

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES NORMATIVAS PREVISTAS PELA ANEEL NA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO RIO GRANDE DO SUL

por

Eduardo Daltoé de Freitas

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Setembro de 2019

IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES NORMATIVAS PREVISTAS PELA ANEEL NA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO RIO GRANDE DO SUL

por

Eduardo Daltoé de Freitas

Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Paulo Smith Schneider

Aprovada por:

Prof. Ph.D. Ricardo Rütger.....PPEC / UFSC

Prof. Dra. Mariana Resener.....DELAE / UFRGS

Prof. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues.....PROMECC / UFRGS

Prof. Dr. Fernando Marcelo Pereira

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 25 de Setembro de 2019

*Dedico esse trabalho a 3 pessoas muito especiais,
Daniela, minha esposa, amiga e eterna namorada
há mais de 20 anos, que com muito carinho divide o
dia a dia comigo, e aos meus filhos, Lucas e Felipe,
crianças adoráveis que me fizeram entender
efetivamente o significado da palavra “amor”.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro a Deus, que me deu saúde, força, paz e serenidade para trilhar mais esse caminho em busca do desenvolvimento pessoal e conhecimento científico.

Aos meus pais, Paulo Renato Pinto de Freitas e Laura Ines Daltoé de Freitas, que sempre com muito amor e dedicação me mostraram o valor do trabalho e de ser correto em todas as situações da vida.

A Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, instituição de reconhecimento internacional que me recebeu de braços abertos desde o primeiro dia de aula.

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de energia Elétrica – CEEE GT, empresa que trabalho a mais de 18 anos e que permitiu me ausentar para eu cursar as disciplinas e desenvolver minha dissertação durante esses 3 anos.

Aos amigos Júlio e Paulo, que dedicaram precisos tempos de suas vidas a me ajudar na revisão desse trabalho.

Aos colegas Tiago, Marcos, Robson, Evandro e Aline, que em muitos momentos me substituíram com total dedicação e comprometimento no desempenho das minhas funções na CEEE GT enquanto estava ausente dedicado ao mestrado.

As empresas participantes da pesquisa de características de posicionamento de sistemas solares fotovoltaicos no RS: Sol Energias Renováveis, Solaire Energia Solar, G3 Inovação, Cazasolar, Aldeia Solar, GER Energia, Exatel Energia e Telecom e ESS Engenharia.

A empresa GREENER, Pesquisa e Consultoria, pelo compartilhamento de informações do custo dos projetos no RS.

E por fim, mas não menos importante, ao meu orientador e amigo, Paulo Smith Schneider, uma pessoa com uma humanidade e empatia no trato com os demais *sui generis*, além de ser um profissional exemplar no ramo da educação, de tal envergadura que passou a ser uma das maiores referências na minha vida.

RESUMO

O regramento estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 facilitou as condições para o acesso da geração distribuída (GD) aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A potência instalada até 2018 superou as projeções da EPE e ANEEL, o que acelerou as discussões sobre a forma de valoração da energia injetada na rede. As distribuidoras e alguns consumidores são críticos ao atual Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica (SCEE), mas instaladores, fabricantes, fornecedores e consumidores consideram que o Sistema atual permite consolidar o mercado. Motivada por esse impasse, a ANEEL está revisando o SCEE, partindo do modelo vigente, chamado de alternativa 0, para propor outras 5 novas alternativas de desconto do valor da energia injetada na rede. Os indicadores para cada alternativa representam os benefícios e custos do crescimento da GD, definindo regras de transição com base em “gatilho” de potência relativo ao contexto nacional. O presente trabalho analisa os possíveis impactos das mudanças normativas da GD para as duas principais distribuidoras que atendem o Rio Grande do Sul, a RGE e a CEEE-D, com a aplicação da metodologia usada pela ANEEL e a revisão das variáveis potência de referência, custo médio, irradiação solar, difusão da GD e definição de “gatilhos regionais”. O estudo mostra que as métricas definidas pela ANEEL geram resultados distorcidos, especialmente para a concessionária RGE. A mudança de tarifação da alternativa 0 para a 1 eleva o VPL da RGE de –R\$ 150,00 milhões para R\$ 1,24 bilhões e da CEEE-D de –R\$ 95,65 milhões para 127,45 milhões para os não aderentes à GD. O ano do gatilho para a mudança da tarifação na RGE é 2020 e na CEEE-D é 2023, em contraste com a projeção nacional que aponta para 2025. As mudanças na tarifação devem reduzir a quantidade de adotantes em 12% na RGE e 19% na CEEE-D. Perdas de arrecadação com ICMS para o RS são previstas até 2035 e que o atendimento da demanda de energia em determinados locais pode sofrer problemas com a difusão projetada da GD. O trabalho aponta que a manutenção da alternativa atual não seja o mais indicado com base nos prejuízos provenientes do VPL e redução do mercado das distribuidoras, ao mesmo tempo que a geração de emprego e renda com a difusão da GD em um contexto nacional de estagnação do PIB e alto desemprego justifiquem a sua manutenção.

Palavras-chave: Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 482/2012; Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica; tarifa de energia; geração distribuída.

ABSTRACT

The regulation established by ANEEL Normative Resolution N°. 482/2012 firmed the conditions for the access of distributed generation (GD) to the electricity distribution systems. The installed power until 2018 exceeds the projections of EPE and ANEEL, which has accelerated the discussions about how to value injected energy into the net, because distributors and some consumers are critical to the current Electric Energy Credit Compensation System (SCEE), on the other hand, installers, manufacturers, suppliers and consumers consider that the current system allows for market consolidation. Motivated for this impasse, ANEEL is reviewing the SCEE, starting from the current model, called alternative 0, to propose another 5 new discount alternatives for the value of injected energy into the net. The key-indicators for each alternative shows the benefits and costs for growth of GD, defining rules transition in base of “triggers” in power related the national context. The current Master's Thesis analyzes the possible impacts of changes in the normative GD for the two main distributors that serve the state of Rio Grande do Sul, RGE and CEEE-D, applying the methodology used by ANEEL for these distributors, beyond review of the variables such as: reference power, average cost, solar irradiation, diffusion of GD and definition of “regional triggers”. The study shows that the metrics defined by ANEEL bring about distorted results, especially for the RGE concessionaire. For all consumers that not enjoined to the GD, the change of fares from alternative 0 to 1, the Net Present Value (NPV) of RGE goes from –R\$ 150.00 million to R\$ 1.24 billion and the CEEE-D goes from –R\$ 95.65 million to R\$127.45 million. The trigger’s year for the change of fares in RGE is 2020 and in CEEE-D is 2023, in contrast to the national projection that points to 2025. Fares changes shall reduce the number of adherents by 12% in RGE and 19% in the CEEE-D. Losses in tax collection from ICMS to RS are predict until 2035 and the attendance of energy demand in certain locations maybe can suffer problems from projected diffusion of GD. The Master's Thesis indicate also that the maintenance of the current alternative is not the most appropriate based on the losses from NPV and reduction of the distributors market, while the generation of employment and income with the diffusion of GD in a national context of stagnation of the market GDP and high unemployment justify their maintenance.

Keywords: Normative Resolution N°. 482/2012; Electric Energy Credit Compensation System; energy tariff; distributed generation.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	1
1.2	Revisão bibliográfica	2
1.3	Questão de pesquisa.....	5
1.4	Objetivos.....	5
1.5	Organização do trabalho	6
1.6	Delimitação do trabalho.....	6
2	GERAÇÃO DISTRIBUIDA	10
2.1	Energia elétrica no mundo	10
2.2	Energia elétrica no Brasil.....	13
2.3	Geração distribuída	16
2.3.1	Geração distribuída no Brasil	17
2.3.2	Evolução da Geração distribuída no Brasil	19
2.3.3	Alteração da forma de tarifação da GD no Brasil.....	24
2.3.3.1	Sistema atual da tarifação da energia elétrica da GD	26
2.3.3.2	Definição das novas alternativas de tarifação da GD	28
2.3.4	Alternativa inicialmente escolhida pela ANEEL para nova tarifação	32
3	DEFINIÇÃO DE NOVAS VARIÁVEIS	34
3.1	Definição de novas variáveis para simulação dos cenários e alternativas.....	36
3.1.1	Potência de referência dos SSFs	36
3.1.2	Custo médio dos SSFs	38
3.1.3	Irradiação solar média dos SSFs.....	42
3.1.3.1	Proposta de novos valores para irradiação solar para CEEE-D e RGE.....	44
3.1.3.2	Ajuste dos dados de irradiação solar	48
3.1.4	Difusão de SSFs.....	50
3.1.4.1	Difusão dos SSFs proposto pela ANEEL e EPE	51
3.1.5	Gatilhos para mudança de alternativa de tarifação	57
3.1.6	Quantidade de SSFs instalados até 2017	59

3.2	Aspectos complementares	60
3.2.1	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.....	60
3.2.1.1	ICMS e GD no Brasil	60
3.2.1.2	ICMS e GD no RS	61
3.2.1.3	Projeção do ICMS não recolhido com GD na RGE e CEEE-D	65
3.2.2	Demanda e consumo de energia elétrica com o aumento da geração distribuída .	67
3.2.2.1	Impactos na demanda de energia elétrica com o aumento da geração distribuída	67
3.2.2.2	Impactos no consumo de energia elétrica com o aumento da geração distribuída	71
3.2.3	Pagamento de Salários	73
3.3	Resumo das variáveis modificadas nesse trabalho	74
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	75
4.1	Apresentação dos resultados por agentes.	75
4.1.1	Dados Originais da ANEEL para o Brasil.....	75
4.1.2	Dados corrigidos para RGE	78
4.1.3	Dados corrigidos para a CEEE-D	80
4.2	Apresentação dos resultados entre os agentes	82
4.2.1	Avaliação da quantidade de SSF e potência projetados e instalados.....	82
4.2.2	Estimativa do ano do gatilho para a mudança da alternativa 0 para 1	84
4.2.3	Avaliação quanto à sensibilidade a mudança de alternativa.....	84
4.3	Perda de arrecadação de ICMS no RS	85
4.4	Demanda e consumo de energia elétrica frente evolução da GD	86
4.4.1	Impacto no consumo de energia elétrica frente evolução da GD	86
4.4.2	Impacto na demanda de energia elétrica frente evolução da GD	89
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	93
5.1	Sugestões de trabalhos futuros.....	95
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96
	APÊNDICE A Órgãos de governança do setor elétrico nacional	101
	APÊNDICE B Lista de variáveis usadas pela ANEEL no AIR.....	103
	APÊNDICE C Fórmulas usadas pela ANEEL	105

APÊNDICE D	Questionário usado na consulta publica	108
APÊNDICE E	Dados e método usados na pesquisa do SSFs do RS	112

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Mapa com as áreas de atuação das distribuidoras do RS	9
Figura 2.1	Matriz de geração de energia elétrica mundial em 2016.....	10
Figura 2.2	Principais países ranqueados pela potência dos sistemas solares per capita instalados até 2018	12
Figura 2.3	Variação do custo para produção de 1 MWh de energia elétrica com várias fontes de energia.....	12
Figura 2.4	Fluxograma da estrutura de governança do setor elétrico brasileiro.....	13
Figura 2.5	Composição da matriz elétrica brasileira em 2018	14
Figura 2.6	Custos inicial e o final do MWh obtido nos últimos leilões de energia nova promovidos pela CCEE para geração solar fotovoltaica e eólica.....	15
Figura 2.7	Variação semestral do custo de um SSF de 4kWp.....	16
Figura 2.8	Quantidade anual de UC com microgeração e minigeração conectadas à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil e informados a ANEEL até junho de 2019	20
Figura 2.9	Quantidade anual de UC com microgeração de SSFs conectados à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil e informados a ANEEL até dezembro de 2018	20
Figura 2.10	Evolução da instalação da GD em todo território brasileiro	21
Figura 2.11	Participação de cada fonte na geração distribuída no Brasil em 2018.....	23
Figura 2.12	Componentes da tarifa considerada em cada alternativa	29
Figura 2.13	Porcentagem de cada componente da tarifa em relação ao todo para o Brasil, RGE e CEEE-D usada no AIR.	30
Figura 2.14	Evolução estimada da GD local e gatilho de potência.....	33
Figura 2.15	Evolução estimada da GD remota e gatilhos de potência.....	33
Figura 3.1	Fluxograma da sequência de cálculo desenvolvida pela ANEEL, mais os aspectos complementares desenvolvidos especificamente para esse trabalho, para gerar os resultados necessários para subsidiar a tomada de decisão quanto a mudança do SCEE da GD na RGE, CEEE-D e no Brasil	35
Figura 3.2	Histograma com os dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da RGE.....	37

Figura 3.3	Histograma com os dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da CEEE-D.....	38
Figura 3.4	Mapa do Brasil com o <i>payback</i> calculado para todos os estados.....	39
Figura 3.5	Valores médios no Brasil dos SSFs de acordo com a potência.....	40
Figura 3.6	Média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no mundo	42
Figura 3.7	Média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no Brasil.....	43
Figura 3.8	Média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no RS	44
Figura 3.9	Localização aproximada das empresas integração de SSFs no RS.....	48
Figura 3.10	Curva S típica de um processo de difusão bem-sucedido com a porcentagem do tipo de população adotante	52
Figura 3.11	Porcentagem de SSFs instalados no Brasil, RGE e CEEE-D com base no mercado em potencial.....	54
Figura 3.12	Resultados do cálculo da difusão da GD no Brasil, RGE e CEEE-D de forma proporcionalizada de acordo com respectivo mercado potencial	56
Figura 3.13	Composição da receita tributária do RS.....	61
Figura 3.14	Participação das principais classes econômicas na composição do ICMS do RS em 2018	61
Figura 3.15	Detalhamento de uma fatura de energia elétrica com GD da RGE.....	62
Figura 3.16	Detalhamento de uma fatura de energia elétrica com GD da CEEE-D	63
Figura 3.17	Exemplo da curva do pato projetada para a o consumo de energia elétrica da Califórnia ISO nos EUA, em função do aumento da geração solar fotovoltaica ao longo dos anos	68
Figura 3.18	Demanda máxima mensal do RS em 2018 e a irradiação solar mensal para definição do mês crítico.....	69
Figura 3.19	Irradiação solar média em minutos	70
Figura 4.1	Projeção da potência instalada em SSFs com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil.....	77
Figura 4.2	Projeção da potência instalada em SSFs com dados corrigidos para a RGE	79
Figura 4.3	Projeção da potência instalada em SSFs com dados corrigidos para a CEEE-D.....	81
Figura 4.4	Projeção de demanda na RGE concomitante à operação de SSFs em um dia de semana (a), Sábado (b) e Domingo (c) de novembro de 2020	90

Figura 4.5	Projeção da demanda na RGE concomitante a operação de SSFs em (a) um dia de semana, (b) Sábado e (c) Domingo de novembro de 2026.....	92
Figura E.1	Conteúdo da planilha enviada por e-mail enviado para as empresas integradoras	112
Figura E.2	E-mail enviado para as empresas integradoras	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Dados da potência instalada dos 10 principais países com geração solar fotovoltaica no mundo instalada e por potência total acumulada até 2018.....	11
Tabela 2.2	Energia gerada em GWh no Brasil por tipo de fonte em 2017 e 2018.....	14
Tabela 2.3	Relação de UCs conectadas a rede e da potência total instalada até 2018 nos estados do Brasil ranqueados pela potência total instalada	22
Tabela 2.4	10 principais distribuidoras do Brasil em relação à potência instalada e nº de UCs com GD de fonte solar fotovoltaica de até 75kWe até 2018.....	23
Tabela 2.5	Custos e benefícios sob a ótica de quem instala e não instala GD	31
Tabela 3.1	Estatística descritiva dos dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da RGE.....	37
Tabela 3.2	Estatística descritiva dos dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da CEEE-D.....	38
Tabela 3.3	Custo médio ponderado dos SSFs instalados na RGE e CEEE-D	41
Tabela 3.4	Fator de redução da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado em função da variação do desvio azimutal e da inclinação dos módulos fotovoltaicos	46
Tabela 3.5	Variáveis comuns de posicionamento dos SSFs.....	46
Tabela 3.6	Dados para o cálculo ponderado da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado em kWh/m ² /dia na área de concessão da RGE	47
Tabela 3.7	Dados para o cálculo ponderado da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado em kWh/m ² /dia na área de concessão da CEEE-D.....	47
Tabela 3.8	Principais resultados da pesquisa realizada com empresas de integração de SSFs no RS.....	49
Tabela 3.9	Dados e resultados dos cálculos do mercado potencial para a RGE e para a CEEE-D com base nos números do Brasil	53
Tabela 3.10	Dados e resultados dos cálculos do mercado potencial para a RGE e CEEE-D com base nos números do RS extraídos do Censo Demográfico Brasileiro e dos dados da ANEEL.....	54
Tabela 3.11	Dados teóricos para RGE e CEEE-D do número de UCs com GD pelo padrão brasileiro e do número efetivo de UCs com GD	55

Tabela 3.12	Variáveis para determinação da difusão da GD no Brasil, RGE e CEEE-D.....	56
Tabela 3.13	Valores dos gatilhos em UCs e MW para RGE e CEEE-D.....	58
Tabela 3.14	Dados para o Brasil, CEEE-D e RGE dos números acumulados de SSFs e potência instaladas anualmente de 2012 até 2018.....	59
Tabela 3.15	Comparação entre as tarifas de uma UC para os casos 1, 2, 3, 4 e 5.....	64
Tabela 3.16	Média mensal da irradiação solar horária em Santa Cruz do Sul, incidente sobre o plano inclinado ao longo de 1 ano.....	70
Tabela 3.17	Informações do consumo de energia, número de UCs e tarifa sem imposto de todos os grupos e somente do grupo B da RGE.....	72
Tabela 3.18	Informações do consumo de energia, número de UCs e tarifa sem imposto de todos os grupos e somente do grupo B da CEEE-D.....	72
Tabela 3.19	Série histórica do INPC dos últimos 10 anos no Brasil.....	74
Tabela 3.20	Resumo de todos dados originais e corrigidos usados nas simulações de cenários apresentados no Capítulo 4.....	74
Tabela 4.1	Síntese dos principais resultados obtidos com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil.....	75
Tabela 4.2	Síntese dos resultados complementares obtidos com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil.....	76
Tabela 4.3	Síntese dos resultados principais obtidos com dados corrigidos para a RGE.....	78
Tabela 4.4	Síntese dos resultados complementares obtidos com dados corrigidos para a RGE	79
Tabela 4.5	Síntese dos resultados principais obtidos com dados corrigidos para a CEEE-D80	
Tabela 4.6	Síntese dos resultados complementares obtidos com dados corrigidos para a CEEE-D.....	81
Tabela 4.7	Relação entre a quantidade de UCs com GD estimados até 2019 e instalados até 06/2019.....	82
Tabela 4.8	– Relação entre a potência instalada de SSFs estimado até 2019 e instalado até 06/2019.....	83
Tabela 4.9	Ano do gatilho para troca de alternativa de tarifação.....	84
Tabela 4.10	Sensibilidade à mudança da alternativa 0 para a 1 da potência instalada de SSFs em MW até 2035.....	85

Tabela 4.11	Perda de arrecadação de ICMS (milhões) com a difusão da GD em 2020 e 2035	85
Tabela 4.12	Perda percentual de arrecadação de ICMS (bilhões) com a difusão da GD da componente distribuição de energia elétrica do RS em 2020 e 2035	86
Tabela 4.13	Impacto da GD no consumo de energia do Grupo A e B somados da RGE para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1	87
Tabela 4.14	Impacto da GD no consumo de energia do Grupo B da RGE para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1	88
Tabela 4.15	Impacto da GD no consumo de energia do Grupo A e B somados da CEEE-D para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1	88
Tabela 4.16	Impacto da GD no consumo de energia do Grupo B da CEEE-D para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1	89
Tabela B.1	Variáveis usadas pela ANEEL no AIR	103
Tabela B.2	Legenda de cores da tabela de variáveis usadas pela ANEEL no AIR	104
Tabela D.1	Formulário para levantamento pela ANEEL das variáveis normalmente usadas	108

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AEE	Anuário Estatístico de Energia Elétrica
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BEM	Balço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CEMPRE	Estatísticas do Cadastro Central de Empresas
CIGRÉ	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CP	Consulta Pública nº
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INPC	Índice Nacional de Preços ao Consumidor
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Interação Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROMEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
REA	Resolução Autorizativa
REN	Resolução Normativa
RGE	Rio Grande Energia S. A.
RS	Rio Grande do Sul
SCEE	Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional

SSF	Sistema Solar Fotovoltaico
UC	Unidade Consumidora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFV	Usinas fotovoltaicas
VPL	Valor Presente Líquido
VR	Valor Anual de Referência
VRES	Valor Anual de Referência Específico

LISTA DE SÍMBOLOS

AFS	Ano fim simulação, ano
AIN	Ano de início da vigência da norma, ano
AIS	Ano início simulação, ano
ALT	Alternativa 0 até 5, R\$/MWh
ANG	Ano Gatilho (ano de troca da alternativa), ano
ATE	Aumento anual real da tarifa de energia elétrica, %/ano
CAE	Capacidade evitada (kW de geração e transmissão), R\$/kW
CEE	Custo de energia evitada, R\$
CGD	Custo de capital de investimento em microgeração distribuída, %/ano
CIP	Coeficiente de inovação - p
CIQ	Coeficiente de imitação - q
CTI	Custo da troca do inversor, %
CTP	Custo total do projeto, R\$/kW
CUA	Custo do sistema ajustado anualmente, kWh
CUD	Custo de disponibilidade, kWh
CUF	Custo de disponibilidade final, R\$
CUI	Custo de implantação inicial, R\$
CUS	Custo do sistema, R\$/kW
CUT	Custo de troca do Inversor, R\$
EAG	Energia gerada anualmente, kWh
ECE	Economia de energia, R\$
ECI	Economia com impostos, R\$
EMA	Energia média gerada anualmente por cada sistema, kWh
ETG	Energia total gerada, MWh
FAC	Distribuição acumulada, %
FCC	Fator de atualização para custo de capital, %
FCI	Fator de correção da irradiação solar global diária média anual, -
FEC	Fator de Emissão de CO ₂ , tCO ₂ /MWh
FLC	Fluxo de caixa, R\$
FMM	Fração máxima de mercado, %
ICM	ICMS Residencial, %
ICMS	Valor de ICMS arrecadado ou deixado de arrecadar, R\$
IRR	Irradiação solar horária, W/m ²
ISC	Irradiação solar da concessionária, kWh/m ² /dia
ISL	Irradiação solar local, kWh/m ² /dia
MN	Tempo em minutos, min

MPD	Mercado potencial proporcionalizado para a distribuidora, nº UC
MPF	Mercado potencial final, nº UC
MPN	Mercado potencial nacional, nº UC
NAC	Número acumulado de adotantes, nº UC
NAE	Nº acumulado de empreendimentos de 2012 até 2017, nº UC
NAN	Número anual de adotantes, nº UC
NDA	Número de dias no ano, -
NEP	Empregos gerados, empregos
NFA	Número de sistemas, Nº UC
PAD	Pagamento anual de custo de custo de disponibilidade, R\$
PAG	Percentual de ajuste geração / consumo, %
PBM	Payback médio, anos
PCG	Percentual de simultaneidade consumo x geração, %
PFV	Potência dos sistemas solares fotovoltaicos ao longo do dia, MW
PIS	PIS/Cofins, %
PNU	Percentual do nº de UC da distribuidora em relação ao total, %
PTB	Percentual de redução das perdas técnicas na Rede Básica, %
PTD	Percentual de redução das perdas técnicas na distribuição, %
PTI	Potência total instalada, MWh
PTS	Potência típica do sistema, kWp
RCO	Redução total de emissões de CO ₂ , milhões de tCO ₂
REG	Redução anual da energia gerada, %/ano
RGT	Capacidade evitada – KW de geração e de transmissão, R\$
RMF	Redução de mercado pela GD alternativa final, R\$
RMI	Redução de mercado pela GD alternativa inicial, R\$
RPB	Redução das perdas técnicas na rede básica, R\$
RPD	Redução das perdas técnicas na distribuição, R\$
RPP	Redução percentual do preço por GW instalado, %
SPB	Sensibilidade ao <i>payback</i> , -
TAN	Taxa de crescimento anual do mercado, %/ano
TDB	Taxa de desconto dos custos e benefícios, %
TDS	Taxa de desempenho do sistema (<i>Performance Ratio</i>), %
TEA	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Fio A, R\$/MWh
TEE	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Encargos, R\$/MWh
TEM	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Energia, R\$/MWh
TEP	Tempo, anos
TET	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE TOTAL, R\$/MWh
TMA	Tempo de manutenção da alternativa anterior, anos
TPB	Tempo de <i>payback</i> , ano

TUA	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio A, R\$/MWh
TUB	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio B, R\$/MWh
TUE	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Encargos, R\$/MWh
TUP	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas, R\$/MWh
TUT	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD TOTAL, R\$/MWh
VDC	VPL demais consumidores, kWh
VEI	Valor presente com economia de energia com impostos, R\$
VET	Valor presente com economia de energia com a tarifa, R\$
VGD	Valoração da energia evitada pela mini e microgeração distribuída, R\$/MWh

1 INTRODUÇÃO

Nesse Capítulo executou-se uma explanação sobre as motivações para elaboração desse trabalho, assim como se desenvolveu a revisão bibliográfica, formulação das questões de pesquisa, definição dos objetivos, organização dos tópicos e apresentação do trabalho e dada a abrangências do assunto, estabeleceu-se a delimitação dos temas objeto de estudo.

1.1 Motivação

De acordo com Severino et al., 2008, Geração Distribuída GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de eletricidade em determinada região.

Atualmente, a Geração Distribuída (GD) não pode ser mais vista como uma alternativa futura para o suprimento global de energia, mas sim como uma realidade presente, ainda mais quando se trata de energia elétrica por geração solar fotovoltaica.

O Brasil, mesmo de forma um pouco atrasada em relação a outros países como: China, EUA, Itália e Índia, vem tendo um exponencial crescimento na difusão da GD desde 2012, quando foi estabelecida regulamentação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Após ampla discussão com a sociedade, distribuidoras de energia elétrica, universidades, centros de pesquisa, integradoras e prestadores de serviço, a Agência emitiu a Resolução Normativa (REN) nº 482 em 17 de abril de 2012 [ANEEL, 2012a]. Três anos depois ocorreu seu principal aperfeiçoamento pela emissão da REN nº 687 de 24 de novembro de 2015 [ANEEL, 2015], regravando, entre outros tópicos, a modalidade de autoconsumo remoto e o uso dos créditos de energia por um período de 60 meses. Tais mudanças viabilizaram a elevação da GD no Brasil de 13 instalações em unidade consumidoras (UCs) com um total de 523 kW de potência instalada em 31 de dezembro de 2012, para 57.930 instalações em UCs com 703.689kW de potência instalada em 31 de dezembro de 2018 [ANEEL, 2019a], sendo essa evolução anual média de 306% em número de instalações em UCs e 232% em potência instalada em seis anos. Destaca-se também que, de toda GD concebida até 2018, 99% das instalações em UCs e 84% da potência instalada eram de sistemas solares fotovoltaicos (SSFs) [ANEEL, 2019a].

