	245,80	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18551	12°LEE	LEE	012/2013	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE JUPIÁ (ENG SOUZA DIAS)	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	SP	-	-	0,000	1.811,418	QTD	0,38	211,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	30/06/2015	NÃO	NÃO
18602	12°LEE	LEE	012/2013	ITUIQUIRA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE ITUIQUIRA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UH E	MT	-	-	0,000	345,953	QTD	0,08	245,04	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18628	12°LEE	LEE	012/2013	EDPC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE GOV. BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	SEM PENDÊNCIAS	S	UH E	PR	-	-	0,000	432,441	QTD	0,11	244,37	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18642	12°LEE	LEE	012/2013	TRADENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE GOV. BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	SEM PENDÊNCIAS	S	UH E	PR	-	-	0,000	864,882	QTD	0,21	245,81	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18687	12°LEE	LEE	012/2013	EDPC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE GOV. JOSÉ RICHA	SEM PENDÊNCIAS	S	UH E	PR	-	-	0,000	432,441	QTD	0,11	243,73	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO

18747	12°LEE	LEE	012/2013	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE ILHA SOLTEIRA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	SP	-	-	0,000	4.075,691	QTD	0,86	211,94	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	30/06/2015	NÃO	NÃO
18787	12°LEE	LEE	012/2013	CESP	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE ILHA SOLTEIRA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	SP	-	-	0,000	10.897,508	QTD	2,68	245,81	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18797	12°LEE	LEE	012/2013	TRADENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE GOV. BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	PR	-	-	0,000	1.947,733	QTD	0,37	192,17	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2016	NÃO	NÃO
18804	12°LEE	LEE	012/2013	TRADENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE GOV. NEY BRAGA	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	PR	-	-	0,000	1.428,337	QTD	0,27	192,17	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2016	NÃO	NÃO
18872	12°LEE	LEE	012/2013	CELESC G	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE CAVEIRAS	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	SC	-	-	0,000	43,244	QTD	0,01	245,80	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18883	12°LEE	LEE	012/2013	FURNAS G	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE ITUMBIARA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	MG	-	-	0,000	32.087,108	QTD	7,88	245,52	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18913	12°LEE	LEE	012/2013	COPEL G	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE GOV. BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETO	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	PR	-	-	0,000	4.151,432	QTD	1,02	246,07	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18949	12°LEE	LEE	012/2013	TRADENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UHE GOV. NEY BRAGA	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	PR	-	-	0,000	1.470,299	QTD	0,36	245,81	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
18961	12°LEE	LEE	012/2013	CDSA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	ES	-	-	0,000	432,441	QTD	0,11	245,04	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
19024	12°LEE	LEE	012/2013	PBEN	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	GOV. LEONEL BRIZOLA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UTE	RJ	Gás Natural	Gás Natural	986,600	432,441	QTD	0,11	245,81	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
19048	12°LEE	LEE	012/2013	NOBLE 60	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	UTE POTIRENDABA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UTE	SP	-	-	0,000	43,244	QTD	0,01	243,76	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
19068	12°LEE	LEE	012/2013	EDPC	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	AHE LAJEADO	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	TO	-	-	0,000	1.513,543	QTD	0,37	245,02	0,00	0,00	0,00	01/01/2014	31/12/2014	NÃO	NÃO
19095	13°LEE	LEE	005/2014	SAO BORJA	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SAO BORJA	SEM PENDÊNCIAS	S	UTE	RS	Biomassa	Casca de Arroz	0,000	275,926	DIS	0,09	325,29	9.048,35	13.482,49	13.482,49	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19110	13°LEE	LEE	005/2014	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SERRA DA MESA	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	GO	-	-	0,000	105.404,268	QTD	35,60	337,76	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19179	13°LEE	LEE	005/2014	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SALTO RIO VERDINHO	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	GO	-	-	0,000	16.003,788	QTD	5,40	337,70	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19215	13°LEE	LEE	005/2014	TRACTEBEL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	SALTO SANTIAGO	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	PR	-	-	0,000	41.389,112	QTD	13,97	337,62	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19240	13°LEE	LEE	005/2014	ELETRONORTE	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TUCURUÍ	SEM PENDÊNCIAS	N	UHE	PA	-	-	0,000	77.259,672	QTD	26,11	338,01	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19312	13°LEE	LEE	005/2014	QUANTA GERACAO	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	TOMBOS	SEM PENDÊNCIAS	SE	PC H	RJ	-	-	0,000	275,926	QTD	0,09	337,76	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19343	13°LEE	LEE	005/2014	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CAPIM BRANCO 1	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	MG	-	-	0,000	3.587,058	QTD	1,21	337,62	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19404	13°LEE	LEE	005/2014	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	CAMPOS NOVOS	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	SC	-	-	0,000	45.252,095	QTD	15,28	337,75	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19434	13°LEE	LEE	005/2014	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	PIRAJU	SEM PENDÊNCIAS	SE	UHE	SP	-	-	0,000	11.588,952	QTD	3,91	337,70	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19463	13°LEE	LEE	005/2014	BTG PACTUAL	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	BTG PACTUAL	SEM PENDÊNCIAS	SE	-	SP	-	-	0,000	41.113,182	QTD	13,88	337,61	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19479	13°LEE	LEE	005/2014	VOTENER	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	BARRA GRANDE	SEM PENDÊNCIAS	S	UHE	SC	-	-	0,000	13.796,372	QTD	4,66	337,64	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO

