



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade de Tecnologia
Engenharia Elétrica

Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica

Autor: Letícia Maria Amaral Brito
Orientador: Anésio Leles Ferreira Filho

Brasília, DF
2017



Letícia Maria Amaral Brito

Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade de Tecnologia

Orientador: Anésio Leles Ferreira Filho

Brasília, DF

2017

Letícia Maria Amaral Brito

Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica/ Letícia Maria Amaral Brito. – Brasília, DF, 2017-
100 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Anésio Leles Ferreira Filho

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade de Tecnologia , 2017.

1. geração distribuída. 2. regulação tarifária. I. Anésio Leles Ferreira Filho. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade de Tecnologia. IV. Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica

CDU 02:141:005.6

Letícia Maria Amaral Brito

Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 01 de junho de 2013:

Anésio Leles Ferreira Filho
Orientador

Jorge Andres Cormane, Dr.,
ENE/UnB
Convidado 1

Robson Kuhn Yatsu, SGT/ANEEL
Convidado 2

Brasília, DF
2017

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por todas as oportunidades que me foram dadas e por todas as pessoas que colocou em minha vida.

Agradeço a minha mãe, por sempre me apoiar, escutar e ter me fornecido todo o carinho possível. Ao meu pai, por ser exemplo e por ter passado para mim a paixão pela engenharia. Agradeço ao meu irmão, por todo o companheirismo e incontáveis abraços.

Agradeço ao meu namorado, Ciro Martins, pelas sugestões e incentivo, além de todo o carinho.

Agradeço ao professor Anésio, por ter acreditado em mim desde o início do curso e pela oportunidade de realizar este trabalho.

Agradeço aos servidores da ANEEL, Daniel Vieira, Marcos Venícius e, em especial, a Robson Yatsu, pela orientação e discussões motivadoras. Também à Priscilla Juá por ter me ajudado na solução de inúmeros problemas.

Agradeço ao time de vôlei da UnB por ter me ensinado o significado de união. Em especial a Elisa, Júlia e Luiza.

Agradeço aos meus amigos, André, Bayomi, Castellano, Cid, Fano, João, Leo, Luiz, Orefice, Pedrinho, Renata e Tutu por terem tornado esse curso muito mais divertido. Além de Cristina e Isabelle, pelo apoio ao longo dessa grande jornada.

Agradeço também aos colegas da Eletronorte por terem colaborado com minha formação pessoal e profissional.

*“Success consists of going
from failure to failure
without loss of enthusiasm.
(Winston Churchill)*

Resumo

Diversos países têm buscado fontes de energia limpa e renovável para contribuir com seu crescimento econômico. Tais fontes são acompanhadas, em geral, de um incentivo regulatório como forma de encorajar seu desenvolvimento. No Brasil o incentivo é dado pela política de Net Metering, estabelecida pela ANEEL na REN 482/2012 com o Sistema de Compensação de Energia. Dessa forma, observa-se a necessidade de se avaliar o impacto regulatório tanto na receita das distribuidoras como na tarifa de energia elétrica dos consumidores. Nesse contexto, este trabalho se propõe a elaborar um método para quantificar o impacto tarifário da geração distribuída. Inicialmente, são estudados os Procedimento de Regulação Tarifária e os impactos técnicos da geração distribuída. Em seguida, define-se os componentes da receita da distribuidora que são afetados e, então, calcula-se a receita e a tarifa de energia elétrica para diversos níveis de penetração. Verifica-se, ainda, por meio de um *software* desenvolvido na UnB as variações nas perdas técnicas decorrentes da integração de geração distribuída no sistema elétrico analisado. Portanto, esse trabalho contribui para verificar o aumento nas tarifas de energia elétrica e a perda de receita das distribuidoras para diversos níveis de penetração, de forma a avaliar o incentivo adotado.

Palavras-chaves: geração distribuída. regulação tarifária.

Abstract

Many countries have been searching for clean and renewable energy sources to contribute to their economic growth. These sources are usually accompanied by a regulatory incentive. In Brazil, such incentive has the form of a Net Metering policy, established by the regulatory agency resolution 482 of 2012, named energy compensation system. Consequently, it is necessary to study the regulatory impact of these sources. In this context, this study proposes a method to quantify the impact of distributed generation in the companies' capital and in the electrical energy tariff. Firstly, the tariff regulation procedures are studied. Secondly, the tariff components of the utility distributor revenue that suffer with the insertion of distributed generation are defined and so their new values are calculated. Also, the new level of grid loss is defined with the aid of a software developed by the University of Brasilia. So, this study contributes to verify the tariff growth and the revenue reduction when distributed generation is considered.

Key-words: distributed generation. tariff regulation.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Motivação	21
1.2	Objetivo	22
1.3	Estruturação	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1	Considerações Iniciais	25
2.2	Processo de Definição da Tarifa	25
2.2.1	Revisão Tarifária	25
2.2.2	Reajuste Tarifário	27
2.3	Componentes da Tarifa de Energia Elétrica	27
2.3.1	Parcela A	27
2.3.2	Parcela B	31
2.3.3	Índice de Reajuste Tarifário Econômico	33
2.3.4	Componentes Financeiros	34
2.4	Abertura Tarifária	36
2.4.1	Tarifa de Referência	38
2.4.2	Tarifas de Aplicação	40
2.5	Sistema de Compensação de Energia	41
2.6	Impactos Técnicos da GDFV	42
2.6.1	Perdas Técnicas	42
2.6.2	Demanda Máxima	43
2.6.3	Tensão	43
2.6.4	Demais Impactos	45
2.7	Componentes Afetados Pela GDFV	46
2.8	Considerações Finais	48
3	METODOLOGIA	49
3.1	Considerações iniciais	49
3.2	Introdução ao Método	49
3.3	Distribuidoras e Níveis de Penetração	50
3.4	Energia Gerada pela GDFV	51
3.4.1	Painéis Alocados conforme Nota Técnica 0056/2017 SRD-ANEEL	52
3.4.2	Níveis de Penetração Adicionais	54
3.5	Cálculo do Índice de Reajuste Tarifário	54
3.5.1	Energia	54

3.5.2	Transporte	59
3.5.3	Encargos	60
3.5.4	Receitas Irrecuperáveis	61
3.5.5	Definição do IRT	61
3.6	Cálculo da tarifa de energia elétrica	62
3.7	Considerações Finais	62
4	RESULTADOS	63
4.1	Considerações Iniciais	63
4.2	Distribuição dos Painéis Solares Fotovoltaicos	63
4.3	Crescimento da Distribuidora	65
4.4	Energia Fornecida no Ano de Referência	68
4.4.1	Energia Gerada para cada ano	68
4.4.2	Nível de Penetração	68
4.4.3	Energia no ano de Referência	69
4.5	Estudo de Caso	70
4.5.1	Receita Requerida	71
4.5.2	Tarifa de Energia Elétrica	79
5	CONCLUSÃO	85
5.1	Aspectos Gerais	85
5.2	Trabalhos Futuros	87
	REFERÊNCIAS	89
	ANEXOS	93
	ANEXO A – GD POR DISTRIBUIDORA	95
	ANEXO B – CUSTOS MENSIS DE ENERGIA	99

Lista de ilustrações

Figura 1 – Componentes da tarifa de energia. Fonte: (ANEEL, 2017h).	37
Figura 2 – Componentes da tarifa de uso do sistema de distribuição. Fonte: (ANEEL, 2017h).	37
Figura 3 – Curva de carga agregada por consumidores-tipo obtida na RTP da CEB. Fonte:(ANEEL, 2016d).	39
Figura 4 – Estrutura vertical obtida na revisão tarifária periódica da CEB e a vigente no período anterior. Fonte: (ANEEL, 2016d).	40
Figura 5 – Perdas diárias em alimentador real em função do nível de penetração. Fonte: (VIEIRA, 2016).	43
Figura 6 – Curva de carga típica de consumidor comercial e irradiação solar média do Distrito Federal. Fonte: Vieira, 2016.	44
Figura 7 – Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância da subestação. Fonte: (TARANTO et al., 2017).	44
Figura 8 – Níveis de tensão classificados de acordo com o Módulo 8 do PRODIST. Fonte: Vieira, Daniel. 2016.	45
Figura 9 – Valor final da energia elétrica, considerando-se os tributos associados. Fonte: (ANEEL, 2015b).	50
Figura 10 – Previsão de consumidores recebendo créditos por GDFV. Fonte: ANEEL, adaptado.	64
Figura 11 – Previsão de consumidores recebendo créditos por GDFV para a CEB.	66
Figura 12 – Previsão de crescimento da CEB.	67
Figura 13 – Mercado da CEB por classe de consumo. Fonte: (ANEEL, 2017b), adaptado.	70
Figura 14 – Composição da Receita Requerida da CEB em 2017. Fonte: (ANEEL, 2017b), adaptado.	71
Figura 15 – Variação dos custos de energia e de transporte.	74
Figura 16 – Variação dos encargos: P&D e TFSEE.	76
Figura 17 – RA0 e RR de acordo com o nível de penetração.	78
Figura 18 – IRT e perda de receita de acordo com o nível de penetração.	79
Figura 19 – Perdas de Parcela B da distribuidora.	80
Figura 20 – Crescimento da TE e da TUSD com a entrada de GDFV	82
Figura 21 – Demanda contratada e consumo de energia no posto ponta para consumidor A4 - Verde e consumo residencial em um ano.	83
Figura 22 – Consumo de energia no posto fora posto de consumidor A4 - Verde em um ano.	84

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parcela A calculada na Quarta Revisão Tarifária Periódica da CEB. Fonte: NT 260/2016 SGT/ANEEL, adaptado.	32
Tabela 2 – Parcela B calculada na Quarta Revisão Tarifária Periódica da CEB. Fonte: NT 260/2016 SGT/ANEEL, adaptado.	33
Tabela 3 – Cálculo do índice de reposição tarifário econômico na Quarta Revisão Tarifária Periódica da CEB. Fonte: NT 260/2016 SGT/ANEEL, adaptado.	34
Tabela 4 – Composição das TR da TUSD. Fonte: (ANEEL, 2016d), adaptado.	38
Tabela 5 – Evolução do número de consumidores que receberiam créditos por utilizar geração distribuída para os anos de 2017 a 2024. Fonte: Nota Técnica 0056/2017 SRD/ANEEL, adaptada.	63
Tabela 6 – Quantidade de GD instalada para as distribuidoras em estudo. Fonte: SISGD - ANEEL, adaptado. Acesso em setembro de 2017.	64
Tabela 7 – Previsão de consumidores recebendo crédito de GD para CEB de 2017 a 2024.	65
Tabela 8 – Evolução da demanda para regiões de São Paulo e Goiás e Distrito Federal em MW. Fonte: PDE - 2024, EPE, adaptado.	66
Tabela 9 – Previsão da Energia Fornecida (EF) pela distribuidora para os anos de 2017 a 2024 em MWh	67
Tabela 10 – Energia Gerada pela GDFV a cada ano, em MWh.	68
Tabela 11 – Nível de Penetração para CEB	68
Tabela 12 – Energia gerada por GDFV no AR.	69
Tabela 13 – Níveis de Penetração adicionais e energia gerada pela GDFV, em MWh, para CEB	69
Tabela 14 – Energia a ser fornecida no AR pelas distribuidoras de acordo com o nível de penetração.	70
Tabela 15 – Perdas técnicas regulatórias em percentual e em MWh, diferença das perdas técnicas em reais para caso com e sem GD e perdas não técnicas (MWh).	72
Tabela 16 – Energia Requerida (MWh), variação da Energia Requerida (MWh), preço médio da energia e custos de energia.	73
Tabela 17 – Demanda contratada para conexão com a RB (MW), custos de transporte e variação dos custos de transporte.	74
Tabela 18 – Custos de TFSEE e P&D para determinado valor de Pen.	75
Tabela 19 – Valores obtidos para as Receitas Irrecuperáveis de acordo com o nível de Penetração	77

Tabela 20 – Valores de RR, RA0 e IRT de acordo com o nível de penetração.	77
Tabela 21 – Tarifas de energia elétrica (R\$/MWh) de consumidores BT para diferentes níveis de penetração.	81
Tabela 22 – TE (R\$/kWh), ponta e fora ponta, e TUSD (R\$/kW) para os níveis de penetração analisados de um consumidor A4 na modalidade verde.	83
Tabela 23 – Número de conexões de GD separadas por distribuidora, conforme acesso em 11/09/2017.	96
Tabela 24 – Número de conexões de GD separadas por distribuidora, conforme acesso em 11/09/2017. Continuação.	97
Tabela 25 – Custo mensal de energia para consumidor A4 na modalidade verde, com Pen = 0%	99
Tabela 26 – Custo mensal de energia para consumidor A4 na modalidade verde, com Pen = 10%	99
Tabela 27 – Custo mensal de energia para consumidor A4 na modalidade verde, com Pen = 20%	100
Tabela 28 – Custo mensal de energia para consumidor residencial, com Pen = 0%, 10% e 20%	100

Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	Ano de Referência
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	Custos de Administração, Operação e Manutenção
CCEAR	Contrato de Concessão de Energia no Ambiente Regulado
CE	Custo de Energia
CEB	Companhia Energética de Brasília
CVA	Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A"
EF	Energia necessária para atendimento ao mercado da distribuidora
EPE	Empresa de Planejamento Energético
ER	Energia Requerida
EV	Montante de energia elétrica (MWh) e a potência (kW) adquiridas pela distribuidora para atender os consumidores
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IRT	Índice de Reajuste ou Reposicionamento Tarifário
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NT	Nota Técnica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDE	Plano Decenal de Expansão
Pen	Nível de Penetração

PNT	Perdas Não Técnicas
PT	Perdas Técnicas
PRT	Perdas totais
PRB	Perdas na Rede Básica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRT	Perdas técnicas e não técnicas
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RA_0	Receita Verificada
RB	Rede Básica
REN	Resolução Normativa
RI	Receitas Irrecuperáveis
RR	Receita Requerida
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
SPARTA	Sistema para Processos Automatizados de Reajuste Tarifário
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TM	Tarifa Média de Repasse as distribuidoras
TR	Tarifa de Referência
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1 Introdução

1.1 MOTIVAÇÃO

A energia é um fator econômico de grande importância. Além de proporcionar diversos empregos, energia é um bem essencial para a execução de serviços e fabricação de muitos produtos (IRENA, 2016). Portanto, uma das formas de se avaliar o crescimento econômico de um país é pelo aumento de sua demanda energética. Países com alto Produto Interno Bruto (PIB) têm também um rápido crescimento energético, como é o caso dos Estados Unidos e da China, os maiores PIBs mundiais (BANK, 2017). Usualmente, a energia utilizada para acompanhar esse crescimento é proveniente de fontes poluentes: EUA e China são responsáveis por mais de 40% das emissões globais de carbono (BANK, 2017).

Entretanto, existe também uma demanda por um desenvolvimento sustentável por meio da utilização de recursos renováveis. Adicionalmente, tem sido observado que o aumento de fontes renováveis pode estar associado a maiores crescimentos econômicos (IRENA, 2016). Em consequência disso, diversos países têm buscado estratégias para diminuir suas emissões. Para isso tem-se visto a necessidade da criação de políticas de incentivo a geração de energia via fontes limpas (REN21, 2017).

Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica tem sido a fonte com maior crescimento nos últimos anos (REN21, 2017). Uma característica da expansão solar tem sido a instalação de painéis solares fotovoltaicos por meio de geração distribuída (IRENA, 2016). Por geração distribuída (GD) compreende-se a geração de energia próximo aos centros consumidores, em contraste com o modelo usual com grandes blocos geradores (TECH, 2007).

Com o aumento da participação da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), tem sido observado que, além deste tipo de geração culminar em benefícios ambientais devido a reduzida emissão de gases do efeito estufa, ela pode propiciar ganhos econômicos, sociais e técnicos (VIEIRA, 2016). Dentre os benefícios técnicos pode-se citar a diminuição das perdas técnicas, a postergação de investimentos e a melhoria no perfil de tensão da rede de distribuição (VIEIRA, 2016).

De forma a incentivar a GDFV de pequeno e médio porte, a Agência Nacional de Energia Elétrica deliberou a Resolução Normativa (REN) 482/2012, caracterizando o Sistema de Compensação de Energia (TARANTO et al., 2017). Considerado um incentivo regulatório do tipo Net Metering, em que não há venda de energia, tal modelo pode caracterizar grandes incertezas para as concessionárias de distribuição de energia elétrica,

incertezas essas relacionadas a projeção de consumo (GIANELLONI et al., 2017).

Além da dificuldade em prever a demanda exigida, uma preocupação com o aumento da difusão de GDFV é a perda da sustentabilidade financeira. Pelo modelo adotado, os consumidores com GDFV deixam de arcar com os custos fixos da rede. Dessa forma, havendo grandes reduções no consumo, os custos são divididos entre aqueles consumidores que não tem GD instalada, ocasionando um aumento do custo individual. À medida que o custo da energia elétrica aumenta, o investimento em GDFV torna-se mais atrativo (GIANELLONI et al., 2017). Tal fenômeno é conhecido como "Espiral da Morte".

Devido ao exposto, a inserção de GDFV tem se tornado uma preocupação das concessionárias de distribuição de energia, pois ela pode levar a uma redução de suas receitas. É o caso, por exemplo, da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), que em 2016, durante seu reajuste tarifário, pleiteou um acréscimo de R\$ 100.649,38 de modo a recompor sua receita, devido às perdas de mercado em razão da compensação de energia de consumidores com GD (ANEEL, 2016c).

Portanto, observa-se a necessidade de uma avaliação sistêmica considerando os custos e benefícios envolvidos na difusão da micro e minigeração distribuída (CASTRO et al., 2016). Tal avaliação pode ser feita pela análise da receita das distribuidoras e da tarifa de energia elétrica do consumidor, utilizando-se os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) definidos pela ANEEL.

1.2 OBJETIVO

O objetivo desse trabalho é analisar o PRORET de forma a verificar quais componentes da receita das empresas e da tarifa de energia elétrica são afetados pela inserção de GDFV. Posteriormente, de acordo com uma perspectiva do aumento de consumidores com GD, será aplicado um método para calcular tais receitas e tarifas considerando-se o efeito causado por esta inserção. Dessa forma será possível valorar na perspectiva das distribuidoras e dos consumidores o impacto da inserção de geração distribuída solar fotovoltaica.

1.3 ESTRUTURAÇÃO

Para se atingir os objetivos estabelecidos, o Capítulo 2 traz uma análise da metodologia de cálculo das receitas das distribuidoras e das tarifas de energia elétrica. Esse capítulo também apresenta o Sistema de Compensação de Energia definido pela ANEEL e os principais impactos técnicos da GDFV no sistema de distribuição.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia a ser utilizada para verificar o impacto tarifário da GDFV. Em seguida, o Capítulo 4 apresenta os principais resultados da aplicação

do método. Finalmente, o Capítulo 5 traz as conclusões acerca dos resultados obtidos.

2 REGULAÇÃO TARIFÁRIA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem como objetivo descrever o Sistema de Compensação de Energia e os impactos técnicos que a GDFV pode trazer para a rede de distribuição. Secundariamente, busca evidenciar o processo de reajuste tarifário, bem como seus componentes e metodologia, além de definir os parâmetros que são afetados quando da inserção de geração fotovoltaica na rede de distribuição. Para tanto, o capítulo é definido em seis partes:

- Processos de definição da tarifa;
- Componentes da tarifa;
- Abertura tarifária;
- Sistema de Compensação de Energia;
- Impactos técnicos da GDFV; e
- Componente tarifários afetados pela inserção de painéis solares fotovoltaicos.

2.2 PROCESSOS DE DEFINIÇÃO DA TARIFA

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por definir a tarifa de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição do país, assegurando que os prestadores de serviço tenham receita suficiente para cobrir custos operacionais e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade ([ANEEL, 2015b](#)).

O processo de definição da tarifa das distribuidoras de energia elétrica, doravante chamadas distribuidoras, ocorre em dois diferentes momentos, a saber, a Revisão Tarifária Periódica e o Reajuste Tarifário Anual.

2.2.1 Revisão Tarifária

A revisão tarifária acontece, em média, a cada quatro anos, para definir os custos operacionais eficientes e a remuneração de investimentos da distribuidora, bem como

outros parâmetros regulatórios. Nesse procedimento, os custos regulatórios definidos pela ANEEL repassados às distribuidoras podem ser maiores ou menores do que os custos reais praticados pela distribuidora (ANEEL, 2015b). Dessa forma, as distribuidoras buscam ter desembolsos iguais ou inferiores aos definidos pela Agência Reguladora.

No processo de revisão tarifária são calculadas a Parcela A e a Parcela B da concessionária de distribuição, correspondentes, respectivamente, aos custos não gerenciáveis e aos custos gerenciáveis da distribuidora, detalhados na seção 2.3. Ademais, são definidas as perdas no sistema de distribuição e o Fator X.

As perdas no sistema de distribuição podem ser técnicas e não técnicas. As perdas técnicas, aquelas inerentes ao fluxo de potência na rede elétrica, são definidas numa revisão tarifária e mantidas constantes até a revisão seguinte. Já as perdas não técnicas, aquelas por erro de medição, furto de energia, entre outros, são determinadas por meio de análise comparativa com distribuidoras que atuem em áreas de concessão similares. Com isso, é calculado uma trajetória regulatória de perdas não técnicas para os anos seguintes à revisão. Nessa trajetória, o percentual de perdas não técnicas pode ser mantido constante, como nas perdas técnicas, ou ele pode ser reduzido, visando melhorar a eficiência das distribuidoras (ANEEL, 2016e).

O fator X tem como objetivo estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição de energia elétrica e capturá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste (ANEEL, 2017e). Tarifa módica é a menor tarifa possível que garante a segurança no abastecimento (diminuição do risco de deficit), e a qualidade dos serviços prestados (SOUSA; LELLIS; FERREIRA, 2007). A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes (ANEEL, 2016e). O fator X é composto por três parâmetros, a saber, ganhos de produtividade da atividade de distribuição (Pd), qualidade técnica e comercial do serviço prestado (Q) e trajetória de custos operacionais (T).

O cálculo do índice Pd baseia-se na mediana da produtividade do ramo de distribuição de energia elétrica, no crescimento médio de seu mercado faturado e na variação do número de unidades consumidoras. A componente Q é calculada por meio dos indicadores da distribuidora, que podem ser tanto técnicos como comerciais. A componente T do fator X considera a atualização dos custos operacionais da revisão tarifária anterior. As componentes Pd e T do fator X são definidos no processo de revisão tarifária, enquanto a componente Q é atualizada todo ano (ANEEL, 2017e).

2.2.2 Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário ocorre anualmente e tem por objetivo restabelecer o poder de compra da distribuidora. Nesse processo, os custos sobre os quais a distribuidora não tem gestão, Parcela A (VPA), como compra de energia, encargos setoriais e custos de transmissão, são atualizados e repassados para a tarifa conforme os valores vigentes. Já os custos que são de responsabilidade da concessionária, obtidos no processo anterior, Parcela B (VPB_0), são apenas atualizados de acordo com um índice de inflação (IGPM ou IPCA, a depender do contrato de concessão) reduzido do Fator X, visando obter a Parcela B atual, VPB_1 , conforme equação 2.1 (ANEEL, 2015b).

$$VPB_1 = VPB_0 \cdot (IGPM - X) \quad (2.1)$$

2.3 COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa de energia elétrica é dividida em três componentes, são eles:

- Parcela A;
- Parcela B; e
- Componentes Financeiros.

A Parcela A e a Parcela B são componentes do Índice de Reajuste Tarifário Econômico (IRT_{ECO}). Já os Componentes Financeiros são parte do Índice de Reajuste Tarifário Financeiro (IRT_{FIN}). Juntos eles resultam no Índice de Reajuste (ou Reposicionamento) Tarifário (IRT).