Analisando-se os números da GD até 2018 por região do Brasil, observa-se uma concentração nas regiões sul e sudeste, representado 74% em número de instalações e 67% em potência instalada no período até 2018.

Nesse cenário, o Rio Grande do Sul (RS) apresenta-se como o estado com grande adesão à GD em comparação aos demais, sendo o segundo com maior potência instalada e o terceiro maior em número de instalações, ao mesmo tempo que tem o maior tempo de retorno de investimento em projetos de SSFs (*payback*) [GREENER, 2019], e os menos favoráveis valores médios de irradiação solar do país.

Diante da grande evolução da GD no Brasil, acima de todas as projeções realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da ANEEL, a Agência estabeleceu a Consulta Pública (CP) nº 010/2018 para obter subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis à GD e, posteriormente, a Audiência Pública (AP) nº 001/2019 para obter subsídios para a composição do Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) [ANEEL, 2018a] que é o documento base para a formulação da nova normativa que aprimora a REN nº 482/2012. O AIR basicamente propõe mudanças para a forma de tarifação das UCs com GD, tendo como base critérios técnicos, que resultarão, em resumo, na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e, por outro lado, numa menor atratividade para os investimentos em GD, o que poderá acontecer já a partir do ano de 2020.

Considerando-se o cenário de mudança das normativas vigentes, do fato de que as simulações realizadas pela ANEEL tratam basicamente do cenário nacional, desconsiderando especificidades e locais e regionais, e o contexto complexo e destacado em que a GD vem se desenvolvendo no RS, surge uma série de dúvidas sobre os impactos da alteração da REN nº 482/2012 para a GD no estado – destacadamente nas duas grandes distribuidoras de energia elétrica: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A (RGE) e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) – o que consiste na motivação do presente estudo.

1.2 Revisão bibliográfica

A mudança da forma de tarifação da GD adotada no Brasil desde 2012, questão central desse trabalho, é um tema muito específico e recente no Brasil, pois somente em 2018 a ANEEL adotou a iniciativa de iniciar os debates com a sociedade sobre as possibilidade de tais alterações [ANEEL, 2018b].

O trabalho de Rüther e Zilles, 2011, apresenta um posicionamento firme dos autores ao defenderem a geração de energia fotovoltaica conectada à rede elétrica no Brasil, em um momento que não existia normativa alguma na modalidade de Mini e Microgeração Distribuída,

mostrando que com o declínio dos custos da energia fotovoltaica e o aumento dos preços da eletricidade convencional, as populações urbanas no Brasil também teriam as condições de desfrutar da paridade da rede na presente década. O Brasil é particularmente adequado para a aplicação de energia fotovoltaica conectada à rede, devido à alta disponibilidade de recursos solares e ao alto valor que pode ser atribuído à geração de eletricidade fotovoltaica no local em áreas comerciais de centros urbanos.

A GD é mais antiga e desenvolvida em outros países, e o trabalho de Castro e Dantas, 2018, traz um grande apanhado de experiências internacionais do processo de expansão e consolidação desta forma de geração. Os autores apresentam 12 estudos¹ de caso da difusão da geração solar fotovoltaica, e fazem uma ampla revisão das características técnicas, econômicas e regulatórias vigentes, descrevem a evolução das políticas adotadas e discutem os impactos da difusão e os instrumentos de mitigação destes impactos. Os autores focam as questões tarifárias, destacando o modelo predominante vigente no Brasil, ainda o de geração centralizada, com os fluxos de energia elétrica de caráter unidirecional e com os consumidores com comportamento passivo. Eles identificam que o mercado brasileiro se caracteriza como majoritariamente cativo, com uma única distribuidora fornecendo energia elétrica – comprando de um gerador, revendendo e mantendo os ativos de distribuição. O faturamento das distribuidoras de energia elétrica está diretamente relacionado à quantidade de energia entregue aos consumidores dado ao caráter predominantemente volumétrico² das tarifas de baixa tensão. Tarifas baseadas no montante de energia consumido possibilitam não apenas o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, como tendem a garantir os recursos necessários para investimentos na rede, sendo compatíveis com o paradigma operativo convencional. A difusão da GD rompe esse paradigma, promovendo alternativas para o suprimento energético diferente das formas convencionais, e nos casos dos SSFs *on grid*, continuando a usar a rede da distribuidora de energia elétrica, mas pagando muito menos por isso.

Visando ampliar o estudo das alternativas de GD, o estudo de Ribeiro, 2014, desenvolve uma análise técnico-econômica de implantação de um sistema híbrido na Ilha do Fundão, no Rio de Janeiro. A viabilidade de aplicação de diversos tipos de termogeradores, conectados ou não à rede e sempre associados a um grupo de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos foi estudada, e concluiu-se que o investimento em uma micro rede pode apresentar vantagens do

¹ As localidades estudadas são: Califórnia, Havaí, Nevada, Nova Iorque, Alemanha, Bélgica, Reino Unido, Itália, França, Portugal, Austrália e Japão.

² O termo volumétrico diz respeito a quantidade de energia elétrica entregue e faturado ao consumidor, medido em kWh e faturado em R\$/kWh.

ponto de vista econômico, além de melhorar o desempenho do sistema. Foi possível observar melhorias proporcionadas pela geração distribuída em função das contingências habituais de um sistema elétrico e aplicando modificações para mitigar os desvios.

Uma questão frequente nos estudos sobre a GD é o seu impacto no sistema elétrico brasileiro, em especial da energia oriunda dos SSFs. Braun-Grabolle, 2010, simulou o fluxo de potência em alimentadores de Florianópolis, Santa Catarina, observando as características de carregamento e a configuração da rede elétrica. Os resultados mostraram que o impacto da GD na rede elétrica depende da configuração do sistema, podendo causar sobrecarga em alguns locais e alívio do carregamento em outros, melhorando inclusive o perfil de tensão.

Buscando-se um estudo de caso local, identificou-se o trabalho de Peraza, 2013, que desenvolveu um estudo de viabilidade da instalação de uma usina solar fotovoltaica no RS de 30MWp, em um momento em que a regulação da GD estava nascendo no país. A autora concluiu que existia a necessidade de incentivos governamentais e de redução de impostos para difusão da GD, pois obteve indicadores econômico como Taxa Interna de Retorno (TIR) de 0%, e prazo de recuperação do investimento de 20 anos, números que, se mantidos hoje, inviabilizariam investimentos nesse tipo de projeto.

No campo dos estudos sobre difusão de SSFs, o trabalho de Konzen, 2014, é uma referência nacional, ressaltando-se a aplicação do modelo de Bass³ para estudar a difusão da GD e a referência usada pela ANEEL e a EPE em diversos documentos.

A EPE é uma grande produtora de documentos referente ao setor energético nacional. O Anuário Estatístico de Energia Elétrica (AEE) divulga os dados relacionados ao consumo de energia elétrica na rede de distribuição nos últimos cinco anos, mas ainda não contempla os autoprodutores de energia elétrica na versão de 2018, grupo ao qual a GD pertence [EPE, 2018a]. O Balanço Energético Nacional (BEN) é um documento amplo, que apresenta a oferta e o consumo de energia do Brasil, inclusive com os dados de GD [EPE, 2019]. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um documento que tem o objetivo de indicar, sob a ótica governamental, as projeções de expansão dos setores de energia no horizonte de 10 anos [EPE, 2018b]. Esse conjunto de documentos caracterizam-se como a base oficial de dados energéticos brasileiro.

³ Foi concebido por Frank Bass em 1969 e desde então foi tema de incontáveis artigos, extensões, modificações e verificações. O modelo de Bass teve como referência o estudo de Rogers (1962), sendo uma contribuição matemática à teoria da difusão de inovações, capaz de gerar uma suave curva sigmoide da taxa de penetração de mercado ao longo do tempo [KONZEN, 2014].

1.3 Questão de pesquisa

A questão de pesquisa do presente trabalho é expressa como segue:

Como será impactada a continuidade da expansão da GD nas distribuidoras de energia elétrica do RS, considerando que as mudanças propostas pela ANEEL por meio da revisão da REN nº 482/2012 irão alterar a forma de tarifação hoje existente, tornando menos atrativo financeiramente o investimento em projetos deste tipo?

As questões secundárias são:

- É possível usar a metodologia de cálculo e as variáveis propostas pela ANEEL no AIR sem nenhuma revisão para o estado do Rio Grande do Sul?
- É adequado adotar as mesmas variáveis no cálculo para CEEE-D e para RGE, considerando que ambas atuam exclusivamente no RS?
- Qual o correto valor de projeto e potência de SSF a ser considerado nas simulações para a RGE e a CEEE D?
- Qual a previsão que se pode estimar para o ano do “gatilho” para as mudanças de alternativa de tarifação para a RGE e a CEEE D?
- Qual será o impacto em geração de emprego e na arrecadação de ICMS para o estado do RS considerado a expansão da GD projetada até 2035 com as alterações propostas pela ANEEL?

1.4 Objetivos

O objetivo desse trabalho é estudar o impacto da continuidade da expansão da GD nas distribuidoras de energia elétrica do RS, considerando a alteração tarifária proposta pela ANEEL por meio da revisão da REN nº 482/2012.

Os objetivos secundários podem ser resumidos aos seguintes pontos:

- Desenvolver uma revisão sobre GD até o momento atual;
- Avaliar a metodologia usada pela ANEEL no seu AIR para as simulações;
- Propor de forma justificada a mudança de algumas variáveis usadas originalmente no estudo da ANEEL;

- Aplicar criticamente a metodologia usada pela ANEEL no seu AIR para as simulações no contexto do RS;
- Ampliar o foco de estudo para além dos impactos econômicos nas distribuidoras de energia elétrica.

1.5 Organização do trabalho

No segundo Capítulo, foi realizada uma análise panorâmica do desenvolvimento da Geração Distribuída, iniciando-se com informações sobre os países que detêm uma porcentagem expressiva de GD na sua matriz energética total. Na sequência, abordou-se de forma cronológica a história da GD no Brasil, destacando-se a estrutura do setor elétrico nacional e evidenciando-se todo o arcabouço regulatório sobre o tema, desde as leis e decretos iniciais, passando pelas normas, procedimentos, audiências públicas e consultas públicas que já ocorreram, até a AIR elaborada com base na AP nº 001/2019, ponto de partida desse trabalho. Também apresentou-se a forma de tarifação da GD atual e as propostas de mudança.

O terceiro Capítulo destinou-se à apresentação da metodologia usada para a proposição de alteração de algumas variáveis usadas na AIR de modo a tornar as simulações dos cenários e alternativas para a RGE e a CEEE D mais aderentes à realidade dessas distribuidoras. De forma complementar, abordou-se também o impacto tributário com a renúncia de ICMS no estado, a forma diferente que cada concessionária interpreta e aplica as normas e leis tributárias, os potenciais problemas com a demanda e o consumo de energia e as projeções de pagamento de salários com os empregos gerados pela GD.

No quarto Capítulo, apresentou-se os resultados das simulações realizadas com a sistemática adotada na AIR com as alterações da metodologia explicitadas no Capítulo anterior. Para cada resultado descrito, desenvolveu-se análises e discussões, buscando destacar os aspectos mais importantes e pertinentes aos objetivos do trabalho.

O quinto Capítulo destina-se à apresentação do conjunto de conclusões e observações finais, bem como a proposições de temas futuros para outros trabalhos que complementem o desenvolvimento do tema.

1.6 Delimitação do trabalho

De modo a viabilizar a elaboração desse estudo, foi necessário o estabelecimento de delimitações temporais, espaciais e conceituais, detalhadas nos itens seguintes:

- Data limite – Todos os dados de GD usados nesse trabalho são os disponíveis pela ANEEL [ANEEL, 2019a], sendo que usou-se nos Capítulos 3 e 4, apenas as informações da GD que entraram em operação até 31/12/2018, com exceção dos dados da Figura 2.8 e da Tabela 4.7 e da Tabela 4.8 que usaram informações das GDs que entraram em operação até 30/06/2019;
- Geração fotovoltaica – Em relação a todas as fontes da GD, a geração solar fotovoltaica corresponde, em 31 de dezembro de 2018, a 99% do total de UCs e 84% da potência instalada da GD, logo, restringir as simulações a apenas dados da fonte solar fotovoltaica já representa significativamente o parque de GD brasileiro;
- Geração local – O AIR trata de duas formas de GD: uma é a “geração local”, basicamente compreendida em microgeradores (potência de 0 até 75kW); e a outra é a “geração remota”, composta por minigeradores (potência instalada de 75kW até 5000kW). A GD até 31 de dezembro de 2018, com potência instalada até 75 kW, corresponde a 99% do total de UCs e 81% da potência instalada da GD solar fotovoltaica, então focar as simulações apenas nos dados da geração local⁴ já representa significativamente o desenvolvimento da GD no estado do RS [ANEEL, 2018a];
- Tarifa binômia⁵ do grupo B – A ANEEL está discutindo com a sociedade as mudanças da tarifa do grupo B de monômia⁶ para binômia (como praticado no grupo A), não existindo até o presente momento definição de qual alternativa será adotada, o que justifica desconsiderar mais essa mudança no desenvolvimento desse trabalho [ANEEL, 2018c];
- Caracterização da GD no RS pela RGE e CEEE-D – O RS tem entre permissionárias e concessionárias, 18 empresas ou cooperativas de distribuição de energia elétrica, sendo que até 31/12/2018, 90% total de UCs e 91% da potência instalada da GD estão na área de concessão da RGE ou CEEE-D.

⁴ O termo geração local, nesse caso, teve no AIR o seu sentido descontextualizado do habitual, pois refere-se a SSFs de todas modalidades de GD (geração na própria UC, geração compartilhada geração remota, e múltiplas UCs) com potência até 75 kW, sendo que normalmente o termo significa a geração de energia elétrica junto a carga.

⁵ Tarifa binômia é o conjunto de tarifas de fornecimento, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW). Esta modalidade é aplicada aos consumidores do Grupo A, que são atendidas com fornecimento de tensão igual ou acima de 2,3kV [Guedes, 2011].

⁶ Tarifa monômia é a tarifa única de fornecimento de energia elétrica, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh). Esta tarifa é aplicada aos consumidores do Grupo B, que são atendidas com fornecimento de tensão abaixo de 2,3kV [Guedes, 2011].

Portanto, a restrição estabelecida de utilizar apenas essas duas grandes empresas de energia demonstra-se justificada [ANEEL, 2019b];

- Apresentação apenas dos resultados das alternativas 0, 1, 2 e 3 – Como o objetivo desse trabalho não é avaliar a melhor alternativa, mas sim os impactos no RS do desenvolvimento da GD com as alterações normativas prevista pela ANEEL para 2020, sendo que esta já apresentou no AIR que o pior cenário a ser assumido limita-se à Alternativa 3, tanto na geração local como na geração remota [ANEEL, 2018a], entendeu-se não ser necessário apresentar as alternativas 4 e 5 nesse trabalho;
- Definição da RGE como representante da AES Sul e RGE – O período em que estão acontecendo as discussões na ANEEL sobre a alteração da REN nº 482/2012 é coincidente com o processo de aquisição da AES Sul pelo grupo CPFL Energia, tornando-se a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A (RGE Sul), que em 01 de janeiro de 2019, incorporou a área de concessão da Rio Grande Energia S.A (RGE), assumindo o nome fantasia de RGE. Nesse sentido a ANEEL concebeu o AIR para 3 concessionárias, CEEE-D, RGE Sul e RGE, sendo que nesse trabalho os dados da RGE e da RGE Sul foram unificados, somando-se dados como número de UCs e energia consumida e fazendo uma média ponderada dos demais dados. A Figura 1.1 – Mapa com as áreas de atuação das distribuidoras do RS, onde é possível localizar geograficamente as áreas de atuação de cada concessionária.

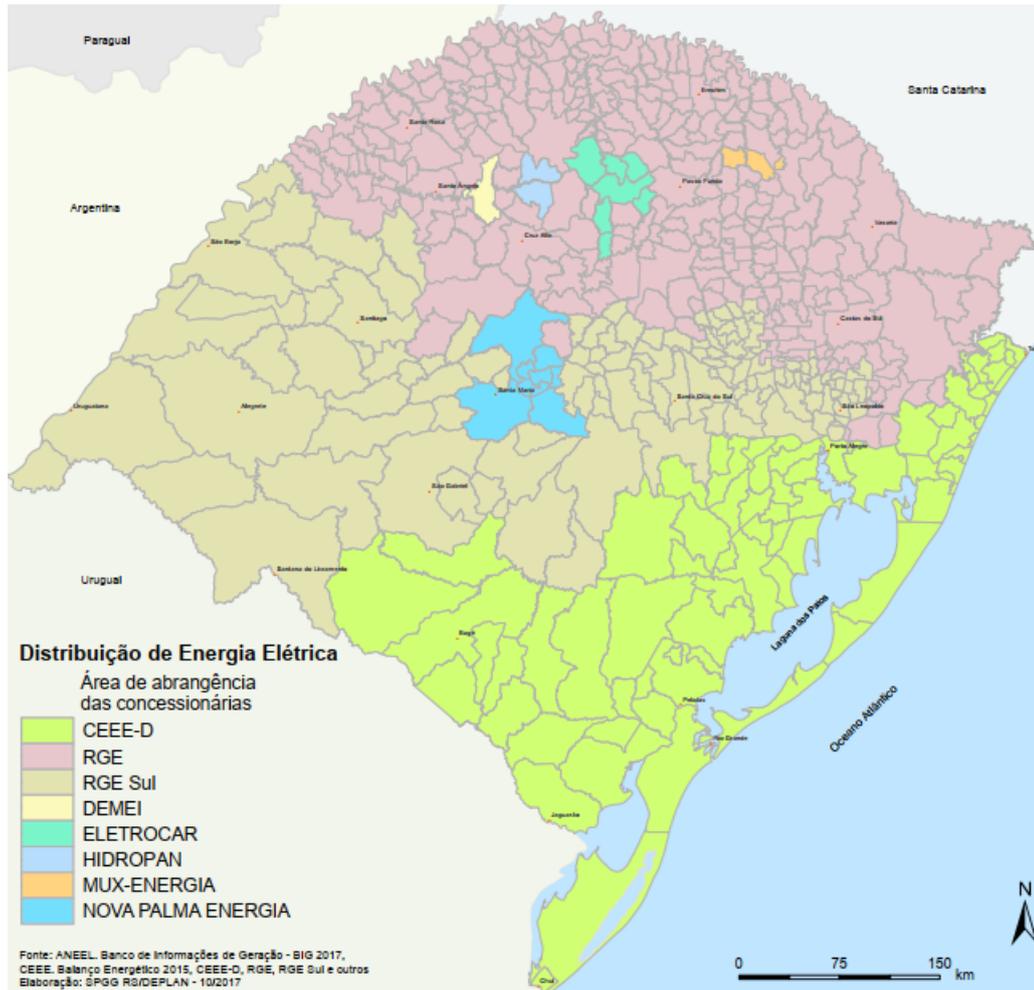


Figura 1.1 – Mapa com as áreas de atuação das distribuidoras do RS
 Fonte: Concessionárias de distribuição do RS [Rio Grande do Sul, 2019].

Observa-se que a área de concessão de distribuição da RGE ocupa uma área territorial de 2/3 do estado do RS.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste Capítulo é apresentado um breve resumo da situação atual e da geração de energia elétrica no mundo e no Brasil, com especial atenção à geração solar fotovoltaica. Também é abordada a situação da geração distribuída no Brasil, desde as primeiras normas e leis até a situação estabelecida no final de 2018.

2.1 Energia elétrica no mundo

O mundo atualmente vive grandes expansões e transformações no setor de energia global, desde a eletrificação crescente, passando pela expansão de energias renováveis e pelo desenvolvimento da geração distribuída. Em todas as regiões do planeta, as escolhas políticas feitas pelos governos determinarão os combustíveis que irão suprir todo sistema energético do futuro. A Figura 2.1 mostra a matriz de geração de energia elétrica mundial em 2016, no qual identifica-se que o carvão e o gás natural respondem por mais de 61% da geração mundial de energia [IEA, 2018a].

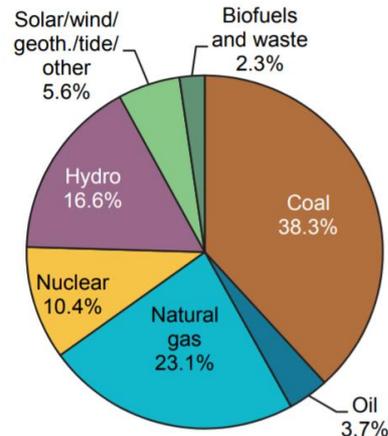


Figura 2.1 – Matriz de geração de energia elétrica mundial em 2016

Fonte: Electricity Information 2018 [IEA, 2018a].

A expansão das fontes renováveis de característica intermitente traz grandes benefícios ambientais, mas também um novo conjunto de desafios que os formuladores de políticas precisam abordar rapidamente. Com maior variabilidade nos suprimentos, os sistemas de energia precisarão tornar a flexibilidade a pedra angular dos futuros mercados de eletricidade, a fim de manter as altas taxas de disponibilidade que a sociedade atual impõe com sua extrema eletrificação/digitalização. A questão é de crescente urgência à medida que os países do mundo

aumentam rapidamente sua parcela de energia eólica e solar, e exigirão reformas de mercado, investimentos em rede e tecnologias de resposta à demanda, como medidores inteligentes e tecnologias de armazenamento de baterias [IEA, 2017].

Nos mercados de energia, as de fontes renováveis tornaram-se a tecnologia mais escolhida, representando quase 2/3 das adições à capacidade global de energia até 2040, sendo esse comportamento fortemente influenciado pela queda dos custos e pelas políticas governamentais de incentivo. Isso está transformando o mix de energia global, com a participação de fontes renováveis em geração aumentando de 25% para mais de 40% até 2040, sendo que de todas as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica vem tendo grande destaque entre as demais fontes [IEA, 2018b].

A Tabela 2.1 apresenta os 10 principais países com geração solar fotovoltaica classificados por potência instalada em 2018 e por potência total acumulada até 2018. Foram instalados aproximadamente 99,9GW, alcançando-se a marca de 500GW de potência instalada em 2018.

Tabela 2.1 – Dados da potência instalada dos 10 principais países com geração solar fotovoltaica no mundo instalada e por potência total acumulada até 2018.

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	45,0 GW	1		China	176,1 GW
2		India	10,8 GW	2		USA	62,2 GW
3		USA	10,6 GW	3		Japan	56,0 GW
4		Japan	6,5 GW	4		Germany	45,4 GW
5		Australia	3,8 GW	5		India	32,9 GW
6		Germany	3,0 GW	6		Italy	20,1 GW
7		Mexico	2,7 GW	7		UK	13,0 GW
8		Korea	2,0 GW	8		Australia	11,3 GW
9		Turkey	1,6 GW	9		France	9,0 GW
10		Netherlands	1,3 GW	10		Korea	7,9 GW

Fonte: *Snapshot of Global Photovoltaic Market 2019* [IEA, 2019].

Segundo relatório da EPE, 2018a, em termos de potência solar fotovoltaica, a China é o principal país em capacidade instalada em 2018, seguida pela Índia e EUA, também é o país com maior capacidade acumulada até 2018, seguido pelos EUA e Japão. No Brasil, instalou-se 437,26MW em 2018, e a capacidade acumulada até 2018 é de 703,86MW [ANEEL, 2019a].

A Figura 2.2 apresenta os Principais países ranqueados pela potência dos sistemas solares per capita instalados até 2018.

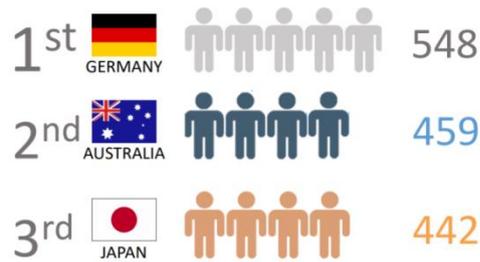


Figura 2.2 – Principais países ranqueados pela potência dos sistemas solares per capita instalados até 2018

Fonte: *Snapshot of Global PV Markets* [IEA, 2019].

Destaca-se que a Alemanha, que geograficamente é prejudicada com uma irradiação solar média anual baixa, tem uma grande difusão da energia solar fotovoltaica. Observa-se uma diferença entre os países quando se diferencia maior potência instalada de maior potência per capita instalada, destacando-se o caso da China e sua grande população. No Brasil, esse valor até 2018 é de 12,37W/capta [ANEEL, 2019a; IBGE, 2010].

A expansão da geração solar fotovoltaica ocorre devido à significativa redução dos custos dos componentes principais registrados nos últimos anos, entre outros fatores. A Figura 2.3 apresenta o gráfico com a variação do custo para produção de 1MWh de energia elétrica com várias fontes de energia.

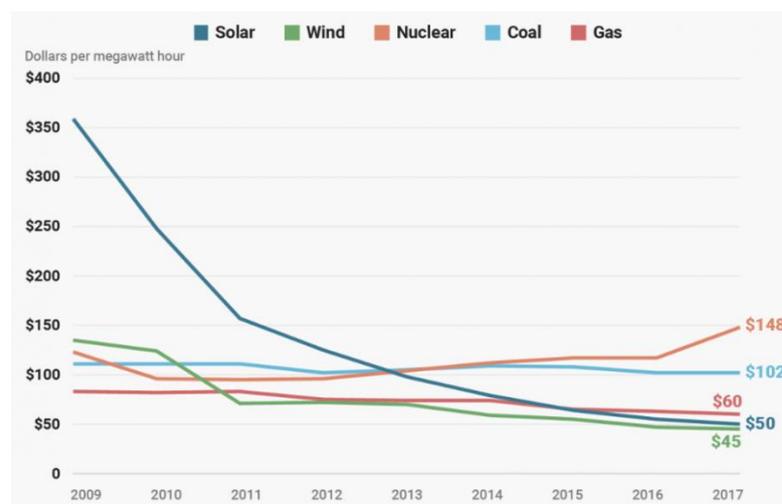


Figura 2.3 – Variação do custo para produção de 1 MWh de energia elétrica com várias fontes de energia

Fonte: *Levelized Cost of Energy 2017* [Lazard, 2017].