19553	13°LEE	LEE	005/20 14	PETROBRAS PIE	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	BARBOSA LIMA SOBRINHO	SEM PENDÊNCI AS	SE	UT E	RJ	Gás Natural	Gás Natural	343,000	16.003,788	DIS	5,23	326,79	239.060,48	356.211,90	356.211,90	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19673	13°LEE	LEE	005/20 14	QUANTA GERACAO	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	FAGUNDES	SEM PENDÊNCI AS	SE	PC H	RJ	-	-	0,000	551,856	QTD	0,19	337,76	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19674	13°LEE	LEE	005/20 14	ITIQUIRA	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	ITIQUIRA I	SEM PENDÊNCI AS	SE	UH E	MT	-	-	0,000	6.898,186	QTD	2,32	336,49	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19684	13°LEE	LEE	005/20 14	PETROBRAS PIE	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	EUZÉBIO ROCHA	SEM PENDÊNCI AS	SE	UT E	SP	Gás Natural	Gás Natural	205,600	15.451,936	DIS	5,05	326,79	326.943,19	487.161,47	487.161,47	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19727	13°LEE	LEE	005/20 14	PETROBRAS PIE	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	GOV. LEONEL BRIZOLA	SEM PENDÊNCI AS	SE	UT E	RJ	Gás Natural	Gás Natural	986,600	69.809,634	DIS	22,81	326,79	1.101.580,8 9	1.641.409,8 6	1.641.409,8 6	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19745	13°LEE	LEE	005/20 14	EDP C	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	LAJEADO	SEM PENDÊNCI AS	SE	UH E	TO	-	-	0,000	1.379,638	QTD	0,47	337,75	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19798	13°LEE	LEE	005/20 14	PETROBRAS PIE	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	LUIS CARLOS PRESTES	SEM PENDÊNCI AS	SE	UT E	MS	Gás Natural	Gás Natural	335,800	57.116,974	DIS	18,66	326,79	794.414,54	1.183.716,8 5	1.183.716,8 5	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19832	13°LEE	LEE	005/20 14	FURNAS	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	MASCARENHAS DE MORAES (PEIXOTO)	SEM PENDÊNCI AS	SE	UH E	MG	-	-	0,000	41.113,182	QTD	13,90	338,01	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO
19851	13°LEE	LEE	005/20 14	QUANTA GERACAO	CEB DISTRIBUIÇ ÃO S.A.	AREAL	SEM PENDÊNCI AS	SE	PC H	RJ	-	-	0,000	275,926	QTD	0,09	337,76	0,00	0,00	0,00	01/05/2014	31/12/2019	NÃO	NÃO

2. SPARTA do Reajuste Tarifário 2017 da CEB – Adaptada

2.1 Aba de Energia

Cálculo da despesa de energia

Anexo II 8,24%
Anexo I 16,23%

Resultado

	Param. proc. Anterior	Em processamento
Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)	6.745.944 MWh	6.757.405 MWh
Fornecimento + Suprimento	5.782.585 MWh	5.782.585 MWh
Fornecimento	5.782.585 MWh	5.782.585 MWh
Suprimento (Mercado TE)	- MWh	- MWh
Perdas Regulatórias	963.358 MWh	974.819 MWh
Perda Não Técnica	275.001 MWh	275.001 MWh
Perda Técnica	541.506 MWh	541.506 MWh
Perda Rede Básica sobre Dist.	18.170 MWh	19.588 MWh
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	128.681 MWh	138.724 MWh
Custo Médio	168,86	174,49
Despesa Energia (Energia Req. X Custo Médio)	R\$ 1.139.127.472,70	R\$ 1.179.070.741,08

Resumo da despesa de energia em processamento

Empresa	Montante	Custo médio	Despesa (R\$)
Energia Base	2.682.915 MWh	123,68	331.831.678,36
Geração Própria	- MWh	-	0,00
Cota Angra I/Angra II	184.116 MWh	224,21	41.280.577,10
Cotas Lei n° 12783/2013	1.282.694 MWh	63,91	81.972.163,85
Itaipu (tirando as perdas)	1.062.334 MWh	196,34	208.578.937,41
PROINFA	153.772 MWh	-	0,00
Bilateral	1.483.392 MWh	219,33	325.355.905,11
CCEAR	2.591.097 MWh	201,41	521.883.157,61
Custo médio geral de energia		174,49	
Energia Vendida	5.782.585 MWh	Sobrecontratada em	2.125.857 MWh
Perdas	974.819 MWh		
Energia Requerida (Energia Vendida + Perdas)	6.757.405 MWh	Despesa final	R\$ 1.179.070.741,08

Quadro de mercado

Mercado	MWh
Fornecimento	5.782.585,44
Suprimento (Mercado TUSD)	-
Consumidor Livre	659.700,04
A1	-
BT	3.900.723,60

Calculo de perdas

Descrição	
% Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	7,05%
% Técnica (s/ merc. injetado)	7,46%
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,40%
Perda Não Técnica	275.001,01
Perda Técnica	541.505,91
Perda Rede Básica sobre Dist.	19.588,01
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	138.724,29

Contrato sujeito ao Risco Hidrológico	GSF previsto 2017		
	INFO CCEE	PLD	Despesa
CCGF	77,9%	211,28	39.586.723,26
Itaipu	77,9%	211,28	32.785.941,36
Usinas Repactuadas	77,9%	211,28	41.664.405,89
Previsão de Risco Hidrológico Total			R\$ 114.037.070,51
	Fator de rateio	Previsão de geração usinas repactuadas	
CEB	1,76%		11.575,18