2.3.1 Parcela A

A Parcela A, calculada conforme a equação 2.2, é responsável por agregar os custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, custos de compra de energia (CE), de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição (conexão com outros agentes) (CTr), encargos setoriais (ES) e receitas irrecuperáveis (RI).

$$VPA = CE + CTr + ES + RI \quad (2.2)$$

A energia requerida pela distribuidora (ER), definida na equação 2.3, corresponde ao montante de energia elétrica (MWh) adquirida pela distribuidora para atender os consumidores (EV), acrescidos das perdas (PRT). As perdas podem ser relativas ao sistema de distribuição, perdas técnicas e não técnicas, ou ao sistema de transmissão. As perdas

na Rede Básica são apuradas em cada processo tarifário baseado nas medições verificadas nos últimos 12 meses de perdas na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão (DITs), apuradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

$$ER = EV + PRT \quad (2.3)$$

Atualmente, as modalidades de aquisição de energia são:

- Cota de Itaipu Binacional;
- Cota de Angra 1 e 2;
- Cota de Concessões Renovadas ou Cota de Garantia Física;
- Cota do PROINFA;
- Contratos Bilaterais;
- Geração Distribuída;
- Geração Própria;
- Leilões de Energia Existente;
- Leilões de Energia Nova;
- Leilões de Fonte Alternativa; e
- Leilão de Ajuste;

O custo com aquisição de energia (CE), conforme equação 2.4, é dado pelo montante de energia necessário para atender o Mercado de Referência (ER), subtraído da energia subsidiada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa), valorado pela tarifa média de repasse dos contratos da distribuidora (TM). A energia adquirida por meio do Proinfa é valorada de forma diferenciada, e por isso ela não deve ser considerada neste cálculo.

$$CE = TM \cdot (ER - E_{PROINFA}) \quad (2.4)$$

Para a energia elétrica adquirida por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), há uma diferença no cálculo da TM. Para esta modalidade de aquisição de energia, o procedimento de cálculo leva em consideração o percentual de uso efetivo da energia contratada, CT, definido na equação 2.5. Este valor

é utilizado para ponderar o custo de energia que será repassado para a tarifa. Assim, o preço médio de energia é calculado como descrito na equação 2.6.

$$CT(\%) = 100 \cdot \frac{EnergiaRequerida}{EnergiaContratada} \quad (2.5)$$

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

Onde:

M: número de contratos realizados pela distribuidora;

$Tarifa_i$: tarifa da energia adquirida no contrato i ($\frac{R\$}{MWh}$); e

EN_i : energia total, em MWh, adquirida no contrato i .

É oportuno ressaltar que, como se observa na equação 2.6, a distribuidora não é remunerada integralmente pela energia adquirida no CCEAR, tornando-se responsável por liquidar as diferenças no mercado de curto prazo (MCP) ou por outros mecanismos, como o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

Além dos custos de energia, a Parcela A também remunera os gastos de transmissão da concessionária de distribuição. Esses custos são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição. Eles são compostos pelos seguintes itens (ANEEL, 2017f):

- Uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica de Fronteira ou DITs de uso compartilhado;
- Uso das instalações de terceiros;
- Uso das DIT de uso exclusivo;
- Conexão às redes de distribuição;
- Transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica;
- Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu;
- Uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

No caso de conexão com a Rede Básica, a distribuidora deve pagar um encargo de uso do sistema de transmissão (EUST), equação 2.7, calculado com base no montante de uso do sistema de transmissão (MUST), apurado em ponta (P) e fora ponta (FP), estabelecido pelo contrato de uso do sistema de transmissão (CUST). Para esse caso, é

definida pela ANEEL uma tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), que possui diferentes valores para o período de ponta e fora de ponta.

$$EUST = MUST_P \cdot TUST_P + MUST_{FP} \cdot TUST_{FP} \quad (2.7)$$

Ainda em relação à Parcela A da distribuidora, deve-se definir os diversos encargos setoriais que compõe a receita da distribuidora. Eles são encargos instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores visa garantir o equilíbrio econômico-financeiro contratual (ANEEL, 2016b). São encargos do setor elétrico:

- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC, extinto pela MP 579, com principais atribuições encampadas pela CDE): visa subsidiar a geração térmica dos sistemas isolados (principalmente na região norte);
- Reserva Global de Reversão (RGR, extinto pela MP 579, com principais atribuições encampadas pela CDE): tem por objetivo indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do Setor Elétrico;
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): deve prover recursos para o funcionamento da ANEEL;
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): visa propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas e prover a universalização do serviço de energia, além de subsidiar a tarifa dos consumidores residenciais de baixa renda; atualmente engloba as funções da CCC e da RGR (ANEEL, 2017c);
- Encargos de Serviço do Sistema (ESS): subsidia os custos incorridos da manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN;
- Encargo de Energia de Reserva (EER): tem por objetivo cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo custos administrativos, financeiros e tributários (ANEEL, 2015a).
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA): subsidia as fontes alternativas de energia, em geral mais caras que as fontes convencionais;
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE): promove pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais;
- Operador Nacional do Sistema (ONS): visa prover recursos para o funcionamento do ONS, mas, nos novos contratos de concessão, passou a compor a Parcela B; e

- **Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH):** compensa financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.

No ano de 2015 foram renovados os contratos de concessão de algumas distribuidoras. Tais contratos previam alterações nos procedimentos de regulação tarifária. Dentre as mudanças está a incorporação das Receitas Irrecuperáveis à Parcela A.

As receitas irrecuperáveis (RI) agregam à tarifa os custos da distribuidora com consumidores inadimplentes e são determinadas conforme a equação 2.8. Por esta equação, nota-se que cada classe consumidora tem um percentual de participação na receita irrecuperável (RI_C) que é multiplicado pela representatividade da respectiva classe de consumo na receita total da distribuidora (ρ_C).

$$RI = \frac{RR + \text{Receitas das Bandeiras}}{1 - ICMS - PIS - COFINS} \cdot \sum_c^M \rho_C \cdot RI_C \quad (2.8)$$

Onde:

M: número de classes de consumo da distribuidora;

ρ_C : razão entre a receita obtida pelos consumidores da classe C e a receita total da distribuidora; e

RI_C : percentual regulatório definido pela ANEEL para determinada classe de consumidor C.

Para exemplificar o cálculo da VPA, na Tabela 1 são mostrados os valores que compõe a VPA da Companhia Energética de Brasília (CEB). Pode-se observar a composição da Parcela A com encargos, transporte e energia. As receitas irrecuperáveis não estão presentes na VPA pois a nova metodologia só passou a vigorar a partir de 2017. A Parcela A total da distribuidora corresponde a R\$ 1.894.941.876,65.

2.3.2 Parcela B

Enquanto a Parcela A representa os custos não gerenciáveis, a Parcela B, equação 2.9, é constituída pelos custos sob os quais a distribuidora tem gestão, ou seja, aqueles inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica. Nesta Parcela são considerados os gastos com administração, operação e manutenção, além do custo de capital.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (2.9)$$

Os gastos de administração, operação e manutenção (CAOM) consideram as despesas com pessoal, materiais, serviços terceirizados, tributos e seguros. Eles são deter-

Tabela 1 – Parcela A calculada na Quarta Revisão Tarifária Periódica da CEB. Fonte: NT 260/2016 SGT/ANEEL, adaptado.

ENCARGOS	R\$ 615.291.995,77
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 0,00
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 0,00
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 2.136.547,80
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 418.397.488,62
Compensação financeira - CFURH	R\$ 0,00
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 117.808.591,21
PROINFA	R\$ 54.661.784,63
P&D e Eficiência Energética	R\$ 22.202.582,96
Contribuição ONS	R\$ 85.000,56
TRANSPORTE	R\$ 79.218.025,06
Rede Básica	R\$ 40.647.969,00
Rede Básica Fronteira	R\$ 15.724.812,00
Rede Básica ONS (A2)	R\$ 534.252,00
Rede Básica Export. (A2)	R\$ 0,00
MUST Itaipu	R\$ 14.382.270,31
Transporte de Itaipu	R\$ 6.418.073,63
Conexão	R\$ 1.510.648,12
Uso do sistema de distribuição e CCD	R\$ 0,00
ENERGIA	R\$ 1.200.431.855,82
VPA (ENCARGO + TRANSPORTE + ENERGIA)	R\$ 1.894.941.876,65

minados de acordo com um método comparativo em relação a um padrão regulatório (ANEEL, 2017d).

O custo anual dos ativos (CAA) da distribuidora refere-se aos investimentos realizados pela mesma, que ainda não foram depreciados e aos tributos associados aos mesmos.

Além disso, esses valores, CAOM e CAA, são atualizados por um fator de ajuste de mercado (Pm), de forma que seja considerada a diferença entre o mercado de referência utilizado no cálculo da VPB e o mercado real ao qual a tarifa será efetivamente aplicada. Da Parcela B também é descontado um incentivo regulatório para melhoria da qualidade do serviço de distribuição (MIQ) e uma componente referente a outras receitas (OR) que a distribuidora possa ter, que devem ser revertidas para a modicidade tarifária (ANEEL,

2016e).

Na Tabela 2 são mostrados os componentes da VPB calculadas na quarta revisão tarifária periódica da CEB. Nesta tabela nota-se que na "Parcela B com ajustes" incorpora-se o índice de produtividade e o mecanismo de incentivo à qualidade, iguais, respectivamente a 1,20% e 0,07%, para esta distribuidora. A Parcela B final da distribuidora corresponde a R\$ 493.273.320,14.

Tabela 2 – Parcela B calculada na Quarta Revisão Tarifária Periódica da CEB. Fonte: NT 260/2016 SGT/ANEEL, adaptado.

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 286.794.136,88
Custos Operacionais (CO)	R\$ 274.991.454,27
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 2.677.037,05
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 9.125.645,56
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 232.918.455,45
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 119.317.033,96
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$ 66.864.915,40
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 46.736.506,09
Parcela B (VPB)	R\$ 519.712.592,32
Índice de Produtividade da Parcela B	1,20%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	0,07%
Parcela B com ajustes	R\$ 513.134.682,54
2. Outras Receitas (OR)	R\$ 19.861.362,40
Parcela B deduzidas as outras receitas	R\$ 493.273.320,14

2.3.3 Índice de Reajuste Tarifário Econômico

A Parcela A e a Parcela B compõe a receita da distribuidora, como na equação 2.10. Com base na receita da distribuidora, determina-se o IRT_{eco} , equação 2.11 que representa a variação da receita da concessionária. A receita requerida (RR) reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. A receita

verificada (RA_0) é calculada como sendo a receita obtida pela distribuidora considerando-se o mercado faturado pela mesma no período de 12 meses anteriores ao reajuste (ANEEL, 2016e). Logo, corresponde a quanto os consumidores de cada classe e demais usuários do sistema de distribuição consumiram multiplicado pelas suas respectivas tarifas.

$$RR = VPA + VPB \quad (2.10)$$

$$IRT_{eco}(\%) = 100 \cdot \frac{RR}{RA_0} - 1 \quad (2.11)$$

Na Tabela 3 é exibido o índice de reposição calculado para a CEB na quarta revisão tarifária periódica. É importante notar que o IRT_{eco} representa a variação da receita da concessionária de distribuição em relação ao reajuste ou revisão anterior, e não necessariamente o aumento tarifário observado pelo consumidor. Este aumento é calculado no processo de abertura tarifária, a ser explicado na seção 2.4. Para o caso da CEB, o IRT_{eco} foi de 1,34%.

Tabela 3 – Cálculo do índice de reposição tarifário econômico na Quarta Revisão Tarifária Periódica da CEB. Fonte: NT 260/2016 SGT/ANEEL, adaptado.

RR	R\$ 2.388.215.196,79
RA0	R\$ 2.356.560.941,68
Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II)	1,34%

2.3.4 Componentes Financeiros

Os componentes financeiros são montantes financeiros (R\$) apurados pela ANEEL a cada período tarifário, acrescentados ou subtraídos da receita anual (RR) definida no processo tarifário ordinário (ANEEL, 2016f). Esses componentes são divididos em três grupos, a saber:

- Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" (CVA);
- Sobrecontratação; e
- Demais Componentes Financeiros (DCF).

No processo tarifário os valores previstos para determinados custos regulatórios no reajuste ou revisão podem não coincidir com os valores que de fato se realizarão no

ano em que as tarifas serão aplicadas. Portanto, a CVA é uma forma de compensar a distribuidora pela diferença entre os valores esperados de custos e os valores efetivamente desembolsados por ela ao longo do ano.

A CVA pode ser referente à diferença de custo unitário ou à variação de um custo total. No caso do custo unitário, a CVA é calculada conforme a divergência entre o preço real e o estimado aplicada ao montante considerado no período. Quando referida a um custo total, ela é calculada com base na diferença entre o custo real e o custo previsto (ANEEL, 2017g).

A CVA registra as variações dos custos dos seguintes itens:

- Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;
- Quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica;
- Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos;
- Encargos de Serviços de Sistema (ESS);
- Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa); e
- Custos de aquisição de energia elétrica.

De forma a estimular as distribuidoras a terem maior gestão sobre seus contratos de aquisição de energia e garantirem atendimento à totalidade de sua carga, foi criado o componente financeiro de sobrecontratação. A sobrecontratação de uma concessionária de distribuição garante que, caso o total de seus contratos de energia seja maior que sua carga real, o resultado financeiro das vendas dessa energia excedente no mercado de curto prazo seja repassado a tarifa até o limite de 5% de sua carga regulatória. Portanto, caso ela venda energia a um preço baixo, o prejuízo é adicionado à tarifa. Caso ela venda a um preço alto, os ganhos também são repassados. Acima de 5% da energia requerida regulatória, nenhum custo ou ganho é repassado para a tarifa, e os eventuais prejuízos ou lucros são assumidos pela distribuidora.

No caso de exposição da distribuidora, isto é, quando seu total de contratos de energia (MWh) é insuficiente para atender seu mercado total, um limite de exposição para cada concessionária é calculado pela ANEEL, por meio de outro processo. Caso a distribuidora compre energia no mercado de curto prazo dentro desse limite, os custos são repassados para a tarifa. Se a compra de energia ultrapassar o limite, os custos são repassados até um Valor de Referência (VR), dado em R\$/MWh (CASTRO, 2004). Este valor também é calculado pela ANEEL.

Os demais componentes financeiros que fazem parte do IRT_{fin} são citados abaixo. Estes foram criados com o objetivo de repassar às tarifas determinados componentes que não são contemplados pela metodologia de cálculo tarifário (ANEEL, 2016f) Ressalta-se que é uma lista não exaustiva, podendo haver outros componentes.

- Garantias financeiras de CCEARs;
- Penalidade por descumprimento da meta de Universalização;
- Compensação por violação de 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.

Conhecendo os componentes financeiros, é possível calcular o índice de reajuste financeiro, dado pela equação 2.12. O IRT_{fin} é função da razão de mercado (r_m), evidenciado na equação 2.13.

$$IRT_{fin} = \sum \frac{Componentes\ Financeiros(R\$)}{RA_0 \cdot (1 + r_m)} \quad (2.12)$$

Onde:

r_m : razão de mercado

$$r_m = \sum \frac{MWh_{RevisãoAtual}}{MWh_{RevisãoAnterior}} \quad (2.13)$$

2.4 ABERTURA TARIFÁRIA

Nos procedimentos de revisão e reajuste tarifários é definida a receita requerida pela concessionária de distribuição para atender seu mercado. Após esses processos ainda é necessário definir as tarifas de energia elétrica para cada consumidor-tipo do sistema de distribuição. Esse procedimento é chamado de abertura, ou estrutura, tarifária.

A tarifa final do consumidor é dividida em dois componentes: tarifa de energia (TE) e tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), como apresentado nas Figuras 1 e 2. Dessas Figuras nota-se que a TE é composta, essencialmente, pelos custos com energia e alguns encargos. Enquanto a TUSD é responsável por remunerar os custos específicos da atividade de distribuição (fio B), custos de transporte (fio A) e os encargos remanescentes.

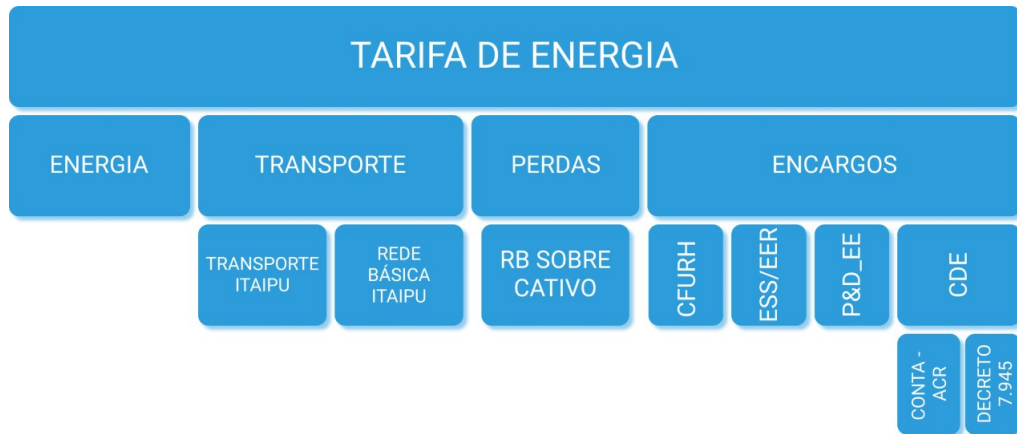


Figura 1 – Componentes da tarifa de energia. Fonte: (ANEEL, 2017h).



Figura 2 – Componentes da tarifa de uso do sistema de distribuição. Fonte: (ANEEL, 2017h).

Como cada consumidor impõe diferentes custos para a distribuidora, a cobrança de cada componente varia de acordo com o grupo tarifário. Para definir como esses custos serão alocados, existe a estrutura tarifária. De acordo com a ANEEL "Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários" (ANEEL, 2017h).

No processo de definição da estrutura tarifária é calculada uma tarifa de referência (TR) que é base de cálculo da tarifa de aplicação. A tarifa de aplicação é, simplesmente, o produto entre a TR e um fator multiplicativo proporcional a receita da distribuidora.

2.4.1 Tarifa de Referência

A definição da tarifa de referência (TR) é um processo a parte e é executado paralelamente à revisão tarifária. Dessa forma, tal tarifa é alterada somente durante a revisão e mantida constante nos reajustes tarifários. Como o objetivo deste trabalho é identificar alterações na receita da distribuidora devido à inserção de GDFV e não o seu impacto na estrutura tarifária, não será aprofundado o estudo da metodologia de definição da TR, sendo feita somente uma breve descrição.

A Tabela 4 evidencia as componentes da TUSD e o critério utilizado para o cálculo da respectiva TR. Observa-se que o processo de obtenção da TR pode seguir diferentes metodologias.

Seguindo os Procedimentos de Regulação Tarifária definidos pela ANEEL, a TR - TUSD Encargos (ONS, PROINFA) tem valor unitário. Já a TR - TUSD CDE tem trajetória regulatória definida pela ANEEL, variando ao longo dos anos. A TR - TUSD TFSEE é obtida pela relação entre a receita dos subgrupos tarifários e o mercado de energia. Por fim, a TR - *P&D – EE* é 1% da soma das tarifas de referência (TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD PERDAS, PROINFA, ONS e TFSEE) de cada modalidade tarifária.

Tabela 4 – Composição das TR da TUSD. Fonte: (ANEEL, 2016d), adaptado.

Função/Componente	Critério de Rateio
TUSD Fio A	Responsabilidade de Custo (R\$/kW)
TUSD Fio B	Custo Marginal (R\$/kW)
TUSD - Perdas não técnicas	% da receita de TUSD (R\$/MWh)
TUSD - Perdas técnicas	Perdas do Subgrupo Tarifário (R\$/MWh)
TUSD - Perdas RB/Distribuição	Perdas do Subgrupo Tarifário (R\$/MWh)
TUSD - Encargos (P&D_ EE, TFSEE)	Selo por subgrupo (R\$/MWh)
TUSD - Encargos (CDE, NOS, PROINFA)	Selo (R\$/MWh)

No caso da TUSD Perdas Técnicas e Perdas na RB, calcula-se a TR com base no fator de perdas de energia (FPE). O FPE é obtido no processo de definição das perdas técnicas. Ele expressa o percentual de perdas associado a cada subgrupo tarifário. Para as Perdas Não Técnicas a TR é obtida pela relação entre a receita do subgrupo e a receita total da distribuidora (ANEEL, 2017i).

A metodologia de cálculo da TR - TUSD Fio B baseia-se no custo marginal de capacidade (CMC). Este custo é função do custo marginal de expansão (CMEx), da

proporção de fluxo de potência e da responsabilidade de potência.

O cálculo do CMEx é feito com base no custo médio do sistema de distribuição, ou seja, a razão entre o custo total de equipamento e o carregamento destes, obtidos na demanda máxima do sistema. O custo total é o produto entre o custo unitário e o número de equipamentos (ANEEL, 2015c).

Já a proporção de fluxo de potência é usada para estimar a utilização do sistema para cada agrupamento. Ele é obtido por meio da análise de medições realizadas na fronteira da rede em carga máxima e da tipologia da rede e de suas cargas. Para este cálculo, a distribuidora realiza campanhas de medição e as curvas de carga são agrupadas por meio de trabalho estatístico de forma a se obter uma curva característica para cada consumidor-tipo (ANEEL, 2015c). Na Figura 3, é possível notar as curvas obtidas e a demanda agregadas por agrupamento na revisão tarifária periódica (RTP) da CEB em 2016. O período entre 18h e 21h é demarcado por ser definido como horário de ponta.

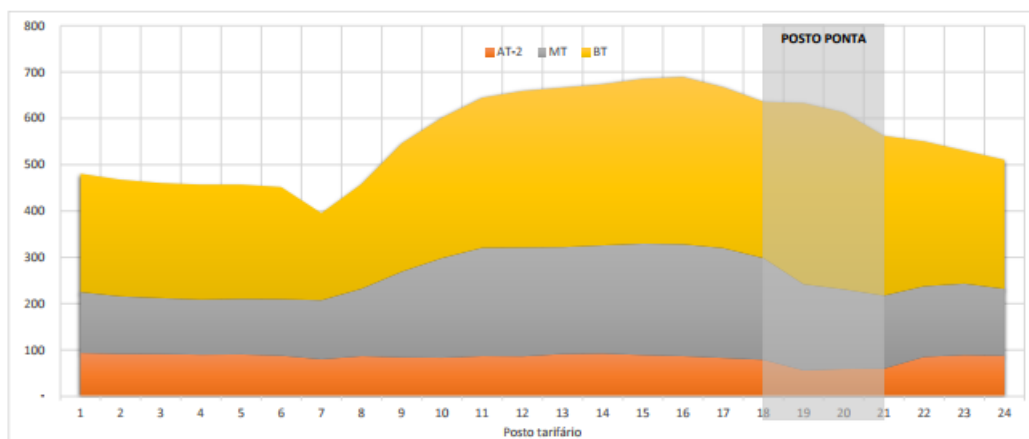


Figura 3 – Curva de carga agregada por consumidores-tipo obtida na RTP da CEB. Fonte:(ANEEL, 2016d).

Por fim, a responsabilidade de potência reflete como os consumidores utilizam o sistema de distribuição. Basicamente, demonstra a participação dos consumidores na formação da demanda (FUGIMOTO, 2010).

Os três fatores citados acima, compõe o CMC que, por sua vez, é utilizado no cálculo da Estrutura Vertical (EV). A EV define o percentual da receita distribuída entre os grupos tarifários de forma a remunerar a distribuidora pelo componente Fio B. Pode-se notar na Figura 4, que mostra a estrutura vertical da distribuidora CEB calculada na RTP em 2016, que o grupo B é responsável pela recuperação de maior parte (aproximadamente 87%) da receita de fio B da distribuidora.

O último item a compor a TR-TUSD é a TR-Fio A que visa remunerar a distribuidora pelos gastos com transporte fora de sua rede. Seu cálculo é baseado no fator de perda de potência (fpp), nas curvas de cargas dos consumidores e na proporção de

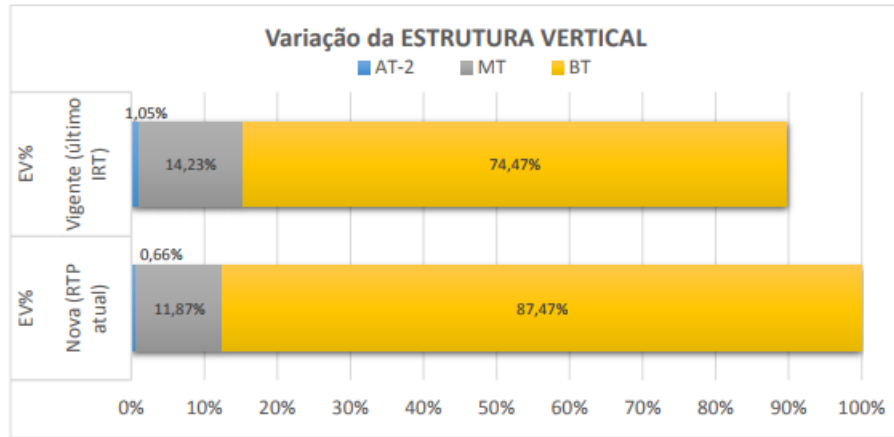


Figura 4 – Estrutura vertical obtida na revisão tarifária periódica da CEB e a vigente no período anterior. Fonte: (ANEEL, 2016d).

fluxo. O fator de perda de potência representa as perdas acumuladas na demanda média por agrupamento. Esta metodologia visa definir tarifas proporcionais a contribuição dos agrupamentos na formação dos custos de Fio A (ANEEL, 2015c).

Definidas todas as tarifas de referência que compõe a TUSD, ainda é necessário definir as TR referentes à TE. Por repor custos não gerenciáveis pela distribuidora, a TR-TE Energia é igual a 1 para o posto fora ponta, 1,72 no posto de ponta e 1,06 para baixa tensão convencional. Por fim, a TR-TE Transporte, Perdas e Encargos possuem valor unitário para todos os subgrupos tarifários.