O relatório da empresa de Consultoria Financeira e Gestão de Ativos, Lazard, 2017, apresenta como os custos de produção de eletricidade de várias fontes estão mudando. A energia de usinas solares de grande escala (usinas que produzem eletricidade e alimentam a rede elétrica diretamente) registrou a maior variação de preço: uma queda de 86% de 2009 a 2017. O custo de produzir 1MWh de eletricidade (uma forma padrão de medir a produção de eletricidade), está agora em torno de US\$ 50 para a energia solar fotovoltaica, sendo que para o mesmo 1MWh de eletricidade gerada a partir do carvão, o custo é de US\$ 102, mais que o dobro.

2.2 Energia elétrica no Brasil

O setor elétrico brasileiro atualmente é composto por várias empresas e instituições que juntas estabelecem uma estrutura de governança responsável por estabelecer as políticas e diretrizes, planejamento e garantia do suprimento de energia, regulamentação, supervisão, controle e operação dos sistemas, contabilização e liquidação, execução e prestação de serviços [Peraza, 2013], apresentada na Figura 2.4. Os principais atores são: Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

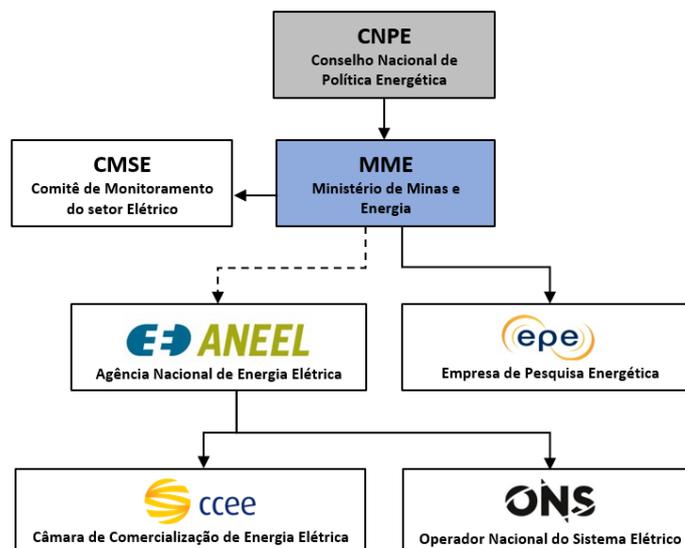


Figura 2.4 – Fluxograma da estrutura de governança do setor elétrico brasileiro

Fonte: Elaborados pelo autor com dados e informações de [Peraza, 2013].

A descrição dos atores apresentados nessa estrutura é apresentada no Apêndice A.

A Figura 2.5 apresenta a composição da matriz elétrica brasileira em 2018 por tipo de fonte e sua correspondente porcentagem de geração de energia elétrica.

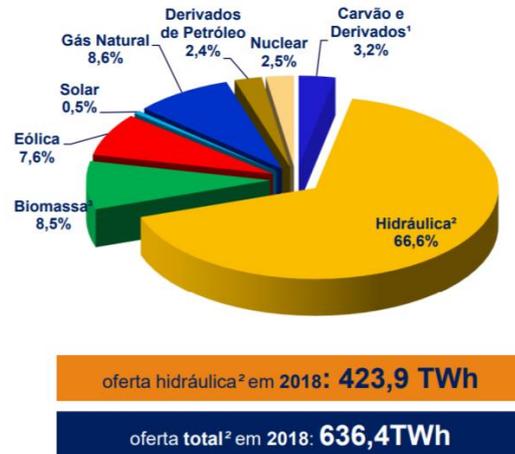


Figura 2.5 – Composição da matriz elétrica brasileira em 2018

Fonte: Balanço Energético Nacional 2019 [EPE, 2019].

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica que responde por 66,6% da oferta interna. As fontes renováveis representam 83,3% da oferta interna de eletricidade, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável. A Tabela 2.2 apresenta os tipos de fontes usadas para a geração de eletricidade no País.

Tabela 2.2 – Energia gerada em GWh no Brasil por tipo de fonte em 2017 e 2018

Fonte	2017	2018
Hidrelétrica	370.906	388.971
Gás Natural	65.593	54.622
Biomassa ²	51.023	52.267
Derivados do Petróleo ³	12.458	9.293
Nuclear	15.739	15.674
Carvão Vapor	16.257	14.204
Eólica	42.373	48.475
Solar Fotovoltaica	832	3.461
Outras ⁴	14.146	14.429
Geração Total	589.327	601.396

Fonte: Balanço Energético Nacional 2019 [EPE, 2019].

Observa-se um aumento de 2% no consumo total de energia a no Brasil entre os anos de 2017 e 2018, ao mesmo tempo que as fontes de energia elétrica oriundas do gás natural, derivados de petróleo e carvão, tiveram uma redução da sua participação na geração de energia em relação a 2017 em 16,7%, 25,4% e 12,6% respectivamente. Já a geração de energia solar fotovoltaica teve um aumento de 316,1%, sendo 1.798MW de usinas leiloadas, e 589MW de mini e microgeração distribuída que entraram em operação até 2018 [EPE, 2019; ANEEL, 2019a].

À exemplo do que acontece no mundo, percebe-se no Brasil que cada vez mais prioriza-se a geração de energia elétrica por fontes renováveis, em substituição ao uso de combustíveis fósseis como gás natural e derivados do petróleo. Muito desse comportamento justifica-se pelas questões ambientais, mas também pelos custos envolvidos, fator no qual destacam-se a queda dos preços do MWh das fontes solar fotovoltaica e eólica. A Figura 2.6 apresenta os gráficos com o custos iniciais e o final do MWh obtido nos últimos leilões de energia nova promovidos pela CCEE para geração solar fotovoltaica e eólica.

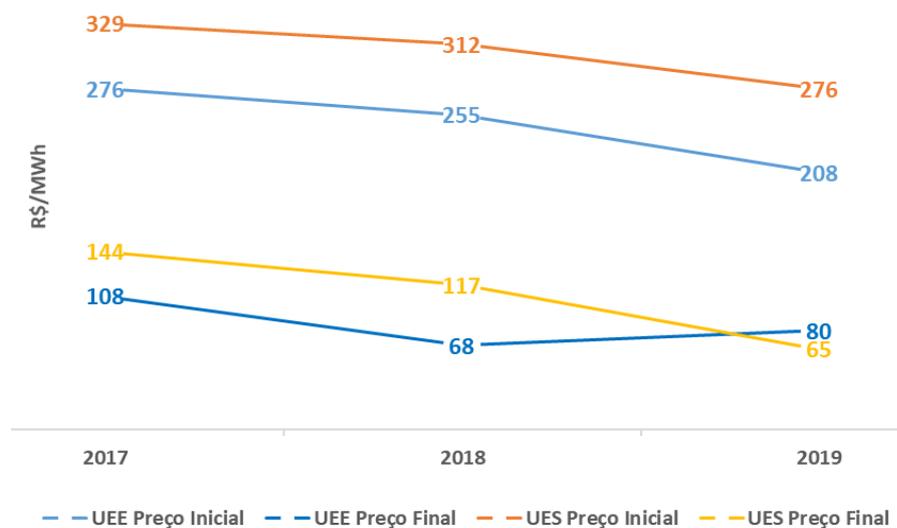


Figura 2.6 – Custos inicial e o final do MWh obtido nos últimos leilões de energia nova promovidos pela CCEE para geração solar fotovoltaica e eólica.

Fonte: Elaborados pelo autor com dados da CCEE [CCEE, 2019].

O deságio observado no último leilão de energia nova promovida pela CCEE em 2019, foi de 62% para geração de energia elétrica com fonte eólica e de 76% para geração de energia elétrica com fonte solar fotovoltaica, ficando em R\$/MWh 65,00, o menor valor histórico, sendo que outras fontes como biomassa e pequenas centrais hidráulicas, tiveram o custo da geração de energia elétrica estabelecidos em R\$/MWh 194,00 e 151,00 respectivamente.

A queda dos preços dos projetos de SSFs também é observada na GD. A Figura 2.7 demonstra a variação semestral do custo de um SSF de 4kWp.

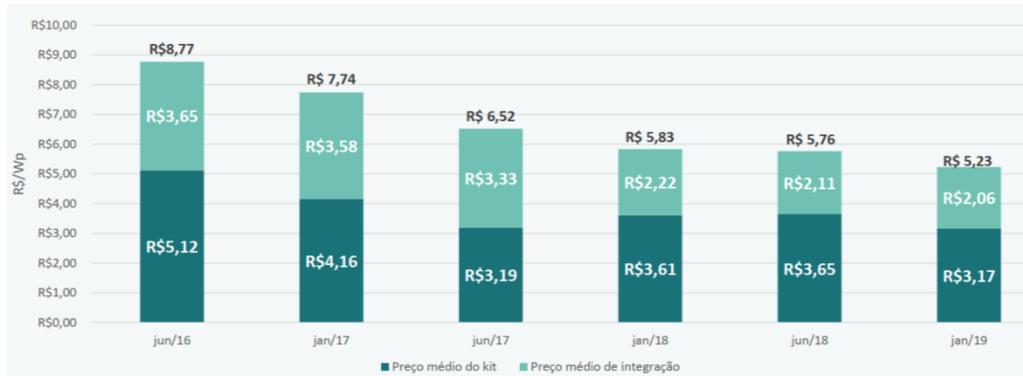


Figura 2.7 – Variação semestral do custo de um SSF de 4kWp

Fonte: Estudo do mercado fotovoltaico [GREENER, 2019].

Os custos de instalação na GD também baixaram muito nos últimos anos, sendo que um SSF de 4kWp baixou de R\$/kWp 8,77 para R\$/kWp 5,23 de junho de 2016 até janeiro de 2019, uma redução de mais de 40%.

2.3 Geração distribuída

Atualmente existem vários termos para se referir a GD, tais como: *Dispersed Generation*, usada na América do Norte e *Decentralized Generation*, utilizada em alguns países da Europa e alguns países Asiáticos [El-Khattam, 2004; Salama, 2004]. No entanto, recomenda-se o uso do termo *Distributed Generation* (Geração Distribuída) nesse trabalho, por ser o termo coerente com a regulação setorial e amplamente usado na bibliografia do Brasil.

Segundo Pereira, 2014, existem outros aspectos importantes que dizem respeito às fontes renováveis, pois na literatura é comum se pensarem GD apenas a partir de fontes renováveis. Há situações em que a GD utiliza combustíveis não renováveis. As fontes renováveis de energia incluem aquelas em que a utilização não representa variação significativa em seu potencial (energia solar, eólica, etc.), como também aquelas cuja reconstituição pode ser feita sem dificuldades em um determinado prazo (biomassa).

Entre as muitas definições de geração distribuída, entende-se como uma das mais completas a adotada por Pepermans et al., 2005, que estabelece que é a geração de energia elétrica realizada junto do seu consumidor final. Ela pode ser classificada por sua localização ou capacidade.

2.3.1 Geração distribuída no Brasil

No Brasil, um dos primeiros documentos oficiais que apresentaram a geração distribuída como sendo uma forma de energia elétrica possível de ser usada pelas concessionárias, permissionárias, e demais agentes autorizados, foi Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003 [Brasil, 2003], que foi convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 [Brasil, 2004a]. A Lei estabelecia a necessidade de regulamentação específica, ao mesmo tempo que previa a possibilidade de que os agentes de distribuição de energia elétrica contratasse a energia proveniente da GD; os custos passariam ser integralmente repassados para o consumidor até o limite do Valor Anual de Referência (VR) e o Valor Anual de Referência Específico (VRES), sendo que o cálculo do VR e do VRES são realizados pela EPE e aprovados pelo MME.

No mesmo ano, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 [Brasil, 2004b] define de forma complementar, algumas regras e limites para o uso da GD tais como:

- Define como GD hidroelétricas com potência menor ou igual a 5MW;
- Dispensa a necessidade de concessão, permissão ou autorização para construção de hidroelétricas com potência menor ou igual a 5MW;
- Necessidade de que a contratação precedida de chamada pública;
- Limita a contratação da energia por concessionárias, permissionárias, e demais agentes autorizados em 10% da carga total distribuída.

Após mais de 12 anos da Lei nº 10.848 que previa a necessidade de regulamentação específica, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 [ANEEL, 2012a], tendo como objetivo estabelecer as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e compensação de energia elétrica, além de dar outras providências. A REN nº 482/2012 é o resultado de um longo período de debates com a sociedade, na qual inicialmente a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 015/2010 em 10 de setembro de 2010 [ANEEL, 2010], obtendo 39 colaborações da sociedade em geral, e pôr fim a ANEEL promoveu a Audiência Pública 042/2011, em 11 de agosto de 2011 [ANEEL, 2011], obtendo 52 colaborações da sociedade em geral e realizando uma reunião presencial e Brasília – DF.

A REN nº 482/2012 foi um marco para a GD no Brasil, pois antes de sua emissão, não existia o Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica (SCEE), o que dificultava a

possibilidade de o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de energia elétrica de sua localidade.

Sucessivos aprimoramentos da REN nº482/2012 foram acontecendo ao longo do tempo, sendo que a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012 [ANEEL, 2012b], que alterou a REN nº 482/2012 e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), com objetivo esclarecer o conceito do Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica, enquadrado como empréstimo gratuito, e limitando seu alcance aos consumidores com mesmo CPF ou CNPJ, de forma a não caracterizar a operação como compra e venda de energia, entre outros aperfeiçoamentos.

A Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 [ANEEL, 2015], foi a revisão da REN nº 482/2012 que mais avanços trouxe para a evolução da GD. Foi precedida na ANEEL pela Audiência Pública 026/2015, em 07 de maio de 2015, obtendo 102 colaborações da sociedade em geral e realizando reuniões presenciais em Brasília – DF e São Paulo – SP.

As principais mudanças trazidas pela REN nº 687/2015 e que deram outra dinâmica ao processo de regularização da GD junto às distribuidoras de energia elétrica são:

- Enquadrou como microgeração distribuída central geradora com potência inferior ou igual a 75kW (antes era 100kW) e como minigeração distribuída central geradora com potência superior a 75kW (antes era 100kW) e inferior ou igual a 3MW para fonte hídrica e inferior ou igual a 5MW (era 1MW) para cogeração e demais fontes renováveis de energia elétrica;
- Adicionou a possibilidade da compensação de energia gerada por geração compartilhada⁷, empreendimentos com múltiplas UCs⁸ e do autoconsumo remoto⁹.

⁷ Geração compartilhada – caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

⁸ Empreendimento com múltiplas UCs – caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

⁹ Autoconsumo remoto – é caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma PJ, incluídas matriz e filial, ou PF que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em

- Aumentou o tempo de possibilidade de gasto do crédito de energia excedente gerada para 60 meses (antes era 36 meses);
- Estabeleceu pelo PRODIST prazos claros a serem cumpridos pelas distribuidoras para análise de projetos, inspeção e troca dos medidores;
- Após emitido o parecer de acesso, a obra pode ser executada em até 120 dias (antes era 60 dias);

Um pequeno ajuste foi realizado pela Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017 [ANEEL, 2017], a qual definiu como minigeração distribuída a central geradora com potência superior a 75kW e inferior ou igual a 5MW para fonte hídrica (antes era 3MW), para cogeração e demais fontes renováveis de energia elétrica. Esta normativa também vetou como microgeração e minigeração distribuída, centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou tenham entrado em operação comercial ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, devendo a distribuidora identificar esses casos.

2.3.2 Evolução da Geração distribuída no Brasil

Assumir que a GD iniciou no Brasil após a publicação pela ANEEL da REN nº 428/2012 não está errado, embora existam registros de iniciativas pontuais de implantação de centrais geradoras de algumas pessoas em parcerias com as distribuidoras desde 2007. O aparecimento efetivo de UCs com SSFs deu-se a partir de 2013, com exponencial crescimento a partir de 2015.

A ANEEL automatizou o processo de cadastro das UCs com GD por parte das concessionárias e permissionárias, ao mesmo tempo, desenvolveu uma ferramenta online que permite o monitoramento em tempo real de todas UCs cadastradas, disponibilizando dados como: potência instalada, data da instalação, grupo de tensão, tipo de geração, fonte da geração, classe de consumo, modalidade da geração, agente e local de instalação (município e estado). [ANEEL, 2019a].

A ANEEL também disponibiliza esses dados em planilhas, o que permite exportar essas informações para vários tipos de bancos de dados, viabilizando o desenvolvimento de

local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

inúmeros tipos de estudos. O acesso a ferramenta online e aos dados em planilhas da GD do Brasil é livre e irrestrito a qualquer pessoa interessada. A Figura 2.8 apresenta a quantidade anual de UC com micro e minigeração conectadas à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil e informados a ANEEL até junho de 2019.

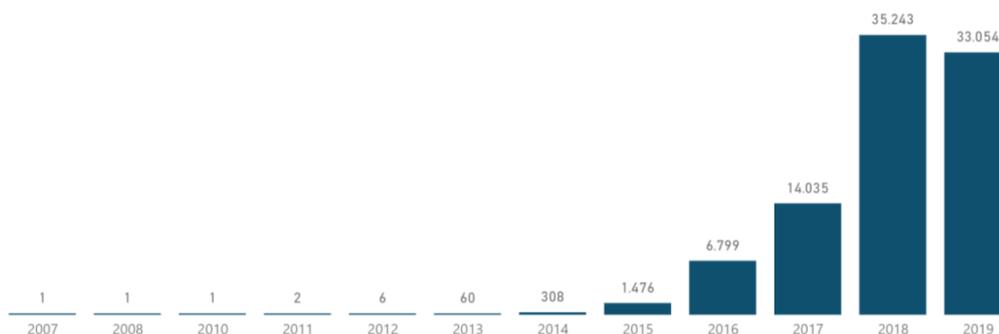


Figura 2.8 – Quantidade anual de UC com microgeração e minigeração conectadas à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil e informados a ANEEL até junho de 2019

Fonte: *Webpage* da ANEEL com os dados em tempo real da GD no Brasil [ANEEL, 2019a].

Observa-se que a entrada em operação de UC com GD de 2007 até 2014 foi pontual e provavelmente regulamentada após a REN n° 482/2012, uma vez que não existia regulamentação vigente antes.

Aplicando os critérios de delimitação do trabalho citados no Capítulo 1.6, observa-se que os dados de GD no Brasil mudam muito pouco. A Figura 2.9 apresenta a quantidade anual de UCs com microgeração de SSFs conectados à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil e informados a ANEEL até dezembro de 2018.

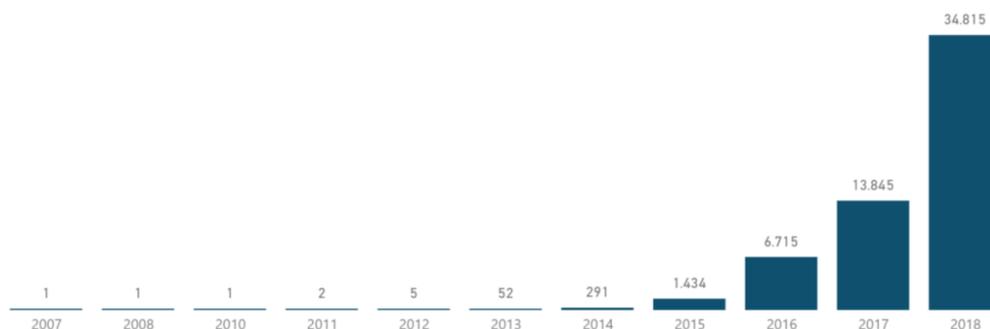


Figura 2.9 – Quantidade anual de UC com microgeração de SSFs conectados à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil e informados a ANEEL até dezembro de 2018

Fonte: *Webpage* da ANEEL com os dados em tempo real da GD no Brasil [ANEEL, 2019a].

Em termos quantitativos, o número passou de 57.932 UCs para 57.162, o equivalente a 99% do total, e em termos de potência instalada, o valor passa de 703.381,11 kW para 474.498,24 kW, o equivalente a 67% do total, aplicando os filtros de acordo com os critérios de delimitação desse trabalho para definição da quantidade anual de UCs com SSFs conectadas a rede de distribuição de energia elétrica no Brasil e informados a ANEEL até dezembro de 2018.

A Figura 2.10 apresenta evolução da instalação da GD em todo território brasileiro nos anos de 2012 (a), 2014 (b), 2016 (c) e 2018 (d).

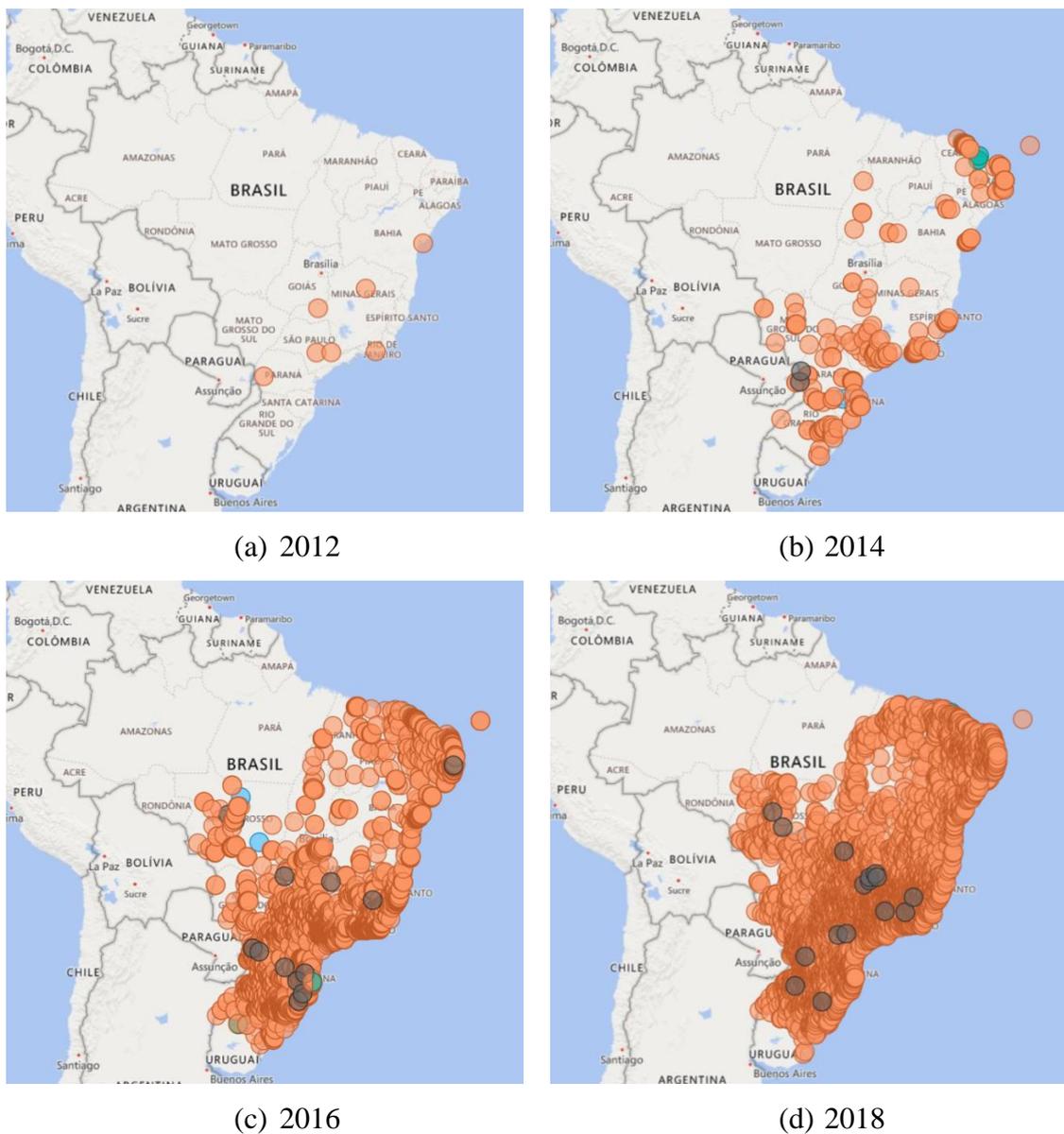


Figura 2.10 – Evolução da instalação da GD em todo território brasileiro

Fonte: Adaptação do autor com imagens da *Webpage* da ANEEL com os dados em tempo real da GD no Brasil [ANEEL, 2019a].

Até 2012 poucos sistemas foram instalados, sendo esses localizados nos estados da região sudeste e nordeste, por não existir uma legislação clara sobre GD. A implantação da REN nº 482/2012 levou à proliferação de UCs com GD instalada, com destaque para as regiões sul, sudeste e litoral do Nordeste, sendo que, ao final de 2018, apenas a região norte tem poucos sistemas instalados.

A Tabela 2.3 apresenta a relação de UCs conectadas a rede e da potência total instalada até 2018 nos estados do Brasil ranqueados pela potência total instalada.

Tabela 2.3 – Relação de UCs conectadas a rede e da potência total instalada até 2018 nos estados do Brasil ranqueados pela potência total instalada

Pos.	Estado	Quant. GD	Pot. Inst. kW	Pos.	Estado	Quant. GD	Pot. Inst. kW	Pos.	Estado	Quant. GD	Pot. Inst. kW
1	MG	12.126	172.316,42	10	PE	946	17.829,19	19	TO	618	5.749,13
2	RS	7.453	92.645,12	11	MS	1.266	15.786,09	20	RO	109	5.467,50
3	SP	9.650	69.717,12	12	BA	1.274	14.445,96	21	PA	507	4.793,25
4	SC	5.012	53.739,75	13	RN	847	13.142,50	22	SE	398	4.113,82
5	PR	3.939	42.545,91	14	PB	750	10.653,65	23	AL	289	3.592,62
6	MT	1.690	39.147,04	15	DF	736	10.224,71	24	AP	47	1.009,00
7	CE	1.800	37.903,22	16	ES	1.303	10.011,91	25	AM	102	927,06
8	RJ	3.511	33.389,64	17	PI	602	9.566,88	26	AC	42	657,76
9	GO	2.195	25.019,78	18	MA	707	8.537,51	27	RR	13	448,57

Fonte: Elaborado pelo autor com os dados em tempo real da GD no Brasil [ANEEL, 2019a].

O estado com maior potência instalada e número de UCs com GD é Minas Gerais, o que justifica-se por ser um estado com grande área territorial, boa posição geográfica, grande adesão da população em função das altas tarifas de energia elétrica e com incentivos governamentais com a isenção de ICMS [Ribeiro, 2018]. O Rio Grande do Sul ocupa o segundo lugar em potência instalada e terceiro em número de UCs com SSFs, apesar de apresentar mais baixa disponibilidade de irradiação solar média diária e que não contar com nenhuma grande usina obtida por leilão, sendo que 100% da potência é de GD.

A Figura 2.11 apresenta a participação de cada fonte na geração distribuída no Brasil em 2018.