CCEAR

Leilão	Produto	Modalidade	Fonte	Montante	Data Base	Custo Base	Tarifa Atu
13º Leilão de Energia Existente	2014-6	DISPONIBILIDADE	Térmica	27911,2104	01/09/2017	375,15	
13º Leilão de Energia Existente	2014-6	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	48,62033151	01/09/2017	344,04	
16º Leilão de Energia Nova	2018-25	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	17658,01996	01/09/2017	178,38	
17º Leilão de Energia Nova	2016-20	DISPONIBILIDADE	Eólica	89916,10634	01/11/2013	124,44	
18º Leilão de Energia Nova	2018-20	DISPONIBILIDADE	Eólica	70003,12353	01/12/2013	119,03	
18º Leilão de Energia Nova	2018-25	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	9364,078969	01/12/2013	133,85	
1º Leilão de Energia Nova	2009-15	DISPONIBILIDADE	Térmica	149445,207	01/09/2017	301,37	
1º Leilão de Energia Nova	2009-15	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	9796,914649	01/09/2017	278,62	
1º Leilão de Fontes Alternativas	2010-15	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	284,324211	01/09/2017	259,04	
2º Leilão de Energia Nova	2009-15	DISPONIBILIDADE	Térmica	126563,9135	01/09/2017	295,66	
2º Leilão de Energia Nova	2009-15	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	18647,53712	01/09/2017	257,74	
4º Leilão de Energia Nova	2010-15	DISPONIBILIDADE	Térmica	143161,4204	01/09/2017	329,57	
5º Leilão de Energia Nova	2012-15	DISPONIBILIDADE	Térmica	490208,7617	01/09/2017	283,45	
6º Leilão de Energia Nova	2011-15	DISPONIBILIDADE	Térmica	9544,171452	01/09/2017	267,56	
7º. Leilao de Energia Nova	2013-15	DISPONIBILIDADE	Térmica	204217,9611	01/09/2017	285,48	
10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2015-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica Pq Centrais	86294,90029	01/07/2010	90,71	
10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2015-30	QUANTIDADE	Hidrelétricas	13223,77567	01/07/2010	154,20	
11º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2015-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica	306968,4297	01/12/2010	67,84	
16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2018-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica Pq Centrais	43586,95113	01/08/2013	110,39	
16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2018-30	QUANTIDADE	Hidrelétricas	14236,21178	01/08/2013	127,01	
18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2018-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica Pq Centrais	28967,54558	01/12/2013	83,49	
18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	2018-30	QUANTIDADE	Hidrelétricas	5248,824245	01/12/2013	136,31	
1º Leilão de Energia Nova	2009-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica Pq Centrais	12839,62496	01/12/2005	114,26	
1º Leilão de Fontes Alternativas	2010-30	QUANTIDADE	Hidrelétricas	124,9020575	01/06/2007	134,99	
1º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE S Antonio)	2012-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica	463617,5994	01/12/2007	78,87	
2º Leilão de Energia Nova	2009-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica	259299,883	01/06/2006	126,95	

2º Leilão de Energia Nova	2009-30	QUANTIDADE	Pq Centrais Hidrelétricas	27326,58101	01/06/2006	125,00
2º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Jirau)	2013-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica	158637,8839	01/05/2008	71,37
3º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Belo Monte)/Nova regra	2015-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica	534121,8267	01/04/2010	77,97
5º Leilão de Energia Nova	2012-30	QUANTIDADE	Hidroelétrica	229522,7322	01/10/2007	129,15
CCGF				424183,1156	01/09/2017	62,25
CCGF				1271438,284	01/09/2017	64,46

2.2 Aba RB e Conexões

Rede Básica e Conexão

Resumo

Descrição	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	43.379.628,34	158.280.389,08
Rede Básica Fronteira	16.883.449,968	48.573.496,25
MUST Itaipu	14.885.572,36	18.449.679,18
Conexão	1.510.648,12	5.515.675,17
TOTAL	76.659.298,79	230.819.239,68

Rede Básica

Pontos de Conexão	Tensão (kV)	Posto Tarifário	Tarifas (R\$/MW)				Custo (R\$)				Montante (MW)													
			RB		RBF		RB		RBF		Total	out/16	nov/16	dez/16	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	
			DRA	DRP	DRA	DRP	DRA	DRP	DRA	DRP														
BRAS. SUL - 138 kV (A)	138	Ponta	1.253,00	4.681,36	311,00	2.016,36	9.959.275,03	37.209.039,74	2.471.934,98	16.026.702,98	7.948,34	640,00	640,00	640,00	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82
SAMAMBAIA - 138 kV (A)	138	Ponta	1.226,00	4.415,38	551,00	801,38	8.455.722,00	30.452.901,71	3.800.247,00	5.527.143,71	6.897,00	535,00	535,00	535,00	588,00	588,00	588,00	588,00	588,00	588,00	588,00	588,00	588,00	588,00
BRAS. GERAL - 34,5 kV (A)	34,5	Ponta	1.498,00	4.951,79	912,00	1.160,79	3.392.970,00	11.215.805,61	2.065.680,00	2.629.190,61	2.265,00	170,00	170,00	170,00	195,00	195,00	195,00	195,00	195,00	195,00	195,00	195,00	195,00	195,00
BRAS. SUL - 138 kV (A)	138	Fora Ponta	1.216,00	4.647,58	311,00	2.015,58	9.628.706,30	36.801.133,73	2.462.604,98	15.960.057,35	7.918,34	630,00	630,00	630,00	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82
SAMAMBAIA - 138 kV (A)	138	Fora Ponta	1.187,00	4.377,91	551,00	800,91	8.129.763,00	29.984.308,53	3.773.799,00	5.485.435,53	6.849,00	525,00	525,00	525,00	586,00	586,00	586,00	586,00	586,00	586,00	586,00	586,00	586,00	586,00
BRAS. GERAL - 34,5 kV (A)	34,5	Fora Ponta	1.506,00	4.983,10	912,00	1.163,10	3.813.192,00	12.617.199,75	2.309.184,00	2.944.966,06	2.532,00	199,00	199,00	199,00	215,00	215,00	215,00	215,00	215,00	215,00	215,00	215,00	215,00	215,00

Cota Parte Itaipu

MUST Itaipu

Ano	Cota parte	Pot. Max	meses
2016	0,0229	11.185	3
2017	0,0234	11.275	9

Tarifas (R\$/MW)		Despesa (R\$)	
DRA	DRP	DRA	DRP
4.732,00	5.865,00	14.885.572,36	18.449.679,18

2.3 Aba de Neutralidade

Encargo	CT - Bruto	Faturamento - Bruto	Neutralidade (valores atualizados)
CDE Energia: Conta ACR	156.377.563,23	147.738.466,97	9.058.704,13
CDE Energia: Decreto	45.871.436,80	43.337.264,06	2.657.259,56
TFSEE	2.136.547,80	2.058.256,07	82.063,37
CDE	216.148.488,59	205.572.039,57	11.088.019,37
CFURH	-	-	-
ESS/ERR	117.808.591,21	111.300.242,20	6.824.464,78
PROINFA	54.661.784,63	51.987.106,76	2.804.048,88
ONS	85.000,56	80.424,74	4.796,96
TRANSPORTE			
Rede Básica	76.026.957,55	68.389.919,90	7.883.091,17
RB - Nodal	43.349.300,25	39.095.059,29	4.393.839,08
RB - FR	16.769.831,64	15.160.228,46	1.662.496,65
TUST Itaipu	15.338.069,02	13.587.720,15	1.803.326,17
TUSDg Exp	-	-	-
TUSDgONS	569.756,64	546.912,00	23.429,27
Conexão T	1.510.648,12	1.456.313,50	56.939,17
TRANSPORTE ITAIPU	6.418.073,63	6.063.506,42	371.788,82
EUSD	-	R\$ -	-
ENERGIA	1.139.127.472,70	1.136.194.495,52	3.075.265,31
Perda Não Técnica	46.436.974,46	45.940.801,90	531.828,18