2.4.2 Tarifas de Aplicação

As tarifas de aplicação convertem a TR para o valor que será efetivamente cobrado do consumidor. Para isso, é preciso determinar um fator multiplicativo para cada componente. O fator aplicado a TR-TUSD é igual ao mostrado na equação 2.14.

$$FM_{TUSD} = \frac{ReceitaRequerida}{TR - TUSD \cdot MercadoReferência} \quad (2.14)$$

Onde,

Receita requerida: receita calculada no reajuste ou revisão menos a receita referente a unidades consumidoras do subgrupo A1, centrais geradoras, e distribuidoras; e

Mercado de referência: mercado faturado no período de 12 meses anteriores a revisão ou reajuste.

Para a TE, o fator multiplicativo é definido na equação 2.15.

$$FM_{TE} = \frac{ReceitaRequerida}{TR - TE \cdot MercadoReferência} \quad (2.15)$$

Onde,

Receita requerida: receita calculada no reajuste ou revisão; e

Mercado de referência: mercado faturado no período de 12 meses anteriores a revisão ou reajuste.

Dessa forma, a tarifa de aplicação TUSD ou TE é o produto entre o fator multiplicativo e a TR para cada componente tarifário.

2.5 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

A REN ANEEL nº 482 de 2012 instaurou o Sistema de Compensação de Energia que possibilita ao consumidor não só gerar sua própria energia, mas também exportar o excedente para a rede de distribuição. Nesse sistema, toda a energia ativa injetada na rede pelo consumidor com GD instalada é emprestada gratuitamente à distribuidora e, posteriormente, abatida da fatura de energia elétrica (ANEEL, 2012).

É importante notar que, mesmo quando um consumidor gera a mesma quantidade de energia consumida, ainda é necessário arcar com o custo de disponibilidade da rede, no caso de consumidores de baixa tensão (BT), ou com a demanda contratada, para consumidores de alta tensão (AT) (ANEEL, 2012). Adicionalmente, no caso de uma geração superior ao consumo, o consumidor recebe créditos que podem ser usados futuramente (ANEEL, 2016a).

Essa Resolução ainda estabelece que, para os consumidores que têm tarifa com diferenciação horária, a energia deve ser compensada primeiro referente ao posto¹ tarifário em que ela foi gerada e posteriormente nos demais postos, respeitando a proporção da tarifa de energia.

Visando reduzir os custos e o tempo para conexão de GD, aumentar o público alvo e melhorar as informações presentes na fatura de energia elétrica, foi realizada uma revisão da REN nº 482 e, em março de 2016, homologada a REN nº 687.

A nova Resolução alterou o limite de geração, definindo microgeração distribuída a central geradora com potência de até 75 kW e minigeração distribuída aquela acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, sendo 3 MW o limite para fonte hídrica.

Outra importante inovação da REN 687 foram as novas modalidades de consumo estabelecidas, a saber:

- Autoconsumo remoto, que permite ao consumidor utilizar os créditos em outra unidade consumidora de mesmo proprietário e localizada na área de concessão da

¹ Os postos tarifários são definidos para permitir a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia, conforme as diversas modalidades tarifárias.

mesma distribuidora;

- Múltiplas unidades consumidoras, na qual a geração distribuída pode ser instalada em condomínios e os créditos repartidos entre os condôminos em percentuais previamente definidos; e
- Geração compartilhada onde os interessados podem formar um consórcio ou cooperativa e instalar GD para reduzir as suas respectivas faturas de energia elétrica.

Além disso, a nova Resolução alterou a validade dos créditos de energia excedente de 36 para 60 meses e reduziu o prazo das distribuidoras para conexão de microgeradores distribuídos para 34 dias, ao invés de 82.

Apesar de não ser competência da agência reguladora, uma forma de incentivo à GDFV é o convênio de isenção de ICMS, PIS/PASEP e Confis à geração distribuída. Para os estados participantes, os impostos são cobrados somente para a energia faturada, ou seja, energia consumida menos energia gerada. Atualmente, 20 estados e o Distrito Federal já aderiram ao convênio ([MME, 2016](#)).

2.6 IMPACTOS TÉCNICOS DA GDFV

A inserção de mini ou microgeração nos sistemas de distribuição pode contribuir para a redução de perdas, postergar investimentos e melhorar o nível de tensão da rede ([VIEIRA, 2016](#)). Entretanto, as redes atuais foram implementadas tendo como base o modelo de geração centralizada, não considerando o fluxo bidirecional decorrente da presença de geração distribuída.

Consequentemente, diversos estudos têm sido elaborados para verificar o impacto da inserção de GDFV nos sistemas de distribuição e suas consequências. A seguir, são citados os principais efeitos dessa inserção e é feita uma análise dos mesmos.

2.6.1 Perdas Técnicas

A alteração no comportamento do fluxo de potência na rede de distribuição a partir da introdução de GDFV pode acarretar em mudanças nas perdas de energia elétrica. Estudos atuais têm mostrado uma variação no nível de perdas de acordo com o nível de inserção e de como estão distribuídas as unidades geradoras ([VIEIRA, 2016](#)). A Figura 5 mostra o comportamento das perdas em um alimentador real em função do nível de penetração ² de GDFV na rede. Observa-se que, a partir de determinado ponto, as perdas param de diminuir, crescendo em direção ao valor original.

² Nível de penetração: razão entre potência gerada pela GDFV e o a potência total consumida.

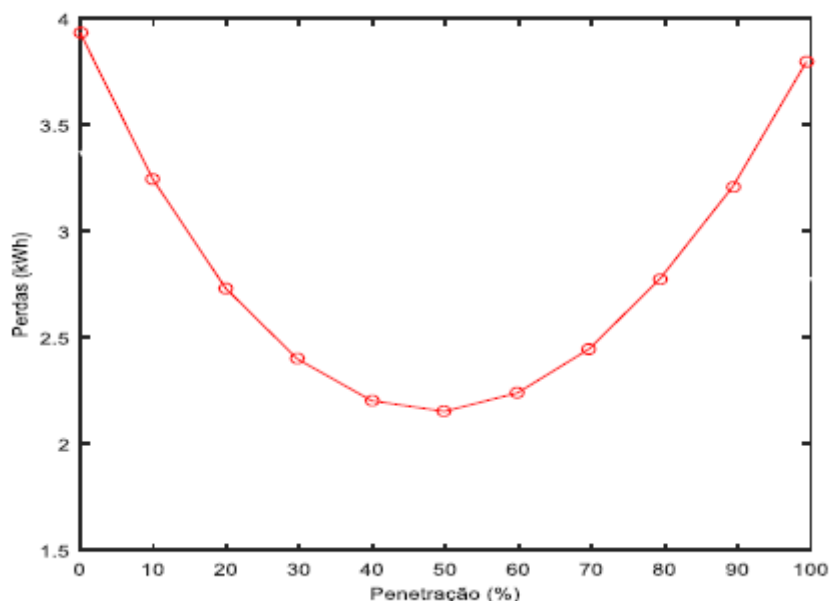


Figura 5 – Perdas diárias em alimentador real em função do nível de penetração. Fonte: (VIEIRA, 2016).

A metodologia de cálculo da receita da concessionária de distribuição repassa para a tarifa um percentual regulatório de perdas técnicas. Portanto, a possível redução desse valor seria uma vantagem para a distribuidora, já que as perdas reais seriam menores que as regulatórias. Entretanto, caso o sistema venha a ter perdas maiores que as regulatórias, a distribuidora teria um desembolso, ao invés de um ganho.

2.6.2 Demanda Máxima

Com a geração distribuída, a energia é gerada próxima ao centro de consumo, podendo diminuir a demanda máxima do sistema. No caso de consumidores comerciais, cuja curva de carga típica se aproxima do comportamento da curva de irradiação solar, como mostra a figura 6, pode-se postergar investimentos de melhoria na rede. Nessa situação, o consumo perto de meio-dia, quando se obtém a irradiação máxima na região, é maior que nos horários sem irradiação.

Na situação contrária, quando não há compatibilidade entre consumo e geração, a rede é utilizada para escoar a produção podendo ter de suportar uma demanda ainda maior do aquela verificada quando não há presença de geradores (VIEIRA, 2016).

2.6.3 Tensão

Em um sistema com geração centralizada, a tensão tende a ser mais alta perto do gerador e mais baixa perto da carga, sofrendo queda ao longo do sistema de transmis-

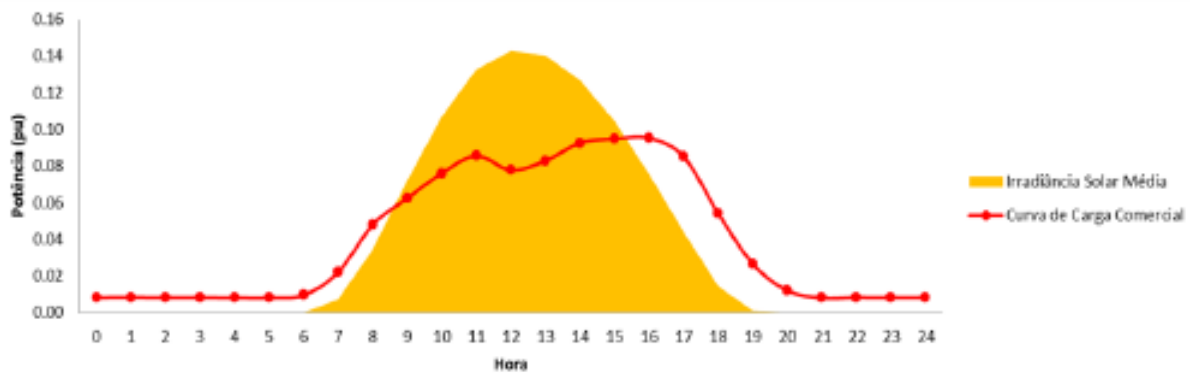


Figura 6 – Curva de carga típica de consumidor comercial e irradiação solar média do Distrito Federal. Fonte: Vieira, 2016.

são e distribuição (SHAYANI, 2010). A figura 7 evidencia esse comportamento para um alimentador de distribuição. É possível observar como a tensão decai para consumidores conectados em pontos mais distantes da subestação.

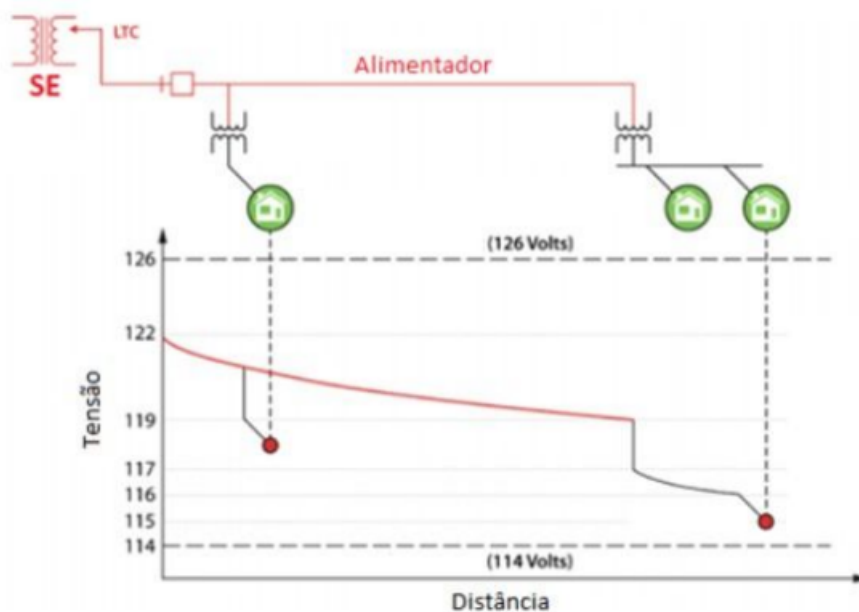


Figura 7 – Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância da subestação. Fonte: (TARANTO et al., 2017).

Como os equipamentos são fabricados para trabalhar com determinada tensão, ao longo do sistema são utilizados reguladores de tensão para que ela seja mantida em um nível adequado. Um sistema com GDFV instalada supre a potência exigida pela carga localmente, diminuindo a queda de tensão. Em casos nos quais a tensão local é baixa, a inserção de GDFV pode beneficiar a rede aumentando o nível de tensão. Entretanto, se a tensão do ponto de conexão já for suficientemente alta, pode haver sobretensões causadas

pela GDFV, exigindo a instalação de equipamentos de controle de tensão (TARANTO et al., 2017).

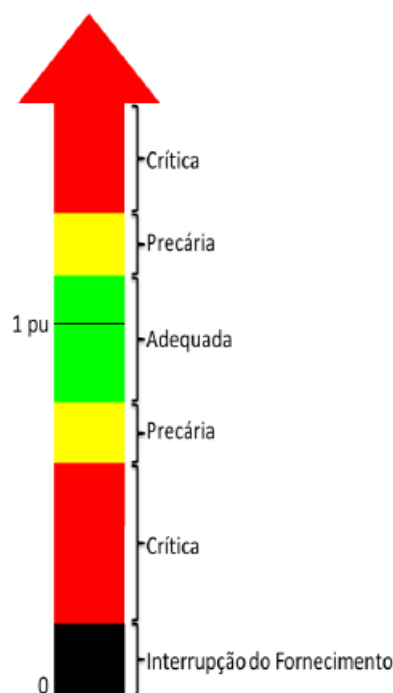


Figura 8 – Níveis de tensão classificados de acordo com o Módulo 8 do PRODIST. Fonte: Vieira, Daniel. 2016.

A agência reguladora define no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) níveis críticos, precários e adequados de tensão, como mostrado na Figura 8. O limite para o nível precário é de 3% do registros, enquanto o nível crítico só pode ser atingido em 0,5% do total.

Em alguns estudos é possível observar a mudança no comportamento da tensão do sistema com a inserção da GD. Entretanto, as alterações variam com o nível de penetração de GDFV no sistema, com a localização da geração e com a carga do sistema (SHAYANI, 2010).

2.6.4 Demais Impactos

Além dos impactos citados, a GDFV pode influenciar outros aspectos do sistemas de distribuição. O nível de distorção harmônica, por exemplo, pode ser alterado devido à existência de conversores utilizados para conectar a GD à rede.

A geração descentralizada também pode contribuir para o controle da estabilidade do sistema. Com o avanço da eletrônica de potência, a GD pode conter mecanismos de controle que aumentam a injeção de potência quando na ocorrência de variações na tensão (VIEIRA, 2016).

O sistema de proteção das distribuidoras também pode ser afetado, pois foram planejados para atuar em sistemas radiais, ou seja, com fluxo de potência unidirecional. A inserção de GD causa uma inversão desse fluxo e pode provocar alterações nas correntes de defeito e em outros ajustes de proteção (TARANTO et al., 2017).

Ademais, sistemas de geração distribuídas poderiam operar fornecendo potência para redes ilhadas na ocorrência de blecaute. No entanto, para manter a segurança das pessoas, atualmente é proibida a operação ilhada, sendo preciso realizar ajustes nos sistemas de distribuição para que seja implementada.

2.7 COMPONENTES TARIFÁRIOS AFETADOS PELA INSERÇÃO DE PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Conhecendo os procedimentos para obtenção da tarifa de energia elétrica, nota-se que o processo não considera a existência de GDFV no sistema de distribuição. Dessa forma, para averiguar o impacto tarifário da microgeração, é preciso determinar quais componentes são afetados. Portanto, tendo esses procedimentos e os impactos técnicos da GDFV citados na seção 2.6 como base, é possível verificar parâmetros comuns a ambos.

Seguindo o modelo utilizado em Vieira 2016, onde são analisados parâmetros da rede que sofrem alterações com a inserção de GD para se avaliar o seu impacto econômico na rede elétrica. São estes:

- Perdas;
- Demanda máxima; e
- Tensão.

Dentre os parâmetros citados, nota-se que as perdas são integrantes da Parcela A da receita da distribuidora, visto que elas alteram o montante de energia requerida. No cálculo tarifário, são consideradas perdas técnicas e não técnicas de distribuição e perdas de transmissão. A partir da alocação de painéis fotovoltaicos, espera-se uma mudança nas perdas técnicas no sistema da distribuidora. Também se presume uma variação nas perdas da Rede Básica devido a menor quantidade de energia necessária para atender os mercados das distribuidoras, como observado na Nota Técnica 056/2017 – SRD/ANEEL, que trata da atualização do nível de inserção de micro e minigeração fotovoltaica no sistema brasileiro. Por Rede Básica entende-se: instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na regulamentação da ANEEL.

No caso da tensão, como visto, a ANEEL determina uma margem adequada para a tensão do sistema de distribuição. Quando essa margem é ultrapassada, a distribuidora deve compensar os consumidores submetidos a violação de tensão enquanto os indicadores não estiverem no patamar adequado. Portanto, o parâmetro tensão, apesar de afetar a receita da distribuidora, não influencia diretamente o cálculo tarifário, pois a compensação é adicionada à fatura enquanto a violação de tensão persistir, afetando diretamente os resultados financeiros da distribuidora.

Conforme analisado em Vieira, 2016, a inserção de painéis solares fotovoltaicos também pode postergar investimentos na rede de distribuição devido à mudança no carregamento máximo da rede, quando da entrada de GDFV. Entretanto, além da potência máxima, é fundamental citar a necessidade de investimentos na rede para que a mesma seja capaz de suportar os fluxos bidirecionais impostos pela geração (FIGUEIREDO, 2016). Com base nos procedimentos tarifários, observa-se que estes investimentos da concessionária são remunerados por meio do Custo Anual dos Ativos, na Parcela B.

Ademais, a entrada de GDFV na rede pode não ter somente impactos técnicos, mas também econômicos. A partir do momento em que um consumidor passa a gerar sua própria energia, ele causa uma perda de mercado para a distribuidora, diminuindo, assim, a energia requerida pela mesma, que compõe a Parcela A.

É necessário observar que, mesmo com a redução do mercado, o caráter intermitente da energia solar faz com que a distribuidora tenha lacunas de geração, sendo importante uma operação adequada do sistema e a manutenção do bom desempenho da rede elétrica, impactando, novamente, nos custos da Parcela B (FIGUEIREDO, 2016).

A redução da energia requerida pela distribuidora tem também um impacto direto na cota de transporte, já que os montantes contratados junto às transmissoras são proporcionais à energia, alterando a Parcela A.

Adicionalmente, alguns encargos são calculados com base na receita total da concessionária, como P&D. Devido a esse fato, com uma alteração no montante vinculado à energia e transporte, variando assim a receita total que é a base do cálculo do encargo, espera-se que ocorra também uma mudança em seu valor. Além do P&D, a TFSEE também é proporcional à receita requerida. Ainda, o cálculo da TFSEE considera as perdas regulatórias nas redes de distribuição. Assim como os encargos citados, a receita irre recuperável também é calculada de forma proporcional à receita da distribuidora. Portanto, a entrada de GD pode afetar seu valor.

Com base no exposto, observa-se a existência de alguns parâmetros que devem ser considerados quando da avaliação do impacto tarifário causado pela inserção de energia solar fotovoltaica na rede de distribuição. São, eles:

- Perdas Técnicas;

- Perda de mercado;
- Custo com rede de terceiros;
- Encargos;
- Receitas Irrecuperáveis;
- Investimentos; e
- Custos Operacionais.

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou não só os procedimentos de regulação tarifária, mas também como é composta a tarifa de energia elétrica. Além disso, foram expostos os principais parâmetros afetados pela entrada de GD no sistema de distribuição.

Portanto, o capítulo a seguir tem como objetivo propor um método para averiguar o impacto da GD na tarifa de energia elétrica.

3 METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DO IMPACTO TARIFÁRIO

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo visa apresentar a metodologia de cálculo para definição dos IRT_{ECO} e das tarifas de energia elétrica dos consumidores, considerando-se o efeito da geração distribuída na regulação tarifária. Este capítulo será dividido nos seguintes tópicos:

- Introdução ao Método;
- Distribuidoras e Níveis de Penetração;
- Energia Gerada pela GDFV;
- Cálculo do IRT_{ECO} ; e
- Cálculo da Tarifa de Energia Elétrica.

3.2 INTRODUÇÃO AO MÉTODO

Como visto no capítulo 2, os parâmetros tarifários que são afetados pela inserção de geração distribuída compõe, em sua maioria, a Parcela A da distribuidora. A Figura 9 evidencia as proporções entre os componentes do valor final da energia elétrica. Nessa figura, é possível observar que 53,5% da tarifa de energia elétrica refere-se aos custos de Parcela A, e somente 17,0% refere-se a Parcela B, ou seja, os custos inerentes a atividade de distribuição de energia elétrica.

Em função disso, optou-se por trabalhar com o reajuste tarifário. Nesse processo, a Parcela A é recalculada e a Parcela B é somente atualizada. Por conseguinte, considera-se a Parcela B constante, assumindo-se que ela não sofre influência da GD. O mesmo é feito em relação aos componentes financeiros. Outra consideração feita no trabalho é que todos os painéis de GD são alocados aos consumidores de BT e que toda a GD instalada tem como fonte de geração a energia solar.

De posse dessas informações, é possível elaborar o método de determinação do efeito causado pela inserção de GD na tarifa de energia elétrica. O método define a receita da distribuidora e a tarifa de energia elétrica de seus consumidores. Para isso, calcula-se a energia gerada para um dado nível de penetração. Em seguida, ela é incorporada à

energia requerida pela distribuidora, e determina-se os custos resultantes disto. Feito isso, define-se a mudança nas perdas técnicas no sistema de distribuição quando da inserção de GD.

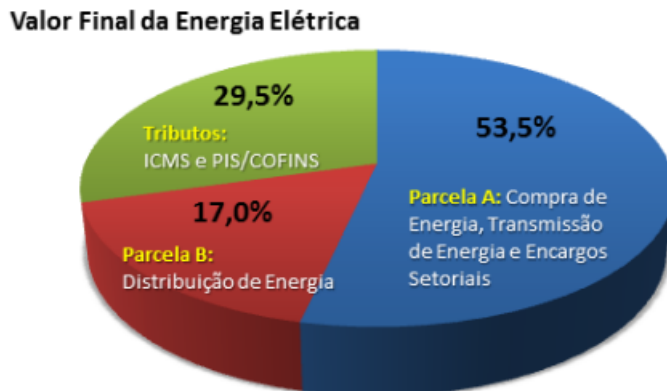


Figura 9 – Valor final da energia elétrica, considerando-se os tributos associados. Fonte: (ANEEL, 2015b).

Para a execução da metodologia proposta, utiliza-se o Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários (SPARTA) e a Planilha de Cálculo da Abertura Tarifária (PCAT). Ambos sistemas foram desenvolvidos pela ANEEL para realizar os processos de reajuste ou revisão tarifária. Adicionalmente, é utilizado o ProgGeoPerdas, um *software* também elaborado pela Agência Reguladora com o objetivo de calcular as perdas técnicas na rede de distribuição. Este programa utiliza o OpenDSS para executar o fluxo de potência. Além desses, dispõe-se do programa Impactos, desenvolvido pela Universidade de Brasília, com o intuito de, com os dados resultantes do ProgGeoPerdas, calcular o fluxo de potência considerando-se o efeito da inserção de GDFV na rede.

Por fim, os cálculos realizados são baseados no resultado do reajuste da concessão ocorrido no ano de 2017.

3.3 DISTRIBUIDORAS E NÍVEIS DE PENETRAÇÃO

Para o cálculo do impacto tarifário, selecionou-se uma distribuidora para a qual se executaria o método proposto. Optou-se por trabalhar com a Companhia Energética de Brasília (CEB), já que a Universidade de Brasília encontra-se na sua área de concessão e vem desenvolvendo estudos voltados para a rede de distribuição desta distribuidora.

Para a definição dos níveis de penetração, definido conforme mostra a equação 3.1, analisou-se a Nota Técnica nº 0056/2017 SRD/ANEEL. Esse documento calcula a projeção de crescimento do número de unidades consumidoras, divididas em consumidores

residenciais e comerciais, que receberiam créditos devido a instalação de painéis solares fotovoltaicos no período de 2017 a 2024, baseando-se na Teoria de Difusão da Inovação.

Dessa forma, é possível obter o impacto tarifário das medidas de incentivo regulatório da geração descentralizada em uma perspectiva de longo prazo.

$$Pen(\%) = 100 \cdot \frac{EnergiaGD}{EF} \quad (3.1)$$

Onde:

Pen: nível de penetração;

EnergiaGD: energia gerada pelos painéis solares fotovoltaicos instalados no sistema de distribuição; e

EF: energia vendida pela concessionária para atendimento aos consumidores e consumo próprio em MWh;

A Nota Técnica (NT) realiza a previsão para o Brasil. Portanto, é necessário dividir os painéis entre as diversas distribuidoras. Para isso foram consideradas duas opções: dividir os painéis de forma proporcional à participação do mercado da distribuidora no mercado total brasileiro ou alocar os painéis de acordo com a proporção atual dos consumidores com GD instalado. Por exemplo, no primeiro caso, se o mercado de uma distribuidora representa 5% do total, ela receberia 5% dos painéis definidos para cada ano. Na outra situação, se hoje uma concessionária possui 10% do total de painéis instalados, para cada ano ela teria 10% dos painéis previstos.