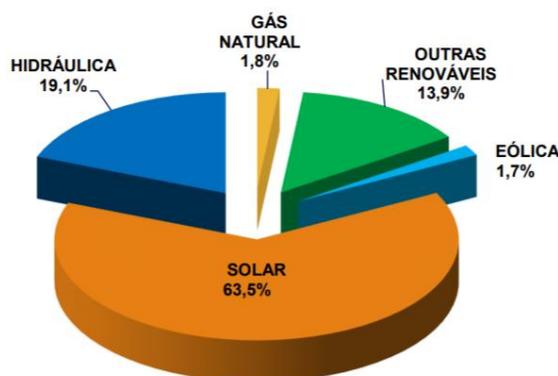


Figura 2.11 – Participação de cada fonte na geração distribuída no Brasil em 2018

Fonte: Balanço Energético Nacional 2019 [EPE, 2019].

Uma informação importante para os objetivos desse trabalho é a potência instalada e nº de UCs com GD das principais concessionárias e permissionárias distribuidoras do país. Nesse sentido, a Tabela 2.4 apresenta as 10 principais distribuidoras de energia elétrica do Brasil em relação à potência instalada e nº de UCs com GD de fonte solar fotovoltaica de até 75kW até 2018.

Tabela 2.4 – 10 principais distribuidoras do Brasil em relação à potência instalada e nº de UCs com GD de fonte solar fotovoltaica de até 75kWe até 2018

AGENTE	UCs com GD	Pot. Instalada (KW)	Nº de UCs	% de UC com GD	Pot. de GD por UC (W)
RGE ¹⁰	5739	60.733,90	2.802.542	0,205%	21,67
CELESC-DIS	4683	34.652,14	2.888.968	0,162%	11,99
CEMIG	11293	84.899,13	8.328.539	0,136%	10,19
EMT	1653	20.692,23	1.360.794	0,121%	15,21
ELEKTRO	2391	13.656,27	2.597.975	0,092%	5,26
CPFL PAULISTA	3786	24.338,95	4.304.180	0,088%	5,65
COPEL-DIS	3821	33.448,35	4.546.801	0,084%	7,36
CELG-D	2125	16.384,14	2.920.003	0,073%	5,61
ENEL RJ	1754	10.837,31	2.657.168	0,066%	4,08
ENEL CE	1742	16.726,69	3.470.141	0,050%	4,82

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2019a; ANEEL, 2018a].

A Tabela 2.4 apresenta o destacado desenvolvimento da GD na área de concessão da RGE, sendo a concessionária com o maior nº proporcional de UCs com GD e com a maior potência de GD por UC do Brasil, mesmo com todos os aspectos técnicos e econômicos desfavoráveis em relação a outras regiões. A CEEE-D por sua vez nem aparece na Tabela 2.4

¹⁰ Os dados da RGE são sempre a junção dos dados da RGE Sul e da RGE disponibilizados no site de Geração Distribuída da ANEEL e a junção dos dados da RGE e AES Sul usados nas planilhas de cálculo do AIR.

pois ocupa a 16ª posição com 1.918 UCs instaladas e a 20ª posição com 15.774,16kW de potência instalada.

2.3.3 Alteração da forma de tarifação da GD no Brasil

Todos os aperfeiçoamentos na REN nº 482/2012 aconteceram na parte técnica, no relacionamento com as distribuidoras de energia elétrica, na definição clara das potências, forma de uso da energia elétrica gerada etc., sendo que a forma de tarifação não sofreu nenhuma modificação desde a divulgação da resolução.

O Brasil adotou o Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica, mecanismo que permite que a energia excedente gerada por uma UC com micro ou minigeração seja injetada na rede da concessionária ou permissionária e, posteriormente, seja utilizada como crédito para abater o seu consumo mensal. O modelo vigente estabelece que os créditos da energia injetada sejam utilizados para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia excedente acaba sendo valorada pela mesma tarifa de energia elétrica estabelecida para o consumo.

Esse modelo de tarifação é conhecido internacionalmente como *net metering* ou *virtual net metering* e caracteriza-se pela utilização da rede elétrica das distribuidoras como uma “bateria virtual”. Portanto, o problema central do modelo reside no fato de a redução do mercado da distribuidora pela adesão das pessoas a GD não significar necessariamente em uma menor necessidade de uso da rede, pois as unidades consumidoras permanecem conectadas e utilizando a rede de distribuição de energia elétrica. Efetivamente, estes consumidores, em grande parte do dia, estarão sendo abastecidos pela rede de distribuição, em função da inexistência de simultaneidade entre a geração do SSF, e o consumo de energia ao longo do dia [Castro; Dantas, 2018].

Diante da necessidade de definir uma forma de valoração da energia injetada na rede pelo micro ou minigerador que permita o crescimento sustentável da GD no país, a ANEEL definiu pela necessidade de revisão da REN nº 482/2012 com foco na alteração do modelo do SCEE, propondo alternativas e mostrando os custos e benefícios envolvidos. O processo de revisão iniciou com a Consulta Pública nº 010/2018 em 30 de maio de 2018 [ANEEL, 2018b], obtendo 79 colaborações sociedade em geral, e por fim, a Agência promoveu a Audiência Pública nº 001/2019 em 23 de janeiro de 2019 [ANEEL, 2019c], obtendo 114 contribuições da sociedade em geral e realizando reuniões presenciais em Fortaleza – CE, São Paulo – SP e Brasília – DF.

A Audiência Pública nº 001/2019 disponibilizou um documento chamado Revisão das regras aplicáveis a micro e minigeração distribuída – Resolução normativa nº 482/2012 Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL [ANEEL, 2018a], um trabalho de 60 páginas e 208 parágrafos desenvolvido por 10 superintendentes, especialistas e analistas da ANEEL. Esse documento, com base nos dados da Consulta Pública nº 010/2018, apresentou um estudo com proposição de 5 alternativas de tarifação além da alternativa vigente hoje. Para cada alternativa foram simulados cenários com a projeção da evolução da GD, ponderando custos e benefícios sob a ótica de quem não aderiu à GD. Os resultados projetados que são objeto de análise são:

- Quantidade de GD – representa o nº de UCs que aderirem a GD até 2035 com base nos custos de implantação de um SSF, na economia com tarifa de energia e impostos e nos critérios de difusão da GD;
- Potência Instalada – representa o produto do número total de UCs pela potência média dos SSFs instalados até 2035 e medido em MW;
- Valor Presente Líquido (VPL) – trata-se da quantificação dos custos benefícios em reais, para todos os consumidores do setor elétrico que não aderiram à GD. Para esse cálculo considera-se o os impactos da instalação de uma GD por 25 anos, sendo que as projeções desse trabalho vão até 2060;
- Redução de emissões de CO₂ – significa a quantidade de milhões de toneladas de CO₂ que deixará de ser lançado na atmosfera com o aumento da potência instalada com a difusão da GD de SSFs;
- Empregos – projeção do nº de empregos que serão gerados com a com difusão da GD.

Todas as projeções foram realizadas para a situação da geração local e geração remota, sendo que nesse trabalho abordou-se apenas a geração local, conforme explicado no Capítulo 1.6. A ANEEL realizou para geração local e geração remota, as projeções e simulações de cenários apresentados no AIR, executadas via planilhas de cálculo que foram disponibilizadas integralmente para a sociedade.

2.3.3.1 Sistema atual da tarifação da energia elétrica da GD

Antes de iniciar a análise detalhada das propostas de alteração no sistema de tarifação da GD é fundamental explicitar como ele é atualmente. Segundo Guedes, 2011, no Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários:

- Grupo A – tem tarifa binômia, constituída por UCs atendidas em tensões maiores que 2300V, caracterizada pelo conjunto de tarifas de fornecimento, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa, medido em kWh, e à demanda faturável, medido em kW;
- Grupo B – tem tarifa monômia, constituída por UCs atendidas em tensões iguais ou menores que 2300V, caracterizada pelo fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, medido em kWh.

A REN nº 482/2012 [ANEEL, 2012a], com as melhorias promovidas pela REN nº 687/2015 [ANEEL, 2015], define os seguintes critérios básicos para tarifação da energia elétrica na GD:

- No grupo B, deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade¹¹, e para o grupo A, a demanda contratada¹²;
- Para o caso de UC com micro ou minigeração distribuída, o faturamento deve considerar a energia consumida da rede de distribuição, deduzidos a energia injetada pelo sistema de GD e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

¹¹ Custo de disponibilidade é o custo mínimo a ser pago caso o consumidor apresente um consumo mensal inferior à quantidade mínima aplicável ao grupo B. O valor corresponde à quantidade de energia multiplicada pela tarifa, podendo ser de 30kW, 50kW e 100kW para ligação monofásica, bifásica e trifásica respectivamente.

¹² Demanda contratada refere-se ao valor de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

- Para o caso de UC com micro ou minigeração distribuída instalada remotamente¹³, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa UC e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;
- O excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada;
- O excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento adequado.

Esse trabalho delimitou no Capítulo 1.6, que a máxima potência dos sistemas solares fotovoltaicos a serem tratados é de 75kW, que pelos critérios das distribuidoras é enquadrado como grupo B de tarifação. A energia elétrica ativa faturada nesse grupo é dividida em 2 componentes: Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), as quais são, por sua vez, subdivididas em outras subcomponentes:

- TE Energia – componente correspondente ao custo da compra de energia elétrica;
- TE Encargos – componente correspondente ao custo dos encargos vinculados a compra de energia elétrica;
- TUSD Fio A – componente correspondente ao custo do uso de redes de subtransmissão, transmissão de energia elétrica e de terceiros;
- TUSD Fio B – componente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora de energia elétrica;
- TUSD Encargos – componente correspondente ao custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica;
- TUSD Perdas – componente correspondente ao custo das perdas elétricas técnicas e não técnicas como um todo.

¹³ UCs que recebem crédito de energia elétrica de outras UCs com GD enquadradas como: autoconsumo remoto geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

2.3.3.2 Definição das novas alternativas de tarifação da GD

A REN n° 482/2012 foi estabelecida com o objetivo de reduzir as barreiras para a difusão da GD. Além da adaptação das regras de conexão na rede de distribuição de energia elétrica ao porte desses acessantes¹⁴, a norma buscou viabilizá-las e incentivá-las economicamente. Isso foi feito, principalmente, para se colher os benefícios que a GD propicia ao setor elétrico e à sociedade em geral. Todavia, deve-se buscar o crescimento de forma equilibrada, cuidando para que a redução de barreiras não se converta em algo danoso para o conjunto desta mesma sociedade.

Nessa linha, a revisão da REN n° 482/2012 visa criar um ambiente em que a GD possa se desenvolver de forma sustentável, reduzindo eventuais transferências de custos aos demais usuários das redes de distribuição. Ou seja, é preciso minimizar os subsídios cruzados advindos da GD e, ao mesmo tempo, manter reduzidas as barreiras para a implantação desse tipo de empreendimento.

AANEEL propôs as seguintes alternativas para avaliação dos impactos da alteração do Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica por meio da AIR [ANEEL, 2018a] com base nas características da composição das tarifas:

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- Alternativa 1 – Incide sobre o Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede;
- Alternativa 2 – Incide sobre o Fio A e Fio B: as componentes referentes ao transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede;
- Alternativa 3 – Incide sobre o Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade;

¹⁴ Acessante é o nome dado à central geradora, importador, exportador ou distribuidora que conecta suas instalações próprias a instalações de propriedade de distribuidora.

- Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede;
- Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

A Figura 2.12 representa de forma gráfica as componentes da tarifa considerada em cada alternativa que incidiriam somente sobre a diferença entre consumo e geração de acordo com as diferentes alternativas propostas.



Figura 2.12 – Componentes da tarifa considerada em cada alternativa

Fonte: Relatório de Análise Impacto Regulatório [ANEEL, 2018a].

A representação gráfica das alternativas apresenta a grande diferença entre a alternativa 0, vigente atualmente e defendida pelos defensores da GD, e a alternativa 5, possibilidade defendida pelas distribuidoras de energia elétrica. A Figura 2.13 mostra a porcentagem de cada componente da tarifa em relação ao todo para o Brasil, RGE e CEEE-D usada no AIR.

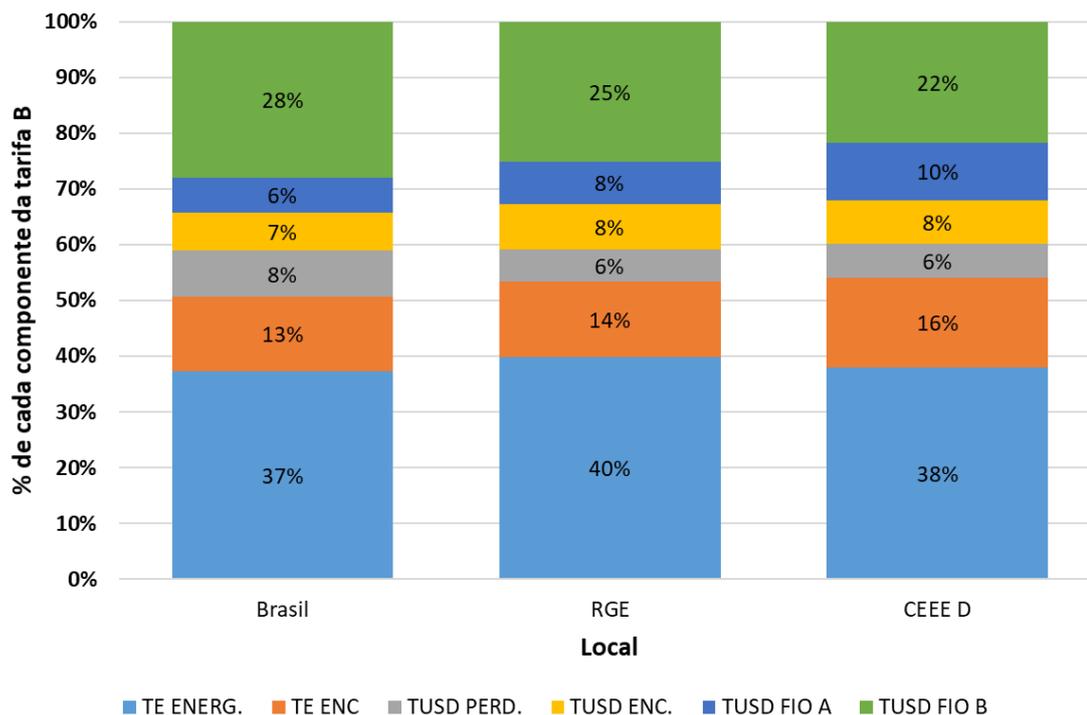


Figura 2.13 – Porcentagem de cada componente da tarifa em relação ao todo para o Brasil, RGE e CEEE-D usada no AIR.

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2018a].

Como definido no Capítulo 1.6, serão apresentadas simulações apenas das alternativas 0, 1, 2 e 3. Destaca-se que a análise demonstra que das porcentagens da tarifa que serão consideradas para valoração da energia injetada na alternativa 1 trarão um impacto de 22% na CEEE-D e de 25% na RGE, o que é significativamente expressivo para um primeiro degrau. Já na alternativa 3, esse valor vai para 46% e 47% respectivamente.

No AIR, a ANEEL informa que existiram solicitações para criação de uma alternativa intermediária entre a 0 e a 1, ao mesmo tempo que existiram solicitações para que as alternativas já partissem da alternativa 3, com descarte das alternativas 0, 1 e 2. A ANEEL, por sua vez, optou por não fazer nenhuma alteração nesse momento, pois a intenção é aferir esses impactos de maneira a permitir a escolha de alguma alternativa que permita que o mercado se desenvolva de maneira sustentável, sem prejuízo às distribuidoras e aos consumidores que não aderiram à GD [ANEEL, 2018a].

Como a proposta da ANEEL é avaliar os custos e benefícios sobre a ótica de quem instala e de quem não instala a GD, elaborou-se a Tabela 2.5 com esta comparação.

Tabela 2.5 – Custos e benefícios sob a ótica de quem instala e não instala GD

Consumidores que <u>não</u> instalaram GD	Benefícios	Energia evitada
		Redução de perdas na distribuição de energia elétrica
		Redução de perdas na transmissão
		Redução da capacidade máxima do sistema
		Pagamento de custo de disponibilidade
		Contratação de demanda em sistemas para compensação remota ¹⁵
Consumidores que instalaram GD	Custos	Redução do mercado das distribuidoras
	Benefícios	Pagamento evitado à distribuidora (valorado conforme alternativa)
		Pagamento evitado de impostos (ICMS e PIS/Cofins)
	Custos	Custo de implantação do sistema
		Custo de troca do inversor (no ano 13)
		Custos de manutenção (incluídos no percentual de redução da energia gerada anualmente)
Pagamento do custo de disponibilidade compensação remota		
		Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2018a].

O dilema atual é que existem diversas discussões sobre a forma de valoração da energia elétrica injetada na rede. De um lado, as distribuidoras e alguns consumidores alegam que o atual SCEE não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar GD. De outro lado, instaladores, fabricantes e consumidores interessados em geração própria ressaltam os benefícios da GD à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, de modo a permitir a consolidação do mercado. Para exemplificar o que se pode chamar de polarização no debate em relação à necessidade ou não de alterar o atual SCEE na GD, seguem dois exemplos de manifestações na Audiência Pública nº 001/2019, sendo um da CEEE-D, favorável à mudança:

Diante do exposto, propomos a alteração imediata da regra (2020) para uma alternativa enquadrada entre as propostas 4 e 5, onde a compensação da energia injetada na rede se dê exclusivamente pela componente ENERGIA da TE, acrescida da parcela referente ao ESS/EER¹⁶ da TE ENCARGOS. Futuramente, havendo estudos que permitam mensurar o impacto da GD sob as perdas de energia, seja em distribuição, seja na rede básica, tal parcela poderá ser incluída na alternativa [CEEE-D, 2019].

E da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABDG), contrária à mudança:

¹⁵ O pagamento da demanda é específico para consumidores do grupo de tensão A, e que pelo fato de nesse estudo tratar-se apenas de microgeração distribuída, não será usado.

¹⁶ Os termos ESS e EER significam respectivamente Encargos do Serviço dos Sistemas e Encargos de Energia Reserva, que são encargos definidos pela CCEE e pagos pelas distribuidoras.

Do ponto de vista conceitual, entende-se que somente a alternativa 0 (manutenção do sistema atual de compensação) deve ser avaliada e incentivada pela ANEEL. Quaisquer dos outros cenários trariam prejuízos enormes ao setor, inviabilizando o Sistema de Compensação de Créditos de Energia (SCEE) no país, no entanto, nos parece exequível e factível que quando o índice de penetração dos sistemas (seja geração local ou geração remota) atingirem o patamar superior a 5% (atualmente está na ordem de 0,02%), seria razoável a implementação da alternativa 1 (com várias ressalvas), visando remunerar a utilização do fio [ABGD, 2019].

A manifestação da CEEE-D é um exemplo claro da opinião das concessionárias, permissionárias e demais agentes, que este grupo considera o modelo vigente como extremamente danoso, tanto que recomendam, entre as alternativas listadas pela ANEEL, as que são as mais extremas (alternativas 4 e 5).

Já para a ABGD, a ANEEL deve trabalhar apenas com a alternativa 0 (manter como está hoje) dado o potencial impacto negativo na difusão da GD, pelo menos até que a GD atinja 5% da matriz de energia elétrica brasileira. Portanto, a ANEEL ao propor a alteração do SCEE, está no meio de uma grande “queda de braços” entre grandes e representativos agentes do setor elétrico nacional.

Os resultados apresentados no Capítulo 4 referentes às alternativas e aos cenários propostos estão baseados nos custos e benefícios sob a ótica de quem não instalou GD e, conseqüentemente, das distribuidoras de energia. Existiu a sugestão de abordar outros aspectos como a redução de gases de efeito estufa, redução de poluição do ar e de uso do solo, geração de empregos, pulverização de investimentos, diversificação da matriz energética, etc., mas ao final, optou-se por realizar avaliações mais qualitativas dessas externalidades, quantificando-se apenas a redução da emissão de CO₂ e a geração de empregos [ANEEL, 2018a].

2.3.4 Alternativa inicialmente escolhida pela ANEEL para nova tarifação

Após a ANEEL apresentar projeções de cenários possíveis com as seis opções levantadas, a Agência definiu as futuras alternativas de tarifação, os critérios e os momentos de mudança, tanto para a geração local como para geração remota.

Para a geração local, a ANEEL entendeu que o ideal é fazer a mudança para a alternativa 1 quando o mercado brasileiro de GD atingir a marca de 3.365 GW de potência instalada, o que deve ocorrer em 2025, segundo as projeções da Agência. O VPL passaria de um prejuízo de 4,7 bilhões de reais mantendo-se a alternativa 0, para um ganho para os

consumidores que não aderiram a GD de 7 bilhões de reais. O mercado de GD brasileiro sofrerá uma redução de 26% com a mudança de alternativa de 0 para 1 em 2025, passando de 3.145.314 de UCs com GD para 2.313.128 [ANEEL, 2018a]. A Figura 2.14 apresenta graficamente a evolução estimada da GD local e o gatilho de potência.

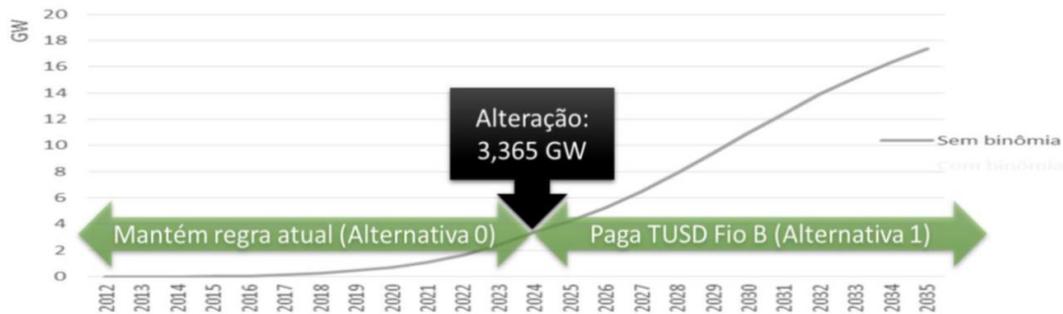


Figura 2.14 – Evolução estimada da GD local e gatilho de potência

Fonte: Relatório de Análise Impacto Regulatório [ANEEL, 2018a].

Para a geração remota, a ANEEL entendeu que o ideal é fazer a mudança em dois estágios: o primeiro será na mudança da alternativa 0 para a alternativa 1 quando o mercado brasileiro de GD atingir a marca de 1,25 GW de potência instalada, valor projetado para o ano de 2022; o segundo será na mudança da alternativa 1 para a alternativa 3 quando o mercado brasileiro de GD atingir a marca de 2,13 GW de potência instalada, o que deve ocorrer no ano de 2025. A Figura 2.15 apresenta graficamente a evolução estimada da GD remota e os gatilhos de potência.

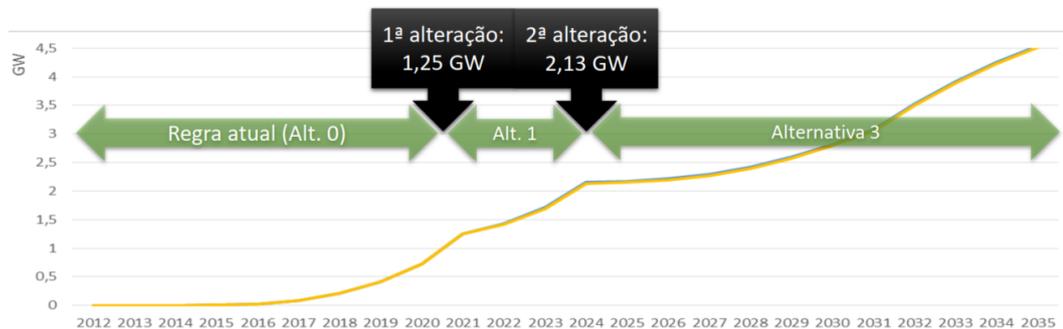


Figura 2.15 – Evolução estimada da GD remota e gatilhos de potência

Fonte: Relatório de Análise Impacto Regulatório [ANEEL, 2018a].

O VPL passaria de um prejuízo de 68 bilhões de reais mantendo-se a alternativa 0, para um prejuízo para os consumidores que não aderiram a GD de 3 bilhões de reais [ANEEL, 2018a].

3 DEFINIÇÃO DE NOVAS VARIÁVEIS

Neste Capítulo são apresentadas as propostas de substituição de algumas variáveis usadas no AIR, com as respectivas justificativas para as mudanças, com o objetivo de adequar as projeções para cada alternativa de tarifação proposta à realidade e evolução da GD na área de concessão da RGE e da CEEE-D. Complementarmente, apresenta-se um conjunto de novos indicadores para enriquecer e ampliar a análise proposta pela ANEEL no AIR, tais como: tributação, demanda e consumo de energia elétrica e custos com salários.

A ANEEL iniciou o processo revisão da REN nº 482/2012 com a Consulta Pública nº 010/2018 [ANEEL, 2018b], na qual constava um questionário com 16 perguntas e uma lista com as premissas (dados e documentos técnicos que podem ser observados no Apêndice C) os quais seriam utilizados na elaboração do AIR. A agência obteve uma massiva participação com o envio de colaborações de universidades, associações, empresas, distribuidoras, etc., sendo que dentre as premissas propostas, a ANEEL escolheu as que julgava mais adequada às projeções do cenário brasileiro e regional por meio das principais distribuidoras de energia elétrica.

Com essas informações, foi aberta a Audiência Pública nº 01/2019 [ANEEL, 2019c], apresentado entre outros documentos, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório e um conjunto de planilhas desenvolvidas no Programa Microsoft Excel®. Estudando o AIR e analisando as premissas e os resultados usados nas planilhas, identificou-se que alguns dados não eram aderentes à realidade observada atualmente, principalmente para as distribuidoras do RS, RGE e CEEE-D. Com base nessa observação, desenvolveu-se esse estudo com a proposição de novas variáveis a serem usadas nas projeções destas distribuidoras, de modo a obter com maior precisão, os impactos da proposta de alteração da REN nº 482/2012 para a GD no RS.

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma da sequência de cálculo desenvolvida pela ANEEL, mais os aspectos complementares desenvolvidos especificamente para esse trabalho, para gerar os resultados necessários para subsidiar a tomada de decisão quanto a mudança do SCEE da GD na RGE, CEEE-D e no Brasil.