Perda Técnica	91.439.285,72	92.278.632,13	-	849.957,95
Perda Rede Básica sobre Dist.	3.068.194,22	3.076.485,22	-	7.689,46
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	21.729.264,74	21.653.499,69	-	78.193,42
Energia de Revenda	976.453.753,55	973.245.076,57	-	3.322.891,13
RECEITA IRRECUPERÁVEL				
Financeiros de Parcela A	(58.641.388,54)	(85.063.555,70)	-	3.302.033,59
Energia Requerida sem perdas	(39.724.428,26)	(37.537.407,20)	-	2.293.213,61
Perdas na RB (sobre as perdas na D)	(123.895,54)	(118.657,96)	-	5.489,96
Perdas na RB (sobre o mercado cativo)	(883.997,44)	(835.160,90)	-	51.208,57
Perdas não Técnicas	(1.851.302,56)	(1.771.905,79)	-	83.228,54
Perdas Técnicas	(3.716.224,48)	(3.559.124,70)	-	164.669,93
CCC	-	-	-	-
CDE	(2.691.808,62)	(2.560.094,65)	-	138.084,82
CDE Energia	(119.807,20)	(113.188,44)	-	6.940,24
CFURH	-	-	-	-
ESS/ERR	(10.265.204,74)	(9.698.102,34)	-	594.647,02
ONS	1.739,47	1.645,83	-	98,17
P&D	-	-	-	-
PROINFA	514.692,45	489.507,82	-	26.402,77
TFSEE	23.256,19	22.403,99	-	893,25
Liminar	-	-	-	-
CONEXÃO D	-	-	-	-
CONEXÃO T	-	-	-	-
EUSD	-	-	-	-
EUST - CI	-	-	-	-
EUST - RB	183.067,00	176.073,13	-	7.329,36
EUST - FR	-	(0,00)	-	0,00
EUST - ITAIPU	-	0,00	-	0,00

TRANSPORTE ITAIPU	12.525,21	11.833,25	725,57
TUSDg T (A2)	-	(0,00)	0,00
TUSDg ONS (A2)	-	-	-
Liminar/outros valores	108.562.184,14	103.115.108,04	5.710.671,10

Dados de Rede Básica	
RB - Nodal	40.647.969,00
RB - FR	15.724.812,00
TUST Itaipu	14.382.270,31
TUSDg Exp	-
TUSDgONS	534.252,00
CT Ponta	2.685,23
CT Fora Ponta	1.738,89

Dados de Energia	
% Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	7,05%
% Técnica (s/ merc. injetado)	7,46%
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,23%
Perda Não Técnica	275.001,0
Perda Técnica	541.505,9
Perda Rede Básica sobre Dist.	18.169,9
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	128.681,3
Energia de Revenda	5.782.585,44
Energia Req.	6.745.943,6
Cobertura Tarifária Energia	168,86

2.4 Aba de Encargos

Anexo I

16,23%

ENCARGO EM PROCESSAMENTO (DRP)

Encargo	Valor	Norma
CCC		
CDE	R\$ 359.410.179,65	
CFURH	R\$ -	
ESS/EER	R\$ 93.826.601,39	Previsão SGT -JAN/2017
PROINFA	R\$ 50.299.216,50	REH 2191/2016
ONS	R\$ 92.417,14	Contribuição JAN/17 - DEZ/17
P&D	R\$ 23.020.917,92	
RGR		
TFSEE	R\$ 2.051.083,39	
Total	R\$ 528.700.415,99	

Cálculo P&D	
Alíquota P&D	1,00%
ONS+TSFEE+ERR+PROINFA	R\$ 146.269.318,43
Transporte	R\$ 259.210.335,53
Energia	R\$ 1.179.070.741,08
Parcela B	R\$ 474.911.487,78
P&D s/ ROL Econômico	R\$ 20.594.618,83
Financeiros p/ base O&P	R\$ 242.629.909,12
P&D s/ ROL Financeiro	R\$ 2.426.299,09
P&D	R\$ 23.020.917,92

Cálculo TFSEE (PRORET submódulo 5.5)	
Energia Requerida	6.757.404,66
Consumidor Livre	659.700,04
Perdas Regulatórias	974.819,23
Ed	6.442.285,48
Ec + Ep	7.417.104,71
Fc	0,80
Alíquota	0,40%
Benefício Econômico (VPB1 + GP)	474.911.487,78
TFSEE	R\$ 2.051.083,39

DRA E NEUTRALIDADE

Detalhes de EER/ESS e CDE Uso/CDE Energia	
Parcela EER	R\$ 71.915.945,18
Parcela ESS	R\$ 21.910.656,22
CDE Uso	R\$ 172.422.831,39
CDE Energia Dec. 7.945/2013	R\$ 48.754.983,02
CDE Energia ACR	R\$ 138.232.365,24

2.5 Aba de Resultados

Resultado

RA1	R\$	2.455.652.119,58
RA0	R\$	2.268.720.187,46
Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II)		8,24%
Componentes Financeiros		7,99%
Índice de Reposição/Reajuste com Financeiros (Anexo I)		16,23%

	DRA	DRP
TOTAL (Parcela A + Parcela B)		R\$ 2.455.652.119,58

Parcela A

	DRP
ENCARGOS	R\$ 528.607.998,85
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ -
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ -
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 2.051.083,39
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 359.410.179,65
Compensação financeira - CFURH	R\$ -
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 93.826.601,39
PROINFA	R\$ 50.299.216,50
P&D e Eficiência Energética	R\$ 23.020.917,92
TRANSPORTE	R\$ 259.210.335,53
Rede Básica	R\$ 158.280.389,08
Rede Básica Fronteira	R\$ 48.573.496,25
Rede Básica ONS (A2)	R\$ 633.000,00
Rede Básica Export. (A2)	R\$ -
MUST Itaipu	R\$ 18.449.679,18
Transporte de Itaipu	R\$ 27.758.095,85
Conexão	R\$ 5.515.675,17
Uso do sistema de distribuição e CCD	R\$ -