Uma vez que a inserção de geração distribuída leva em consideração diversos aspectos econômicos variáveis como o preço dos painéis, a tarifa da distribuidora local, os tributos estaduais, entre outros, optou-se por dispor os painéis de acordo com a proporção atual dos mesmos. Dessa forma, estima-se que os incentivos hoje fornecidos sejam mantidos. Vale destacar que a irradiância é um parâmetro igualmente importante na tomada de decisão para a instalação de painéis solares fotovoltaicos. Como, essa metodologia pode levar a níveis de penetração muito baixo, escolheu-se trabalhar com níveis de penetração adicionais, sendo os valores escolhidos para a análise iguais a 2%, 3%, 4%, 5%, 10% e 20%.

3.4 ENERGIA GERADA PELA GDFV

Essa seção visa definir a metodologia de cálculo da energia gerada pelos painéis solares fotovoltaicos na rede de distribuição. Como foram atribuídas duas formas de inserção de GD, dividiu-se o cálculo entre os painéis alocados conforme a NT 0056/2017 e aqueles com nível de penetração previamente definido. No primeiro caso, calcula-se a ener-

gia gerada e posteriormente define-se o nível de penetração. Para a outra possibilidade, é necessário determinar a energia gerada por GDFV que resulte no nível de penetração escolhido.

3.4.1 Painéis Alocados conforme Nota Técnica 0056/2017 SRD-ANEEL

Para os painéis alocados conforme a previsão da NT 0056/2017, a energia gerada (MWh) é calculada de acordo com a equação 3.2 para determinado ano "N". A equação considera o número de painéis residenciais e comerciais ($N_{Painéis-Residencial}$ e $N_{Painéis-Comercial}$), a irradiação solar na região¹ (Irrad), a constante solar na superfície terrestre (k) igual a $1kW/m^2$, e o *performance ratio*. Este último representa as perdas do sistema como um todo e foi considerado igual a 80% (VIEIRA, 2016).

A política de incentivo à GDFV atualmente implementada no Brasil é equivalente ao Net Metering. Tal política estimula que a geração de cada consumidor seja igual ao seu consumo. Entretanto, nos procedimentos tarifários não se tem conhecimento do consumo individual dos clientes da distribuidora. Portanto, utiliza-se o tamanho dos painéis como sendo iguais a 3 kW para consumidores residenciais e a 10 kW para consumidores comerciais, por serem os valores médios avaliados na NT 0056/2017 SRD - ANEEL.

$$EnGerada_N = \frac{(N_{Painéis-Residencial} \cdot 3 + N_{Painéis-Comercial} \cdot 10) \cdot Irrad \cdot PR \cdot k \cdot 365}{1000} \quad (3.2)$$

A cada ano os painéis sofrem uma degradação, aqui considerada igual a 0,05%, que reduz a energia gerada. Como consequência, para o cálculo da energia gerada no ano "N" dividiu-se os painéis em novos e já existentes. A energia para os painéis novos é calculada, então, como mostra a equação 3.2. Para os painéis previamente instalados na rede, aplicou-se o fator de degradação à energia gerada pelos mesmos no ano anterior ("N-1"). Assim, a energia gerada no ano "N" é definida na equação 3.3, na qual pode-se observar a degradação aplicada à energia que foi gerada em "N-1" adicionada à energia dos painéis inserido no ano "N". Considera-se que todos os painéis alocados para o ano de 2017 são novos.

$$EnGD_N = EnGerada_N + EnGD_{N-1} \cdot (1 - 0,0005) \quad (3.3)$$

Para o cálculo do nível de penetração, é preciso conhecer a energia a ser fornecida pela distribuidora nos anos correspondentes. Como os painéis fotovoltaicos definidos na

¹ A irradiação solar foi obtida utilizando-se os dados do Instituto de Meteorologia Aplicada (INMET). Buscou-se os valores de irradiação na área de concessão das distribuidoras analisadas referente a um ano e foi feita uma média da irradiação total em um dia.

NT são inseridos na rede de distribuição ao longo do período analisado na mesma, ou seja, entre 2017 e 2024, supõe-se que o mercado da distribuidora deve variar.

A Empresa de Planejamento Energético (EPE), em seu Plano Decenal de Expansão (PDE) 2024, apresenta a projeção de carga (MW) das regiões do Brasil para os anos de 2015 a 2024 de acordo com os patamares de carga (leve, média e pesada). Com base nesse plano é possível avaliar a variação do mercado da distribuidora, para ser possível calcular este nível.

Os dados da EPE são definidos para cada estado ou região. Considerando-se que a metodologia será aplicada para a CEB, deve-se obter o aumento da demanda para a região de Goiás e Distrito Federal.

O crescimento aproximado da distribuidora ($\Delta_{Demanda}$) e a energia necessária para o atendimento de seu mercado para cada ano podem ser calculados conforme as equações (3.4) e (3.5), respectivamente. Considerou-se a demanda de cada ano como sendo o valor total a ser atendido, somando-se todos os patamares de carga. Nota-se que é considerado o crescimento somente do mercado de fornecimento da distribuidora (EF).

$$\Delta_{Demanda}(\%) = 100 \cdot \frac{Demanda_N}{Demanda_{N-1}} - 1 \quad (3.4)$$

$$EF_N = (1 + \Delta_{Demanda}) \cdot EF_{N-1} \quad (3.5)$$

Onde:

$Demanda_N$: Demanda da região no ano "N";

$Demanda_{N-1}$: Demanda da região no ano anterior a "N";

EF_N : Energia necessária para atendimento ao mercado da distribuidora no ano "N";

EF_{N-1} : Energia necessária para atendimento ao mercado da distribuidora no ano anterior a "N".

Obtida a energia necessária para fornecimento aos consumidores da distribuidora, pode-se determinar o nível de penetração para cada ano como na equação 3.6.

$$Pen_N = \frac{EnGD_N}{EF_N} \quad (3.6)$$

Observa-se que a energia gerada pela GDFV foi calculada referente a anos futuros, de 2017 a 2024, correspondente ao período analisado na NT. No cálculo tarifário são avaliados os custos da compra de energia e de outros componentes da receita da distribuidora. Para isso, é necessário fazer uma previsão da variação dos preços dos contratos de compra

de energia elétrica. Essa afirmação é válida também para os valores de encargos, como a CDE, componentes financeiros, contratos de uso do sistema de transmissão, entre outros, que são alterados em função de ajustes econômicos.

Em virtude da complexidade de se realizar estas projeções, opta-se por calcular o impacto tarifário referindo-se sempre ao ano de 2017, doravante chamado ano de referência (AR). Desse modo, parâmetros não afetados pela GD são mantidos constantes e iguais aos já definidos no reajuste tarifário do ano atual, não sendo necessário fazer uma análise da variação anual. Já os componentes afetados pela GD são alterados conforme as proporções a serem definidas.

Como a energia gerada é calculada com base nos anos de 2017 a 2024, o cálculo do nível de penetração considera, também, o mercado (EF) para o ano correspondente. Dessa forma, é necessário verificar a energia gerada pela GD no ano de referência para a qual seja obtido o mesmo nível de penetração e, conseqüentemente, o mesmo impacto na receita. A equação 3.7 evidencia esse cálculo.

$$EnGD_{Pen}^{AR} = Pen_N \cdot EF_{AR} \quad (3.7)$$

Onde:

$EnGD_N^{AR}$: energia gerada pela GD para um dado nível de penetração quando alocada ao ano de referência;

EF_{AR} : energia fornecida pela distribuidora no ano de referência.

3.4.2 Níveis de Penetração Adicionais

Para os níveis de penetração adicionais, é necessário calcular a energia a ser gerada para o valor de Pen selecionado, como mostra a equação 3.8. Observa-se que a energia de fornecimento é a de 2017, o ano de referência.

$$EnGD_{Pen}^{AR} = Pen \cdot EF_{AR} \quad (3.8)$$

3.5 CÁLCULO DO ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO ECONÔMICO

3.5.1 Energia

A energia requerida foi definida anteriormente como a energia necessária para atendimento ao mercado da distribuidora, fornecimento e suprimento, acrescida das perdas técnicas, perdas não técnicas e perdas na rede básica. Sabe-se que, a partir da inserção

de GD no sistema de distribuição, o usuário passa a ser não só consumidor, mas também gerador de energia elétrica. Pelo modelo regulatório atual estabelecido na REN ANEEL nº 482/2012, a energia gerada é abatida diretamente da fatura de energia elétrica. Em função disso, consumidores com GD instalada reduzem a energia necessária para o atendimento ao mercado.

Isto posto, a equação 3.9 apresenta o novo valor da energia de fornecimento da distribuidora quando descontada a energia gerada pelos consumidores com GDFV instalada, correspondente a um determinado nível de penetração.

$$EF_{Pen}^{AR} = EF_{AR} - EnGD_{Pen}^{AR} \quad (3.9)$$

Ademais, é necessário considerar a alteração no percentual de perdas. O percentual de perdas técnicas definido pela ANEEL é calculado conforme o módulo 7 dos PRODIST. Para tal é utilizado o *software* ProgGeoPerdas que, com base em dados fornecidos pela distribuidora executa o fluxo de potência para a rede. Entretanto, esse software não contempla os painéis solares instalados na rede da distribuidora. Para isso foi desenvolvido pela Universidade de Brasília (UnB) o software Impactos.

O programa Impactos calcula as perdas técnicas (PT) na rede de distribuição em valor absoluto (MWh) e em percentual. Esse último é definido conforme equação 3.10. Além disso, o programa informa a diferença percentual entre as perdas comparando os casos com e sem GD, observada na equação 3.11. Por essas razões, esse *software* será utilizado para calcular as perdas no sistema de distribuição.

$$PT(\%) = \frac{Perdas(MWh)}{Mercado(MWh)} \cdot 100 \quad (3.10)$$

$$\Delta PT(\%) = PT(\%)_{ComGD} - PT(\%)_{SemGD} \quad (3.11)$$

O programa calcula as perdas no sistema para níveis de penetração com coeficientes percentuais inteiros como 1%, 2%, 3%, 10%. Na maioria dos casos, para o número de painéis instalados, Pen não é igual aos valores aceitos pelo programa. Logo, o Impactos calcula as perdas para o nível de penetração, diferente de zero, mais próximo daquele obtido. Nesses casos, é feita uma proporção entre os níveis de penetração, um selecionado no programa Impacto e outro calculado de acordo com a energia gerada, e definida a redução das perdas técnicas para o nível de penetração desejado. A proporção é feita utilizando-se regra de três simples, como na equação 3.12. Dessa forma, com a variação das perdas obtida pelo programa e o nível de penetração selecionado no programa, obtém-se a variação das perdas para o nível de penetração desejado.

$$\Delta PT_{Pen}(\%) = \Delta PT \cdot \frac{Pen_N}{Pen_{Impactos}} \quad (3.12)$$

Onde:

ΔPT_{Pen} : diferença no percentual de perdas técnicas entre o caso com e sem GD para um determinado nível de penetração;

ΔPT : diferença no percentual de perdas técnicas para o nível de penetração definido no programa;

Pen_N : nível de penetração calculado para o ano "N"; e

$Pen_{Impactos}$: nível de penetração definido no programa Impactos.

O valor de ΔPT_{Pen} é somado as perdas regulatórias do reajuste do ano de referência, conforme a equação 3.13, para se obter o novo percentual de perdas técnicas regulatórias. As perdas em MWh são calculadas de acordo com o submódulo 3.2 do PRO-RET. A equação 3.14 demonstra esse cálculo. Nota-se que o valor de EV, energia fornecida somada a energia de suprimento, afeta o valor das perdas em MWh.

$$PT_{Pen}(\%) = PT_{AR}(\%) + \Delta PT_{Pen}(\%) \quad (3.13)$$

$$PT_{Pen}(MWh) = PT_{Pen} \cdot \frac{EV + ML + PNT - MA1}{1 - PT_{Pen}} \quad (3.14)$$

Onde:

PT_{Pen} : perdas técnicas em percentual para um dado nível de penetração;

$PT_{AR}(\%)$: perdas técnicas regulatórias em percentual para o ano de referência;

EV: energia vendida pela concessionária para atendimento aos consumidores, consumo próprio e suprimento as concessionárias e permissionárias acessantes em MWh;

ML: mercado de energia registrado pelos consumidores do mercado livre em MWh;

PNT: perdas não técnicas em MWh; e

MA1: mercado de energia referente aos consumidores, livres ou cativos, conectados no nível A1 em MWh.

Além das perdas técnicas é definido pela ANEEL um percentual de perdas não técnicas. Esse percentual é mantido constante, porém o valor absoluto em MWh sofre alteração devido à redução do mercado da distribuidora. O novo valor de perdas não técnicas é calculado conforme a equação 3.15. As perdas na Rede Básica são apuradas pela CCEE e seu valor em MWh é constante.

$$PNT_{Pen} = PNT_{AR} - PNT(\%) * EV_{Pen}^{AR} \quad (3.15)$$

Onde:

PNT_{Pen} : perdas não técnicas em MWh para um dado nível de penetração;

PNT_{AR} : perdas não técnicas no ano de referência em MWh; e

PNT : perdas não técnicas;

Obtida a energia gerada pelos consumidores com GD para cada nível de penetração no ano de referência e as perdas totais, pode-se determinar o novo valor da energia requerida, mostrada na equação 3.16.

$$ER_{Pen} = EF_{Pen}^{AR} + ES + PT_{Pen} + PNT_{Pen} + PRB \quad (3.16)$$

Onde:

ER_{Pen} : energia requerida considerando-se um dado nível de penetração; e

ES: energia de suprimento da distribuidora à outras concessionárias e permissionárias acessantes em MWh.

De posse dessas informações é fundamental identificar os custos da distribuidora com a aquisição de energia. Para isso, durante o reajuste tarifário é calculado a tarifa média dos contratos de energia elétrica celebrados pela distribuidora. O cálculo do preço médio da energia adquirida no CCEAR considera o percentual de energia efetivamente utilizado (energia requerida) em relação ao contratado, definido no capítulo 2 como CT e reproduzido na equação 3.17.

$$CT(\%) = 100 \cdot \frac{ER}{EnergiaContratada} \quad (3.17)$$

Reduzindo-se a energia requerida pela distribuidora, reduz-se o valor de CT. Assim, caso atualmente a energia requerida pela distribuidora corresponda a 95% do total de energia contratada pela mesma, ou seja $CT = 95\%$, ao se considerar a energia advinda de consumidores com GD, espera-se que haja uma redução nesse percentual.

O percentual de uso da energia contratada tem impacto direto no preço médio da energia, como pode ser observado na equação 3.18. Por exemplo, se uma distribuidora possui CCEAR totalizando 200.000 MWh, ao contemplar 95% dos contratos o valor repassado aos custos de energia será somente para a aquisição de 190.000 MWh. A diminuição da energia elétrica (MWh) que a distribuidora deve fornecer pode, então, levar a uma redução do preço médio da energia.

No cálculo do preço médio (R\$/MWh) para a energia adquirida por CCEAR, deve-se estabelecer o montante de energia a ser considerado ponderando o total de cada contrato pelo CT, como mostra a equação (3.18). Nota-se que a tarifa dos contratos de energia são mantidas constantes, variando somente o montante da energia repassada para a receita da distribuidora.

$$PM_{CCEAR} = \frac{\sum_{i=1}^M \text{Preço}_i \cdot EC_i \cdot CT}{ER} \quad (3.18)$$

Onde:

CT: percentual da energia utilizada em relação ao montante total contratado pela distribuidora;

PM_{CCEAR} : preço médio da energia adquirida por meio de CCEAR;

M: número total de CCEARs realizados pela distribuidora;

Preço: tarifa do contrato por MWh; e

EC: energia contratada.

Há outras formas de aquisição de energia além de CCEAR. Para abranger os custos desses outros contratos, o preço médio é calculado conforme a equação

$$PM = \frac{\text{Energia}_{Base} + \text{Energia}_{Bilateral} + CT \cdot \text{Energia}_{CCEAR}}{\text{Preço}_{Base} + \text{Preço}_{Bilateral} + PM_{CCEAR} \cdot CT \cdot \text{Energia}_{CCEAR}} \quad (3.19)$$

Onde:

PM: preço médio considerando todos os contratos de aquisição de energia;

Energia_{Base} : montante de energia de base, como Itaipu, usinas de Cota, Angra;

$\text{Energia}_{Bilateral}$: montante de contratos bilaterais de energia;

Energia_{CCEAR} : montante adquirido por CCEAR;

Preço_{Base} : preço médio da energia de base;

$\text{Preço}_{Bilateral}$: preço médio dos contratos bilaterais de energia;

PM_{CCEAR} : preço médio da energia adquirida por CCEAR;

Assim sendo, o custo de energia que será incorporado à tarifa de energia elétrica é igual ao mostrado pela equação 3.20. Esse custo é referenciado ao ano de 2017, considerando-se o montante de energia gerada pelos painéis solares instalados na rede de distribuição de energia elétrica.

$$ER_{Pen}(R\$) = PM \cdot ER_{Pen}(MWh) \quad (3.20)$$

Todos os procedimentos citados podem ser executados com o auxílio da planilha SPARTA que automatiza os cálculos.

3.5.2 Transporte

Os custos de transmissão da distribuidora estão diretamente relacionados com a energia requerida pela mesma, dado que a maior parte dela é transportada via rede básica. Entretanto, a variação do EUST é, muitas vezes, semelhante a uma função degrau: durante um tempo mantém-se constante e, em certo momento, sofre um aumento imediato passando a ser constante novamente.

Esse comportamento deve-se a margem regulatória fornecida às distribuidoras nos CUSTs. A distribuidora tem um limite percentual no qual mesmo que o montante de energia transportado seja inferior ao contratado, todos os custos são repassados para a tarifa. Por isso, enquanto o valor medido, mesmo sendo diferente do contratado, estiver dentro desse limiar, a distribuidora não altera seus contratos. Quando o valor medido se aproxima do valor contratado, ela aumenta seu MUST de forma a manter a diferença.

Dessa forma, a variação nos MUSTs é diferente para cada contrato de uso do sistema de transmissão. Todavia, pode-se considerar que a diminuição na energia requerida é proporcional aos montantes transmitidos. Por isso, assume-se que os MUSTs variam da mesma forma que a energia requerida, ou seja, como a energia requerida é reduzida de acordo com o nível de penetração de GD, foi definido que os montantes contratados também variam conforme o mesmo nível, como é visto na equação 3.21.

$$EUST_{Pen} = \sum_{i=1}^M (1 - Pen) \cdot MUST_{FP,i} \cdot TUST_{FP,i} + (1 - Pen) \cdot MUST_{P,i} \cdot TUST_{P,i} \quad (3.21)$$

Onde:

$EUST_{Pen}$: EUST considerando-se a inserção de GD;

M: número total de contratos de uso do sistema de transmissão;

$MUST_{FP,i}$: MUST no posto fora ponta;

$MUST_{P,i}$: MUST no posto ponta;

$TUST_{FP}$: tarifa de uso do sistema de transmissão no posto fora ponta; e

$TUST_P$: tarifa de uso do sistema de transmissão no posto ponta.

Além dos contratos de conexão com a rede básica, a distribuidora pode ter outros custos de transmissão, como transporte de Itaipu ou conexão com outras distribuidoras. Esses custos foram considerados constantes.

3.5.3 Encargos

Dos encargos componentes da tarifa de energia elétrica, alguns são afetados pela variação no mercado da distribuidora, como TFSEE, com a receita, como o P&D, ou até mesmo com questões sistêmicas. A CDE, por exemplo, é rateada entre todos os consumidores do SIN, mas também varia de acordo com a arrecadação do sistema, o ESS está extremamente ligado à utilização de usinas térmicas, e a CFURH às usinas hidrelétricas.

Devido a relação desses encargos com outras condições do sistema que não a GD e, como este trabalho visa obter o impacto gerado no reajuste tarifário causado pela microgeração distribuída, serão considerados somente os encargos que têm uma relação imediata com o mercado, ou a receita da distribuidora.

A equação 3.22 mostra a forma de cálculo da TFSEE. Percebe-se que a mudança na energia requerida pela distribuidora causa uma variação no encargo. Além do mercado da distribuidora, esse encargo também é impactado pelas perdas.

$$TFSEE_{Pen} = 0,4 \cdot \frac{Ed}{Ec + Ep} \cdot \frac{1}{Fc} \cdot (VPB + GeraçãoPrópria) \quad (3.22)$$

Onde:

Ed: EV somado ao montante de energia contratada por consumidores do mercado livre;

Ec: EV somado ao montante de energia contratada por consumidores do mercado livre e às perdas;

Ep: montante de energia adquirido por geração própria;

Fc: fator de carga médio anual das instalações de distribuição, definido pela ANEEL;

e

Geração Própria: custos da distribuidora com geração própria.

O P&D corresponde a 1% da receita da concessionária de distribuição, deduzido a CDE e o próprio P&D, sendo calculado conforme equação 3.23. Nota-se que o P&D é também composto por uma parcela de componentes financeiros, que é mantida constante.

$$P\&D_{Pen} = 0,001 \cdot (VPA + VPB) + P\&D_{Financeiro}. \quad (3.23)$$

Assim sendo, a equação 3.24 representa o total dos custos com encargos considerando-se a inserção de GD.

$$Encargos_{GD, Pen} = Encargos_{AR} - TFSEE_{AR} - P\&D_{AR} + TFSEE_{Pen} + P\&D_{Pen} \quad (3.24)$$

3.5.4 Receitas Irrecuperáveis

As receitas irrecuperáveis são uma forma de remunerar a distribuidora por seus consumidores inadimplentes. Seu cálculo considera a receita requerida pela concessionária de distribuição, como mostra a equação 3.25. Essa receita é afetada pela redução do mercado, devido a alteração dos custos de energia e transporte, por exemplo. Portanto o valor final das receitas irrecuperáveis também será impactado.

A receita referente às bandeiras tarifárias e o percentual de receitas irrecuperáveis, também considerados no cálculo, permanecem constantes, assim como a participação das classes na formação da receita.

$$RI_{Pen} = (RR_{Pen} + ReceitasdasBandeiras) \cdot (\sum(\rho_C \cdot RI_C)) \quad (3.25)$$

Onde:

RI_{Pen} : Receitas irrecuperáveis pela distribuidora para um dado nível de penetração, considerando-se a entrada de GD;

RR_{Pen} : Receita requerida pela distribuidora para um dado nível de penetração, considerando-se a entrada de GD.

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

RI_C : percentual regulatório a ser considerado para cálculo da RI.

3.5.5 Definição do IRT

A definição de IRT baseia-se na variação da receita calculada no reajuste em processamento quando comparada à receita de referência, obtida pelo mercado faturado nos 12 meses anteriores. A Parcela A com efeito da GD para um nível de penetração é definida na equação 3.26.

$$VPA_{Pen} = ER_{Pen} + EUST_{Pen} + RI_{Pen} + Encargos_{Pen} \quad (3.26)$$

A receita requerida é a soma das Parcelas A e B, conforme 3.27. Como é considerado o impacto tarifário para um reajuste, a Parcela B é mantida constante. Os valores utilizados no cálculo foram obtidos no reajuste de 2017 das distribuidoras, portanto, eles já são referentes ao ano de 2017. Dessa forma, não é necessário atualizar a Parcela B com o Fator X.

$$RR_{Pen} = VPA_{Pen} + VPB \quad (3.27)$$

A receita de referência (RA_0) é calculada com base no mercado faturado pela distribuidora valorado pelas tarifas definidas no reajuste ou revisão tarifária anterior. A receita requerida é definida com base nesse mesmo mercado. Deste modo, se dela foi reduzida o montante de energia gerada pelos consumidores com geração distribuída, para obter a RA_0 também é necessário inserir esse efeito de perda de mercado. Aqui é considerado o montante que a distribuidora deixa de arrecadar em termos de Parcela A e B.