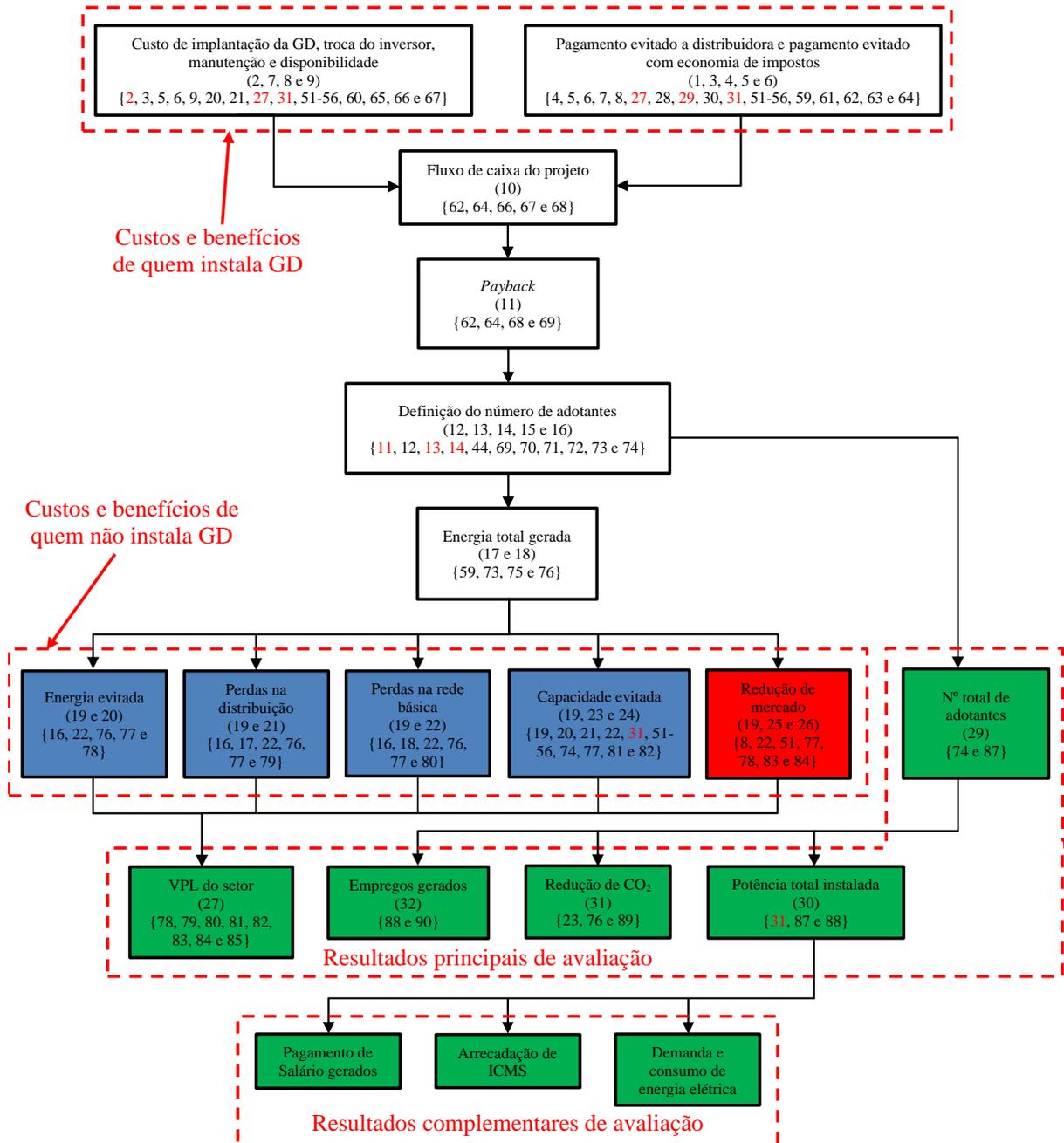


Figura 3.1 – Fluxograma da sequência de cálculo desenvolvida pela ANEEL, mais os aspectos complementares desenvolvidos especificamente para esse trabalho, para gerar os resultados necessários para subsidiar a tomada de decisão quanto a mudança do SCEE da GD na RGE, CEEE-D e no Brasil

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do autor e da ANEEL [ANEEL, 2018a].

Nas caixas de processo do fluxograma estão descritos de forma sucinta a ação correspondente àquele processo, os números existentes entre parênteses representam as equações correspondentes a aquele processo (apresentadas no Apêndice C) e os números entre chaves (apresentados no Apêndice B) representam as variáveis envolvidas nas equações, sendo que as escritas em vermelho são variáveis que foram revisadas ao longo desse trabalho.

As cores do preenchimento das caixas de processo: branco, azul, vermelho e verde, representam respectivamente: ações comuns à sequência de cálculo, aspectos positivos para sociedade (benefícios da GD), aspectos negativos para sociedade (custos da GD) e os resultados das projeções apresentados para subsidiar a tomada de decisão da ANEEL no AIR [ANEEL, 2018a).

3.1 Definição de novas variáveis para simulação dos cenários e alternativas

Todas as variáveis destacadas em vermelho no fluxograma da Figura 3.1 foram revisadas ao longo desse Capítulo a fim de verificar a correção dos dados usados pela ANEEL no seu AIR para as simulações das distribuidoras RGE e CEEE-D, e alternativamente propor e justificar novos valores para essas variáveis em caso de discordância.

3.1.1 Potência de referência dos SSFs

Definir adequadamente a potência de referência dos SSFs é de grande importância, pois ela representa a potência média dos projetos de GD instalados em cada distribuidora de energia elétrica, impactando nos resultados das simulações de alternativas e cenários, refletindo nos indicadores econômicos e técnicos.

A ANEEL adotou no seu AIR, o valor médio de 7,5kW como sendo a potência de referência de todos os SSFs com potência igual ou inferior a 75kW, instalados no Brasil até 2017 [ANEEL, 2018a]. Esse trabalho apresenta uma análise mais ampla dos SSFs instalados, com o propósito de definir a potência de referência personalizada para a RGE e CEEE-D, buscado dessa forma, projetar as alternativas e cenários futuros mais aderente à realidade presente.

Com base nas informações de UCs com SSFs disponibilizadas pela ANEEL [ANEEL, 2019a], extraiu-se as informações dos SSFs instalados no Brasil até 2018, com potência igual ou inferior a 75kW, seguindo os mesmos critérios que a ANEEL adotou no AIR para conjunto do país.

A Figura 3.2 apresenta o gráfico de histograma com os dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da RGE.

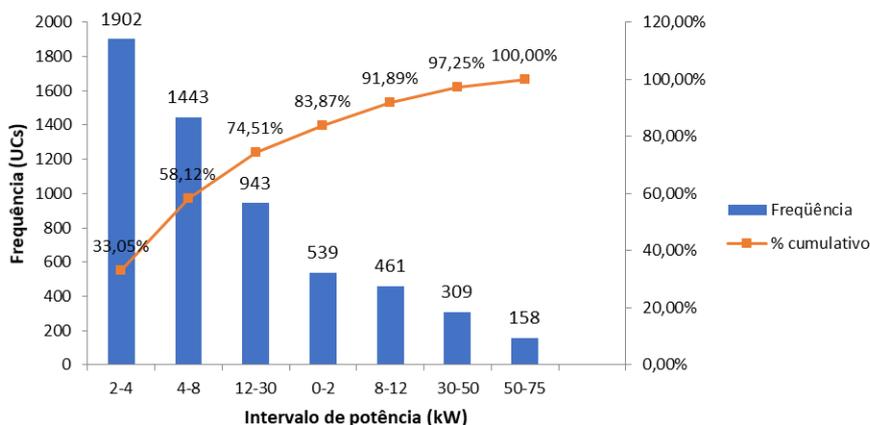


Figura 3.2 – Histograma com os dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da RGE

Como pode ser observado, dos SSFs instalados até 2018 na RGE, a porcentagem de sistemas por faixa de potência mais significativa é: 33,05% de 2-4kW, 25,07% de 4-8kW e 16,39% de 12-30kW. A Tabela 3.1 apresenta a estatística descritiva dos dados de todos os SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da RGE.

Tabela 3.1 – Estatística descritiva dos dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da RGE

RGE	
Dados Estatísticos	Valores (kW)
Média	10,58
Erro padrão	0,18
Mediana	5
Moda	3
Desvio padrão	13,47
Variância da amostra	181,43

Os indicadores estatísticos moda e mediana dos SSFs da RGE são menores que 5 kW. Porém, o objetivo é estabelecer um valor que represente o todo, ou seja, um valor de potência que multiplicado pelo número de SSFs já instalados, e projetados para que as simulações de alternativas e cenários, tenha a representatividade do conjunto. Para esse objetivo o melhor indicador estatístico é a média, que na RGE é de 10,58kW.

A Figura 3.3 apresentam o gráfico de histograma com os dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da CEEE-D.

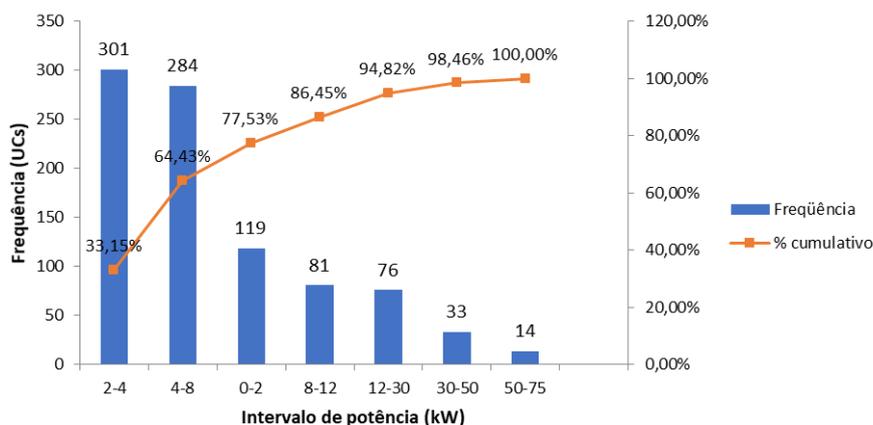


Figura 3.3 – Histograma com os dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da CEEE-D

A porcentagem mais significativa de sistemas por faixa de potência dos SSFs instalados até 2018 na CEEE-D é: 33,15% de 2-4kW, 31,28% de 4-8kW e 13,10% de 0-2kW. A Tabela 3.2 apresenta a estatística descritiva dos dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da CEEE-D.

Tabela 3.2 – Estatística descritiva dos dados de todos SSFs classificados por faixa de potência na área de concessão da CEEE-D

CEEE-D	
Dados Estatísticos	Valores (kW)
Média	7,88
Erro padrão	0,37
Mediana	4,59
Moda	5
Desvio padrão	11,06

Os indicadores estatísticos moda e a mediana dos SSFs da CEEE-D são menores que 5 kW. Porém, o objetivo é estabelecer um valor que represente o todo, ou seja, um valor de potência que multiplicado pelo número de SSFs já instalados no caso presente, e projetados para que as simulações de alternativas e cenários tenha a representatividade do conjunto. Para esse objetivo o melhor indicador estatístico é a média, que na CEEE-D é de 7,88kW.

3.1.2 Custo médio dos SSFs

A ANEEL em seu AIR, faz projeções do número de SSFs instalados até 2035 e apresenta os indicadores financeiros e sociais. Essas projeções dependem diretamente do valor do indicador financeiro *payback* para os projetos. [ANEEL, 2018a].

O *payback* apresenta o período de tempo necessário para recuperar o capital investido, sendo considerado como um método simples e direto de avaliação de projetos [Sviech; Mantovan, 2013]. O cálculo do *payback* é elaborado com base no fluxo de caixa do projeto de um SSF, sendo indispensável conhecer o valor total investido.

A Figura 3.4 apresenta o mapa do Brasil com o *payback* calculado para todos os estados, considerando um SSF com tarifa residencial, com potência entre 2 kW até 4 kW.

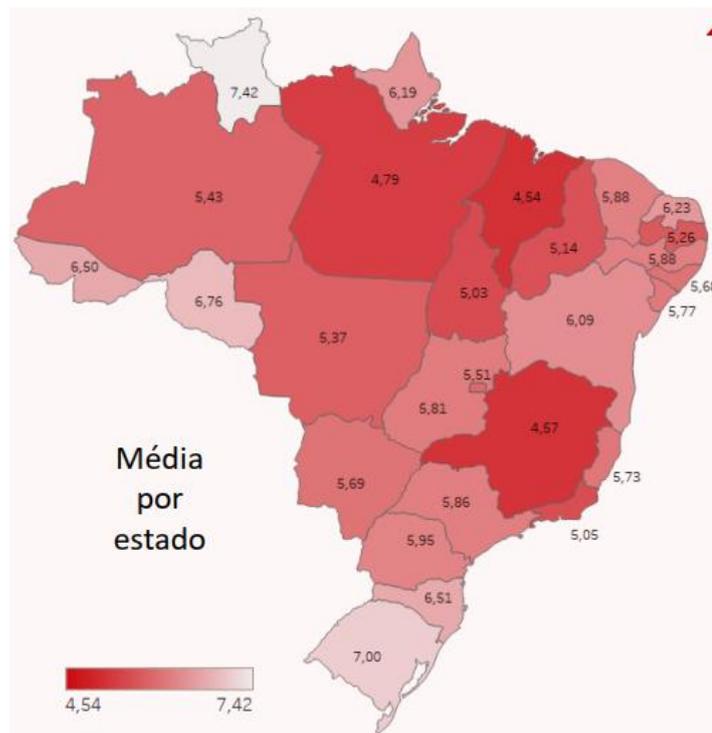


Figura 3.4 – Mapa do Brasil com o *payback* calculado para todos os estados

Fonte: Pesquisa GREENER do 1º semestre de 2019 [GREENER, 2019].

Destaca-se que o estado do RS vive o paradoxo de ser o estado que tem o segundo *payback* mais longo de todo Brasil, perdendo apenas para o estado de Roraima, mas é o segundo estado em potência instalada de SSFs conectados à rede e o terceiro em número de UCs com GD conectadas a rede até 2018.

É comum relacionar o custo total em um projeto de SSF por um valor calculado conforme a Equação 3.1. Recentes pesquisas mostram que esse valor depende principalmente da potência dos SSFs [GREENER, 2019]. Quanto maior a potência dos SSFs, menor é esse valor, muito disso em função do chamado “ganho em escala” [Sviech; Mantovan, 2013].

$$CUS = \frac{CTP}{PTS} \quad (3.1)$$

A empresa de pesquisa e consultoria GREENER elabora semestralmente pesquisas no setor de energia solar fotovoltaica, consultando empresas integradoras do setor para obter:

- Dados gerais do mercado fotovoltaico;
- Avaliação estratégica do mercado de integração;
- Fornecedores do mercado de SSFs;
- Preços de kits e de SSFs.

Na última pesquisa referente ao período de 03/12/2018 até 09/01/2019, foram entrevistadas 760 empresas integradoras¹⁷ de todo Brasil [GREENER, 2019]. A Figura 3.5 apresenta os valores médios no Brasil dos SSFs de acordo com a potência desde o segundo semestre de 2016.

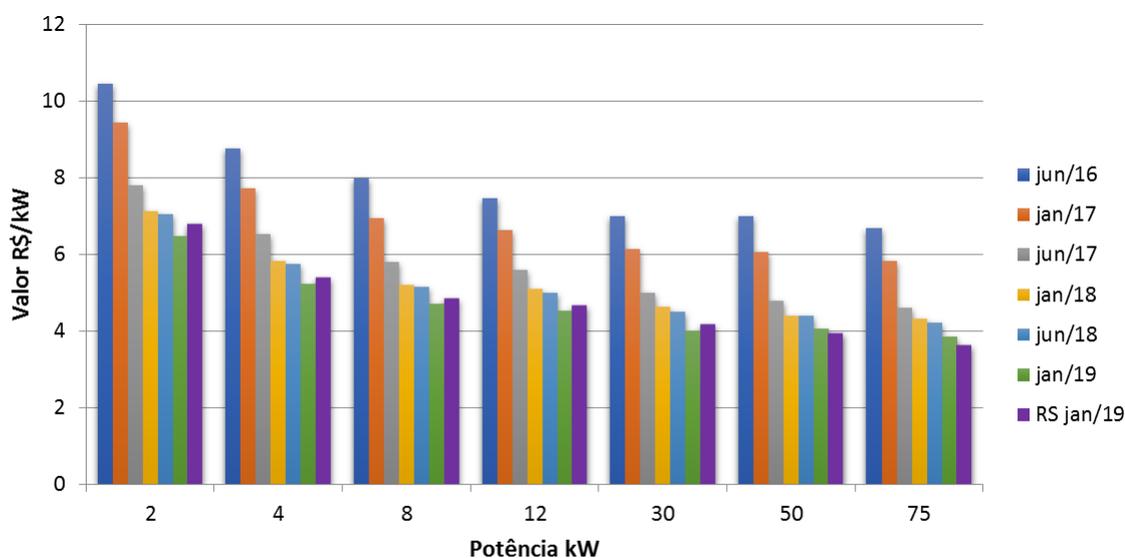


Figura 3.5 – Valores médios no Brasil dos SSFs de acordo com a potência

Fonte: Elaborado pelo autor com dados pesquisa GREENER do 1º semestre de 2019 [GREENER, 2019]]

¹⁷ Empresas integradoras são as que fornecem a solução completa. Fornecem o projeto, o material, a instalação e o comissionamento dos SSFs.

Nota-se que a redução dos valores dos projetos de SSFs nos últimos 3 anos é muito significativa, sendo que para potências maiores, a redução é de mais de 40%, o que certamente explica em partes o exponencial crescimento da GD no Brasil.

A ANEEL estabeleceu no AIR o valor de R\$/kW 5.500,00, como sendo o custo médio de instalação de SSF para a potência de referência (média) de 7,5 kW [ANEEL, 2018a]. No entanto, entende-se que esse valor deve ser também revisado, pois como foi apresentado no capítulo 3.1.1, a maior quantidade de SSFs tem potência entre 2 kW e 4 kW, tanto para RGE como para CEEE-D, diferente dos 7,5kW previsto pela ANEEL.

A proposta é estabelecer um valor que represente da melhor forma possível todos os SSFs já instalados nas concessionárias, para esse objetivo optou-se por adotar a média ponderada, usando os dados do histograma da Figura 3.2 e da Figura 3.3, com as informações de valores de sistemas por potência até 75 kW, sendo que para esse trabalho a empresa GREENER disponibilizou gentilmente os valores dos SSFs obtidos exclusivamente com os integradores do RS. A Tabela 3.3 apresenta os dados e os resultados do custo médio ponderado dos SSFs instalados na RGE e CEEE-D.

Tabela 3.3 – Custo médio ponderado dos SSFs instalados na RGE e CEEE-D

Potência kW	CEEE-D				RGE			
	Nº de UCs com GD	Custo R\$/kW	Ponderação Nº UCs com GD	Custo pond. R\$/kW	Nº de UCs com GD	Custo R\$/kW	Ponderação Nº UCs com GD	Custo pond. R\$/kW
0-2	119	6.804,00	0,1311	891,71	539	6.804,00	0,0937	637,25
2-4	301	5.400,00	0,3315	1.790,09	1902	5.400,00	0,3305	1.784,67
4-8	284	4.851,00	0,3128	1.517,27	1443	4.851,00	0,2507	1.216,33
8-12	81	4.665,00	0,0892	416,15	461	4.665,00	0,0801	373,69
12-30	76	4.170,00	0,0837	349,03	943	4.170,00	0,1639	683,29
30-50	33	3.952,00	0,0363	143,63	309	3.952,00	0,0537	212,19
50-75	14	3.629,00	0,0154	55,95	158	3.629,00	0,0275	99,63
Valor pond. R\$/kW	5.163,84				5.007,05			

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da empresa GREENER do 1º semestre de 2019 para o RS [GREENER, 2019], com dados da GD disponibilizados pela ANEEL [ANEEL, 2019a].

Como resultado, obteve-se os valores de R\$/kW 5.163,84 para a CEEE-D, e de R\$/kW 5.007,05 para RGE. Ambos são menores que o valor adotado pela ANEEL no seu AIR, que foi de R\$/kW 5.500,00. Essa redução resulta em um menor custo do projeto, conseqüentemente, em um menor *payback*, aumentando o número potencial de pessoas que instalam um sistema solar fotovoltaico.

É importante destacar que os valores estabelecidos para os SSFs da RGE e CEEE-D, não são os valores médios de mercado para as potências definidas no Capítulo 3.1.1, mas sim

os valores que multiplicados pelas potências de referência, representem o custo total investido em SSFs já instalados nas distribuidoras, e que serve de referência para as projeções, considerando que o custo varia exponencialmente para cada faixa de potência.

3.1.3 Irradiação solar média dos SSFs

O conhecimento dos valores de irradiação solar na superfície terrestre, tanto da global como das componentes direta e difusa, é de grande importância para o estudo e desenvolvimento de projetos de captação e conversão da energia solar fotovoltaica em energia elétrica. Com um histórico adequado dessas medidas, pode-se viabilizar a instalação de SSFs em uma determinada região, garantindo o máximo aproveitamento do recurso ao longo do ano, período em que as variações da intensidade da irradiação solar sofrem significativas alterações [Pinho; Galdino, 2014].

A Figura 3.6 do *Solar Radiation Data* apresenta a média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no mundo. Esses dados foram estimados a partir de imagens de satélites meteorológicos obtidos no período de 1990 a 2004 [Solar Radiation Data, 2004].

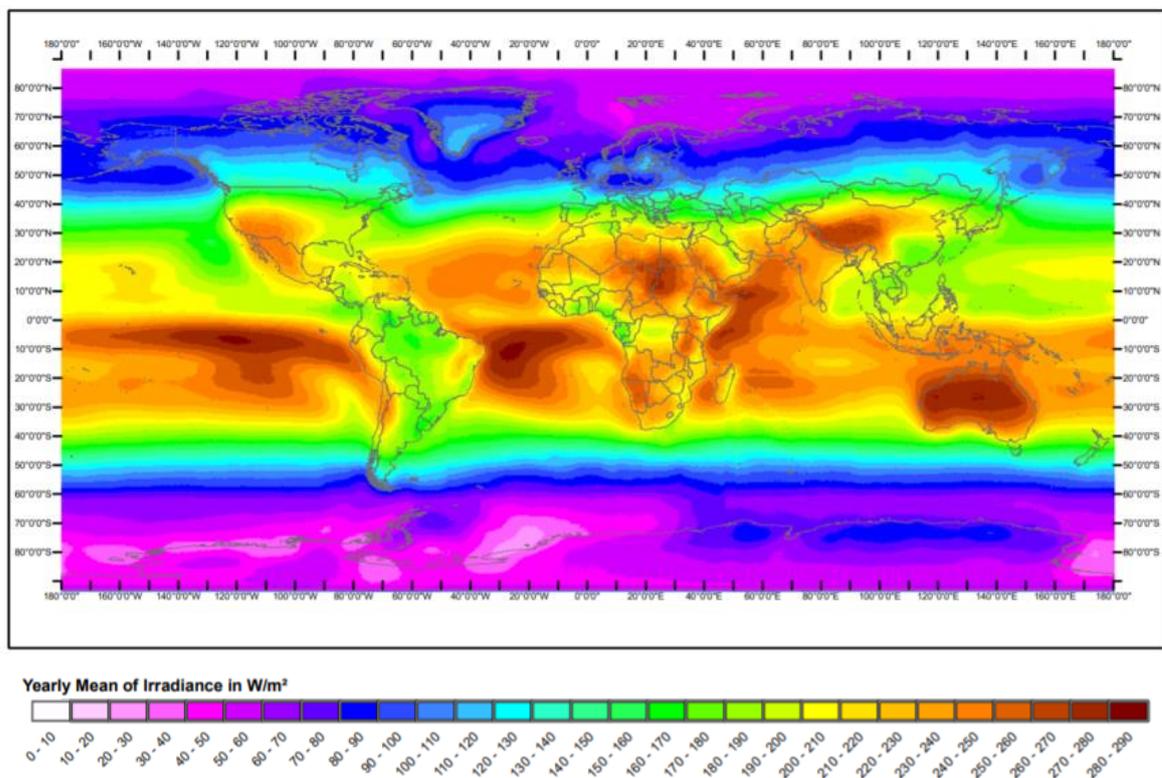


Figura 3.6 – Média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no mundo

Fonte: *Yearly average map of irradiance in W/m²* [Solar Radiation Data, 2004].

A grande irradiação solar fotovoltaica na Austrália, China, Índia, EUA e México é um dos fatores que contribuiu para o destaque que estes países tiveram com o grande número de SSF instalados em 2018. Países europeus como Alemanha, Itália, Reino Unido e França não tem grande irradiação solar, mas foram pioneiros na GD, estando ainda hoje entre os 10 maiores países com maior potência instalada de SSFs até 2018 [IEA, 2019].

A Figura 3.7 do Atlas Brasileiro de Energia Solar [Pereira et al., 2017], apresenta a média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no Brasil.

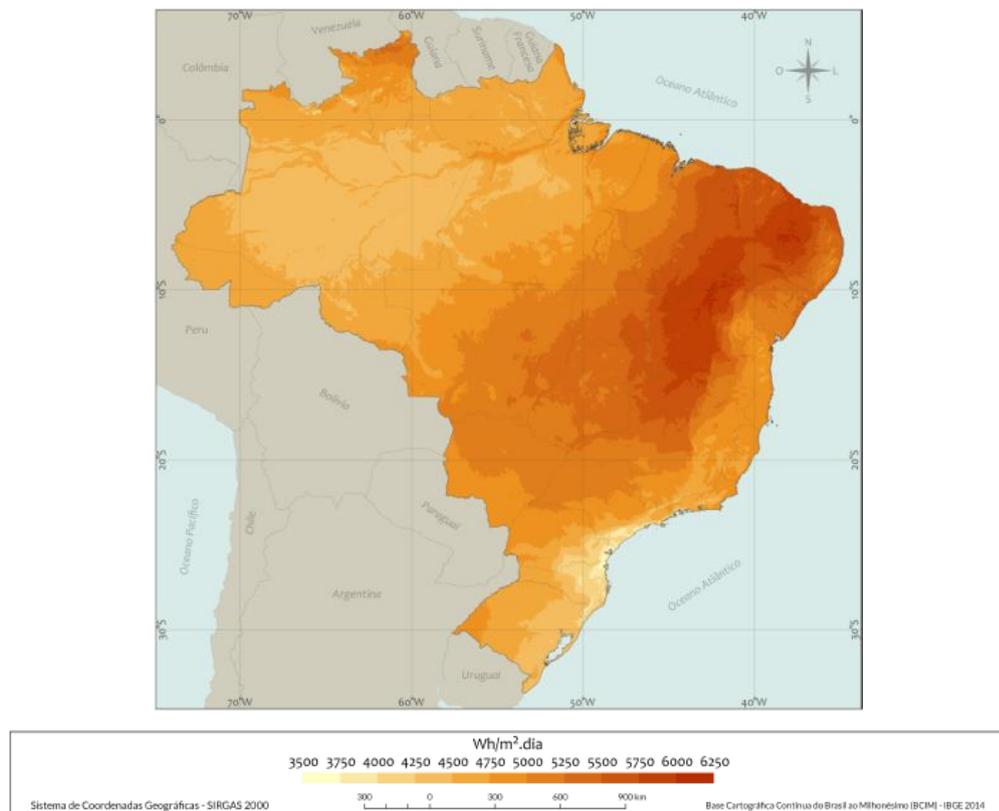


Figura 3.7 – Média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no Brasil

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar [Pereira et al., 2017].