ENERGIA	R\$	1.179.070.741,08
RECEITA IRRECUPERÁVEL	R\$	13.851.556,34
VPA (ENCARGO + TRANSPORTE + ENERGIA+RI)	R\$	1.980.740.631,80

Parcela B

	VPB1	
Parcela B	R\$	474.911.487,78

3. PCAT do Reajuste Tarifário de 2017 da CEB

3.1 Aba de Custos

Parâmetros de cálculo

IRP ECONÔMICO (%)	8,24%
IRP FINANCEIRO (%)	16,23%
IGP-M (%)	(1,45%)
ALÍQUOTA P&D (%)	1,00%
PROJEÇÃO MERC. (%)	0,00%
Perdas TOTAIS (MWh)	974.819,23
Perdas Técnicas (MWh)	541.505,91
Perdas Não Técnicas (MWh)	275.001,01
Perdas na RB (sobre perdas na D) (MWh)	19.588,01
Perdas na RB (sobre mercado cativo) (MWh)	138.724,29
ENERGIA REQUERIDA (MWh)	6.757.404,66
PROINFA (MWh)	153.772,38
MIX COMPRA (R\$/MWh)	174,49
ENERGIA ECON. (R\$)	1.179.070.741,08
ENERGIA FIN. (R\$)	189.430.479,60
ENERGIA CVA (R\$)	125.564.674,29
RB FIN. (R\$)	
RB CVA (R\$)	7.277.157,07
P&D FIN. (R\$)	53.090,55
P&D CVA (R\$)	0,00
P&D ECON. (R\$)	23.020.917,92
VERSÃO	18,00
Constante FAIXA 1 BR	0,00
Constante FAIXA 2 BR	0,00
Constante FAIXA 3 BR	0,00
Constante FAIXA 4 BR	0,00
Constante B2 Rural	0,00
Constante B2 Cooperativas	0,00
Constante B2 SPI	0,00
Constante B3	0,00
Constante B4a	0,45
Constante B4b	0,40
Constante PUB. FAIXA 1 BR	0,65
Constante PUB. FAIXA 2 BR	0,40
Constante PUB. FAIXA 3 BR	0,10
Constante PUB. FAIXA 4 BR	0,00
Constante PUB. B2 Rural	0,30
Constante PUB. B2 Cooperativas	0,30
Constante PUB. B2 SPI	0,40

TIPO TARIFA	GRUPO DE CUSTO	CUSTO	BASE ECONÔMICA	BASE FINANCEIRA	CVA	
TUSD	ENCARGO	RGR	0,00	0,00	0,00	
		TFSEE	2.051.083,39	88.065,51	0,00	
		P&D	7.928.114,32	18.283,72	0,00	
		ONS	0,00		0,00	
		CCC	0,00	0,00	0,00	
		CDE	172.422.831,39	-696.778,59	-70.348.164,16	
		PROINFA	50.299.216,50	3.602.845,78	-3.824.841,28	
		LIMINAR 1			0,00	
		SUBTOTAL		232.701.245,60	3.012.416,42	-74.173.005,43
	FIO A	TUSD RB		158.280.389,08	2.043.711,76	5.098.029,42
		TUSD FR		48.573.496,25	1.700.097,63	1.564.496,49
		CONEXAO T		5.515.675,17	60.551,41	0,00
		CONEXAO D		0,00	0,00	0,00
		CUSD		0,00	0,00	0,00
		TUSDG-T		0,00	0,00	0,00
		TUSDG-ONS		633.000,00	24.706,77	20.388,20
		SUBTOTAL		213.002.560,49	3.829.067,57	6.682.914,11
		FIO B	DISTRIBUICAO		474.911.487,78	-4.852.920,80
	SUBTOTAL			474.911.487,78	-4.852.920,80	0,00
	Nao se aplica	SUBSIDIO			0,00	
		OUTROS				
	PERDAS	SUBTOTAL		0,00	0,00	0,00
		PERDAS TECNICAS		94.485.059,08	15.180.047,67	10.062.149,16
		PERDAS RB/ PERDAS D		3.417.828,45	549.111,14	363.980,29
		PERDAS NAO TECNICAS		47.983.754,91	7.709.109,72	5.110.011,09
		RI		13.851.556,34		
	SUBTOTAL		159.738.198,78	23.438.268,53	15.536.140,54	
	SUBTOTAL		1.080.353.492,65	25.426.831,71	-51.953.950,78	
	TE	ENCARGO	P&D	15.092.803,60	34.806,83	0,00
			ESS/ERR	93.826.601,39	-11.417.337,01	-72.968.872,39
			CFURH	0,00	0,00	0,00
			CDE ENERGIA	186.987.348,26	11.638.828,17	-1.966.282,80
		SUBTOTAL		295.906.753,25	256.297,99	-74.935.155,19
ENERGIA		ENERGIA REVENDA		1.008.978.688,56	162.103.349,88	107.450.788,14
		SUBTOTAL		1.008.978.688,56	162.103.349,88	107.450.788,14
FIO A		ITAIPU		27.758.095,85	449.144,23	3.614.729,66
		TUST ITAIPU		18.449.679,18	1.837.716,88	594.242,96
		TUST CI			0,00	0,00
SUBTOTAL			46.207.775,03	2.286.861,12	4.208.972,62	
Nao se aplica		SUBSIDIO			0,00	
		SUBTOTAL		0,00	0,00	0,00
PERDAS		PERDAS RB/C		24.205.410,08	3.888.861,19	2.577.745,62
		SUBTOTAL		24.205.410,08	3.888.861,19	2.577.745,62
SUBTOTAL		1.375.298.626,93	168.535.370,18	39.302.351,18		
TOTAL			2.455.652.119,58	193.962.201,89	-12.651.599,60	
TOTAL ABAS			2.455.652.119,58	193.962.201,89	-12.651.599,60	
AVALIAÇÃO			OK	OK	OK	