A equação 3.28 define a RA_0 para determinado nível de penetração. Esse valor corresponde à RA_0 do reajuste sem GD reduzida da equivalente perda de mercado. Tal perda é quantificada com base na tarifa de energia do consumidor de baixa tensão, onde assume-se que as conexões de GD estejam presentes. Nota-se que, caso seja feito o produto entre o mercado faturado e as tarifas que serão obtidas no reajuste em processamento, deve-se obter um valor igual a receita requerida.

$$RA0_{Pen} = RA0_{AR} - EnGD_{Pen}^{AR} \cdot (TE_{BT} + TUSD_{BT}) \quad (3.28)$$

Por conseguinte, o IRT pode ser definido como na equação

$$IRT_{GD,N} = \frac{RR_{Pen}}{RA0_{Pen}} - 1 \quad (3.29)$$

3.6 CÁLCULO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

O cálculo das tarifas de energia elétrica são automatizados pelo uso da PCAT. Nessa planilha, estão preenchidas as tarifas de referência de energia e uso do sistema de distribuição. Durante o reajuste, ela é conectada com a planilha SPARTA e os custos da distribuidora calculados no reajuste ou revisão, são inseridos na planilha PCAT. Isto posto, serão alterados na PCAT o valor dos componentes impactados pela inserção de GD de forma a se obter o novo valor das tarifas. Adicionalmente, é reduzido o mercado para o qual a tarifa será calculada.

Baseado nos novos valores, a planilha recalcula fatores multiplicativos, visto que as TRs só são alteradas na revisão tarifária. Os novos fatores são multiplicados pela TR para obter a tarifa de aplicação.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O método proposto calcula componentes da Parcela A da distribuidora de energia que sofrem variações com a entrada de GDFV. Dessa forma é possível analisar a receita da distribuidora e a tarifa de energia elétrica, e verificar o impacto regulatório da REN 482. Os resultados dessa análise são apresentados no Capítulo 4.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo apresenta os resultados da aplicação do método de inserção da geração distribuída no cálculo da tarifa de energia elétrica, como apresentado no capítulo 3. De posse desses dados, é possível avaliar os incentivos regulatórios adotados até então, e verificar seu impacto na receita da distribuidora e na tarifa de energia elétrica do consumidor.

4.2 DISTRIBUIÇÃO DOS PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS

A projeção de inserção de GDFV exposta na NT 0056/2017 prevê o número de consumidores, residenciais e comerciais, que receberão créditos por utilizar geração distribuída. A Tabela 5 e a Figura 10 apresentam esses valores. Em 2024 são esperados 886.700 consumidores recebendo crédito por participarem do Sistema de Compensação de Energia. Desses consumidores, 808.357 são residenciais e 78.343, comerciais. Observa-se, portanto, que o crescimento está concentrado, principalmente, nos consumidores residenciais. Essa classe de consumo representa em torno de 79% das instalações com GD (ANEEL, 2017a).

Tabela 5 – Evolução do número de consumidores que receberiam créditos por utilizar geração distribuída para os anos de 2017 a 2024. Fonte: Nota Técnica 0056/2017 SRD/ANEEL, adaptada.

Ano	Consumidor Residencial	Consumidor Comercial	Total
2017	23.794	3.040	26.834
2018	51.683	5.917	57.600
2019	94.310	10.196	104.506
2020	157.776	16.434	174.210
2021	250.758	25.362	276.120
2022	383.010	37.903	420.913
2023	565.448	55.156	620.604
2024	808.357	78.343	886.700

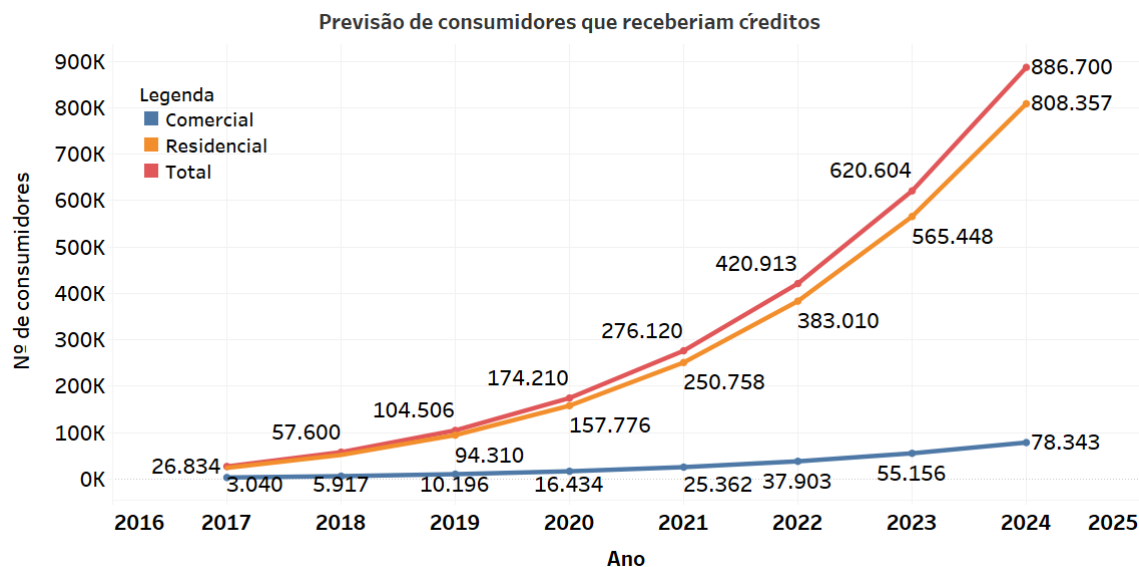


Figura 10 – Previsão de consumidores recebendo créditos por GDFV. Fonte: ANEEL, adaptado.

O Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD), que pode ser acessado no *site* da ANEEL, apresenta informações relacionadas ao número de conexões de micro e minigeração distribuída. Nesse sistema estão registradas as GD instaladas no Brasil organizadas por estado, distribuidora, tipo de geração, classe de consumo e modalidade de geração. Como os painéis foram divididos de acordo com a proporção de GD atualmente existente na distribuidora, obteve-se os dados separados por concessionária para verificar o percentual referente à distribuidora estudada. O resultado pode ser observado na Tabela 6. De acordo com os dados obtidos em setembro de 2017, existiam 16.231 consumidores recebendo créditos pelo Sistema de Compensação de Energia em todo o Brasil. Na CEB haviam 242 consumidores participando desse sistema, representando somente 1,49% do total. A título de exemplo o Anexo A apresenta o percentual de GD instalada para todas as distribuidoras.

Tabela 6 – Quantidade de GD instalada para as distribuidoras em estudo. Fonte: SISGD - ANEEL, adaptado. Acesso em setembro de 2017.

Distribuidora	Quantidade de Conexões	Quantidade de Conexões que recebem Crédito	Potência Total	Percentual em relação ao total
CEB	232	242	2065,06	1,49%
Total	14.232,00	16.231,00	160.113,74	100,00%

Na Tabela 6, pode-se observar que há uma distinção entre o número de conexões e o número de conexões que recebem créditos. Como a REN 687/2015 estabeleceu modalidades de geração compartilhada, para uma mesma instalação pode haver mais de um

consumidor tendo os custos abatidos da fatura de energia elétrica. Nos registros atuais, 91% das unidades geradores estão registradas na modalidade de geração própria.

A NT 0056/2017 prevê o número de consumidores que receberiam crédito até 2024. O impacto tarifário deve ser avaliado para os consumidores que são considerados uma perda de mercado, ou seja, aqueles que recebem crédito. Portanto, para o cálculo do percentual de painéis solares fotovoltaicos, considerou-se o número de conexões atuais que recebem crédito.

A Tabela 7 e a Figura 11 mostram o resultado da alocação de consumidores com créditos para a CEB. Como esperado, a curva possui forma semelhante à obtida na NT, porém valores diferenciados. Pode-se observar que, em 2024, é previsto para a rede da CEB um total de 13.220 consumidores recebendo créditos pelo Sistema de Compensação de Energia, partindo de um valor inicial igual a 400 consumidores em 2017.

Tabela 7 – Previsão de consumidores recebendo crédito de GD para CEB de 2017 a 2024.

Ano	Residencial	Comercial
2017	354,76	45,33
2018	770,58	88,22
2019	1.406,14	152,02
2020	2.352,40	245,03
2021	3.738,74	378,14
2022	5.710,58	565,12
2023	8.430,68	822,36
2024	12.052,39	1.168,07

4.3 CRESCIMENTO DA DISTRIBUIDORA

Para calcular o nível de penetração para cada ano, é necessário, anteriormente, definir o valor de EF para cada ano. A análise dos dados do PDE 2024 elaborado pela EPE revelou a demanda esperada para cada patamar de carga (leve, média, pesada). Para a região da distribuidora analisada, deve-se obter os dados referentes a Goiás e Distrito Federal, correspondendo à área de concessão da CEB. É oportuno ressaltar que as demandas são previstas para regiões cuja correspondência não é exata com a área de atuação das distribuidoras. Entretanto, são estes os dados utilizados atualmente pela EPE para prever o crescimento das concessionárias.

A Tabela 8 e a Figura 12 mostram os resultados da variação da demanda para a região analisada. A região de Goiás e Distrito Federal tem um crescimento médio de 4,05%, nota-se uma diminuição de -2,53% na demanda no ano de 2019, seguida de um crescimento de 11,31% para o ano de 2020. Esse aumento está relacionado principalmente ao patamar de carga média, representado pelo período de 07h às 18h e 21h às 24h. Por

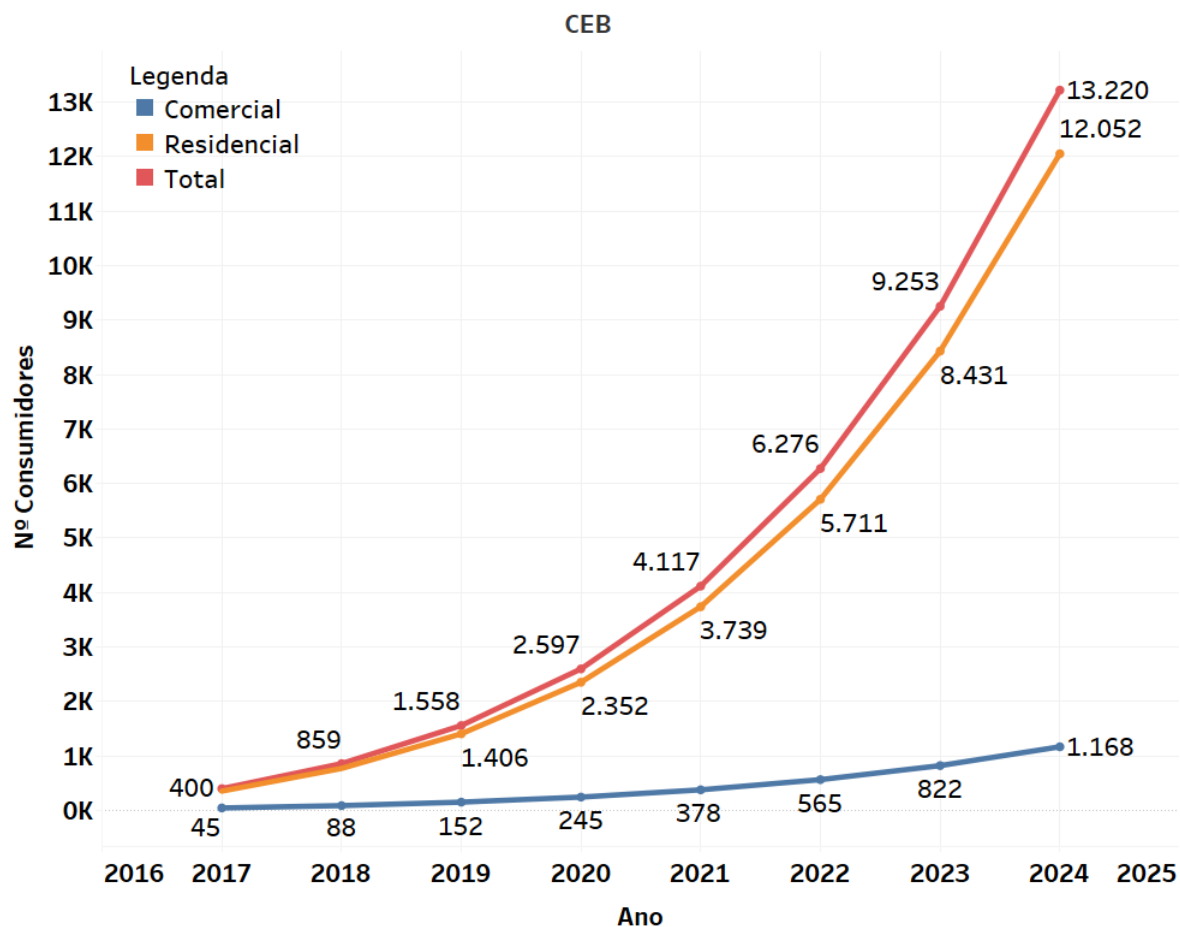


Figura 11 – Previsão de consumidores recebendo créditos por GDFV para a CEB.

abranger o horário comercial, pode-se inferir que nessa área haverá a entrada de uma grande carga, possivelmente industrial.

Tabela 8 – Evolução da demanda para regiões de São Paulo e Goiás e Distrito Federal em MW. Fonte: PDE - 2024, EPE, adaptado.

Goiás e DF	2017	2018	2019	2020
Leve	2.559,30	2.675,90	2.724,40	2.886,30
Média	4.186,60	4.387,40	3.836,30	4.766,70
Pesada	4.474,40	4.669,00	4.874,60	5.076,10
Total	11.220,30	11.732,30	11.435,30	12.729,10
$\Delta_{Demanda}$	0,00%	4,56%	-2,53%	11,31%
	2021	2022	2023	2024
Leve	3.006,60	3.130,30	3.250,80	3.325,70
Média	4.977,30	5.195,20	5.408,10	5.530,70
Pesada	5.301,40	5.531,40	5.757,50	5.892,20
Total	13.285,30	13.856,90	14.416,40	14.748,60
$\Delta_{Demanda}$	4,37%	4,30%	4,04%	2,30%

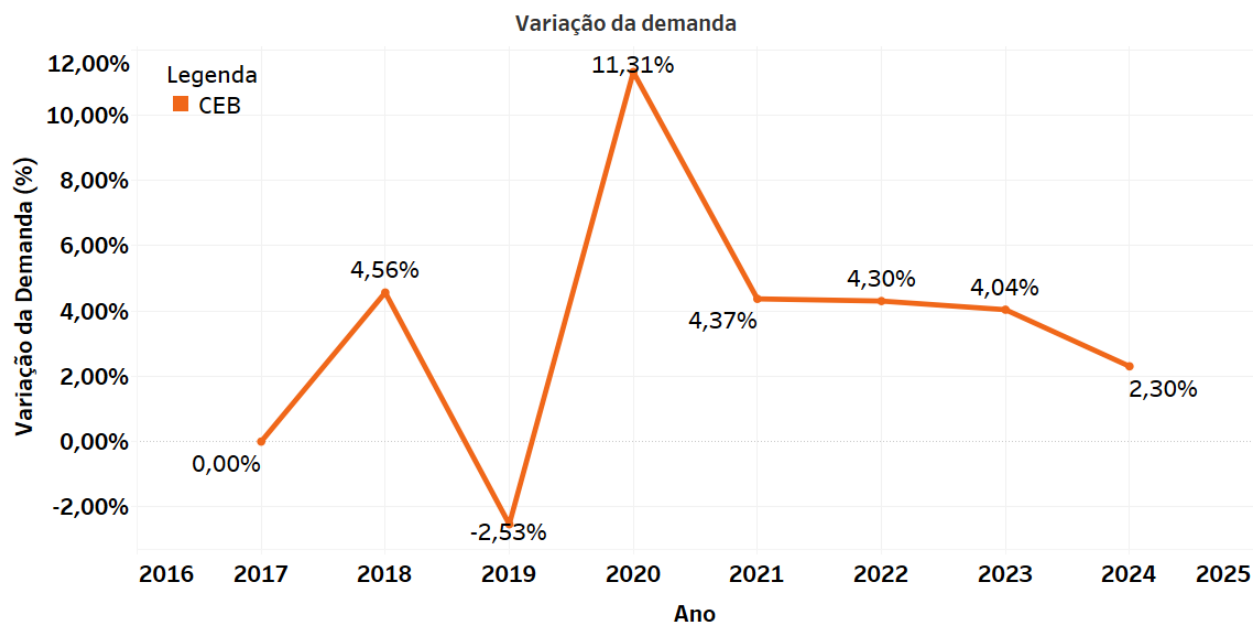


Figura 12 – Previsão de crescimento da CEB.

Definido o crescimento da distribuidora, pode-se obter o valor de EF para cada ano. A Tabela 9 apresenta os valores obtidos considerando-se o $\Delta_{Demanda}$ de cada distribuidora. O valor do ano de 2017 corresponde ao definido nos reajustes de 2017. Observa-se que o mercado da CEB em 2017, definida no reajuste tarifário do mesmo ano, é igual a 5.782.585,44 MWh. No ano de 2019 a energia fornecida diminui de 6.046.453 MWh, em 2018, para 5.893.389,59 MWh. Uma redução de 153.064,35 MWh devido ao decaimento da demanda expresso no PDE.

Tabela 9 – Previsão da Energia Fornecida (EF) pela distribuidora para os anos de 2017 a 2024 em MWh

Ano	Energia Fornecida
2017	5.782.585,44
2018	6.046.453,94
2019	5.893.389,59
2020	6.560.172,93
2021	6.846.820,70
2022	7.141.405,14
2023	7.429.753,63
2024	7.600.958,94

4.4 ENERGIA FORNECIDA NO ANO DE REFERÊNCIA

4.4.1 Energia Gerada para cada ano

Calculou-se a energia gerada a cada ano aplicando-se o fator de 0,05% de degradação. As informações podem ser observadas na Tabela 10. O valor de irradiação solar encontrado é igual a $5,422kWh/m^2/dia$. Verifica-se que o montante máximo de energia para a CEB é igual a 57.480,07 MWh de acordo com a previsão da NT 0056/2017.

Tabela 10 – Energia Gerada pela GDFV a cada ano, em MWh.

Ano	Energia Gerada
2017	2.402,61
2018	4.365,94
2019	7.443,60
2020	11.900,82
2021	18.425,96
2022	27.699,44
2023	40.480,54
2024	57.480,07

4.4.2 Nível de Penetração

Estabelecidos os EFs (Tabela 9) e a energia gerada por meio de GD a cada ano (Tabela 10), é possível determinar o nível de penetração calculado conforme a equação 3.1. Os resultados podem ser observados na Tabela 11. Em razão do baixo número de painéis fotovoltaicos conectados na rede da CEB atualmente, os níveis de penetração encontrados são muito baixos, atingindo-se o valor máximo de 0,756%.

Tabela 11 – Nível de Penetração para CEB

Ano	Pen
2017	0,042%
2018	0,072%
2019	0,126%
2020	0,181%
2021	0,269%
2022	0,388%
2023	0,545%
2024	0,756%

De acordo com a metodologia de alocação adotada, não se prevê altos níveis de penetração até 2024 para a CEB. Isso é explicado pelo fato de, atualmente, mais de 20% da GD existente estar concentrada na área de concessão da CEMIG. Espera-se que, com

a nova resolução e a difusão da tecnologia, o número de consumidores se torne mais bem distribuído entre as empresas.

4.4.3 Energia no ano de Referência

Estabelecido o nível de penetração, é possível calcular a energia gerada pela GDFV referenciada ao AR, para os respectivos valores de Pen. O resultado pode ser observado na Tabela 12. Nota-se que há uma redução na energia gerada no ano de referência, como esperado, quando comparada com os valores da Tabela 10, devido à redução da energia fornecida. No AR a energia máxima gerada é igual a 43.729,14 MWh, enquanto em 2024 era igual a 57.480 MWh.

Tabela 12 – Energia gerada por GDFV no AR.

Ano	Nível de Penetração	Energia Gerada AR
2017	0,042%	2.402,61
2018	0,072%	4.175,40
2019	0,126%	7.303,65
2020	0,181%	10.490,19
2021	0,269%	15.561,92
2022	0,388%	22.428,97
2023	0,545%	31.506,05
2024	0,756%	43.729,14

Ainda é necessário calcular os níveis de penetração adicionais, definidos anteriormente. Dessa forma, a Tabela 13 evidencia os níveis adicionais e a energia que deve ser gerada para atingi-los. Observa-se um grande aumento do montante de geração quando comparado aos níveis de penetração calculados conforme a previsão da NT 0056/2017, com a geração chegando a 1.156.517,09 MWh.

Tabela 13 – Níveis de Penetração adicionais e energia gerada pela GDFV, em MWh, para CEB

Pen	Energia Gerada
2%	115.651,71
3%	173.477,56
4%	231.303,42
5%	289.129,27
10%	578.258,54
20%	1.156.517,09

Finalmente, pode-se obter a energia fornecida pela distribuidora para atendimento ao seu mercado considerando-se os consumidores com GD instalada. A energia necessária para atendimento chega a 4.626.068,35 MWh para Pen = 20%.

Tabela 14 – Energia a ser fornecida no AR pelas distribuidoras de acordo com o nível de penetração.

Nível de Penetração	EF_{AR}
0,042%	5.780.182,83
0,072%	5.778.410,03
0,126%	5.775.281,78
0,181%	5.772.095,24
0,269%	5.767.023,51
0,388%	5.760.156,47
0,545%	5.751.079,39
0,756%	5.738.856,29
2,000%	5.666.933,73
3,000%	5.609.107,87
4,000%	5.551.282,02
5,000%	5.493.456,16
10,000%	5.204.326,89
20,000%	4.626.068,35

4.5 Estudo de Caso

A CEB atende aproximadamente 1,05 milhão de unidades consumidoras no Distrito Federal, tendo um faturamento anual em torno de R\$ 2,2 bilhões (ANEEL, 2017b). A Figura 13 apresenta a composição do mercado da CEB de forma proporcional ao consumo de cada classe. Percebe-se que a classe residencial representa 33,70% do mercado da CEB, sendo a classe mais participativa, seguida da classe comercial com 26,80% do mercado.

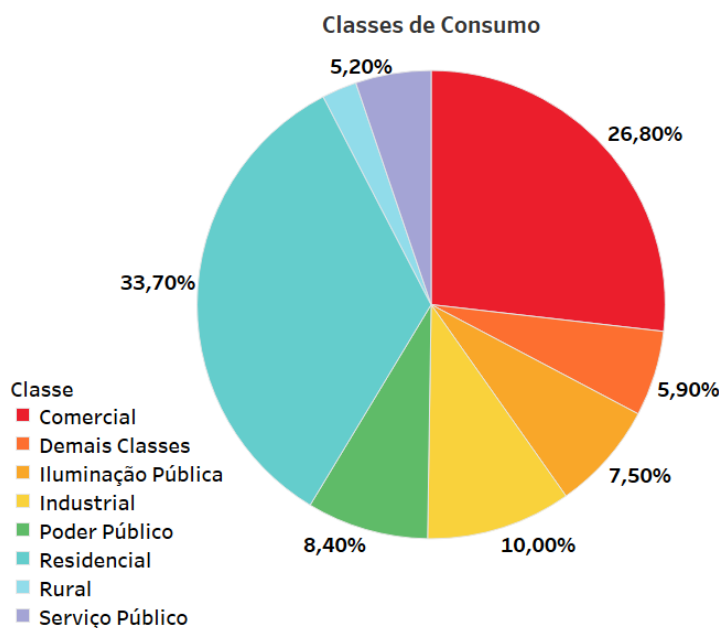


Figura 13 – Mercado da CEB por classe de consumo. Fonte: (ANEEL, 2017b), adaptado.

A figura 14 mostra a composição da receita requerida da CEB calculada no reajuste tarifário de 2017, ano de referência. Confirma-se a hipótese de que a Parcela A corresponde a maior parte, totalizando 80% da receita total e a Parcela B 19,34%. Dentre a Parcela A, os custos de energia são os mais representativos (48,01%), seguido dos encargos (21,53%).

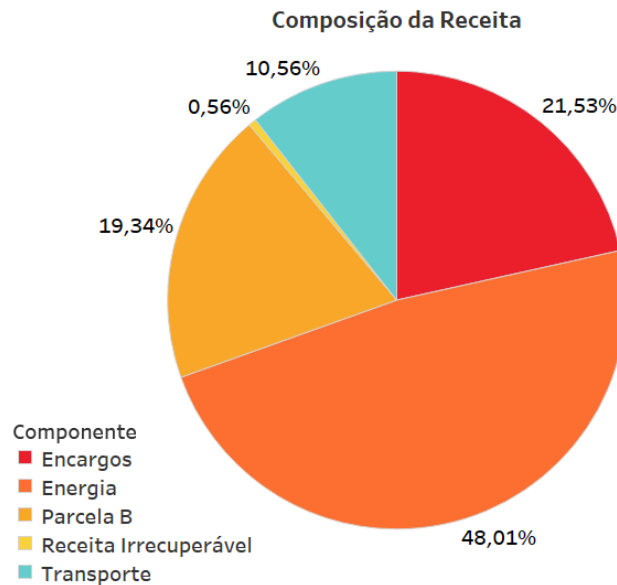


Figura 14 – Composição da Receita Requerida da CEB em 2017. Fonte: (ANEEL, 2017b), adaptado.