As áreas com menor irradiação solar encontram-se no litoral de Santa Catarina, Paraná e São Paulo, mas ainda assim, os demais estados tem valores de irradiação solar média anual global diária no plano horizontal maiores que o mínimo recomendado para implantação de SSFs, que são de 3 a 4 kWh/m² [Pinho; Galdino, 2014], o que indica que todo território brasileiro é propício para instalação de SSFs.

A Figura 3.8 do Atlas Solar do RS, apresenta a média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no estado do RS.



Figura 3.8 – Média anual da irradiação solar global diária no plano horizontal no RS

Fonte: Atlas Solar do RS [Haag et al., 2018].

Mesmo sendo o estado brasileiro mais ao Sul, o RS tem uma irradiação solar global diária no plano horizontal média anual de $4,67 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, sendo que o mês de maior irradiação é dezembro, com $6,86 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, e o mês com menor irradiação solar é junho, com $2,51 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ [Haag et al., 2018]. A grande variação da irradiação solar entre os meses justifica-se basicamente em função da posição latitudinal média de 29° do estado.

3.1.3.1 Proposta de novos valores para irradiação solar para CEEE-D e RGE

A ANEEL [ANEEL, 2018a], adotou valores de irradiação solar média para as distribuidoras RGE e CEEE-D de $5,16 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, sendo que esses valores são maiores que os observados no Atlas Solar do RS [Haag et al., 2018]. Esse é um parâmetro fundamental para toda modelagem de alternativas e cenários possíveis de serem adotados com a mudança da REN nº 482/2012. Foram estabelecidos valores de irradiação solar para a CEEE-D e para a RGE que fossem mais adequados à efetiva energia solar irradiante sobre os SSFs de ambas as distribuidoras. As projeções irão refletir o que realmente está sendo gerado de energia elétrica no parque de SSFs do Estado.

Para obtenção da irradiação solar média anual global diária no plano horizontal, foram usados os dados de irradiação global, direta, e difusa do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017 [Pereira et al., 2017].

O presente trabalho necessita obter uma quantidade expressiva de dados de irradiação solar global diária média anual, e por isso optou pelos seguintes parâmetros de ajuste:

- Ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal (posição horizontal é equivalente a 0°);
- Ângulos dos desvios azimutais em relação ao norte geográfico (direcionado para o norte é igual a 0°);
- Albedo dos locais de instalação;
- Coordenadas geográficas dos municípios de referência.

Optou-se por aplicar o equacionamento existente no livro *Solar Engineering of Thermal Processes* [Duffie; Beckman, 2003], complementado com a metodologia de Estimativa da Radiação Global Incidente em Superfícies Inclinadas por Modelos Isotrópicos e Índice de Claridade [Scolar et al., 2003] e com os dados da Medição do Albedo ou Refletância dos Materiais Utilizados em Coberturas de Edifícios no Brasil [Ferreira; Prado, 2003], para obter a irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado.

As equações não constam nesse trabalho, pois entende-se que o assunto já foi amplamente discutido e abordado em diversas produções científicas, e que não agregaria ao objetivo desse trabalho apresentá-las novamente.

Com esse equacionamento, identificou-se a irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado de um ponto central no RS, definido pelo mapa do Estado como sendo o município de Candelária, com latitude de -29.671285 e longitude de -52.789668 , simulando tanto a variação da inclinação (de 0° até 90°) quanto do desvio azimutal (de 0° até 180°) de 10 em 10° , e um albedo de 34% típico de telhado de fibrocimento [Ferreira; Prado, 2003].

Identificou-se que uma boa inclinação dos módulos fotovoltaicos fica entre 20° e 30° , sendo que simulações para achar o valor ideal demonstraram que 24° seria a inclinação com a maior irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado, sendo esse o valor admitido como ideal para todos municípios do Rio Grande do Sul.

A Tabela 3.4 apresenta um fator de redução da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado em função da variação do desvio azimutal e da inclinação dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 3.4 – Fator de redução da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado em função da variação do desvio azimutal e da inclinação dos módulos fotovoltaicos

		AZIMUTE (0°)																		
		180	170	160	150	140	130	120	110	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
INCLINAÇÃO (24°)	90	0,32	0,33	0,34	0,36	0,39	0,42	0,46	0,49	0,51	0,54	0,56	0,58	0,59	0,60	0,60	0,60	0,60	0,59	0,59
	80	0,36	0,36	0,38	0,41	0,44	0,47	0,51	0,54	0,58	0,61	0,63	0,65	0,67	0,68	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
	70	0,41	0,42	0,43	0,46	0,49	0,53	0,57	0,60	0,64	0,67	0,70	0,72	0,74	0,76	0,77	0,78	0,78	0,79	0,79
	60	0,48	0,49	0,50	0,52	0,55	0,59	0,63	0,67	0,70	0,73	0,76	0,79	0,81	0,83	0,84	0,85	0,86	0,86	0,87
	50	0,56	0,56	0,57	0,59	0,62	0,66	0,69	0,73	0,76	0,79	0,82	0,85	0,87	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,93
	40	0,64	0,64	0,65	0,67	0,70	0,72	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,89	0,91	0,93	0,94	0,96	0,97	0,97	0,97
	30	0,73	0,73	0,74	0,75	0,77	0,79	0,81	0,84	0,86	0,89	0,91	0,93	0,94	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00	1,00
	20	0,81	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,87	0,89	0,90	0,92	0,93	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00
	10	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,91	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98
	0	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94

Nota-se que a variação do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos de 10° até 40°, provoca pouca variação na irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado, sendo essas as inclinações normalmente identificadas nos telhados em geral. Já a variação do ângulo azimutal provoca mudanças mais sensíveis. Nas residências esse parâmetro muda muito, e por vários fatores (estéticos, arquitetônicos, padronização local, restrições, etc.), não existindo um padrão e nem conhecendo-se uma referência do que normalmente é encontrado no Estado.

Com a definição da inclinação ótima, assumiu-se inicialmente que todos os sistemas solares fotovoltaicos instalados no Rio Grande do Sul, tinham as mesmas características em termos de posicionamento. A Tabela 3.5 apresenta as variáveis comuns de posicionamento dos SSFs, diferenciando-se entre si apenas na localização geográfica.

Tabela 3.5 – Variáveis comuns de posicionamento dos SSFs

Ângulo de inclinação em relação a horizontal	24°
Ângulo do desvio azimutal considerando o norte geográfico com 0°	0°
Albedo de um sistema instalado sobre telhado de fibrocimento	34%

Essa definição estabelece que todos SSFs estão instalados em uma condição ideal, o que não é verdade, visto que os sistemas instalados em telhado dependem do ângulo de inclinação e ângulo do desvio azimutal existentes, sendo que a opção ótima é normalmente identificada em sistemas instalados em laje ou no solo.

As Tabelas 3.6 e 3.7 apresentam os dados para o cálculo ponderado da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado nas áreas de concessão da RGE e CEEE-D, respectivamente.

Tabela 3.6 – Dados para o cálculo ponderado da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado em kWh/m²/dia na área de concessão da RGE

Nome Município	Nº de UCs com GD	Irradiação	Ponderação Nº UCs com GD	Irradiação pond.
Santa Cruz Do Sul	496	4,7768	0,201544088	0,962735798
Santa Maria	233	4,9119	0,094676961	0,465043763
Venâncio Aires	221	4,737	0,089800894	0,425386835
Novo Hamburgo	198	4,7278	0,0804551	0,38037562
Caxias Do Sul	170	4,759	0,069077611	0,328740349
Canoas	132	4,8247	0,053636733	0,258781146
São Borja	124	5,2058	0,050386022	0,262299553
São Leopoldo	112	4,7646	0,045509955	0,216836733
Lajeado	99	4,7191	0,04022755	0,18983783
São Gabriel	99	5,0659	0,04022755	0,203788744
Estrela	94	4,7443	0,038195855	0,181212597
Sapiranga	87	4,7223	0,035351483	0,166940309
Santa Rosa	86	5,0857	0,034945144	0,17772052
Cachoeira Do Sul	81	4,9015	0,03291345	0,161325274
Candelária	78	4,7745	0,031694433	0,151325071
Arroio Do Meio	77	4,7215	0,031288094	0,147726737
Montenegro	74	4,7375	0,030069078	0,142452255
Total	2461		Irra. Média	4,82

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2019a].

Tabela 3.7 – Dados para o cálculo ponderado da irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado em kWh/m²/dia na área de concessão da CEEE-D

Nome Município	Nº de UCs com GD	Irradiação	Ponderação Nº UCs com GD	Irradiação pond.
Porto Alegre	330	4,82	0,43824701	2,11274502
Pelotas	84	4,72	0,11155378	0,52628845
Viamão	38	4,76	0,05046481	0,24034369
Rio Grande	37	4,79	0,04913679	0,23551262
São Lourenço Do Sul	32	4,76	0,04249668	0,20221195
Xangri-Lá	30	4,82	0,03984064	0,19199602
Canguçu	25	4,76	0,03320053	0,15807769
Capão Da Canoa	21	4,75	0,02788845	0,13253426
Bagé	20	4,98	0,02656042	0,13227357
Guaíba	19	4,85	0,02523240	0,12237211
Osório	18	4,77	0,02390438	0,11404303
Torres	18	4,69	0,02390438	0,11210677
Santo Antônio Da Patrulha	17	4,84	0,02257636	0,10930345
Cristal	14	4,73	0,01859230	0,08789137
Três Cachoeiras	14	4,41	0,01859230	0,08197344
Alvorada	12	4,79	0,01593625	0,07630916
Camaquã	12	4,69	0,01593625	0,07468367
Eldorado Do Sul	12	4,85	0,01593625	0,07727171
Total	753		Irra. Média	4,56

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2019a].

A ponderação foi montada pelo número de sistemas por cidade em ordem decrescente até que o número total representasse uma amostra com nível de confiança de 99% e uma margem de erro de 2%, de acordo com os métodos estatísticos conservativos [Correa, 2003].

O valor de irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado obtido para RGE foi de 4,82kWh/m²/dia e de 4,55kWh/m²/dia para a CEEE-D. Esses valores são mais próximos da média estabelecida pelo Atlas Solar do Rio Grande do Sul (4,67kWh/m²/dia) do que aqueles o previsto pela ANEEL no seu AIR (5,16kWh/m²/dia).

3.1.3.2 Ajuste dos dados de irradiação solar

Os valores do ângulo de inclinação e do desvio azimutal dos SSFs foram estabelecidos considerando a posição ideal. Porém, observando-se os SSFs instalados, é notório que isso não é verdade. Com base nessa observação e buscando um melhor ajuste dos valores de irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado para a RGE e para a CEEE-D, elaborou-se uma pesquisa com 62 empresas integradoras. A consulta às empresas sediadas no RS foi com base no banco de dados do site Portal Solar. A Figura 3.9 mostra a localização aproximada das empresas de integração de SSFs no Estado.

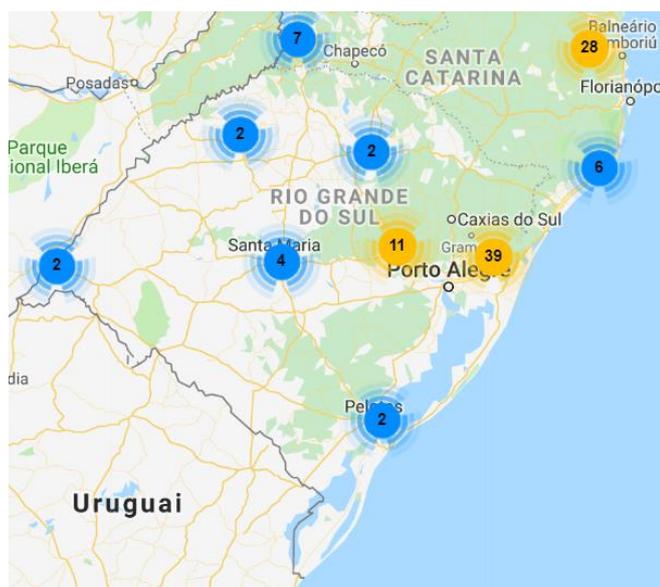


Figura 3.9 – Localização aproximada das empresas integração de SSFs no RS

Fonte: Portal Solar [Portal Solar, 2019].

A obtenção dos dados foi realizada com o envio de e-mail contendo em anexo uma planilha do Microsoft Excel[®], que deveria ser preenchida de acordo com os critérios estabelecidos na própria planilha. O Apêndice E apresenta o modelo de planilha e de e-mail enviado para as empresas.

Ao todo, 13 empresas responderam aos e-mails e 8 mandaram os dados, onde as informações de uma das empresas não foi possível de serem aproveitadas por problemas de preenchimento da planilha.

A Tabela 3.8 apresenta o resumo dos principais resultados da pesquisa realizada com empresas de integração de SSFs no RS, sendo que a tabela com todos resultados da pesquisa na integra está no Apêndice E.

Tabela 3.8 – Principais resultados da pesquisa realizada com empresas de integração de SSFs no RS.

Número de sistemas informados		131
Número de configurações de sistemas		141
Informações sobre o ângulo do desvio azimutal	Média	51,81°
	Mediana	41°
	Desvio padrão	44,24°
Informações sobre o ângulo de inclinação azimutal	Média	17,93°
	Mediana	17,5°
	Desvio padrão	8,47°
Número de Cidades informadas		30
Número de Locais de instalação	Telhado	139
	Solo	1
	Laje	1

Considerando que até 2018 foram instalados 7.344 SSFs no Estado, o número de 131 amostras representa estatisticamente uma margem de erro de 11,10% e um nível de confiança de 99%, de acordo com os métodos estatísticos conservativos [Correa, 2003].

Os resultados mostram que os valores do ângulo de inclinação variam relativamente pouco de uma instalação para outra, comparado com o ângulo do desvio azimutal.

Considerou-se que o SSF de referência instalado no RS tem um ângulo de inclinação de 20° e o ângulo desvio azimutal de 50°, de acordo com os dados médios do ângulo de inclinação e do desvio azimutal obtidos na pesquisa, e aplicando por aproximação com os dados da Tabela 3.4. O fator de redução dos valores de irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado é de 0,97, que aplicando a Equação 3.2, resulta no valor de irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado para RGE de 4,68kWh/m²/dia, e para CEEE-D, de 4,42kWh/m²/dia.

$$ISL = FCI ISC \quad (3.2)$$

3.1.4 Difusão de SSFs

Um dos grandes desafios na implantação de uma nova tecnologia é prever a sua aceitação junto à sociedade, sendo que na GD com fonte solar fotovoltaica, dado o potencial teórico de adotantes que seriam “todas UCs do Brasil”, esse desafio apresenta-se com alta complexidade.

Os estudos em energia fotovoltaica vêm ganhando espaço no planejamento elétrico brasileiro, ocupando, a partir de 2013, espaço nos PDEs, publicados anualmente pela EPE [Konzen, 2014]. No entanto, observa-se que a metodologia empregada até o momento pela EPE e pela ANEEL nas suas projeções realizadas em 2015, na AP nº 26/2015, que resultou na REN nº 687/2015 da ANEEL [ANEEL, 2015], não foram precisas.

A ANEEL projetou em seu cenário mais otimista [ANEEL, 2015], que em 2019 o Brasil alcançaria a marca de 200.000 UCs com GD e uma potência instalada de 500MW, sendo que esses dados foram superados com grande antecedência conforme relata a própria ANEEL no AIR:

Em termos de potência instalada, a evolução da micro e minigeração tem se dado em patamares superiores aos projetados pela ANEEL em suas projeções mais otimistas. Verifica-se, que os 500 MW de potência instalada esperados para o final de 2019 foram atingidos mais de um ano antes da data esperada [ANEEL, 2018a].

A EPE também manifestou no PDE 2017-2027 que suas projeções mais recentes não foram aderentes a realidade observada na expansão da GD:

Nos dois últimos anos, a MMGD cresceu expressivamente no Brasil, superando as projeções, inclusive as da EPE. De 2016 para 2017 houve um aumento de três vezes na capacidade instalada acumulada, fechando o ano de 2017 com mais de 250 MW. No PDE 2027 a EPE atualizou suas projeções, considerando o crescimento recente da MMGD, e a ampliou, incluindo mais tecnologias e setores nos seus estudos [EPE, 2018b]

Considerando que no setor elétrico brasileiro, a EPE é a responsável pelo planejamento e a ANEEL é responsável pela regulação e fiscalização, e que ambas falharam nas projeções mais recentes da difusão da GD no Brasil, fica demonstrado que prever a expansão nos estágios atuais é extremamente complexo, ao mesmo tempo que de sumária importância, uma vez que

muitas decisões e definições regulatórias adotadas hoje e que impactarão no futuro da GD, são pautadas por essas projeções.

3.1.4.1 Difusão dos SSFs proposto pela ANEEL e EPE

Estudos foram desenvolvidos desde o início do século 20 para determinar a difusão de uma nova tecnologia, sendo que um dos mais citados para SSFs é o desenvolvido por Rogers, 1983. Nesse trabalho, dividiu-se a população propensa em adotar uma inovação em 5 categorias [Konzen, 2014]:

1. Inovadores – o processo de difusão começa com um pequeno grupo de visionários, imaginativos inovadores. Eles frequentemente gastam seu tempo, energia e criatividade (além de dinheiro), no desenvolvimento e adoção de novas ideias e dispositivos. E adoram falar sobre eles;
2. Adotantes iniciais – uma vez que os benefícios começam a aparecer, estes indivíduos começam a adotar. Eles adoram estar em vantagem aos seus pares e serem vistos como líderes. Sobretudo, dispõem de dinheiro para investir. Os adotantes iniciais tendem a ser economicamente mais bem-sucedido, com mais contatos e mais bem informados, levando-os a serem mais respeitados socialmente;
3. Maioria inicial – são pragmáticos e confortáveis com inovações moderadamente progressivas, mas não agem sem uma prova sólida de benefícios. São seguidores influenciados pelas correntes principais e cautelosos com modismos. Ainda, são sensíveis ao custo, avessos ao risco, e odeiam complexidade;
4. Maioria tardia – são pragmáticos conservadores que odeiam risco e são desconfortáveis com novas ideias. Praticamente, sua única motivação para adotar é o medo de ficarem defasados, não podendo continuar sem mudar;
5. Retardatários – fecham o grupo, sendo pessoas que vêm alto risco em adotar produtos e comportamentos particulares. Buscam sempre argumentos contra as inovações.

Konzen, 2014, estabeleceu que o sucesso da difusão de uma nova ideia é resultado da troca de informações através de redes interpessoais. Se o primeiro adotante de uma inovação discute isso com outros dois membros de um sistema, e cada um desses passa a ideia adiante

para outros dois pares, e assim por diante, tem-se uma expansão exponencial. Assim sendo, ao plotar o número de indivíduos que adotam a inovação numa base acumulativa sobre o tempo, resulta uma distribuição sigmoide, também conhecida como “curva S”. A Figura 3.10 apresenta a curva S típica de um processo de difusão bem-sucedido e com a porcentagem do tipo de população adotante.

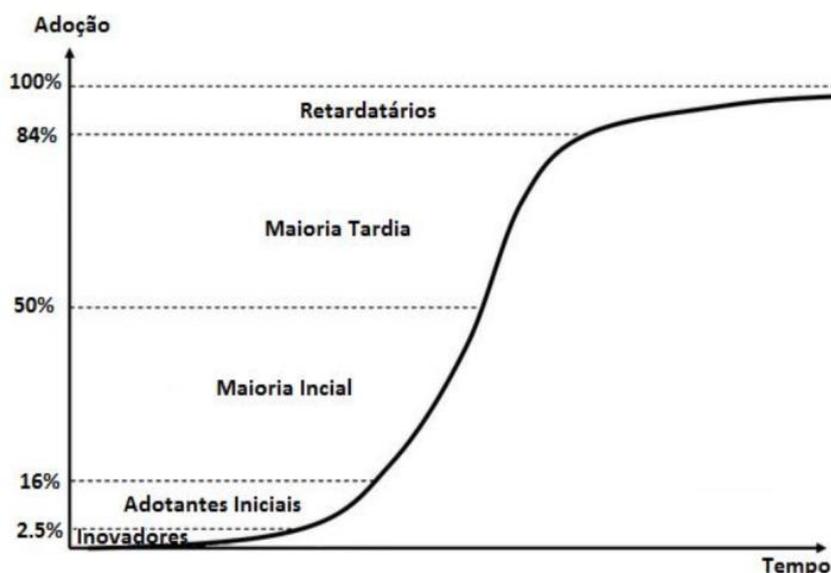


Figura 3.10 – Curva S típica de um processo de difusão bem-sucedido com a porcentagem do tipo de população adotante

Fonte: Difusão de SSFs residenciais conectados à rede no Brasil [Konzen, 2014].

A EPE, 2018b, e a ANEEL, 2018b, usam atualmente o processo de definição da difusão da GD, baseado em Bass. Esse modelo foi estudado e aplicado por Konzen, 2014, sendo que seu trabalho é citado em vários documentos da EPE e da ANEEL, sendo esse também a referência para esse estudo.

O equacionamento do modelo baseado em Bass usado nesse trabalho é o mesmo que a ANEEL usou no AIR [ANEEL, 2018a], e está descrito pelas equações do Apêndice C, sendo que as principais variáveis são:

- Mercado potencial (MPF) – o mercado potencial indica uma parcela da população que estaria apta, técnica e financeiramente, a adquirir um sistema solar fotovoltaico [Konzen, 2014]. A ANEEL considerou como critério, o número de casas com renda superior a 5 salários mínimos de acordo com o Censo Demográfico Brasileiro do IBGE, 2010;

- Sensibilidade ao *payback* (SPB) – é o parâmetro que determina o quão sensível a população apta a adquirir um SSF é em relação ao tempo de retorno do investimento. Populações muito propensas a aquisição de um SSF tem baixa sensibilidade ao *payback*;
- Coeficiente de inovação (CIP) – representa a influência externa ao processo de difusão;
- Coeficiente de imitação (CIQ) – representa a influência interna ao processo de difusão.

A ANEEL fez alguns arredondamentos nos cálculos para as projeções das alternativas e cenários da GD. Um deles foi o do mercado potencial, pois o número de casas com renda maior que 5 salários mínimos adotado pela ANEEL é menor (95,31%) do que o valor apresentado pelo Censo Demográfico Brasileiro [IBGE, 2010].

Para a definição do mercado potencial das distribuidoras, a ANEEL estabeleceu de forma simplificada, uma relação de proporcionalidade do número total de UCs das principais distribuidoras de todo Brasil (57 de um total de 105), que representam mais de 99% do total de UCs conectados à rede de distribuição de energia elétrica. O resultado dessa relação foi usado de forma ponderada para o número de UCs de cada distribuidora, estabelecendo assim o mercado potencial de cada uma delas.

A Tabela 3.9 apresenta os dados e resultados dos cálculos do mercado potencial para a RGE e para a CEEE-D com base nos números do Brasil usados pela ANEEL na elaboração do AIR.

Tabela 3.9 – Dados e resultados dos cálculos do mercado potencial para a RGE e para a CEEE-D com base nos números do Brasil

Dados	Brasil	CEEE-D	RGE
Número total de UCs ANEEL	81.613.726	1.685.864	2.802.542
Mercado potencial	8.000.000	165.253	274.713
Porcentagem em relação ao total de UCs	9,80%	9,80%	9,80%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados das tabelas da ANEEL, 2018a.

Como o objetivo desse trabalho é buscar dados que reflitam de forma mais real possível as projeções das alternativas e dos cenários da GD, buscou-se outras fontes de dados que também pudessem dispor do mercado potencial da RGE e CEEE-D.

A Tabela 3.10 apresenta os dados e resultados dos cálculos do mercado potencial para a RGE e CEEE-D com base nos dados do RS extraídos do Censo Demográfico Brasileiro e dos dados da ANEEL.

Tabela 3.10 – Dados e resultados dos cálculos do mercado potencial para a RGE e CEEE-D com base nos números do RS extraídos do Censo Demográfico Brasileiro e dos dados da ANEEL

Dados	RS	CEEE-D	RGE
Número de UCs ANEEL	4.777.735	1.685.864	2.802.542
Domicílio com renda > 5 salários mínimos	627.861	221.546	368.293
Porcentagem em relação ao total de UCs	13,14%	13,14%	13,14%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do IBGE, 2010 e da ANEEL, 2018a.

Comparando os dados de mercado potencial com base nas referências nacionais e estaduais, existe uma diferença de mais de 34%, o que demonstra que as simplificações propostas pela ANEEL comprometem a adequada avaliação regional por concessionária. Para esse trabalho, adotando uma postura conservadora, optou-se por usar os dados da Tabela 3.9 para as projeções das alternativas e dos cenários da RGE e CEEE-D.

A Figura 3.11 apresenta a porcentagem de SSFs instalados no Brasil, RGE e CEEE-D com base no mercado em potencial definido na Tabela 3.9, considerando as delimitações estabelecidas no Capítulo 1.6.

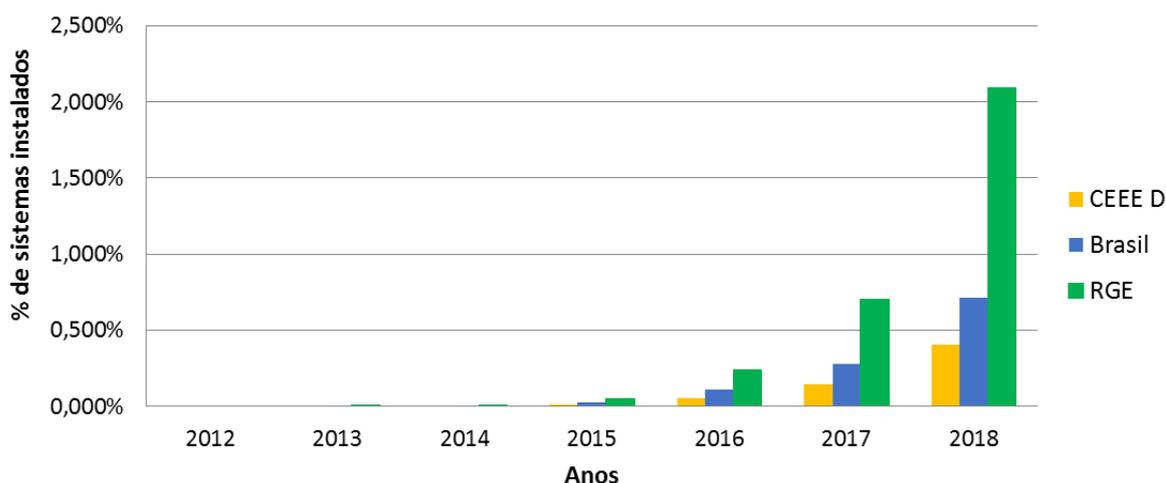


Figura 3.11 – Porcentagem de SSFs instalados no Brasil, RGE e CEEE-D com base no mercado em potencial

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da Geração Distribuída da ANEEL, 2019d.