3.2 Mercado TUSD

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	DETALHE	NOME UC	POSTO	UNIDADE	out/16	nov/16	dez/16	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	SOMA MERCADO					
A2	Azul	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	DP	kW	35.440,00	38.176,00	42.842,00	35.411,00	35.411,00	35.440,00	35.440,00	39.213,00	35.440,00	35.405,00	35.405,00	35.405,00	439.028,00					
						DFP	kW	103.358,00	103.243,00	103.243,00	103.243,00	103.272,00	100.615,00	100.358,00	100.200,00	100.200,00	100.200,00	100.200,00	100.200,00	100.200,00	100.200,00	1.218.332,00			
						E	MWh	37.170,01	35.506,71	34.180,68	33.376,51	27.915,54	23.877,31	23.741,68	27.599,70	30.229,51	33.884,04	24.605,80	24.605,80	24.605,80	24.605,80	24.605,80	356.693,28		
						APE																		108.215,46	
	Distribuição	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Celg-D	DP	kW	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	54.000,00	648.000,00			
							DFP	kW	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	62.639,00	751.668,00	
							E	MWh	19.378,43	8.550,36	9.506,41	12.227,53	4.229,30	12.921,01	11.666,31	18.829,24	24,77	26.991,71	30.630,59	30.630,59	30.630,59	30.630,59	30.630,59	185.586,23	
	Geração	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	UHE CORUMBA IV	D	kW	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	124.500,00	1.494.000,00			
						UHE CORUMBA III	D	kW	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	86.500,00	1.038.000,00	
NOVO GERADOR						D	kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
A3a	Azul	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	DP	kW	7.100,00	7.100,00	7.169,00	7.111,00	7.130,00	7.111,00	7.111,00	7.111,00	7.111,00	7.100,00	10.400,00	7.100,00	7.100,00	88.643,00				
						DFP	kW	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	8.200,00	11.600,00	8.200,00	8.200,00	101.800,00	
						E	MWh	3.764,71	4.012,70	3.893,63	4.107,09	4.001,76	3.488,93	3.853,56	3.614,71	3.714,06	4.727,44	3.785,67	3.785,67	3.785,67	3.785,67	3.785,67	3.785,67	46.749,94	
						APE																			0,00
	Geração	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	D	kW	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00	288.000,00			
							EP	MWh	36,65	34,01	35,20	42,37	36,74	32,29	40,15	30,75	36,76	36,12	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	417,27
	Verde	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	212,81	228,69	214,64	225,40	222,37	187,63	223,22	203,49	211,44	211,23	161,71	161,71	161,71	2.464,33			
							APE																		0,00
							EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	D	kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
							E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
DP							kW	110.969,00	118.352,00	119.417,00	117.145,00	122.576,00	104.062,00	137.257,00	121.314,00	118.862,00	120.434,00	111.735,00	111.735,00	111.735,00	111.735,00	111.735,00	111.735,00	1.413.858,00	
DFP							kW	132.013,00	140.697,00	141.336,00	145.185,00	144.856,00	124.075,00	160.887,00	142.584,00	150.997,00	140.739,00	131.316,00	131.316,00	131.316,00	131.316,00	131.316,00	131.316,00	1.686.001,00	
A4	Azul	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	48.234,83	52.010,27	50.547,18	54.765,54	51.803,98	42.151,66	56.641,68	50.282,91	54.277,61	49.612,37	47.944,29	47.944,29	47.944,29	606.216,60				
						APE																	0,00		
						D	kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						EP	MWh	3.983,38	4.612,25	4.686,66	4.395,96	4.538,57	4.323,63	5.262,28	4.572,66	5.761,59	4.349,39	4.540,86	4.540,86	4.540,86	4.540,86	4.540,86	4.540,86	55.568,08	
	Verde	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	46.941,65	57.144,70	54.432,01	55.581,43	54.940,54	50.009,53	59.020,49	56.656,00	61.295,48	51.227,12	50.823,08	50.823,08	50.823,08	50.823,08	648.895,12		
							APE																		0,00
							EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	D	kW	58.162,00	-60,00	0,00	-100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58.002,00			
							E	MWh	13.434,20	-4,92	0,00	-24,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13.404,84	
							DP	kW	45.079,00	44.121,00	44.358,00	44.707,00	42.214,00	43.430,00	41.826,00	42.482,00	42.116,00	40.282,00	42.159,00	42.159,00	42.159,00	42.159,00	42.159,00	42.159,00	514.933,00
							DFP	kW	53.366,00	53.127,00	52.744,00	53.335,00	51.959,00	53.420,00	51.038,00	52.165,00	50.395,00	47.926,00	48.053,00	48.053,00	48.053,00	48.053,00	48.053,00	48.053,00	615.581,00
AS	Azul	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	18.964,89	20.384,64	19.728,26	20.216,61	23.781,71	14.192,19	19.672,18	18.517,54	18.648,36	16.242,87	16.509,95	16.509,95	16.509,95	223.369,15				
						APE																	0,00		
						D	kW	106.903,00	108.332,00	106.551,00	108.911,00	109.705,00	106.974,00	108.695,00	108.063,00	107.958,00	107.875,00	104.766,00	104.766,00	104.766,00	104.766,00	104.766,00	104.766,00	1.289.499,00	
						EP	MWh	2.230,07	1.997,57	1.939,75	1.712,40	1.939,15	1.813,28	2.475,63	2.010,88	2.394,65	1.992,66	2.043,31	2.043,31	2.043,31	2.043,31	2.043,31	2.043,31	24.592,66	
	Verde	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	23.400,87	24.317,00	24.386,67	21.946,56	24.914,68	20.186,51	24.800,43	21.686,79	23.369,72	19.790,58	19.602,83	19.602,83	19.602,83	19.602,83	268.005,46		
							APE																	0,00	
							EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	D	kW	3.983,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.983,00				
							E	MWh	1.383,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.383,48	
	B	Geração	Não se aplica	Não se aplica	TIPO 01	Não se aplica	D	kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
					TIPO 02	Não se aplica	D	kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
B1	Convencional pré-pagamento	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
			Residencial baixa renda – faixa 01	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
			Residencial baixa renda – faixa 02	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					