4.5.1 Receita Requerida

Determinado o valor de EF para cada nível de penetração, para determinar a energia requerida ainda é necessário verificar a variação das perdas. A Tabela 15 evidencia os resultados obtidos para a diferença no valor das perdas técnicas obtidas no programa Impactos em valores percentuais e absolutos (MWh). A Tabela compara, ainda, a diferença entre custos das perdas técnicas para os casos sem e com GD. Nessa tabela também são exibidos os novos valores de perdas não técnicas.

Na Tabela 15 observa-se que o menor percentual de perdas técnicas foi igual a 7,09%, uma redução de -0,37%, para Pen = 20%. Esse percentual de perdas técnicas corresponde a um valor absoluto de 418.096,99 MWh.

Para baixos valores de Pen, a alteração tanto percentual quanto absoluta é muito pequena. Entretanto, ao se aproximar de 1%, redução de aproximadamente 7.000 MWh, o efeito torna-se mais significativo tanto em MWh quanto em reais. Observando-se os resultados para Pen = 2%, a diferença das perdas em MWh é de 14.366,35 MWh. Alguns dos contratos de compra de energia firmados pela distribuidora são para montantes semelhantes a esse. Assim, caso haja uma redução das perdas técnicas, custos de compra de energia poderiam ser evitados.

Tabela 15 – Perdas técnicas regulatórias em percentual e em MWh, diferença das perdas técnicas em reais para caso com e sem GD e perdas não técnicas (MWh).

Penetração	Perdas Técnicas(%)	Perdas (MWh)	Varição das Perdas Técnicas(R\$)	Perdas NT (MWh)
0,000%	7,460%	541.505,91	R\$ 0,00	275.001,01
0,042%	7,457%	541.097,71	R\$ 71.224,78	274.831,63
0,072%	7,456%	540.796,62	R\$ 123.759,40	274.706,65
0,126%	7,452%	540.265,54	R\$ 216.421,05	274.486,11
0,181%	7,449%	539.724,85	R\$ 310.756,76	274.261,46
0,269%	7,443%	538.864,88	R\$ 460.792,55	273.903,90
0,388%	7,436%	537.701,66	R\$ 663.724,12	273.419,77
0,545%	7,426%	536.166,15	R\$ 931.586,27	272.779,84
0,756%	7,413%	534.102,17	R\$ 1.291.604,74	271.918,11
2,000%	7,403%	527.139,57	R\$ 2.505.504,37	266.847,57
3,000%	7,342%	517.528,36	R\$ 4.180.622,06	262.770,85
4,000%	7,292%	508.883,99	R\$ 5.686.326,46	258.694,12
5,000%	7,238%	499.983,46	R\$ 7.235.832,24	254.617,40
10,000%	7,200%	473.140,92	R\$ 11.897.260,72	234.233,79
20,000%	7,090%	418.096,99	R\$ 21.406.582,60	193.466,56

Vale ressaltar que todo o valor correspondente as perdas regulatórias são repassados para a tarifa. Adicionalmente, a ANEEL não considera no cálculo das perdas técnicas a inserção de geração distribuída. Portanto, caso venha a ocorrer uma redução nas perdas reais, como foi observado nas simulações, tornando-se menores que as perdas regulatórias, a distribuidora terá um ganho financeiro. Para Pen = 20%, por exemplo, a variação dos custos das perdas técnicas corresponde a R\$ 21.406.582,60.

A energia requerida para os níveis de penetração pode ser observada na Tabela 16. Essa Tabela também apresenta a redução de mercado quando comparada ao caso sem GD. Como a CEB não supre outras distribuidoras, ou seja, $EF = EV$, é esperado que o valor percentual da variação de ER seja igual ao nível de penetração. Entretanto, o valor de ER também é influenciado pelas perdas, pode-se observar uma pequena diferença entre esses dois valores, com a variação de ER sendo maior que o nível de penetração.

Observando a tabela 16, nota-se que a energia requerida tem uma variação máxima igual a 20,148%. Como comentado, apesar do nível de penetração ser igual a 20%, a diferença de 0,148% é causada pela redução das perdas, tanto técnicas, ou seja, impacto no fluxo de potência, quanto pelas perdas não técnicas, proporcional ao valor de EF.

Em consequência da redução no montante de energia requerida, tem-se a diminuição dos custos com compra de energia. Esses custos passam de R\$ 1.179.070.741,08 a R\$ 935.983.584,00, uma diferença de R\$ 243.087.157,08, quando se atinge 20% de penetração.

Os MUSTs foram alterados conforme o nível de penetração. Contudo, além dos

Tabela 16 – Energia Requerida (MWh), variação da Energia Requerida (MWh), preço médio da energia e custos de energia.

Pen	Energia Requerida (MWh)	Variação ER (%)	Energia (R\$)
0	6.757.404,66	00,00%	R\$ 1.179.070.741,08
0,042%	6.754.424,47	-0,044%	R\$ 1.178.538.630,36
0,072%	6.752.225,60	-0,077%	R\$ 1.177.996.205,11
0,126%	6.748.345,73	-0,134%	R\$ 1.177.278.438,41
0,181%	6.744.393,84	-0,193%	R\$ 1.176.284.818,19
0,269%	6.738.104,59	-0,286%	R\$ 1.174.864.700,54
0,388%	6.729.590,20	-0,412%	R\$ 1.172.900.534,71
0,545%	6.718.337,68	-0,578%	R\$ 1.170.289.133,42
0,756%	6.703.188,87	-0,802%	R\$ 1.167.053.501,60
2,0%	6.619.233,16	-2,045%	R\$ 1.154.400.382,64
30%	6.547.719,37	-3,103%	R\$ 1.141.631.680,42
4,0%	6.477.172,43	-4,147%	R\$ 1.129.035.606,62
5,0%	6.406.369,32	-5,195%	R\$ 1.116.393.795,44
10,0%	6.070.013,90	-10,172%	R\$ 1.056.337.932,00
20,0%	5.395.944,20	-20,148%	R\$ 935.983.584,00

custos de conexão com a rede básica, a distribuidora possui outros custos para essa mesma modalidade, como conexão com Itaipu e outras distribuidoras, tornando o impacto no componente transporte menor. Na Tabela 17 podem ser observados o montante contratado de uso dos sistemas de transmissão conectados à rede básica, o custo total de transporte e a variação dos custos comparando-se os casos com e sem GD. A variação máxima dos custos de transporte foi igual a 15,96% para Pen = 20%, correspondendo a uma redução de custos igual a R\$ 41.370.777,07.

A Figura 15 mostra a relação entre os custos de energia e de transporte comparando-se os casos com GD e sem GD. A menor proporção ocorre para Pen = 20% e é igual a 79,85% para os custos de energia e a 84,04% para os custos de transporte. Observa-se no gráfico que esses custos estão próximos e, à medida que o valor de Pen aumenta, a variação dos custos de energia torna-se maior que a de transporte. O aumento entre a diferença dos custos de energia e transporte ocorre para Pen = 0,756%, no qual os custos de energia representam 98,98%, quando comparado com o caso sem GD, e os de transporte 99,40%. Destaca-se, aqui, o impacto preponderante nos custos de energia, representados, principalmente, pela perda de mercado que o consumidor com GD causa para a distribuidora.

Ainda a respeito dos custos de transporte, coloca-se em evidência que a CEB possui somente três pontos de conexão com a RB (Brasília Sul, Brasília Geral e Samambaia). Outras distribuidoras podem ter um número maior, podendo aumentar o impacto da GD na componente transporte.

Dentre os encargos, variou-se o valor de P&D e TFSEE. O P&D diminui de acordo

Tabela 17 – Demanda contratada para conexão com a RB (MW), custos de transporte e variação dos custos de transporte.

Pen	Conexão RB(MW)	Transporte (R\$)	Variação Transporte
0	34.409,69	R\$ 259.210.335,53	-00,00%
0,042%	34.395,39	R\$ 259.124.389,65	-0,03%
0,072%	34.384,84	R\$ 259.060.973,49	-0,06%
0,126%	34.366,23	R\$ 258.949.070,28	-0,10%
0,181%	34.347,27	R\$ 258.835.081,70	-0,14%
0,269%	34.317,09	R\$ 258.653.656,50	-0,21%
0,388%	34.276,22	R\$ 258.408.009,34	-0,31%
0,545%	34.222,21	R\$ 258.083.305,32	-0,43%
0,756%	34.149,47	R\$ 257.646.062,35	-0,60%
2%	33.721,49	R\$ 255.073.257,82	-1,60%
3%	33.377,40	R\$ 253.004.718,97	-2,39%
4%	33.033,30	R\$ 250.936.180,11	-3,19%
5%	32.689,20	R\$ 248.867.641,26	-3,99%
10%	30.968,72	R\$ 238.524.946,99	-7,98%
20%	27.527,75	R\$ 217.839.558,46	-15,96%

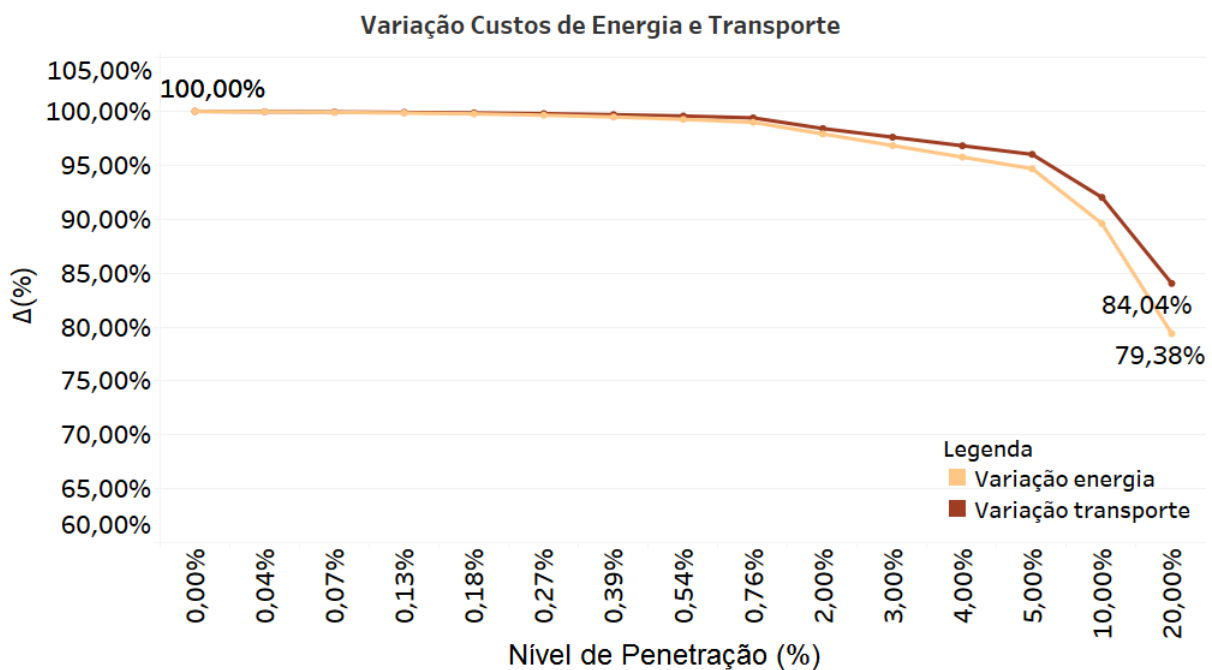


Figura 15 – Variação dos custos de energia e de transporte.

com a receita, enquanto a TFSEE varia com a energia requerida e as perdas. Os valores obtidos são mostrados na Tabela 18 e na Figura 16. A redução da componente de P&D é esperada e passa de aproximadamente 23 milhões a 20 milhões, para Pen = 20%. O P&D também é composto por uma parcela referente aos componentes financeiros. Neste trabalho, tais componentes não foram alterados. Caso fosse considerado o impacto da

Tabela 18 – Custos de TFSEE e P&D para determinado valor de Pen.

Pen	TFSEE	P&D
0	R\$ 2.051.083,39	R\$ 23.020.917,92
0,042%	R\$ 2.051.142,60	R\$ 23.014.737,95
0,072%	R\$ 2.051.186,29	R\$ 23.010.178,17
0,126%	R\$ 2.051.263,39	R\$ 23.002.132,45
0,181%	R\$ 2.051.341,93	R\$ 22.993.937,30
0,269%	R\$ 2.051.466,94	R\$ 22.980.894,91
0,388%	R\$ 2.051.636,22	R\$ 22.963.237,78
0,545%	R\$ 2.051.860,00	R\$ 22.939.901,74
0,756%	R\$ 2.052.161,39	R\$ 22.908.484,31
2,000%	R\$ 2.052.497,91	R\$ 22.732.857,70
3,000%	R\$ 2.053.917,19	R\$ 22.584.499,48
4,000%	R\$ 2.055.086,47	R\$ 22.437.865,05
5,000%	R\$ 2.056.353,65	R\$ 22.290.774,22
10,000%	R\$ 2.057.676,58	R\$ 21.586.801,88
20,000%	R\$ 2.061.225,65	R\$ 20.176.440,00

GDFV no cálculo dos componentes financeiros da distribuidora, os valores encontrados seriam diferentes. Entretanto, não é esperada uma variação muito grande, já que a maior parte do encargo, mais de 80%, refere-se a base econômica.

Ao contrário do P&D, a TFSEE sofre um aumento, passando de R\$ 2.051.083,59 a R\$ 2.061.225,65, para Pen = 20%. Como visto na seção 3.5.3, a taxa é calculada em função de três componentes: Ec, Ed e Ep. Ep corresponde a geração própria da distribuidora, no caso da CEB, Ep = 0. Ec representa a energia para atendimento ao mercado da distribuidora somada a energia de consumidores livres acessantes à sua rede. Já o fator Ed, é igual a Ec acrescentado das perdas.

A forma de cálculo da TFSEE é reexibida na equação 4.1. Observa-se que o encargo é diretamente proporcional a Ed e inversamente proporcional a Ec. Como Ec incorpora o valor das perdas, a sua redução, em comparação com o valor do ano de referência, vai ser maior do que a de Ed, levando a um aumento da taxa. Ainda a respeito da TFSEE, cabe enfatizar que a metodologia de cálculo dessa taxa tem sido alvo de revisões, especialmente acerca do fator de carga (FC) utilizado pois, por variar entre 0 e 1, ele sempre leva a um aumento do encargo (ECONÔMICO, 2012).

$$TFSEE_{Pen} = 0,4 \cdot \frac{Ed}{Ec + Ep} \cdot \frac{1}{Fc} \cdot (VPB + GeraçãoPrópria) \quad (4.1)$$

A Receita Irrecuperável, assim como P&D, é proporcional a receita da distribuidora. Em vista disso, houve uma pequena redução em seu valor. Na análise feita, não foi considerada a alteração na composição da receita de cada tipo de consumidor. Caso seja avaliado, será possível observar maiores variações em seu valor. A Receita Irrecuperável

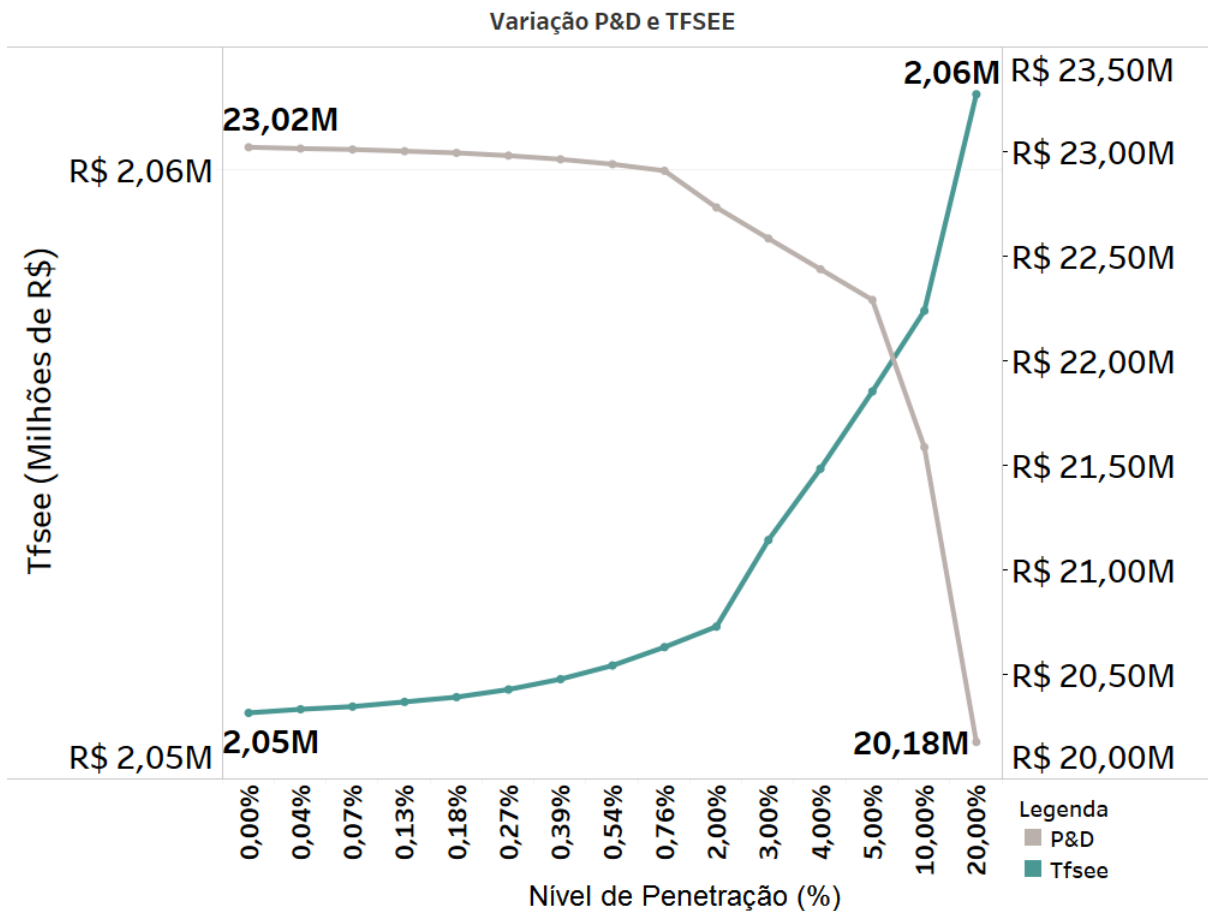


Figura 16 – Variação dos encargos: P&D e TFSEE.

passou de R\$ 13.851.556,34 para R\$ 12/374.813,23 para Pen = 20%.

Calculados todos os novos valores dos componentes de Parcela A, determina-se a receita de referência, RA0, e a receita requerida (RR), cujos valores são mostrados na Tabela 20, assim como o IRT. A Figura 17 evidencia o comportamento de RA0 e RA1. A diminuição de RA0 é mais expressiva, passando de R\$ 2.268.720.187,46 para R\$ 1.786.949.864,45. Ao mesmo tempo, RR reduz de R\$ 2.455.652.119,58 para R\$ 2.166.883.106,66. Disso, pode-se depreender que a entrada de GDFV do ano de um reajuste ao outro é o grande fator de risco para a distribuidora pois é uma nova incerteza de mercado. Na abertura tarifária a receita é dividida entre os consumidores e, a partir do momento em que uma parte deles passam a ser geradores, a receita que deveria ser revertida por eles, não o será, causando um déficit para a distribuidora.

A Figura 18 exhibe o IRT e a redução na receita da distribuidora com a inserção de GD. Novamente, para maiores níveis de penetração, tem-se um maior impacto na receita. O IRT mede a variação da receita da distribuidora de um processo tarifário para o outro e é igual a 21,26% para Pen = 20%. O aumento desse índice deve-se não ao aumento

Tabela 19 – Valores obtidos para as Receitas Irrecuperáveis de acordo com o nível de Penetração

Pen	Receitas Irrecuperáveis
0	R\$ 13.851.556,34
0,042%	R\$ 13.848.347,94
0,072%	R\$ 13.845.980,68
0,126%	R\$ 13.841.803,65
0,181%	R\$ 13.837.549,05
0,269%	R\$ 13.830.777,94
0,388%	R\$ 13.821.611,04
0,545%	R\$ 13.809.495,87
0,756%	R\$ 13.793.185,15
2,000%	R\$ 13.702.006,60
3,000%	R\$ 13.624.984,74
4,000%	R\$ 13.548.857,81
5,000%	R\$ 13.472.493,93
10,000%	R\$ 13.107.018,66
20,000%	R\$ 12.374.813,23

Tabela 20 – Valores de RR, RA0 e IRT de acordo com o nível de penetração.

Pen	RA0	RR	IRT
0,000%	R\$ 2.268.720.187,46	R\$ 2.455.652.119,58	8,24%
0,042%	R\$ 2.267.719.331,86	R\$ 2.455.024.733,81	8,26%
0,072%	R\$ 2.266.980.839,01	R\$ 2.454.561.829,16	8,27%
0,126%	R\$ 2.265.677.705,48	R\$ 2.453.745.034,21	8,30%
0,181%	R\$ 2.264.350.287,52	R\$ 2.452.913.070,06	8,33%
0,269%	R\$ 2.262.237.557,68	R\$ 2.451.589.017,24	8,37%
0,388%	R\$ 2.259.376.951,18	R\$ 2.449.796.480,62	8,43%
0,545%	R\$ 2.255.595.713,02	R\$ 2.447.427.424,94	8,50%
0,756%	R\$ 2.250.503.938,07	R\$ 2.444.237.953,62	8,61%
2,000%	R\$ 2.220.543.155,16	R\$ 2.426.408.487,99	9,27%
3,000%	R\$ 2.196.454.639,01	R\$ 2.411.347.286,11	9,78%
4,000%	R\$ 2.172.366.122,86	R\$ 2.396.461.081,38	10,32%
5,000%	R\$ 2.148.277.606,71	R\$ 2.381.528.543,81	10,86%
10,000%	R\$ 2.027.835.025,95	R\$ 2.310.061.861,43	13,92%
20,000%	R\$ 1.786.949.864,45	R\$ 2.166.883.106,66	21,26%

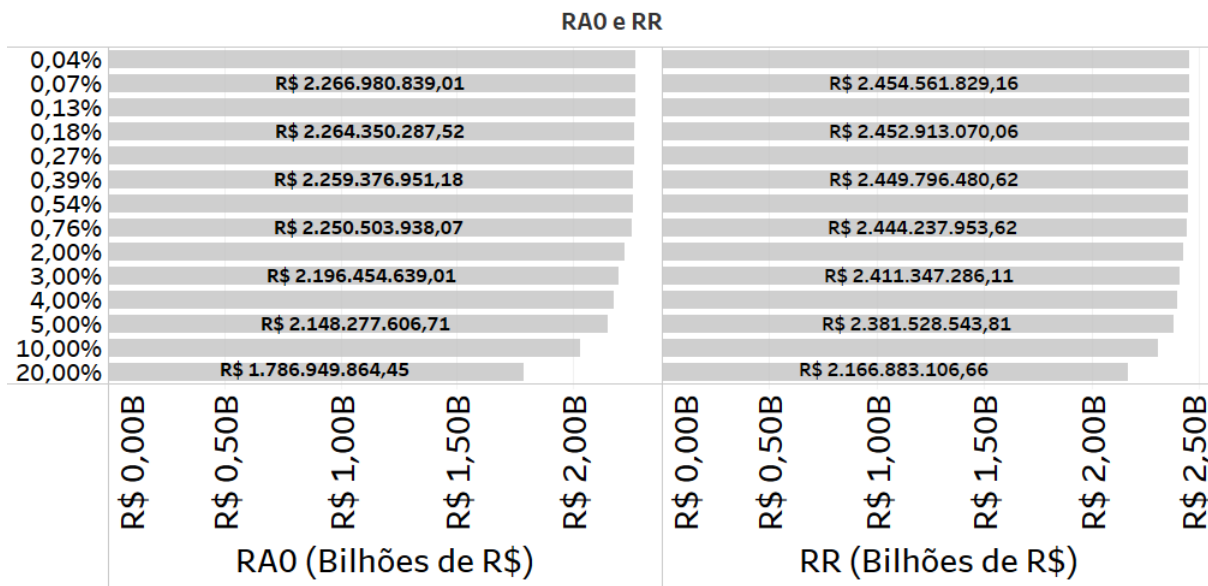


Figura 17 – RAO e RR de acordo com o nível de penetração.

da receita requerida, pois foi visto que essa receita reduz, mas sim a grande diminuição de RAO, que reduz aproximadamente R\$ 481.770.323. Portanto, são repassados para a tarifa as despesas necessárias para o custeio e manutenção das atividades de distribuição. Porém, a distribuidora pode não ter retorno dessa receita.

A perda de receita também é expressiva para pequenos valores de penetração, onde pode ser maior que o valor de determinados encargos. No entanto, o valor calculado considera todos os componentes da receita. Para os componentes de Parcela A, a distribuidora tem uma neutralidade, na qual é recompensada pela diferença entre os valores aferidos e os que foram calculados no processo anterior. Assim, para esses componentes, caso ela tenha um faturamento maior que o valor determinado, esse valor deve ser devolvido e revertido para a modicidade tarifária. No caso contrário, a diferença é adicionada na forma de componente financeiro.