Identifica-se uma grade evolução da GD na área de concessão da RGE, sendo quase 3 vezes maior que no Brasil e mais de 4 vezes maior que na área de concessão da CEEE-D, mas ainda assim, em quantidade relativamente pequena comparado ao mercado potencial. Com base no gráfico da Figura 3.10, percebe-se que a população que adquiriu um SSF ainda está compreendida entre os inovadores (0 até 2,5% mercado potencial), demonstrando existir ainda um grade caminho a seguir na expansão da GD.

Fica evidente que o processo de difusão da GD na área de concessão da RGE é muito diferente do que acontece na CEEE-D e no Brasil, logo, não é adequado adotar as mesmas variáveis de coeficiente de inovação, coeficiente de imitação e de sensibilidade ao *payback* adotado pela ANEEL no seu AIR [ANEEL, 2018a]. O Webinar de 31/01/2019 [ANEEL, 2019c] informou que as variáveis de coeficiente de inovação, coeficiente de imitação e de sensibilidade ao *payback* foram obtidas por meio de ajustes de curva, partindo das simulações executadas no AIR que resultou na REN nº 687/2015 [ANEEL, 2015], e das informações de número de sistemas solares fotovoltaicos instalados até 2017.

O presente trabalho adotou uma metodologia de avaliação comparativa, na qual foi considerado que a difusão da GD na RGE e CEEE-D até 2035 será proporcional ao observado até 2018, sendo que, no mínimo, crescerá de acordo com o padrão brasileiro. A Tabela 3.11 apresenta os dados teóricos para RGE e CEEE-D do número de UCs com SSFs pelo padrão brasileiro e do número efetivo de UCs com SSFs, além da diferença percentual entre eles.

Tabela 3.11 – Dados teóricos para RGE e CEEE-D do número de UCs com GD pelo padrão brasileiro e do número efetivo de UCs com GD

Local	Mercado potencial	Nº acumulado de UCs estimados pelo padrão Brasil usado no AIR	Nº acumulado de UCs instaladas até 2018	Diferença
Brasil	8.000.000	57.165	57.165	100%
RGE	274.713	1.962	5.738	294%
CEEE-D	165.253	1.180	902	76%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados ANEEL da Geração Distribuída [ANEEL, 2019a].

Considerando que a RGE teve um expressivo crescimento comparado aos dados proporcionalizado do Brasil e da CEEE-D, mas ainda assim proporcionalmente pequeno em termos amostrais (menos que 3% do mercado potencial), é inviável estabelecer por ajuste de curvas as novas variáveis de coeficiente de inovação, coeficiente de imitação e de sensibilidade ao *payback* para as concessionárias de distribuição do RS.

Com base nas variáveis que Konzen, 2014, ANEEL, 2018b, e EPE, 2018b, usaram em seus respectivos trabalhos, optou-se por realizar um ajuste de curva visual, considerando

principalmente o crescimento da GD observados até junho de 2019 na RGE e da CEEE-D em comparação ao definido para o Brasil pela ANEEL. A Tabela 3.12 apresenta as variáveis para determinação da difusão da GD no Brasil, RGE e CEEE-D.

Tabela 3.12 – Variáveis para determinação da difusão da GD no Brasil, RGE e CEEE-D

Dados	Brasil	CEEE-D	RGE
Sensibilidade ao <i>payback</i>	0,34800	0,28500	0,13000
Coeficiente de inovação	0,00176	0,00200	0,00250
Coeficiente de imitação	0,33600	0,38000	0,40000
Mercado potencial	8.000.000	165.253	274.713

O parâmetro sensibilidade ao *payback* é o mais sensível de todas as variáveis na determinação da difusão da GD. Quanto menor o seu valor, menor é o impacto do *payback* no processo de difusão, o que tende a aumentar a expansão da GD em um menor tempo. A Figura 3.12 demonstra graficamente os resultados do cálculo da difusão da GD no Brasil, RGE e CEEE-D de forma proporcionalizada de acordo com respectivo mercado potencial.

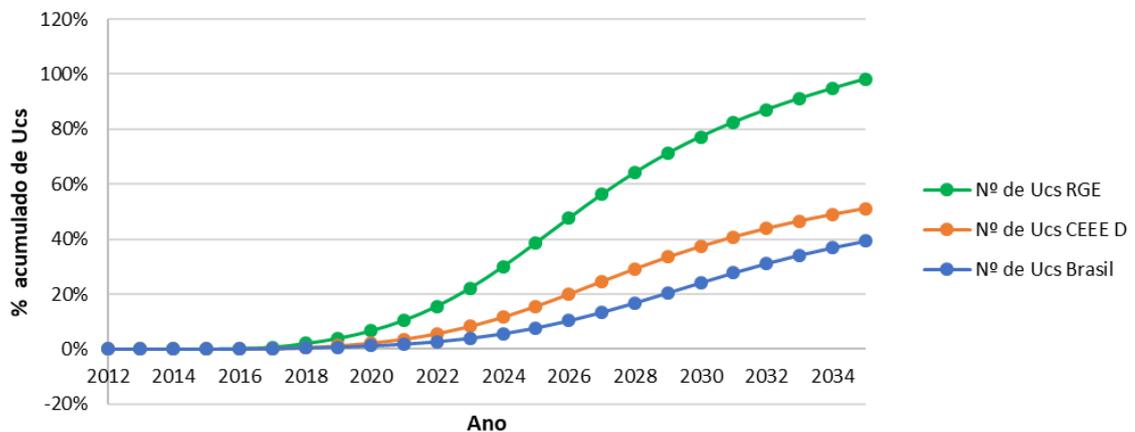


Figura 3.12 – Resultados do cálculo da difusão da GD no Brasil, RGE e CEEE-D de forma proporcionalizada de acordo com respectivo mercado potencial

A projeção proporcionalizada com base no mercado potencial estabelecido pela ANEEL no AIR para o Brasil, mostra que em 2035 a RGE terá atingido 100% do mercado potencial. Essa tendência para RGE pode ser observada hoje, com base no número atual de UCs com GD que, conforme Figura 3.11, é muito maior do que no Brasil e na CEEE-D.

A CEEE-D apresentava até 2018 uma expansão da GD menor que a média nacional (Figura 3.11), mas mostrou um aumento de 89% do final de 2018 até junho de 2019, indo de 902 para 1.703 UCs com GD. No mesmo período, esse aumento foi de 60% no Brasil e 75% na RGE. O ajuste de curva empregado considerou essa mudança de comportamento recente na difusão da GD na CEEE-D.

3.1.5 Gatilhos para mudança de alternativa de tarifação

A ANEEL por meio do AIR, definiu como “gatilho” para mudança de alternativa de tarifação o valor limite de potência total instalada. Nesse sentido, a Agência definiu que o valor é de 3,365 GW para o Brasil, considerando que nas suas projeções essa potência será alcançada somente em 2025 [ANEEL, 2018a].

Existiu por parte da ANEEL a avaliação de que estabelecer um gatilho para uma data e não para uma potência, tornaria mais simples e transparente para todos o momento da alteração da alternativa de tarifação. Entretanto por outro lado, a dificuldade de estabelecer um modelo eficiente de difusão da GD pode fazer com que se promova a mudança prematuramente, sem que se tenha o atingido o número esperado de UCs com SSFs ou tardiamente, estimulando-se o aumento do número de conexões mesmo já tendo atingido a potência estimada.

Outro fator que a ANEEL justifica para manter o gatilho por potência e que atinge diretamente o caso particular do RS é o seguinte argumento:

Outra desvantagem é a concentração de uma elevada quantidade de conexões em determinados estados e regiões. Atualmente, o maior número de conexões é nas regiões Sudeste e Sul, e a opção de uma data pode manter a discrepância entre as concessões [ANEEL, 2018a].

Isso demonstra que o fato de as regiões Sul e Sudeste serem as que mais instalam SSFs no Brasil, não é visto com normalidade pela ANEEL, que entende que a GD deveria ser instalada nas UCs do Brasil de forma proporcional, conforme o seguinte parágrafo:

Já a alteração do modelo de acordo com a potência instalada garante a permanência do sistema de compensação até um valor desejável de geração distribuída. Também, possibilita estabelecer um limite de potência por distribuidora, o que levaria a uma maior disseminação da geração distribuída e ao compartilhamento dos seus benefícios em todo o país. Ao se saturar a capacidade em uma região, os interessados em GD

buscarão distribuidoras em que a regra ainda não mudou, uniformizando o nível de penetração de GD em todo o país [ANEEL, 2018a].

Neste quesito há espaço para dúvidas do que seria o indicador para definição do tamanho de mercado: seria o número de UCs da concessionária de distribuição, seu faturamento ou o montante de energia fornecido? Além disso, esses valores evoluem ao longo do tempo, de modo que seria importante a ANEEL definir uma data precisa para determinar as proporções de acionamento desses gatilhos. Outro ponto a ser avaliado, é qual o marco que determina a regra de compensação de um sistema GD, tendo como alternativas a data do pedido de consulta de acesso, de solicitação de acesso, ou de efetiva conexão. GREENER, 2019, sugere a data de solicitação de acesso, por esta determinar a data em que há a declaração mais efetiva do interesse em conectar GD à rede de distribuição de energia elétrica. A Tabela 3.13 apresenta os valores dos gatilhos em UCs e MW para RGE e CEEE-D.

Tabela 3.13 – Valores dos gatilhos em UCs e MW para RGE e CEEE-D

Local	Brasil	CEEE-D	RGE
UCs do mercado potencial	8.000.000	165.253	274.713
Gatilho em UCs	448.721	9.269	15.409
Porcentagem	5,61%	5,61%	5,61%
Gatilho em MW	3.365	73	163

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2019a].

A ANEEL definiu por meio do seu AIR que o gatilho deveria ser proporcionalizado e aplicado a cada distribuidora de energia elétrica de acordo com o gatilho nacional. A Tabela 3.13 demonstra os resultados da metodologia usada nesse trabalho, que foi aplicar uma relação de proporcionalidade entre o mercado potencial e o nº de UCs com GD no Brasil, que somadas, resultam em uma potência instalada de 3.365MW.

A definição desse método está baseada no fato de que o processo de difusão da GD é estabelecido em número de UCs, conforme apresentado no capítulo 3.1.4, sendo que a potência média é um parâmetro totalmente variável e característico de cada concessionária (como exemplo os valores definidos para CEEE-D e RGE). Logo entende-se que seria mais adequado que a ANEEL apresentasse o parâmetro do gatilho em número de UCs e não em potência como o aplicado, sendo que o último é obtido pela simples multiplicação da potência média dos SSFs pelo nº de UCs.

É possível também estabelecer uma relação de proporcionalidade em relação à energia consumida pela concessionária ou em relação um determinado valor de demanda de energia o

problema é que ambas as variáveis são sensíveis à difusão da GD. Quanto mais SSFs instalados, menor a energia consumida pela concessionária e menor a demanda de energia em alguns horários do dia.

3.1.6 Quantidade de SSFs instalados até 2017

A planilha usada nas simulações da ANEEL por meio do seu AIR altera a maioria das variáveis de acordo com a seleção da distribuidora. Uma variável extremamente importante, mas que não é alterada é o número de empreendimentos de GD dos anos de 2012 até 2017.

Embora os dados do número de empreendimentos com GD estejam disponíveis no site da ANEEL [ANEEL, 2019a], eles não foram colocados na planilha de cálculo, e também não adotou-se métodos de proporcionalizar tais variáveis de acordo com o número de UCs ou da energia consumida por cada concessionária, sendo que esses são dados disponíveis por cada agente na planilha de cálculo. Em função dessa característica ou problema das planilhas de cálculo da ANEEL e para a correta projeção da difusão da GD, elaborou-se a Tabela 3.14 com os dados para o Brasil, CEEE-D e RGE dos números acumulados de SSFs e potência instaladas anualmente de 2012 até 2018.

Tabela 3.14 – Dados para o Brasil, CEEE-D e RGE dos números acumulados de SSFs e potência instaladas anualmente de 2012 até 2018

Ano	Brasil ANEEL 2017 ¹⁸		CEEE-D		RGE	
	Nº SSFs instalados	Potência instalada (kW)	Nº SSFs instalados	Potência instalada (kW)	Nº SSFs instalados	Potência instalada (kW)
2012	2	15	0	0	0	0
2013	55	412	0	0	1	1
2014	326	2.445	4	6,91	20	67
2015	1623	12.172	32	141	130	738
2016	7671	57.532	111	598	648	5.142
2017	19762	148.215	318	1.932	1937	19.093
2018	-	-	902	7.047	5760	61.093

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do AIR da ANEEL [ANEEL, 2018a] e da Geração Distribuída [ANEEL, 2019a].

Os dados estabelecidos para a CEEE-D e para a RGE foram selecionados do site da ANEEL de acordo com as premissas descritas no Capítulo 1.6, que são as mesmas definidas pela ANEEL para as simulações da Geração Local. Ao mesmo tempo, não foi possível encontrar em 30/05/2019, os mesmos dados usados pela ANEEL no seu AIR, mas a diferença

¹⁸ Dados extraídos da planilha de cálculo da ANEEL intitulada “Cálculos geração LOCAL”.

final era menor que 10%, sendo que em relação ao mercado potencial brasileiro, essa diferença é insignificante.

3.2 Aspectos complementares

Com o objetivo de ampliar o conjunto de informações para avaliar de forma ampla e assertiva, os impactos da revisão da REN nº 482/2012 da ANEEL na GD do RS, optou-se por abordar outros temas, complementando os dados e resultados já apresentados pela ANEEL no AIR. Os temas que serão abordados são:

- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços;
- Demanda e energia elétrica com o aumento da geração distribuída;
- Pagamento de salários.

3.2.1 Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

A ANEEL, por meio do seu AIR, não abordou potenciais impactos externos da alteração da forma de tarifação da GD, como a arrecadação de impostos e tributos em geral, focando apenas nos impactos internos, e seus respectivos benefícios e prejuízos para a sociedade como um todo.

Existe um imposto que é fortemente impactado com a expansão da GD, sendo que o incentivo que estabeleceu sua isenção aumentou a atratividade financeira do SSFs, tornando-se um dos fatores principais na exponencial ampliação da mini e microgeração distribuída nos últimos anos: o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

Como será apresentado ao longo desse Capítulo, a não arrecadação de ICMS com a difusão da GD é um exemplo de subsídio cruzado, pois, avaliando de forma ampla, caracteriza-se como um prejuízo para toda sociedade.

3.2.1.1 ICMS e GD no Brasil

Após a implantação da REN nº 482/2012 [ANEEL, 2012a], observou-se que de 2012 a 2015 a GD ainda não consistia em um negócio atrativo sob os aspectos econômicos e financeiros. Com base no Convênio ICMS nº 6/2013 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) [Ministério da Economia, 2013], o ICMS a ser cobrado no Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica era sobre toda energia consumida na UC.

Com a revisão da REN n° 482/2012 em 2015 que resultou na REN n° 687/2015 [ANEEL, 2015], cujo objetivo básico era reduzir as barreiras para difusão da GD, também estabeleceu-se uma discussão para o aprimoramento tributário, a qual resultou no Convênio ICMS n° 16/2015 do CONFAZ [Ministério da Fazenda, 2015]. Com esta alteração, os estados brasileiros foram liberados a implantar, se assim desejassem, a regra de que o ICMS deveria ser cobrado sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, o que veio a reduzir significativamente os custos na conta de energia de quem aderiu à GD, aumentando a sua atratividade financeira e consequentemente a adesão a nova tecnologia.

3.2.1.2 ICMS e GD no RS

O ICMS é por definição um imposto estadual e distrital conforme a Lei Kandir [Brasil, 1996]. A Figura 3.13 apresenta a composição da receita tributária do RS [Rio Grande do Sul, 2018].

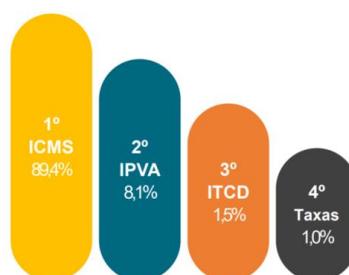


Figura 3.13 – Composição da receita tributária do RS

Fonte: Relatório de Atividades da Secretaria da Fazenda [Rio Grande do Sul, 2018].

Em 2018, no RS, de todas as receitas do Estado, 80% são de origem tributária e, dessas, 89,4% são de ICMS e 8,1% são de IPVA, o que demonstra a importância vital desses tributos para o RS. A Figura 3.14 apresenta a participação das principais classes econômicas na composição do ICMS do RS em 2018.

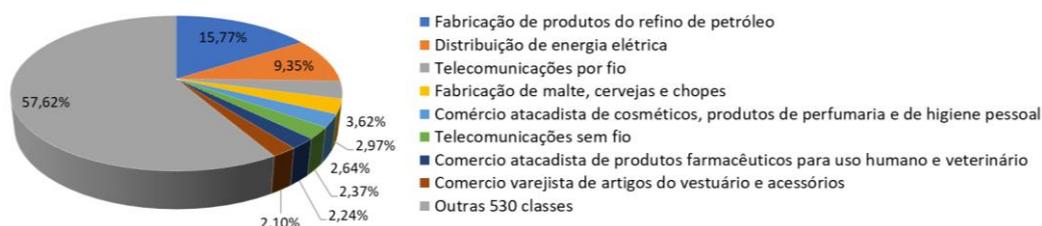


Figura 3.14 – Participação das principais classes econômicas na composição do ICMS do RS em 2018

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do Relatório de Atividades da Secretaria da Fazenda [Rio Grande do Sul, 2018].

Em 2018, a arrecadação de ICMS no RS foi de mais de 39 bilhões de reais, dividido em 538 classes econômicas diferentes. Observa-se que depois de fabricação de produtos do refino de petróleo, que representa 15,77%, o segundo colocado na composição é a distribuição de energia elétrica, que corresponde a 9,35% de toda arrecadação do imposto. A arrecadação de ICMS variou positivamente em média 3,41% ao ano [Rio Grande do Sul, 2018], passando de R\$ 29,41 bilhões em 2009 para R\$ 39,73 bilhões em 2018.

O governo do estado do RS emitiu o Decreto nº 52.964, em 31 de março de 2016 [Rio Grande do Sul, 2016], definindo pela aplicação do disposto no Convênio ICMS 16/2015 do CONFAZ nas distribuidoras de energia elétrica em relação a GD, conforme o texto abaixo:

NOTA 02 - O benefício previsto neste inciso:

- a) aplica-se somente à compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração, conforme definidas na referida resolução, cuja potência instalada seja, respectivamente, menor ou igual a 100 kW e superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW;
- b) não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora. [Rio Grande do Sul, 2016]

O texto do Decreto nº 52.964 gera interpretações diferentes quanto a forma de sua aplicação nas distribuidoras de energia elétrica, sendo que os 2 casos possíveis de aplicação coexistem no RS por meio da CEEE-D e da RGE, embora seja um texto padrão para todos os estados e o distrito federal que optarem por aderir ao Convênio ICMS 16/2015 do CONFAZ.

A Figura 3.15 mostra o detalhamento de uma fatura de energia elétrica com GD da RGE com as discriminações tributárias.

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO												
Cod.	Descrição da Operação	Mês	Quant.	Unid.	Tarifa com	Valor Total da	Base Cálculo	Aliq.	ICMS	Base Cálculo	PIS	COFINS
115	Nº 901602285629	Ref.	Faturada	Med.	Tributos	Operação	ICMS	ICMS		PIS/COFINS	0,89%	3,53%
0605	Energia Ativa Fornecida - TUSD	NOV/18	234,000	kWh	0,38192308	89,37	89,37	30,00	26,81	89,37	0,80	3,15
0601	Energia Ativa Fornecida - TE	NOV/18	234,000	kWh	0,45256411	105,90	105,90	30,00	31,77	105,90	0,94	3,74
0601	Adicional de Bandeira Amarela	NOV/18				3,73	3,73	30,00	1,12	3,73	0,03	0,13
0601	Adicional de Bandeira Vermelha	NOV/18				1,31	1,31	30,00	0,39	1,31	0,01	0,05
0605	Energia Ativa Injetada TUSD	NOV/18	234,000	kWh	0,26735043	62,56				89,37-	0,80-	3,15-
0601	Energia Ativa Injetada TE	NOV/18	234,000	kWh	0,45256411	105,90-	105,90-	30,00	31,77-	105,90-	0,94-	3,74-
0601	Cred Adc Band Amarela	NOV/18				3,33-	3,33-	30,00	1,00-	3,33-	0,03-	0,12-
0601	Cred Adc Band Vermelha	NOV/18				1,17-	1,17-	30,00	0,35-	1,17-	0,01-	0,04-
0605	Custo de Disp. Energia TUSD	NOV/18	30,000	kWh	0,38166667	11,45	11,45	30,00	3,44	11,45	0,10	0,40
0601	Custo de Disp. Energia BVD-TE	NOV/18	30,000	kWh	0,45233334	13,57	13,57	30,00	4,07	13,57	0,12	0,48
	Total Distribuidora					52,37						
	DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS											
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	NOV/18				6,52						
TOTAL CONSOLIDADO						58,89	114,93		34,48	25,56	0,22	0,90

Figura 3.15 – Detalhamento de uma fatura de energia elétrica com GD da RGE

A coluna Descrição da Operação apresenta a Energia Ativa Fornecida – TUSD, oriunda da rede de distribuição de energia elétrica e a Energia Ativa Injetada – TUSD, oriunda da GD. Observando-se a coluna Tarifa com Tributos, os valores para a Energia Ativa Fornecida – TUSD é maior que o valor da Energia Ativa Injetada – TUSD. Isso é resultado de uma interpretação do Convênio ICMS 16/2015 do CONFAZ, e, conseqüentemente, no RS, do Decreto nº 52.964, cujo texto cita que a isenção não se aplica aos custos de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição de energia elétrica e aplica-se ao custo de energia, não citando tarifa de uso do sistema ou algo semelhante. Logo, no entendimento da RGE, não é possível isentar de ICMS a parte da tarifa dedicada à TUSD.

A Figura 3.16 mostra o detalhamento de uma fatura de energia elétrica com GD da CEEE-D com as discriminações tributárias.

Consumo	Faturamento	Vencimento	Total em Reais
168 kWh	04/2019	10/05/2019	41,67
Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo	168	0,847977	142,46
Ener Injetada	-125	0,847920	-106,02
Subtotal (R\$)			36,44
Lançamentos e Serviços			
Contrib. Ilum. Pub. Prefeitura			5,24
Cred Viol Meta Cont			-0,01
Subtotal (R\$)			5,23
Tributos (Valores incluídos no preço)			
ICMS Base de Cálculo (R\$)	36,44	aliquota 30%	R\$ 10,93
PIS/COFINS Conf. Res. ANEEL nº 234/2005		aliquota 5,4361%	R\$ 1,97

Figura 3.16 – Detalhamento de uma fatura de energia elétrica com GD da CEEE-D

A conta de energia acima é bem mais simplificada e as componentes da tarifa não são segmentadas em TUSD e TE. Isso justifica-se pelo fato de que no entendimento da CEEE-D, não existe distinção entre a tarifa da Energia Ativa Fornecida pela concessionária e a Energia Ativa Injetada pela GD.

A ANEEL já deixou claro em ofício de resposta a um consumidor, que:

No entendimento desta Agência, como a compensação é em energia (kWh) e a tarifa aplicável ao consumidor do Grupo B é monômnia, a isenção do ICMS incidiria sobre todas as componentes da tarifa (TUSD e TE), que são cobradas em R\$/kWh. Para o Grupo A, como a demanda é faturada em R\$/kW e a compensação se dá apenas em kWh, o ICMS incidiria apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e injetada (TUSD e TE em R\$/kWh), sendo cobrado também o ICMS sobre a parcela da demanda (TUSD em R\$/kW) [ANEEL, 2016].

Nesse mesmo ofício, a ANEEL encaminha questionamento ao Conselho Nacional de Política Fazendária (COTEPE/ICMS) – CONFAZ, sobre qual forma adequada de aplicar as isenções de ICMS, sendo que não se identificou resposta até 30/04/2019.

Essa interpretação causa dois efeitos imediatos para os consumidores da RGE em relação aos consumidores da CEEE-D: primeiro é que a energia injetada pela GD tem um valor total menor que a energia fornecida pela concessionária, reduzindo a economia dos custos com energia elétrica e, segundo, é que o recolhimento de ICMS é maior, sendo esse aspecto pouco relevante para o consumidor, mas muito importante para a arrecadação do Estado.

Para elucidar essa diferença tanto da redução da conta de energia como na arrecadação de ICMS, 5 cenários de fatura de energia elétrica foram simulados considerando para todos eles o mesmo consumo e a mesma tarifa de energia para as duas concessionárias com TUSD e TE respondendo por 50% cada.

No caso 1 utilizou-se a tarifa sem existência de GD. Nos casos de 2 a 5 utilizam-se tarifas da RGE e da CEEE-D na mesma proporção entre as alternativas 0 e 1 utilizada pela ANEEL no AIR [ANEEL, 2018a], sendo que em todos há GD com energia injetada igual à energia consumida e o mesmo custo de disponibilidade, diferenciando-se apenas a forma como cada concessionária interpreta o Convênio ICMS 16/2015 do CONFAZ e o Decreto nº 52.964. A Tabela 3.15 apresenta a comparação entre as tarifas de uma UC para os casos 1, 2, 3, 4 e 5.