			Residencial baixa renda – faixa 03	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			Residencial baixa renda – faixa 04	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Branca	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						EINT	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	183.563,06	181.575,26	188.431,17	175.261,55	170.761,92	182.902,32	177.699,97	182.245,17	182.089,83	169.650,20	172.832,00	172.832,00	2.139.844,45	
			Residencial baixa renda – faixa 01	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	794,94	799,74	799,80	789,06	741,72	734,94	738,42	742,86	745,38	592,98	570,27	570,27	8.620,38	
			Residencial baixa renda – faixa 02	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	1.599,57	1.603,83	1.616,49	1.564,78	1.458,32	1.475,48	1.467,21	1.485,65	1.499,08	1.170,38	1.129,97	1.129,97	17.200,71	
			Residencial baixa renda – faixa 03	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	1.562,86	1.559,46	1.677,97	1.477,69	1.319,36	1.457,80	1.352,51	1.444,17	1.479,30	1.049,85	1.048,28	1.048,28	16.477,52	
			Residencial baixa renda – faixa 04	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	612,08	608,92	722,37	564,63	448,83	578,50	497,81	566,50	578,87	336,64	344,03	344,03	6.203,22	
B2	Convencional pré-pagamento	Rural	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			Cooperativa de eletrificação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Serviço público de irrigação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Branca	Rural	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						EINT	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Convencional	Rural	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	7.604,09	6.984,90	6.805,55	7.088,16	6.463,80	7.030,47	6.414,18	7.344,94	7.509,61	7.409,06	7.593,58	7.593,58	85.841,93	
	Branca	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						EINT	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Convencional	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Branca	Rural	Serviço público de irrigação rural	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						EINT	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Convencional	Rural	Serviço público de irrigação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B3	Convencional pré-pagamento	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Branca	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EINT	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	103.482,81	100.612,25	105.407,00	95.559,40	95.065,03	100.141,81	99.511,49	99.713,55	101.829,17	89.336,18	89.375,38	89.375,38	1.169.409,46	
B4	Convencional	Iluminação pública	Iluminação pública – B4a	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	38.979,41	35.524,54	40.422,30	40.396,48	37.949,17	32.031,04	36.910,39	39.173,19	37.929,08	39.260,77	39.274,79	39.274,79	457.125,94	
			Iluminação pública – B4b	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

3.3 Mercado TE

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	DETALHE	NOME UC	POSTO	UNIDADE	out/16	nov/16	dez/16	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	SOMA MERCADO		
A2	Energia horária	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	561,13	557,14	534,82	584,28	564,06	452,73	526,80	556,80	467,97	513,08	513,95	513,95	6.346,69		
						EFP	MWh	11.627,64	11.545,28	10.029,73	10.369,52	8.903,00	7.718,93	8.155,22	8.129,36	7.706,17	9.763,47	9.649,48	9.649,48	113.247,28		
A3a	Energia horária	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	421,82	388,42	403,13	467,83	427,11	376,08	459,43	363,14	438,12	406,47	255,30	255,30	4.662,15		
	Energia convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	3.592,35	3.886,98	3.740,34	3.907,04	3.833,76	3.332,78	3.657,50	3.485,81	3.524,15	3.586,42	2.662,64	2.662,64	41.872,40		
A4	Energia horária	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	8.223,14	8.941,79	8.768,84	8.846,23	8.701,93	7.221,67	10.032,11	8.062,36	9.348,04	7.915,16	7.842,59	7.842,59	101.746,44		
	Energia convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	86.992,71	100.527,00	95.204,96	99.177,42	94.882,23	80.604,00	101.309,43	93.722,92	95.326,46	85.416,71	82.212,04	82.212,04	1.097.587,91		
AS	Energia horária	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	3.979,39	3.719,99	3.610,34	3.440,93	3.601,63	3.250,21	4.211,15	3.486,56	3.998,71	3.344,94	3.350,17	3.350,17	43.344,18		
	Energia convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	40.616,43	42.979,23	42.444,34	40.242,41	45.907,54	31.588,58	41.107,48	37.119,44	38.429,66	32.864,29	32.483,54	32.483,54	458.266,46		
B1	Energia convencional pré-pagamento	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			Residencial baixa renda – faixa 01	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Residencial baixa renda – faixa 02	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Residencial baixa renda – faixa 03	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Residencial baixa renda – faixa 04	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Energia horária	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
				Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Energia convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	183.563,06	181.575,26	188.431,17	175.261,55	170.761,92	182.902,32	177.699,97	182.245,17	182.089,83	169.650,20	172.832,00	172.832,00	172.832,00	2.139.844,45	
			Residencial baixa renda – faixa 01	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	794,94	799,74	799,80	789,06	741,72	734,94	738,42	742,86	745,38	592,98	570,27	570,27	570,27	8.620,38	
			Residencial baixa renda – faixa 02	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	1.599,57	1.603,83	1.616,49	1.564,78	1.458,32	1.475,48	1.467,21	1.485,65	1.499,08	1.170,38	1.129,97	1.129,97	1.129,97	17.200,71	
Residencial baixa renda – faixa 03			Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	1.562,86	1.559,46	1.677,97	1.477,69	1.319,36	1.457,80	1.352,51	1.444,17	1.479,30	1.049,85	1.048,28	1.048,28	1.048,28	16.477,52		
Residencial baixa renda – faixa 04			Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	612,08	608,92	722,37	564,63	448,83	578,50	497,81	566,50	578,87	336,64	344,03	344,03	344,03	6.203,22		
B2	Energia convencional pré-pagamento	Rural	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
			Cooperativa de eletrificação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			Serviço público de irrigação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Energia horária	Rural	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
				Não se aplica	Não se aplica	EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Energia convencional	Rural	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	7.604,09	6.984,90	6.805,55	7.088,16	6.463,80	7.030,47	6.414,18	7.344,94	7.509,61	7.409,06	7.593,58	7.593,58	85.841,93		
	Energia horária	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Energia convencional	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	Energia horária	Rural	Serviço público de irrigação rural	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
EFP						MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Energia convencional	Rural	Serviço público de irrigação rural	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
B3	Energia convencional pré-pagamento	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	Energia horária	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	EP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
						EFP	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Energia convencional	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	103.482,81	100.612,25	105.407,00	95.559,40	95.065,03	100.141,81	99.511,49	99.713,55	101.829,17	89.336,18	89.375,38	89.375,38	1.169.409,46		
B4	Energia convencional	Iluminação pública	Iluminação pública – B4a	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	38.979,41	35.524,54	40.422,30	40.396,48	37.949,17	32.031,04	36.910,39	39.173,19	37.929,08	39.260,77	39.274,79	39.274,79	457.125,94		
			Iluminação pública – B4b	Não se aplica	Não se aplica	E	MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