No caso com inserção de GD, desconsiderando-se possíveis crescimentos de mercado, o valor faturado sempre seria menor que aquele repassado para a tarifa, devido ao sistema de compensação de energia. Dessa forma, em todo processo a neutralidade corresponderia a um acréscimo na receita a ser rateada pelos consumidores. Consumidores estes que não possuem GD.

Para a Parcela B, a parte da receita que efetivamente fica com a distribuidora, não há neutralidade. Portanto, todas as perdas de mercado são incorporadas pela empresa, risco inerente à atividade. A Figura 19 evidencia o valor das perdas de receita referentes a Parcela B, tendo como referência a TUSD Fio B obtida no reajuste de 2017, e quanto

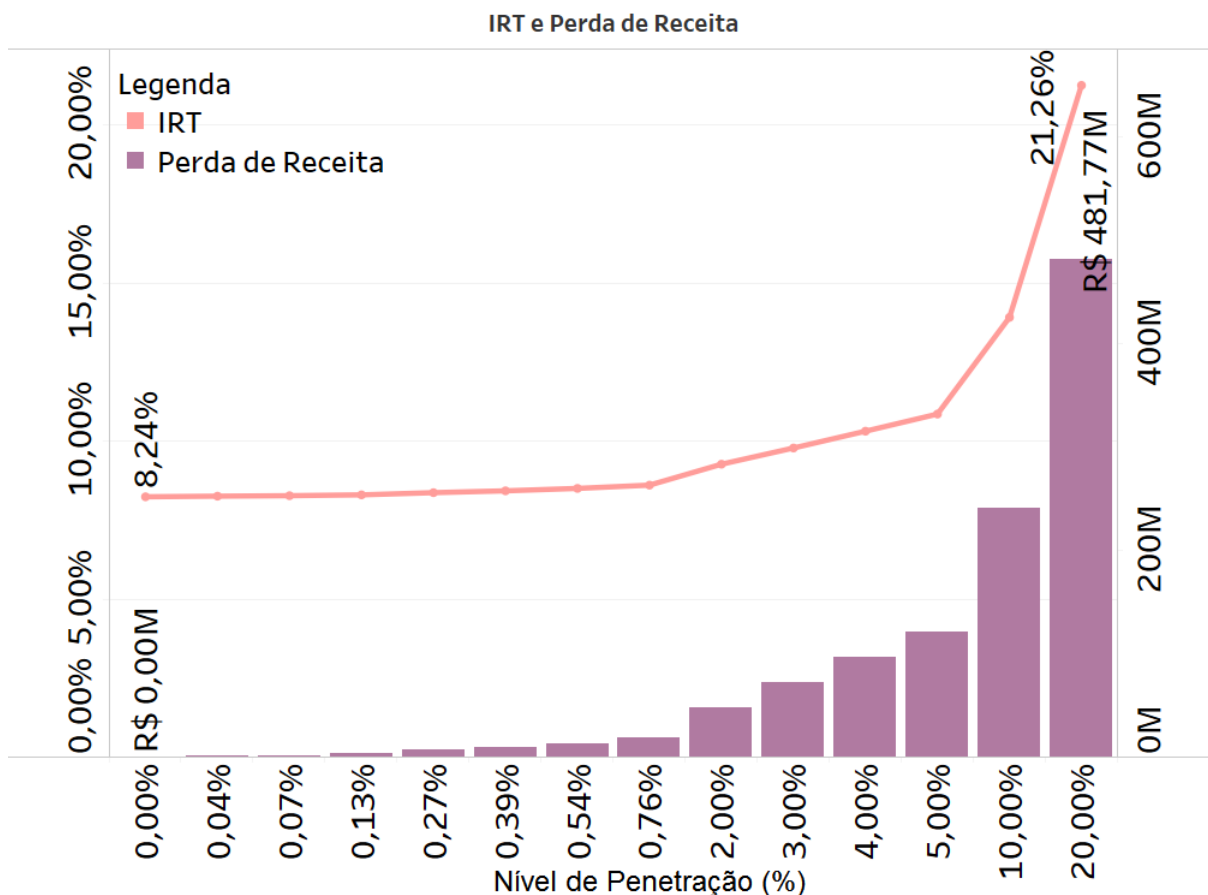


Figura 18 – IRT e perda de receita de acordo com o nível de penetração.

essas perdas representam da Parcela B total, aqui mantida constante. Tal figura aponta que, para altos níveis de penetração, como 20%, o impacto na receita da distribuidora pode ser significativo, de até R\$ 111.083.466,23 ou 23,39% da Parcela B, podendo levar a problemas no equilíbrio econômico financeiro da empresa.

Ainda avaliando-se a perda de receita, é preciso considerar que este trabalho não verificou as alterações na Parcela B da distribuidora, mesmo que a inserção de GD exija novos investimentos e medidas operativas. Ademais, foi analisado o caso de um aumento imediato no nível de penetração de GDFV. Porém, na realidade, esse aumento é progressivo e os impactos observados são diluídos e podem ser diferenciados daqueles aqui obtidos, devido a interdependência entre os procedimentos tarifários anuais.

4.5.2 Tarifa de Energia Elétrica

A variação da tarifa de energia elétrica foi analisada para consumidores residenciais convencionais e do subgrupo A4 modalidade verde. A Tabela 21 e a Figura 20 exibem os valores das tarifas que seriam aplicada a consumidores BT para os diferentes níveis de penetração estudados. Essas tarifas referem-se à base econômica, ou seja, não são consi-

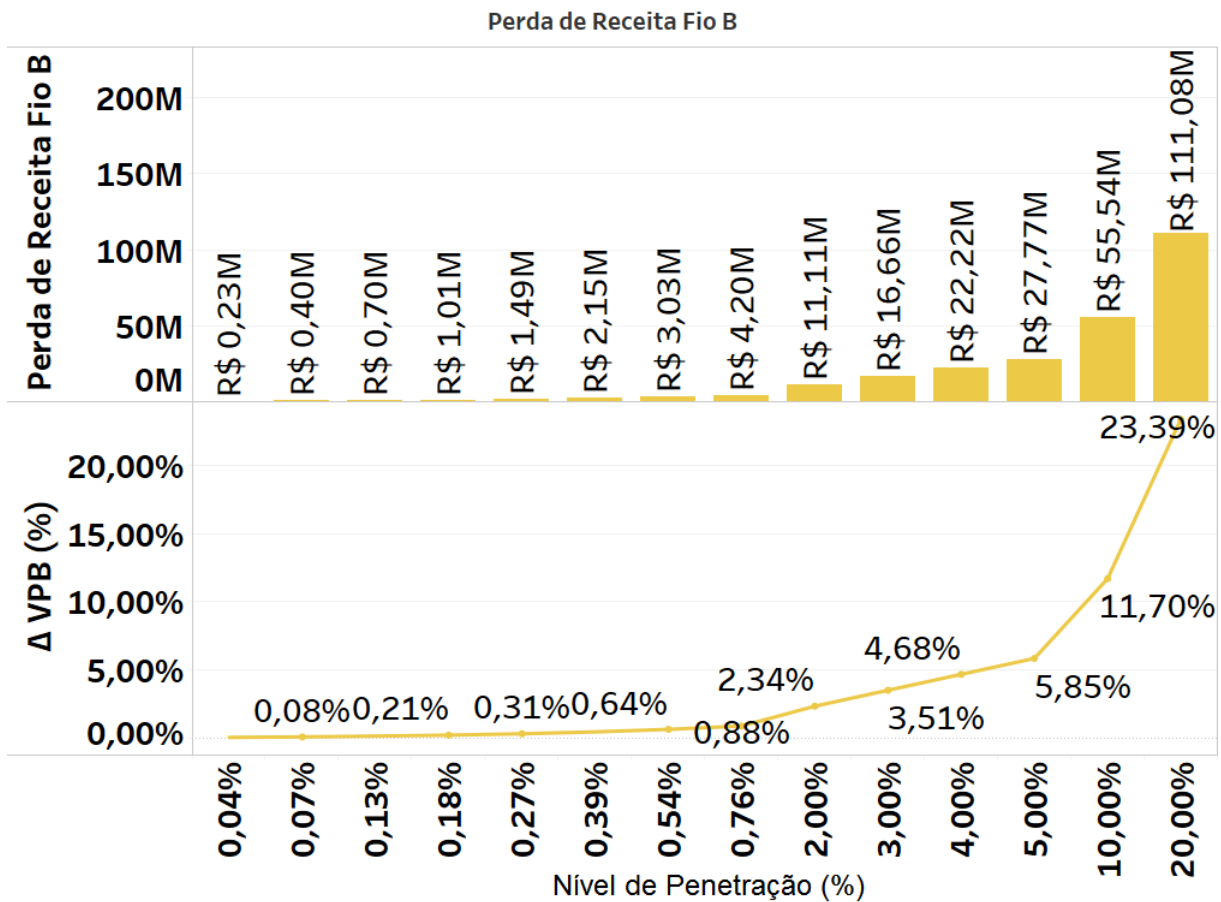


Figura 19 – Perdas de Parcela B da distribuidora.

derados os componentes financeiros. Adicionalmente, não foram calculados os impostos, ICMS, PIS/PASEP e COFINS, referentes a este produto.

É observado uma aumento máximo de 56,06 R\$/MWh na tarifa do consumidor de BT, quando a tarifa total atinge o valor de 504,96 R\$. Esse aumento pode ser comparado a uma bandeira tarifária de cor vermelha aplicada permanentemente ao consumidor.

Verifica-se um aumento das tarifas, tanto da TUSD como da TE, como esperado. O aumento é decorrente da perda de mercado da distribuidora, ou seja, aqueles consumidores com GD instalada. Isso ocorre devido ao fato de que, pelo modelo atual, o consumidor gerador só paga pelo excedente de energia faturado e não arca com nenhum custo de uso da rede de distribuição para transportar a energia gerada ou importar energia para consumo. Conseqüentemente, os componentes da TUSD são divididos somente entre os consumidores sem GD.

Apesar da diminuição dos custos de energia estarem diretamente acompanhadas por uma redução proporcional no mercado, há um aumento na TE. Esse aumento ocorre pois a TE é composta não só por custos de energia, mas também por componentes de

Tabela 21 – Tarifas de energia elétrica (R\$/MWh) de consumidores BT para diferentes níveis de penetração.

Pen	TUSD BT	TE BT	Tarifa Total BT	% Aumento
0	R\$ 202,30	R\$ 246,60	R\$ 448,90	0,000%
0,042%	R\$ 202,35	R\$ 246,63	R\$ 448,98	0,018%
0,072%	R\$ 202,40	R\$ 246,65	R\$ 449,05	0,033%
0,126%	R\$ 202,47	R\$ 246,69	R\$ 449,16	0,058%
0,181%	R\$ 202,55	R\$ 246,72	R\$ 449,27	0,082%
0,269%	R\$ 202,67	R\$ 246,78	R\$ 449,45	0,123%
0,388%	R\$ 202,83	R\$ 246,87	R\$ 449,70	0,178%
0,545%	R\$ 203,05	R\$ 246,97	R\$ 450,02	0,249%
0,756%	R\$ 203,34	R\$ 247,12	R\$ 450,46	0,348%
2%	R\$ 205,29	R\$ 248,00	R\$ 453,29	0,978%
3%	R\$ 206,75	R\$ 248,72	R\$ 455,47	1,464%
4%	R\$ 208,27	R\$ 249,46	R\$ 457,73	1,967%
5%	R\$ 209,84	R\$ 250,20	R\$ 460,04	2,482%
10%	R\$ 218,94	R\$ 254,24	R\$ 473,18	5,409%
20%	R\$ 241,04	R\$ 263,92	R\$ 504,96	12,488%

transporte, perdas e encargos. Assim, novamente, o consumidor sem GD é responsável por arcar com esses dispêndios, dado que o consumidor gerador é isento.

A TUSD é responsável pela maior parte do aumento, passando de 202,30 R\$/MWh para 241,04 R\$/MWh, pois seus componentes de custeio tiveram menor variação do que os da TE. Considerando que a tarifa é o rateio dos custos da distribuidora entre seus consumidores, o efeito da redução de mercado é melhor observado na TUSD, pois na TE ele também é acompanhado de uma maior redução nos custos. A TE variou de 246,60 R\$/MWh para 263,92 R\$/MWh, um acréscimo de 17,32 R\$/MWh.

Para a análise do impacto tarifário em um consumidor de alta tensão, optou-se pela análise do subgrupo A4, modalidade verde. Essa modalidade é caracterizada pela diferenciação da tarifa de energia em ponta e fora ponta e uma única tarifa de demanda de potência. A Tabela 22 apresenta as tarifas obtidas.

Para esse consumidor, o aumento nas tarifas de energia, ponta e fora ponta, foi próximo de 17 R\$/MWh e na TUSD foi de 1,22 R\$/kW. Tratando-se de valores percentuais, a TUSD tem maior aumento, igual a 14%.

Apesar da GDFV estar inserida somente nos consumidores BT, também há um acréscimo na tarifa do grupo de alta tensão. O aumento está relacionado com o Fator Multiplicativo (equação 2.15 e 2.14) utilizado para a definição da Tarifa de Aplicação. Por ser caracterizada como uma perda de mercado, a GD diminui a arrecadação ($TUSD \cdot MercadoReferencia$), de forma que o valor de FM para cada componente seja maior e, conseqüentemente, a tarifa de aplicação.

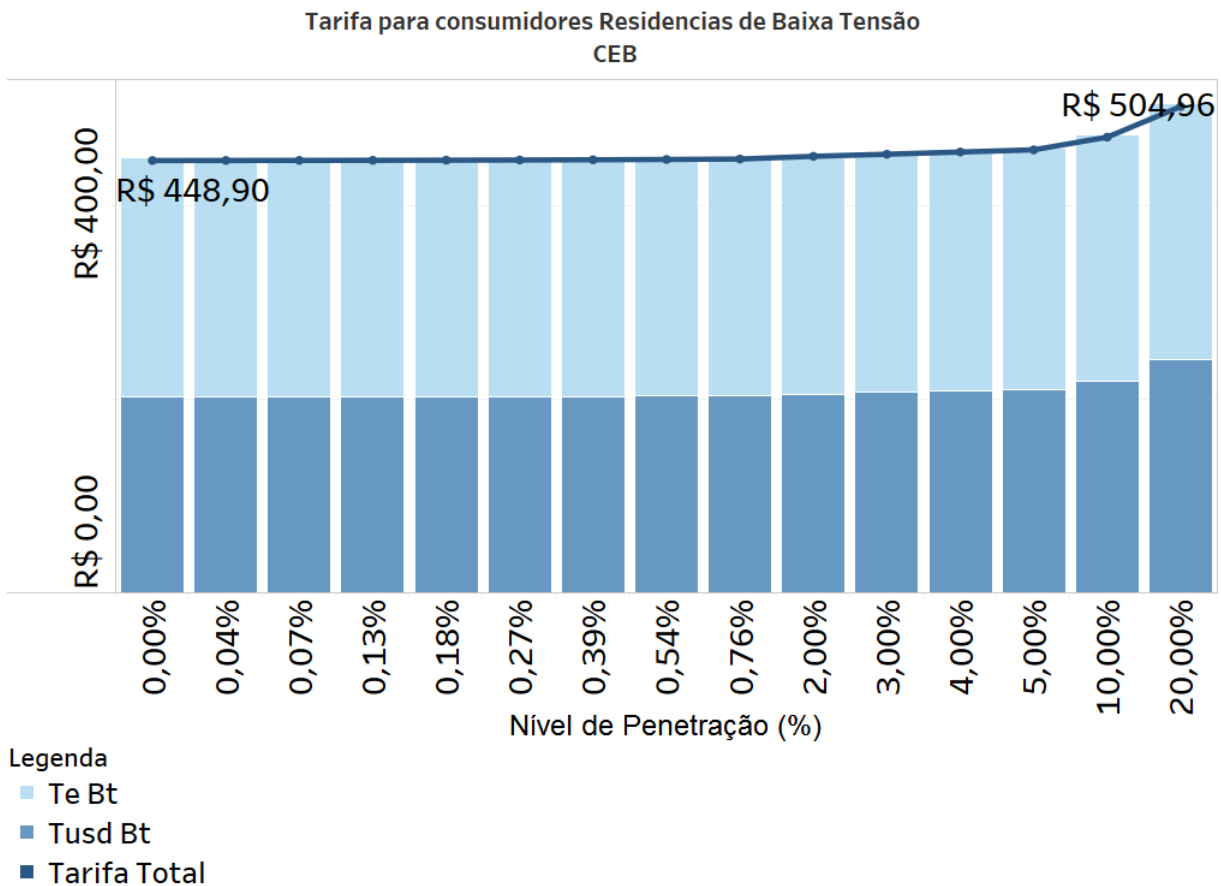


Figura 20 – Crescimento da TE e da TUSD com a entrada de GDFV

De maneira exemplificativa, fez-se uma análise comparativa do aumento do custo anual com energia elétrica para estes consumidores considerando as tarifas calculadas para o caso sem GD, com Pen = 10% e Pen = 20%. As figuras 21 e 22 exibem a energia consumida por um consumidor de nível de tensão A4, modalidade Verde e outro da subclasse residencial durante um ano.

Para o consumidor BT, o custo de energia em um ano seria de R\$ 2.583,53. Para Pen = 10% o custo passaria a ser de R\$ 2.675,83, um aumento de de R\$ 137,30, ou 5,41%. Para Pen = 20% o valor anual seria de R\$ 2.855,55, R\$ 317,02, ou 12,49%, a mais que o custo sem GD. Nesse caso, a diferença entre o consumo com e sem GD é superior a uma conta mensal de energia elétrica para esse consumidor.

O consumidor A4 tem um custo anual de R\$ 260.464,91. Para Pen = 10% ocorreria um aumento de 3,37%, correspondendo a R\$ 8.790,29. Atingindo um nível de 20% de penetração, o custo anual com energia seria de R\$ 280.452,87, representando uma diferença de R\$ 19.987,96 (7,67%).

Portanto, com as tarifas calculadas e o exemplo citado, verificou-se que, à medida que aumenta o número de consumidores com GDFV instalada, há um aumento da tarifa

Tabela 22 – TE (R\$/kWh), ponta e fora ponta, e TUSD (R\$/kW) para os níveis de penetração analisados de um consumidor A4 na modalidade verde.

Pen	TUSD V	TE V P	TE V FP
0,000%	R\$ 8,65	R\$ 359,24	R\$ 236,36
0,042%	R\$ 8,65	R\$ 359,27	R\$ 236,39
0,072%	R\$ 8,65	R\$ 359,29	R\$ 236,41
0,126%	R\$ 8,65	R\$ 359,33	R\$ 236,45
0,181%	R\$ 8,65	R\$ 359,37	R\$ 236,48
0,269%	R\$ 8,66	R\$ 359,43	R\$ 236,54
0,388%	R\$ 8,66	R\$ 359,51	R\$ 236,62
0,545%	R\$ 8,67	R\$ 359,62	R\$ 236,73
0,756%	R\$ 8,68	R\$ 359,77	R\$ 236,88
2,000%	R\$ 8,74	R\$ 360,67	R\$ 237,76
3,000%	R\$ 8,79	R\$ 361,41	R\$ 238,48
4,000%	R\$ 8,84	R\$ 362,16	R\$ 239,22
5,000%	R\$ 8,89	R\$ 362,92	R\$ 239,96
10,000%	R\$ 9,18	R\$ 367,04	R\$ 243,98
20,000%	R\$ 9,87	R\$ 376,94	R\$ 253,65

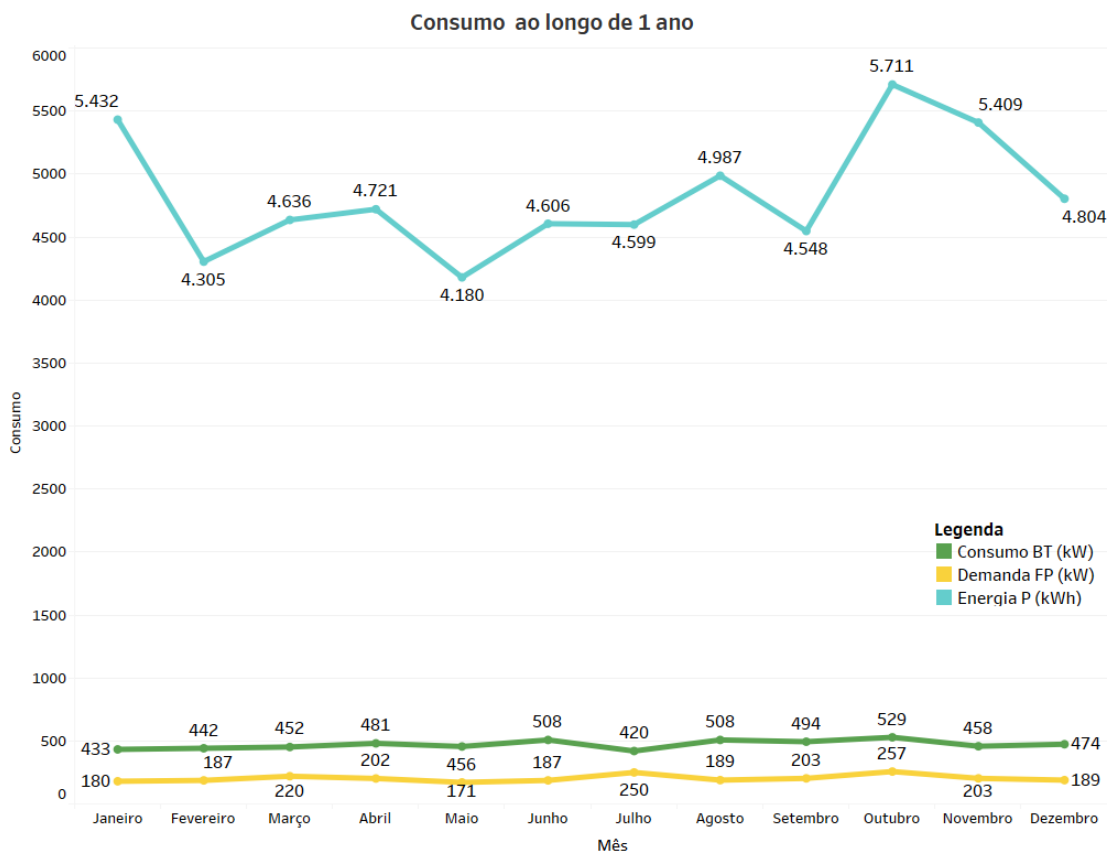


Figura 21 – Demanda contratada e consumo de energia no posto ponta para consumidor A4 - Verde e consumo residencial em um ano.

de energia elétrica daqueles que não a tem, pois esses começam a arcar com os custos da rede, já que o modelo atual isenta os geradores. Também é observado que o aumento percentual é mais considerável para o consumidor de baixa tensão, onde está concentrada a perda de mercado da distribuidora.

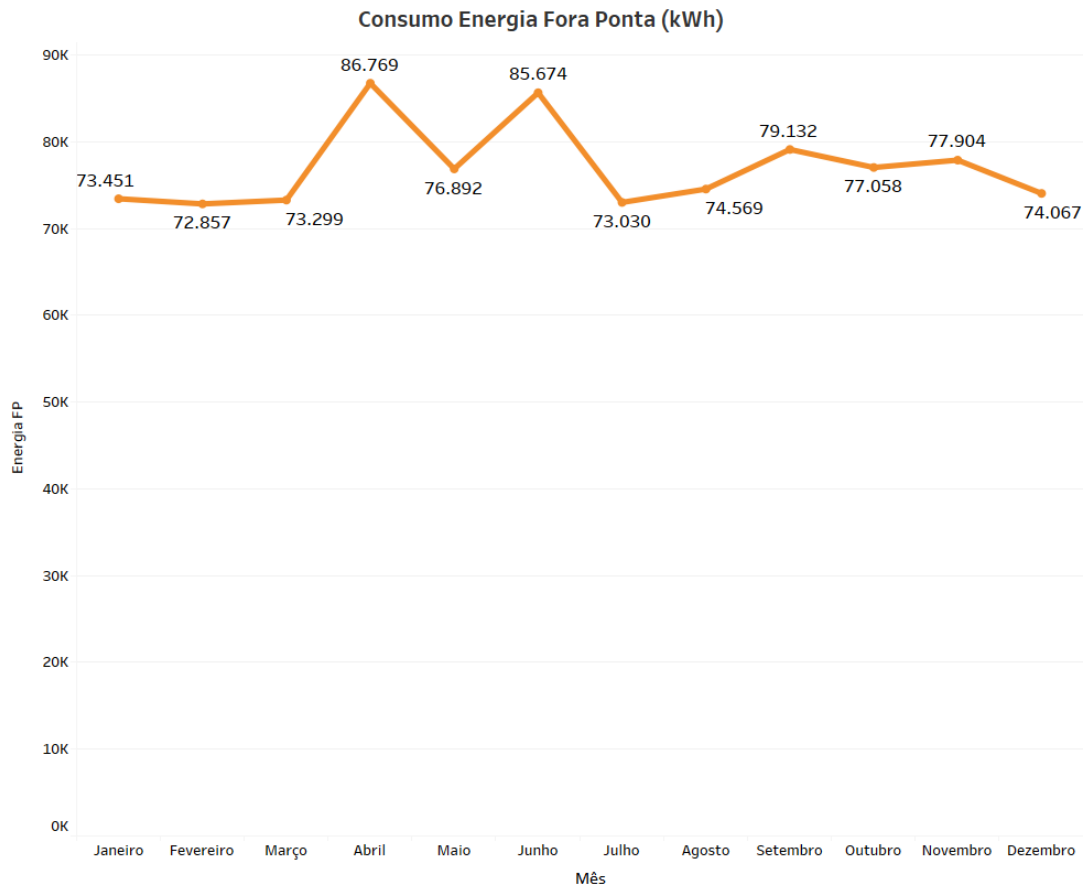


Figura 22 – Consumo de energia no posto fora posto de consumidor A4 - Verde em um ano.

5 CONCLUSÃO

5.1 Aspectos Gerais

O presente trabalho apresentou um método para avaliar o impacto da GDFV na receita das distribuidoras e na tarifa de energia elétrica. Portanto, pode-se valora-lo de forma a verificar possíveis consequências que a regulação atual pode causar para as empresas e consumidores.

O Capítulo 2 resumiu os procedimentos de cálculo da tarifa executados pela Agência Reguladora. Adicionalmente, apresentou os principais impactos técnicos causados pela GDFV nas redes de distribuição de energia. Dessa forma, foi possível identificar os componentes que sofreriam alterações: perdas técnicas, energia de atendimento ao mercado, conexão com rede de terceiros, alguns encargos e as receitas irrecuperáveis.

Foi elaborada uma metodologia de cálculo da receita e da tarifa de forma a se considerar a variação dos componentes identificados, exposta no Capítulo 3. Considerando-se uma previsão de inserção de GDFV no sistema brasileiro, são alocados painéis fotovoltaicos à distribuidora escolhida. A energia gerada pelos painéis é calculada considerando-se a irradiação solar média na região. Baseado na energia gerada, são definidos níveis de penetração. Para cada nível de penetração é calculada a energia necessária para o atendimento ao mercado da distribuidora. Com base nessa energia, é possível então variar os outros componentes da receita. Definida a receita, determina-se a tarifa de energia elétrica.

A metodologia foi aplicada à CEB, distribuidora responsável pelo atendimento ao Distrito Federal (Capítulo 4). Observou-se que a energia é o custo mais impactado pela inserção de GDFV, apesar de outros componentes sofrerem alterações. Adicionalmente, foi verificada a redução na arrecadação dos custos de Parcela B da distribuidora e o aumento na tarifa de energia. Ainda, comparou-se o aumento dos custos com energia elétrica para um consumidor AT e um BT, pela qual conclui-se que, percentualmente, o impacto para o consumidor BT é maior.

Por meio dos resultados obtidos verifica-se que há uma perda de receita das distribuidoras. Entretanto, para os níveis de penetração atuais, essa perda ainda é muito pequena. Havendo aumento dos valores de Pen, a perda de receita torna-se alarmante, podendo afetar os negócios da empresa. Foi observado que a perda de mercado entre um processo tarifário e outro é um fator preocupante para as distribuidoras. Mesmo que a receita requerida contemple todo o capital necessário para custear seus serviços, devido ao modelo regulatório atual, aqueles consumidores com GDFV instalada não contribuem para o repasse dessa receita. Esse comportamento traz ainda maior incerteza à previsão

de mercado, responsabilidade das distribuidoras, já que devem considerar novas variáveis como a vontade de um consumir investir em GDFV.

Quanto a diminuição da energia requerida, viu-se que é o fator que sofre maior redução. A energia requerida é impactada pela perda de mercado e pelas perdas. A diminuição das perdas técnicas resultantes da inserção de GD pode ser uma grande vantagem para a distribuidora, pois, não só tornam o sistema mais eficiente, como podem significar um ganho, caso as perdas reais sejam menores que as regulatórias. Nesse caso, além de mitigar o efeito da perda de mercado, a redução das perdas técnicas poderia fazer com que as distribuidoras incentivassem os consumidores a aderir ao Sistema de Compensação de Energia, pois atualmente não há nenhum incentivo para isso. Todavia, ressalta-se que a variação de perdas tem grande dependência com a localização e a quantidade de painéis na rede.

Em relação à perda de mercado, há uma diminuição da energia a ser contratada pela mesma. Porém, a maior parte dos contratos realizados pela distribuidora são no ambiente regulado (CCEAR). Isso implica em contratos com prazos a serem cumpridos. Por conseguinte, havendo uma grande perda de mercado e um excesso de energia contratada, a distribuidora é obrigada se desfazer das sobras no ACL por um preço maior ou menor do que o adquirido. Um fator a ser considerado é que, devido a atual conjuntura econômica do país, diversas distribuidoras estão sobrecontratadas e a perda de mercado resultante da GDFV pode contribuir para a permanência, ou piora, desse estado. Vale ressaltar que a análise feita considerou a previsão de inserção de GDFV num período de 8 anos (2017 a 2024). Como as revisões tarifárias ocorrem, em média, a cada 4 anos, no espaço de tempo examinado a distribuidora obrigatoriamente passará por uma revisão, na qual os custos serão redefinidos para um nível eficiente.

Finalmente, a tarifa de energia elétrica, como esperado, sofreu um aumento relacionado à redução do mercado da distribuidora. Na análise comparativa entre os custos para consumidor BT e AT, foi observado que o consumidor residencial percebe maior aumento percentual. A alta no preço na tarifa de energia torna o investimento em GDFV mais atrativo para aqueles que ainda não aderiram, dando início à chamada "Espiral da Morte". Apesar do consumidor de alta tensão verificar menores variações, o custo da energia elétrica na fabricação de produtos e prestação de serviços é um fator muito importante. Assim, um possível aumento pode ser repassado para o custo final do produto, tendo um impacto indireto no consumidor residencial.

Ainda em relação à tarifa de energia elétrica, verificou-se que o maior incremento está contido na TUSD, onde há menor redução de custos. A TE é acompanhada de uma grande diminuição de energia, já que os consumidores de GDFV impactam o consumo total. Entretanto, tais consumidores ainda utilizam a rede de distribuição tanto para exportar a produção, quanto para consumir quando não há geração disponível. Dessa forma,

deveriam também arcar com os custos de TUSD, onde estão inseridos esses dispêndios. Uma forma de se solucionar essa questão seria a utilização de tarifas binômias, já aplicada a consumidores de alta tensão. Na tarifa binômia, a TUSD e a TE são cobradas separadamente, permitindo que o consumidor gerador seja cobrado somente pela componente fio. Porém, essa medida aumentaria o tempo de retorno do investimento, afetando a difusão da GDFV. A tarifa binômia é objeto da Consulta Pública nº 33 realizada pelo MME, que visa aprimorar o marco legal do setor elétrico.

Por fim, conclui-se que a atual regulação causa um aumento da incerteza de mercado para a distribuidora e à tarifa do consumidor. Pelos resultados, observa-se que os consumidores sem GD passam a arcar com custos referentes ao consumidor com GD. Caso seja necessário que a distribuidora realize alguma melhoria em sua rede para adequar o sistema à GDFV, o custo do investimento seria repassado para aquele consumidor que não participa da Compensação de Energia. Portanto, nota-se a necessidade de uma melhor alocação de preços. Entretanto, o incentivo adotado permite uma maior difusão da tecnologia, devido ao baixo custo da energia (consumidor só paga pelo custo de conexão) e conseqüente maior tempo de retorno do investimento.

5.2 Trabalhos Futuros

Foi visto que a GD também tem impactos na operação e manutenção do sistema de distribuição. Portanto, para uma melhor avaliação sugere-se a análise da inserção de GDFV na Parcela B da distribuidora, considerando a necessidade de investimentos na rede e a intermitência da fonte. Ainda, poderia ser avaliado a influência na estrutura tarifária, ou seja, no CMC, CMEx, na formação de demanda, nas curvas de carga, entre outros.

Sugere-se ainda a definição de uma nova metodologia para definir a correta alocação de painéis fotovoltaicos para as distribuidoras, considerando a renda dos consumidores, a tarifa de energia elétrica da região, a existência de empresas que atuem no ramo de GDFV, entre outros fatores.

Além disso, cada distribuidora tem características muito específicas, como diferenciados contratos de energia, pontos de conexão com a rede de terceiros, diferentes proporções de classe de consumo e percentuais de perdas. Conseqüentemente, a aplicação do método para outras empresas e uma análise comparativa poderia fornecer uma visão mais generalista dos impactos da GDFV.

Referências

- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482*. [S.l.], 2012. Citado na página 41.
- ANEEL. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/espaco-do-empendedor/-/asset_publisher/uPv0Vn1PiOn9/content/encargos/654800?inheritRedirect=false>. Citado na página 30.
- ANEEL. *Entendendo a Tarifa*. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false>. Citado 5 vezes nas páginas 15, 25, 26, 27 e 50.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 225/2015 - SGT*. [S.l.], 2015. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. 2ª edição. ed. [S.l.], 2016. Citado na página 41.
- ANEEL. *Encargos Setoriais*. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/encargos-setoriais/654800?inheritRedirect=false>. Citado na página 30.
- ANEEL. *Nota Técnica 104/2016 SGT*. [S.l.], 2016. Citado na página 22.
- ANEEL. *Nota Técnica 260/2016 - SGT*. [S.l.], 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/049/documento/nt_260_2016_et_ap_ceb.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 15, 17, 38, 39 e 40.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 340/2016 SGT*. [S.l.], 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/049/resultado/ntecnica_340_sic_29532016_deveth_pos_ap_ceb-dis.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 26, 33 e 34.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 4.1 - Conceitos Gerais*. [S.l.], 2016. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.
- ANEEL. *Nota Técnica 0056/2017 SRD*. [S.l.], 2017. Citado na página 63.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 308/2017 - SGT*. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%C3%A9cnica%20308%20SIC%2024502017_contrato_novo_RTA%202017%20CEB%202.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 70 e 71.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 336/2017 - SGT*. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/063/documento/nt_sgt_336_2017.pdf>. Citado na página 30.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) - Submódulo 2.2A Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis*. [S.l.], 2017. Citado na página 32.

- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 2.5A - Fator X*. [S.l.], 2017. Citado na página 26.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 3.3A - Custos de Transmissão*. [S.l.], 2017. Citado na página 29.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 4.2A - CVA*. [S.l.], 2017. Citado na página 35.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais*. [S.l.], 2017. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 37.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 7.2 - Tarifas de Referência*. [S.l.], 2017. Citado na página 38.
- BANK, W. 2017. Disponível em: <data.worldbank.org>. Citado na página 21.
- CASTRO, M. A. L. *Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao_Marco_Aurelio.pdf/248ba10c-035c-4f97-8c53-bec01dd3e6a4>. Citado na página 35.
- CASTRO, N. de et al. Perspectivas e desafios da difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica no brasil. *Texto de Discussão do Setor Elétrico*, v. 67, 2016. Citado na página 22.
- ECONÔMICO, M. da Fazenda Secretaria de A. *Parecer Analítico sobre Regras Regulatórias nº 157/COGEN/SEAE/MF*. [S.l.], 2012. Disponível em: <http://www.seae.fazenda.gov.br/central-de-documentos/manifestacoes-sobre-regras-regulatorias/2012/Parecer%20157_2012.pdf>. Citado na página 75.
- FIGUEIREDO, J. Perspectivas de difusão de recursos energéticos distribuídos. In: ENERGISA. [S.l.], 2016. Citado na página 47.
- FUGIMOTO, S. K. *ESTRUTURA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSIÇÕES METODOLÓGICAS*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2010. Citado na página 39.
- GIANELLONI, F. et al. The distributed electricity generation diffusion impact on the brazilian distribution lines. *3rd International Conference on Energy and Environment: bringing together Engineering and Economics*, 2017. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/41_Artigo%20Porto%20-%20v1.pdf>. Citado na página 22.
- IRENA. Renewable energy benefits: Measuring the economics. *IRENA Technical Report*, 2016. Citado na página 21.
- MME. *Energia Solar no Brasil e no Mundo, Ano de referência - 2015*. 2016. Citado na página 42.
- REN21. *Renewables 2017 Global Status Report*. 2017. Disponível em: <<http://www.ren21.net>>. Citado na página 21.

SHAYANI, R. *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

SOUSA, D.; LELLIS, M.; FERREIRA, R. *Tributação, Encargos Setoriais e a Modicidade Tarifária*. Tese (Doutorado) — Universidade Cândido Mendes, 2007. Citado na página 26.

TARANTO, G. N. et al. Impactos da difusão da micro e da mini geração no planejamento, na operação e na manutenção do sistema de distribuição. *Textos de Discussão do Setor Elétrico*, v. 73, maio 2017. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/17_tdse_73.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 15, 21, 44, 45 e 46.

TECH, V. *Distributed Generation - Education Modules*. 2007. Disponível em: <<http://www.dg.history.vt.edu/>>. Citado na página 21.

VIEIRA, D. *MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO TIPO DE INCENTIVO REGULATÓRIO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA QUE POTENCIALIZA SEUS BENEFÍCIOS TÉCNICOS NA REDE*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2016. Citado 6 vezes nas páginas 15, 21, 42, 43, 45 e 52.

Anexos

ANEXO A – GD INSTALADA SEPARADA POR DISTRIBUIDORA

A Tabela 23 mostra o número de conexões de GD na rede de cada distribuidora e a quantidade de consumidores que recebem créditos por elas. Adicionalmente, evidencia a participação de cada distribuidora em relação ao total de conexões.

Observa-se que a CEMIG é responsável por mais de 22% das conexões. Isso é caracterizado pela rápida resposta da distribuidora em realizar as conexões com a rede, pelo alto nível de irradiação solar da região, o grande número de empresas atuando no ramo e pela tarifa alta, que diminui o tempo de *payback* do investimento.

Tabela 23 – Número de conexões de GD separadas por distribuidora, conforme acesso em 11/09/2017.

Distribuidora	Quantidade de Conexões	Quantidade de Conexões que recebem Crédito	Potência Total	Percentual em relação ao total
CEMIG	2983	3667	32233,18	22,59%
CPFL Paulista	1364	1539	8090,55	9,48%
Copel	1063	1063	8241,28	6,55%
Celesc	774	926	8707,79	5,71%
Light	661	876	10418,19	5,40%
RGE SUL	755	811	7821,93	5,00%
Rio Grande Energia S.A.	548	657	4490,01	4,05%
Ampla	584	599	3218,43	3,69%
Elektro	540	587	2285,18	3,62%
COELCE	485	509	20619,47	3,14%
CELPE	276	368	4539,57	2,27%
COELBA	296	353	2836,44	2,17%
Eletropaulo	342	346	2948,74	2,13%
CPFL Piratining	308	330	1598,99	2,03%
Energisa MS	269	295	2255,36	1,82%
Celg	256	288	3914,26	1,77%
ELFSM	285	286	305,46	1,76%
EDP Espírito Santo	247	269	1482,9	1,66%
CEB	232	242	2065,06	1,49%
COSERN	228	229	2856,37	1,41%
Energisa MT	196	209	6855,06	1,29%
CEEE	162	183	5874,25	1,13%
CEMAR	160	173	1955,81	1,07%
Energisa Sul Sudeste	166	169	965,88	1,04%
Energisa Paraíba	110	151	873,78	0,93%
Energisa MG	108	149	2160,05	0,92%
EDP São Paulo	136	137	647,45	0,84%
Energisa Tocantins	78	84	497,21	0,52%
CELPA	77	77	340,51	0,47%
CEAL	57	72	732,61	0,44%
Energisa Sergipe	63	67	480,03	0,41%
CPFL Santa Cruz	55	56	164,29	0,35%
CERON	34	52	3785,8	0,32%
CERTEL	33	46	261,2	0,28%
CEMIRIM	33	39	427,72	0,24%
CRELUZ	4	33	236,64	0,20%
Eletrocar	22	26	224,19	0,16%
Energisa Borborema	18	25	164,12	0,15%
CEPISA	24	24	517,4	0,15%
DEMEI	22	23	172,78	0,14%
Energisa Nova Friburgo	16	17	44,18	0,10%

Tabela 24 – Número de conexões de GD separadas por distribuidora, conforme acesso em 11/09/2017. Continuação.

Distribuidora	Quantidade de Conexões	Quantidade de Conexões que recebem Crédito	Potência Total	Percentual em relação ao total
CPFL Jaguaria	7	8	20,82	0,05%
CPFL Sul Paulista	7	8	38,62	0,05%
EFLUL	7	8	14,97	0,05%
HIDROPAN	8	8	29,85	0,05%
MUX Energia	8	8	35,76	0,05%
Amazonas Energia	7	7	54,86	0,04%
CERMISSÕES	4	7	14,7	0,04%
COCEL	6	6	15,77	0,04%
Eletroacre	6	6	27,52	0,04%
CHESP	6	6	22,04	0,04%
CERSUL	6	6	14,75	0,04%
Cooperativa Aliança	4	5	24,48	0,03%
COOPERA	5	5	35,12	0,03%
CEBRARNORTE	3	4	19,12	0,02%
CERMOFUL	4	4	16	0,02%
SULGIPE	3	3	5,59	0,02%
CEREJ	2	3	8	0,02%
COOPERLUZ	3	3	12	0,02%
CERTAJA	3	3	5,79	0,02%
CEJAMA	2	2	1001	0,01%
COOPERMILA	1	2	75,44	0,01%
CEPRAG	1	1	2,04	0,01%
CETRIL	1	1	3	0,01%
CERIM	1	1	15	0,01%
CRERAL	1	1	2,08	0,01%
Empresa Força e Luz João Cesa	1	1	2	0,01%
Total	14.232,00	16.231,00	160.113,74	100,00%

ANEXO B – Custos Mensais de Energia

São apresentados os custos de um consumidor A4 na modalidade verde para três níveis de penetração: 0%, 10% e 20% nas Tabelas 25, 26, 27, respectivamente.

Tabela 25 – Custo mensal de energia para consumidor A4 na modalidade verde, com Pen = 0%

Consumo	TE Ponta	TE Fora Ponta	TUSD	Total
Novembro	R\$ 1.943,13	R\$ 18.413,39	R\$ 1.755,95	R\$ 22.112,47
Dezembro	R\$ 1.725,79	R\$ 17.506,48	R\$ 1.634,85	R\$ 20.867,12
Janeiro	R\$ 1.951,39	R\$ 17.360,88	R\$ 1.557,00	R\$ 20.869,27
Fevereiro	R\$ 1.546,53	R\$ 17.220,48	R\$ 1.617,55	R\$ 20.384,56
Março	R\$ 1.665,44	R\$ 17.324,95	R\$ 1.903,00	R\$ 20.893,39
Abril	R\$ 1.695,97	R\$ 20.508,72	R\$ 1.747,30	R\$ 23.951,99
Maiο	R\$ 1.501,62	R\$ 18.174,19	R\$ 1.479,15	R\$ 21.154,97
Junho	R\$ 1.654,66	R\$ 20.249,91	R\$ 1.617,55	R\$ 23.522,12
Julho	R\$ 1.652,14	R\$ 17.261,37	R\$ 2.162,50	R\$ 21.076,02
Agosto	R\$ 1.791,53	R\$ 17.625,13	R\$ 1.634,85	R\$ 21.051,51
Setembro	R\$ 1.633,82	R\$ 18.703,64	R\$ 1.755,95	R\$ 22.093,41
Outubro	R\$ 2.051,62	R\$ 18.213,43	R\$ 2.223,05	R\$ 22.488,10
Total	R\$ 20.813,65	R\$ 218.562,56	R\$ 21.088,70	R\$ 260.464,91

Tabela 26 – Custo mensal de energia para consumidor A4 na modalidade verde, com Pen = 10%

Consumo	TE Ponta	TE Fora Ponta	TUSD	Total
Novembro	R\$ 1.985,32	R\$ 19.007,02	R\$ 1.863,54	R\$ 22.855,88
Dezembro	R\$ 1.763,26	R\$ 18.070,87	R\$ 1.735,02	R\$ 21.569,15
Janeiro	R\$ 1.993,76	R\$ 17.920,57	R\$ 1.652,40	R\$ 21.566,74
Fevereiro	R\$ 1.580,11	R\$ 17.775,65	R\$ 1.716,66	R\$ 21.072,42
Março	R\$ 1.701,60	R\$ 17.883,49	R\$ 2.019,60	R\$ 21.604,69
Abril	R\$ 1.732,80	R\$ 21.169,90	R\$ 1.854,36	R\$ 24.757,06
Maiο	R\$ 1.534,23	R\$ 18.760,11	R\$ 1.569,78	R\$ 21.864,12
Junho	R\$ 1.690,59	R\$ 20.902,74	R\$ 1.716,66	R\$ 24.309,99
Julho	R\$ 1.688,02	R\$ 17.817,86	R\$ 2.295,00	R\$ 21.800,88
Agosto	R\$ 1.830,43	R\$ 18.193,34	R\$ 1.735,02	R\$ 21.758,79
Setembro	R\$ 1.669,30	R\$ 19.306,63	R\$ 1.863,54	R\$ 22.839,46
Outubro	R\$ 2.096,17	R\$ 18.800,61	R\$ 2.359,26	R\$ 23.256,04
Total	R\$ 21.265,56	R\$ 225.608,79	R\$ 22.380,84	R\$ 269.255,20

A Tabela 28 apresenta os custos mensais para o consumidor residencial, considerando a tarifa total como sendo a TUSD e a TE, para Pen = 0%, 10% e 20%.

Tabela 27 – Custo mensal de energia para consumidor A4 na modalidade verde, com Pen = 20%

Consumo	TE Ponta	TE Fora Ponta	TUSD	Total
Novembro	R\$ 2.038,87	R\$ 19.760,35	R\$ 2.003,61	R\$ 23.802,83
Dezembro	R\$ 1.810,82	R\$ 18.787,09	R\$ 1.865,43	R\$ 22.463,34
Janeiro	R\$ 2.047,54	R\$ 18.630,85	R\$ 1.776,60	R\$ 22.454,98
Fevereiro	R\$ 1.622,73	R\$ 18.480,18	R\$ 1.845,69	R\$ 21.948,59
Março	R\$ 1.747,49	R\$ 18.592,29	R\$ 2.171,40	R\$ 22.511,19
Abril	R\$ 1.779,53	R\$ 22.008,96	R\$ 1.993,74	R\$ 25.782,23
Mai	R\$ 1.575,61	R\$ 19.503,66	R\$ 1.687,77	R\$ 22.767,04
Junho	R\$ 1.736,19	R\$ 21.731,21	R\$ 1.845,69	R\$ 25.313,09
Julho	R\$ 1.733,55	R\$ 18.524,06	R\$ 2.467,50	R\$ 22.725,11
Agosto	R\$ 1.879,80	R\$ 18.914,43	R\$ 1.865,43	R\$ 22.659,66
Setembro	R\$ 1.714,32	R\$ 20.071,83	R\$ 2.003,61	R\$ 23.789,76
Outubro	R\$ 2.152,70	R\$ 19.545,76	R\$ 2.546,59	R\$ 24.235,06
Total	R\$ 21.839,15	R\$ 234.550,66	R\$ 24.063,06	R\$ 280.452,87

Tabela 28 – Custo mensal de energia para consumidor residencial, com Pen = 0%, 10% e 20%

Consumo	Pen=0	Pen=10	Pen=20
Novembro	R\$ 205,60	R\$ 216,72	R\$ 231,27
Dezembro	R\$ 212,78	R\$ 224,29	R\$ 239,35
Janeiro	R\$ 194,37	R\$ 204,89	R\$ 218,65
Fevereiro	R\$ 198,41	R\$ 209,15	R\$ 223,19
Março	R\$ 202,90	R\$ 213,88	R\$ 228,24
Abril	R\$ 215,92	R\$ 227,60	R\$ 242,89
Mai	R\$ 204,70	R\$ 215,77	R\$ 230,26
Junho	R\$ 228,04	R\$ 240,38	R\$ 256,52
Julho	R\$ 188,54	R\$ 198,74	R\$ 212,08
Agosto	R\$ 228,04	R\$ 240,38	R\$ 256,52
Setembro	R\$ 221,76	R\$ 233,75	R\$ 249,45
Outubro	R\$ 237,47	R\$ 250,31	R\$ 267,12
Total	R\$ 2.538,53	R\$ 2.675,83	R\$ 2.855,55