3.4 Tabelas REH

TABELA 1 - TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A2	Azul	Não se aplica	P	9,75	33,28	426,60	9,45	42,75	359,24
			FP	5,76	33,28	270,88	5,51	42,75	236,36
	Azul APE	Não se aplica	P	9,75	8,96	0,00	9,45	7,27	0,00
			FP	5,76	8,96	0,00	5,51	7,27	0,00
	Distribuição	Celg-D	P	9,75	4,58	0,00	9,45	3,62	0,00
			FP	5,76	4,58	0,00	5,51	3,62	0,00
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Geração	UHE CORUMBA IV	NA	2,53	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00
		UHE CORUMBA III	NA	2,22	0,00	0,00	2,19	0,00	0,00
NOVO GERADOR		NA	2,81	0,00	0,00	2,75	0,00	0,00	
A3a	Azul	Não se aplica	P	22,22	47,16	426,60	22,04	54,78	359,24
			FP	8,83	47,16	270,88	8,65	54,78	236,36
	Azul APE	Não se aplica	P	22,22	21,98	0,00	22,04	17,82	0,00
			FP	8,83	21,98	0,00	8,65	17,82	0,00
	Verde	Não se aplica	NA	8,83	0,00	0,00	8,65	0,00	0,00
			P	0,00	586,04	426,60	0,00	589,20	359,24
	Verde APE	Não se aplica	FP	0,00	47,16	270,88	0,00	54,78	236,36
			NA	8,83	0,00	0,00	8,65	0,00	0,00
	Verde APE	Não se aplica	P	0,00	560,86	0,00	0,00	552,24	0,00
			FP	0,00	21,98	0,00	0,00	17,82	0,00
	Convencional	Não se aplica	NA	24,83	47,16	283,86	24,51	54,78	246,60
	Geração	Não se aplica	NA	3,32	0,00	0,00	3,35	0,00	0,00
A4	Azul	Não se aplica	P	22,22	47,16	426,60	22,04	54,78	359,24
			FP	8,83	47,16	270,88	8,65	54,78	236,36
	Azul APE	Não se aplica	P	22,22	21,98	0,00	22,04	17,82	0,00
			FP	8,83	21,98	0,00	8,65	17,82	0,00
	Verde	Não se aplica	NA	8,83	0,00	0,00	8,65	0,00	0,00
			P	0,00	586,04	426,60	0,00	589,20	359,24
	Verde APE	Não se aplica	FP	0,00	47,16	270,88	0,00	54,78	236,36
			NA	8,83	0,00	0,00	8,65	0,00	0,00
	Verde APE	Não se aplica	P	0,00	560,86	0,00	0,00	552,24	0,00
			FP	0,00	21,98	0,00	0,00	17,82	0,00
	Convencional	Não se aplica	NA	24,83	47,16	283,86	24,51	54,78	246,60
	Geração	Não se aplica	NA	3,32	0,00	0,00	3,35	0,00	0,00
AS	Azul	Não se aplica	P	41,58	66,46	426,60	41,55	70,77	359,24
			FP	12,29	66,46	270,88	12,02	70,77	236,36
	Azul APE	Não se aplica	P	41,58	40,76	0,00	41,55	32,93	0,00
			FP	12,29	40,76	0,00	12,02	32,93	0,00
	Verde	Não se aplica	NA	12,29	0,00	0,00	12,02	0,00	0,00
			P	0,00	1.075,72	426,60	0,00	1.079,24	359,24
	Verde APE	Não se aplica	FP	0,00	66,46	270,88	0,00	70,77	236,36
			NA	12,29	0,00	0,00	12,02	0,00	0,00
	Verde APE	Não se aplica	P	0,00	1.050,02	0,00	0,00	1.041,40	0,00
			FP	0,00	40,76	0,00	0,00	32,93	0,00
	Convencional	Não se aplica	NA	42,23	66,46	283,86	41,94	70,77	246,60

TABELA 2 - TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	444,68	426,60	0,00	447,02	359,24
				INT	0,00	293,03	270,88	0,00	296,22	236,36
				FP	0,00	141,38	270,88	0,00	145,42	236,36
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	172,90	283,86	0,00	164,48	246,60
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	172,90	283,86	0,00	164,48	246,60
B2	BRANCA	RURAL	NÃO SE APLICA	P	0,00	343,87	298,62	0,00	345,32	251,47
				INT	0,00	224,68	189,62	0,00	226,80	165,45
				FP	0,00	105,49	189,62	0,00	108,28	165,45
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NÃO SE APLICA	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62
	CONVENCIONAL	RURAL	NÃO SE APLICA	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	343,87	298,62	0,00	345,32	251,47
				INT	0,00	224,68	189,62	0,00	226,80	165,45
				FP	0,00	105,49	189,62	0,00	108,28	165,45
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	139,01	198,70	0,00	141,61	172,62
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	0,00	294,74	255,96	0,00	295,99	215,54
				INT	0,00	192,58	162,53	0,00	194,40	141,81
FP				0,00	90,42	162,53	0,00	92,81	141,81	
PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	119,15	170,32	0,00	121,38	147,96	
CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	119,15	170,32	0,00	121,38	147,96	
B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	491,24	426,60	0,00	493,31	359,24
				INT	0,00	320,97	270,88	0,00	324,00	236,36
				FP	0,00	150,69	270,88	0,00	154,68	236,36
	PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60
CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	198,58	283,86	0,00	202,30	246,60	
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	ILUMINAÇÃO PÚBLICA – B4A	NA	0,00	109,22	156,12	0,00	111,27	135,63
			ILUMINAÇÃO PÚBLICA – B4B	NA	0,00	119,15	170,32	0,00	121,38	147,96
B	GERAÇÃO	TIPO 01	NA	NA	1,86	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00
		TIPO 02	NA	NA	6,87	0,00	0,00	6,94	0,00	0,00