Tabela 3.15 – Comparação entre as tarifas de uma UC para os casos 1, 2, 3, 4 e 5

Descrição	QTD kWh	Tarifa R\$/kWh	Total em R\$	ICMS 30%
Energia Ativa Fornecida TUSD	1000	R\$0,40	R\$400,00	R\$120,00
Energia Ativa Fornecida TE	1000	R\$0,40	R\$400,00	R\$120,00
Total			R\$800,00	R\$240,00

Caso 1 – tarifa convencional

Descrição	QTD kWh	Tarifa R\$/kWh	Total em R\$	ICMS 30%
Energia Ativa Fornecida TUSD	1000	R\$0,40	R\$400,00	R\$120,00
Energia Ativa Fornecida TE	1000	R\$0,40	R\$400,00	R\$120,00
Energia Ativa Injetada TUSD	1000	R\$0,28	-R\$280,00	
Energia Ativa Injetada TE	1000	R\$0,40	-R\$400,00	-R\$120,00
Custo de Disponibilidade	100	R\$0,40	R\$40,00	R\$12,00
Custo de Disponibilidade	100	R\$0,40	R\$40,00	R\$12,00
Total			R\$200,00	R\$144,00

Caso 2 – tarifas da RGE na alternativa 0

Descrição	QTD kWh	Tarifa R\$/kWh	Total em R\$	ICMS30%
Energia Ativa Fornecida TUSD+TE	1000	R\$0,80	R\$800,00	R\$240,00
Energia Ativa Injetada TUSD+TE	1000	R\$0,80	-R\$800,00	-R\$240,00
Custo de Disponibilidade	100	R\$0,80	R\$80,00	R\$24,00
Total			R\$80,00	R\$24,00

Caso 3 – tarifas da CEEE-D na alternativa 0

Descrição	QTD kWh	Tarifa R\$/kWh	Total em R\$	ICMS 30%
Energia Ativa Fornecida TUSD	1000	R\$0,40	R\$400,00	R\$120,00
Energia Ativa Fornecida TE	1000	R\$0,40	R\$400,00	R\$120,00
Energia Ativa Injetada TUSD 1	1000	R\$0,16	-R\$158,77	
Energia Ativa Injetada TE 1	1000	R\$0,40	-R\$400,00	-R\$120,00
Custo de Disponibilidade	100	R\$0,40	R\$40,00	R\$12,00
Custo de Disponibilidade	100	R\$0,40	R\$40,00	R\$12,00
Total			R\$321,23	R\$144,00

Caso 4 – tarifas da RGE na alternativa 1

Descrição	QTD kWh	Tarifa R\$/kWh	Total em R\$	ICMS30%
Energia Ativa Fornecida TUSD+TE	1000	R\$0,80	R\$800,00	R\$240,00
Energia Ativa Injetada TUSD+TE	1000	R\$0,63	-R\$626,81	-R\$188,04
Custo de Disponibilidade	100	R\$0,80	R\$80,00	R\$24,00
Total			R\$253,19	R\$75,96

Caso 5 – tarifas da CEEE-D na alternativa 1

O valor total da tarifa da RGE e da CEEE-D na alternativa 0 com GD foi de R\$ 56,00 descontado o ICMS, mas o ICMS é diferente, na RGE o valor do imposto foi de R\$ 144,00, e na CEEE-D foi de R\$ 24,00, o equivalente a 16,7% do ICMS recolhido pela RGE.

Na alternativa 1, o valor total da tarifa da RGE e da CEEE-D com GD continua o mesmo, mas aumentou para 173,23 descontado o ICMS, mas o ICMS é diferente, na RGE o valor do imposto foi de R\$ 144,00, e na CEEE-D foi de R\$ 75,96, o equivalente a 52,70% do ICMS recolhido pela RGE.

Os problemas de interpretação das normas podem representar tributos de ICMS recolhidos ou deixados de recolher na ordem dos milhões ou bilhões de reais para o RS, considerando o grande número de UCs que CEEE-D e RGE tem e o exponencial crescimento da GD.

3.2.1.3 Projeção do ICMS não recolhido com GD na RGE e CEEE-D

Conforme as observações apresentadas no Capítulo 3.2.1.2, e considerando que a ANEEL no seu AIR não aborda os impactos tributários externos, desenvolveu-se uma simulação com base nas projeções da GD com dados originais da ANEEL para o Brasil, dados

corrigidos da ANEEL para a RGE e para a CEEE-D. Para calcular as projeções de ICMS em valor monetário deixado de recolher, aplicou-se a Equação 3.3.

$$ICMS = ICMS_T - ICMS_{GD} - ICMS_{CD} \quad (3.3)$$

- $ICMS_T$ – é o ICMS calculado sobre o custo da energia consumida da concessionária;
- $ICMS_{GD}$ – é o ICMS calculado sobre o custo da energia injetada da GD que incide imposto e conseqüentemente é tributado, são diferentes na RGE e na CEEE-D;
- $ICMS_{CD}$ – é o ICMS calculado sobre o custo de disponibilidade.

O $ICMS_{GD}$ calculado para a RGE ($ICMS_{GD\ RGE}$) é diferente daquele para CEEE-D ($ICMS_{GD\ CEEE-D}$), conforme equações 3.4 e 3.5.

$$ICMS_{GD\ RGE} = ETG_{TEP}(ALT_0 - TET) \left(\frac{1}{(1 - ICM)} - 1 \right) \quad se\ 1 \leq ALT_x \leq 4 \quad (3.4)$$

$$ICMS_{GD\ RGE} = ETG_{TEP}(ALT_0 - ALT_5) \left(\frac{1}{(1 - ICM)} - 1 \right) \quad se\ ALT_x = 5$$

$$ICMS_{GD\ CEEE\ D} = ETG_{TEP} (ALT_0 - ALT_x) \left(\frac{1}{(1 - ICM)} - 1 \right) \quad (3.5)$$

Para calcular o ICMS do custo de disponibilidade, usou-se uma média ponderada das energias usadas para o cálculo do custo de disponibilidade para 1, 2 ou 3 fases. O valor da energia é de 53,47kWh, e está disponível no Relatório de Análise de Impactos Regulatórios apresentado pela ANEEL na AP nº 059/2018, que trata da Tarifa Binômia [ANEEL, 2018c]. A Equação 3.6 demonstra a aplicação dessa variável no cálculo final do ICMS.

$$ICMS_{CD} = \frac{53,47}{1000} ALT_0 \left(\frac{1}{(1 - ICM)} - 1 \right) \quad (3.6)$$

Os resultados das projeções do impacto tributário com a não arrecadação de ICMS pelo estado do RS estão no Capítulo 4 desse trabalho.

3.2.2 Demanda e consumo de energia elétrica com o aumento da geração distribuída

Uma questão que vem sendo objeto de estudo é o impacto da GD na demanda¹⁹ e no consumo²⁰ de energia elétrica. Como mais de 99% das UCs com GD usam a geração por fonte solar fotovoltaica, é pertinente o estudo dos impactos dessa fonte de GD no perfil de demanda e consumo das distribuidoras RGE e CEEE-D, de acordo com as projeções até 2035.

3.2.2.1 Impactos na demanda de energia elétrica com o aumento da geração distribuída

Estudos mostram que a GD pode gerar diferentes impactos sobre as perdas nas redes de distribuição energia elétrica. Não resta dúvida, portanto, que se deve avaliar profundamente a definição da localização e da potência instalada por SSF, pois disso depende o efeito positivo de redução das perdas nas redes de distribuição de energia elétrica [Vita, Alimardan, Ekonomou, 2015]. Ainda segundo Aziz e Ketjoy, 2017, um estudo desse impacto sobre perdas demonstra que uma quantidade adequada de geração de energia fotovoltaica em torno de 30% em relação a demanda de energia, diminuiu as perdas totais diárias nas redes de distribuição, ao passo que uma quantidade inadequada de geração fotovoltaica em torno de 100% em relação a demanda de energia, aumenta as perdas, apresentando a controvérsia dos resultados positivos e negativos que a conexão de um SSF pode propiciar ao sistema elétrico onde está conectado.

Segundo estudos de Muller, 2016, a GD na forma de energia solar fotovoltaica pode diminuir um dos maiores problemas do setor elétrico nos últimos anos: a demanda máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN). Nos últimos anos, o Brasil bateu seguidos recordes de consumo de energia, sendo que todos os momentos de demanda máxima do SIN ocorreram no período da tarde, principalmente entre 14 e 15hs, devido às altas temperaturas alcançadas, longos períodos sem chuvas e a consequente utilização de aparelhos de ar-condicionado em residências. Com a utilização de energia solar residencial, a energia requerida à rede poderá ser reduzida consideravelmente.

Ao mesmo tempo, esse comportamento pode trazer problemas uma vez que próximo ao meio dia, a inserção da geração solar fotovoltaica em grande escala pode reduzir significativamente a demanda de carga líquida²¹ das demais fontes de energia, sendo verificada uma necessidade de retomada de grande intensidade ao fim da tarde, momento no qual ocorre

¹⁹ A demanda de energia elétrica refere-se à potência instantânea, expressa normalmente em KW ou MW.

²⁰ O consumo de energia elétrica refere-se à potência no tempo, expressa em kWh ou MWh.

²¹ Carga Líquida – Carga total do sistema elétrico considerando a potência demandada descontada da potência oriunda de geração solar fotovoltaica.

uma grande demanda de energia sem contar com a geração fotovoltaica [Castro; Dantas, 2018]. Esse comportamento foi estudado pela Califórnia ISO²², e representado na Figura 3.17 com a curva do pato²³ projetada para o consumo de energia elétrica da Califórnia ISO nos EUA, em função do aumento da geração solar fotovoltaica ao longo dos anos. [CAISO, 2016].

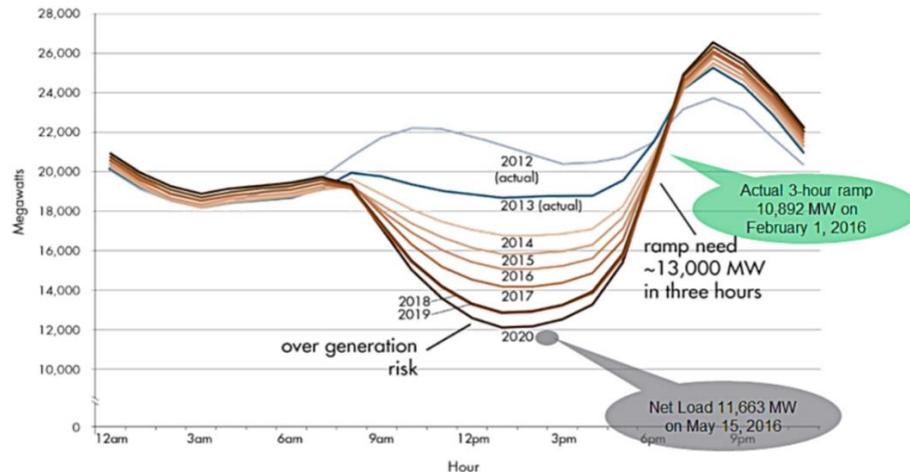


Figura 3.17 – Exemplo da curva do pato projetada para a o consumo de energia elétrica da Califórnia ISO nos EUA, em função do aumento da geração solar fotovoltaica ao longo dos anos

Fonte: Relatório da *California Independent System Operator* [CAISO, 2016].

O conjunto de vantagens e desvantagens da GD nas redes de distribuição de energia elétrica extrapolam e muito os exemplos citados acima, sendo essa uma análise complexa e objeto de muitos estudos desenvolvidos no Brasil e o mundo. O fato é que a grande difusão da GD solar fotovoltaica potencializa todas essas possibilidades [Braun-Grabolle, 2010].

Usando como exemplo as projeções da CAISO na Figura 3.17, estabeleceu-se no presente trabalho uma metodologia para projetar a GD de origem solar fotovoltaica na área de concessão da RGE em função da grande demanda de energia nessa concessionária de distribuição. Embora também aplicável à CEEE-D, entendeu-se não ser pertinente executar simulações para essa distribuidora devido à sua menor difusão da GD.

Inicialmente, buscou-se estabelecer o “mês crítico”, que representa a menor diferença entre o percentual de demanda máxima mensal do RS em relação ao percentual de irradiação

²² A *California Independent System Operator* é uma operadora de sistema independente sem fins lucrativos que atua na Califórnia - EUA. Ele supervisiona a operação do sistema de energia elétrica a granel do estado da Califórnia, linhas de transmissão e mercado de eletricidade gerados e transmitidos por suas concessionárias associadas.

²³ A denominação do gráfico de curva do pato devido ao seu formato remeter a silhueta da ave.

máxima mensal de um SSF. Assumiu-se que a demanda máxima do RS²⁴ representa o comportamento da demanda máxima da RGE e que o SSF usado como referência, está localizado em Santa Cruz do Sul²⁵, com inclinação de 24° e ângulo azimutal de 0°, sendo essa uma boa posição para um SSF *on grid*. A Figura 3.18 representa a demanda máxima mensal do RS em 2018 e a irradiação solar mensal para definição do mês crítico.

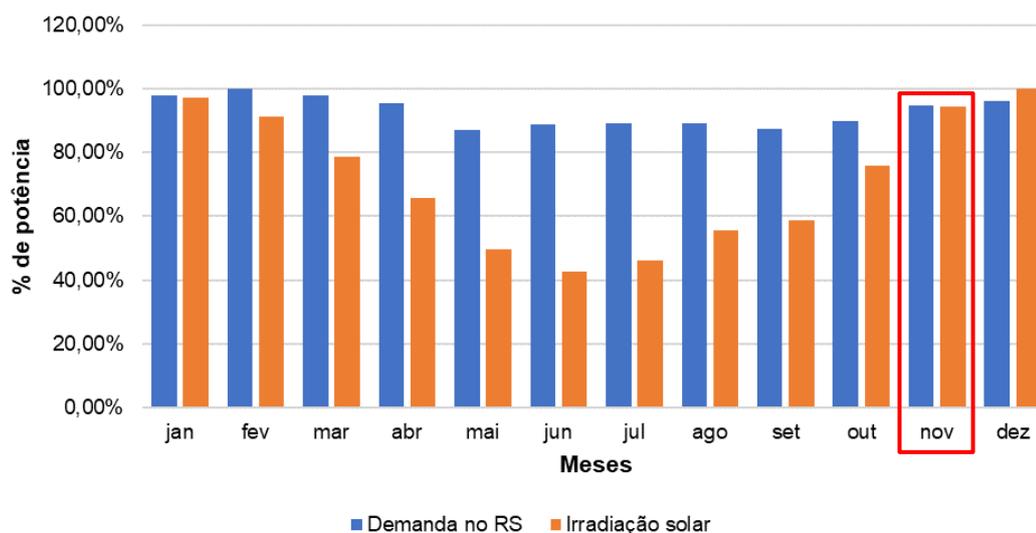


Figura 3.18 – Demanda máxima mensal do RS em 2018 e a irradiação solar mensal para definição do mês crítico

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do ONS [ONS, 2019].

Com base na Figura 3.18, identificou-se o mês de novembro de 2018 como sendo o mês crítico por apresentar a menor diferença entre o percentual de demanda máxima mensal do RS em relação ao percentual de irradiação máxima mensal de um sistema solar fotovoltaico.

O próximo passo foi estabelecer a curva diária de geração fotovoltaica, utilizando-se os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017 [Pereira et al., 2017] processados de acordo com os cálculos citados no Capítulo 3.1.3 e posteriormente inseridos no programa Radiasol 2, [Krenzinger et al., 2010], Com esse procedimento, obteve-se os dados da irradiação solar horária média no plano inclinado para os meses do ano conforme Tabela 3.16, que apresenta a média mensal da irradiação solar horária em Santa Cruz do Sul, incidente sobre o plano inclinado ao longo de 1 ano.

²⁴ Os dados disponíveis para o RS são muito mais completos e detalhados que os disponíveis para RGE.

²⁵ Santa Cruz do Sul é o município do RS com o maior nº de UCs com GD de fonte solar fotovoltaica.

Tabela 3.16 – Média mensal da irradiação solar horária em Santa Cruz do Sul, incidente sobre o plano inclinado ao longo de 1 ano

Tempo		Irradiação solar horária em W/m ² ao longo dos meses											
hora	minutos	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
4	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	300	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	34
6	360	127	101	61	11	0	0	0	0	39	82	127	146
7	420	260	248	210	170	105	59	90	133	185	223	273	288
8	480	440	375	367	337	238	205	252	302	334	415	475	486
9	540	563	573	532	484	411	366	393	455	486	565	555	620
10	600	711	655	663	614	527	471	536	563	608	672	704	742
11	660	748	792	731	680	600	513	596	609	683	729	789	793
12	720	750	732	729	658	557	520	583	606	676	781	816	812
13	780	703	750	671	629	519	432	522	556	594	706	747	764
14	840	589	610	545	494	433	352	421	479	488	563	554	625
15	900	435	393	343	332	249	241	257	287	335	434	448	438
16	960	281	260	222	187	109	80	112	150	167	261	271	306
17	1020	126	108	65	14	0	0	0	0	47	87	135	152
18	1080	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	31
19	1140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017 [Pereira et al., 2017].

A irradiação solar incidente no plano inclinado em novembro foi ajustada por um polinomial de 5ª ordem com coeficiente de correlação de 0,99% e o desvio padrão é de 35,50W/m² (Figura 3.19).

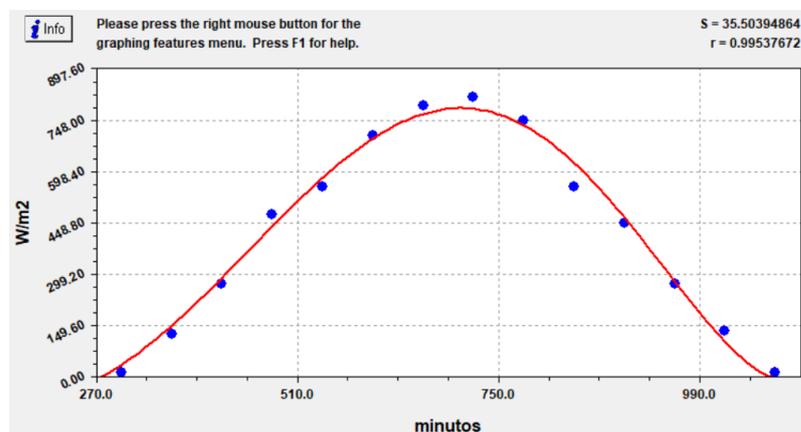


Figura 3.19 – Irradiação solar média em minutos

A Equação 3.7 apresenta a função polinomial para a irradiação solar média ao longo do tempo (minutos) IRR . O SSF usado como referência é o mesmo definido para estabelecer o mês crítico.

$$\begin{aligned}
 IRR = & 2,9480 - 0,3998MN - 5,1459 \times 10^{-3}MN^2 + 3,6808 \times 10^{-5}MN^3 \\
 & - 5,2972 \times 10^{-8}MN^4 + 2,1863 \times 10^{-11}MN^5
 \end{aligned} \quad (3.7)$$

A Equação 3.8 traz a função que expressa a potência PSF_{TEP} ao longo do dia de um SSF

$$PSF_{TEP} = \frac{IRR TDS}{1000000} PTI_{TEP} \quad (3.8)$$

Os resultados das projeções do impacto na demanda de energia elétrica da RGE previstas para o dia de semana, sábado e domingo em função da variação da potência instalada estão no Capítulo 4.4. Os dados da curva de demanda da RGE em novembro de 2018, foram obtidos da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), sendo que para as projeções de cenários até 2026 foi previsto o crescimento médio da demanda projetada em 3,6%, que é o mesmo usado pela EPE no PDE de 2017-2027 [EPE, 2018b].

3.2.2.2 Impactos no consumo de energia elétrica com o aumento da geração distribuída

A abordagem do consumo de energia elétrica é quantitativa e financeira, sendo que no Capítulo anterior foi dado uma abordagem mais qualitativa por meio da demanda de energia elétrica.

O cálculo do VPL é um balanço financeiro dos aspectos positivos e negativos da difusão da GD para os consumidores que não instalaram SSFs. Nesse balanço, o único aspecto negativo levantado pela ANEEL conforme Tabela 2.5 e Figura 3.1, é a redução do mercado das distribuidoras, onde a geração própria de energia elétrica faz com que não seja necessário aos consumidores adquirir a energia elétrica da CEEE-D ou da RGE.

A ANEEL, 2019b, disponibiliza mensalmente desde 2003, um conjunto de informações das distribuidoras de todo Brasil contendo o consumo de energia, número de UCs, tarifa média, etc., com a possibilidade de filtros por classe de consumo²⁶ e nível de tensão²⁷. A Tabela 3.17 apresenta as informações do consumo de energia, número de UCs e tarifa sem imposto de todos os grupos e somente do grupo B da RGE de 2009 até 2018.

A tarifa de energia sem imposto é o que resta para a distribuída, sendo descontado tributos como ICMS, PIS e COFINS.

²⁶ Classe de consumo são os enquadramentos do tipo de consumidor como: residencial, rural, comercial, industrial, serviço público, irrigação, iluminação pública e cooperativa.

²⁷ Nível de tensão é a tensão elétrica de fornecimento da UC que pode ser: A1 (230kV ou maior), A2 (88 a 138kV), A3 (69kV), A4 (2,3 a 25kV) e B (2,3 a 0,127kV).

Tabela 3.17 – Informações do consumo de energia, número de UCs e tarifa sem imposto de todos os grupos e somente do grupo B da RGE

Ano	Todos os Grupos			Grupo B		
	Energia consumida (MWh)	Nº de UCs	Tarifa sem imposto (R\$/MWh)	Energia consumida (MWh)	Nº de UCs	Tarifa sem imposto (R\$/MWh)
2009	14.007.480	28.288.200	253,62	6.833.594	28.148.488	294,44
2010	14.288.796	28.909.405	264,95	7.141.417	28.770.902	304,52
2011	14.285.768	29.710.213	282,73	7.497.698	29.568.704	320,77
2012	14.134.393	30.509.739	305,71	7.928.722	30.365.666	341,4
2013	14.021.515	31.312.925	245,45	8.231.049	31.167.085	270,44
2014	14.844.110	32.153.051	270,37	8.966.496	32.003.687	290,73
2015	13.977.604	32.741.739	429,01	8.533.122	32.590.626	450,16
2016	13.495.417	33.132.184	417,44	8.659.740	32.980.981	435,56
2017	12.821.400	33.529.030	408,82	8.760.432	33.382.226	424,42
2018	13.020.738	34.040.899	456,95	9.007.037	33.896.417	476,05

Fonte: Elaborado pelo autor com dados dos relatórios da ANEEL [ANEEL, 2019b].

O pico do consumo de energia da RGE foi em 2014, com 14.844.110MWh, com queda nos anos seguintes, sendo que em 2018 a energia elétrica consumida teve uma pequena alta em relação a 2017, mas ainda com um valor total menor que 2009.

A Tabela 3.17 apresenta as informações do consumo de energia, número de UCs e tarifa sem imposto de todos os Grupos e somente do Grupo B da RGE de 2009 até 2018.

Tabela 3.18 – Informações do consumo de energia, número de UCs e tarifa sem imposto de todos os grupos e somente do grupo B da CEEE-D

Ano	Todos os grupos			Grupo B		
	Energia consumida (MWh)	Nº de UCs	Tarifa sem imposto (R\$/MWh)	Energia consumida (MWh)	Nº de UCs	Tarifa sem imposto (R\$/MWh)
2009	6.904.786	17.100.270	249,93	3.932.246	17.043.551	285,26
2010	7.304.773	17.434.351	249,6	4.105.215	17.376.312	288,66
2011	7.613.804	17.823.009	262,05	4.300.067	17.763.144	302,56
2012	7.901.284	18.225.361	280,4	4.476.823	18.164.104	324,35
2013	7.930.588	18.662.552	245,33	4.659.034	18.600.067	274,43
2014	8.146.280	19.070.371	272,84	4.995.545	19.006.866	298,28
2015	7.673.172	19.411.145	434,45	4.732.202	19.346.371	463,24
2016	7.137.317	19.585.077	445,38	4.744.159	19.520.058	466,99
2017	6.776.294	19.959.107	383,76	4.747.914	19.897.122	389,52
2018	6.788.621	20.514.753	491,64	4.835.663	20.453.151	498,85

Fonte: Elaborado pelo autor com dados dos relatórios da ANEEL [ANEEL, 2019b].

O pico do consumo de energia da CEEE-D foi em 2014, com 8.146.280MWh, com queda nos anos seguintes, sendo que em 2018 a energia elétrica consumida teve uma pequena alta em relação a 2017, mas ainda com um valor total menor que 2009.

Para avaliar o impacto da GD com SSFs, foi calculada a energia elétrica gerada em 2018 prevista para 2035. A metodologia de cálculo será a mesma adotada pela ANEEL no seu

AIR [ANEEL, 2018a] conforme Equação 3.9 que também está apresentada no Apêndice C, considerando algumas premissas aplicadas a CEEE-D e RGE como:

$$IRMI_{TEP} = PCG ALT_0 FCC_{TEP} ETG_{TEP} \quad TEP = 2018 \text{ e } 2035 \quad (3.9)$$

- Simultaneidade entre geração e consumo é zero (no AIR o valor adotado é de 38,92%), simulando a situação mais crítica para as distribuidoras ($PCG = 0$);
- Tarifa de energia (ALT_0) usada será a de 2018 conforme e Tabela 3.17 e Tabela 3.18;
- Não será aplicado nenhum reajuste nas tarifas de energia para 2035;
- Tarifa de energia aplicada a GD dos SSFs são a do Grupo B;
- Crescimento do consumo de energia em 3,6% ao ano como prevê a EPE, 2018b.

Os resultados dos impactos no consumo de energia elétrica da CEEE-E e RGE com o aumento da GD são apresentados no Capítulo 4.

3.2.3 Pagamento de Salários

Outra abordagem vinculada aos impactos da mudança da REN nº 482/2012 da ANEEL diz respeito ao custo total com salários em função da mão de obra empregada no desenvolvimento da GD. O AIR apresenta como “dado complementar” o número de empregos, mas como o parâmetro principal de decisão são os custos do subsídio cruzado oriundos do sistema atual de tarifação da GD, entende-se ser pertinente mensurar valor em salários pagos, sendo esse um benefício da evolução da GD no Brasil.

Para a definição do salário médio total mensal da região sul, foram usados os dados do Cadastro Central de Empresas [CEMPRE] de 2016 do IBGE [IBGE, 2016], correspondente a R\$ 2.310,10. É importante destacar que a adoção do salário médio geral é de certa forma uma escolha conservadora, pois na atividade classificada no CEPRE como Eletricidade e Gás, mais aderente aos serviços que envolvem a GD, a média salarial na região Sul do Brasil é de R\$ 6,438,61, representando 278% a mais que o usado nas projeções.

Em função da defasagem da informação e considerando as projeções para até 2035, foi usado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC), mesmo índice oficial que corrige

o Salário Mínimo [Brasil, 2015] para o cálculo das correções salariais. A Tabela 3.19 apresenta a série histórica do INPC dos últimos 10 anos no Brasil.

Tabela 3.19 – Série histórica do INPC dos últimos 10 anos no Brasil

Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Média
Índice (%)	4,11	6,46	6,07	6,19	5,56	6,22	11,27	6,58	2,06	3,43	5,87

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do IBGE [IBGE, 2016].

Os resultados das projeções do custo total com salários considerando que anualmente paga-se 13 salários (em função do 13º), estão previstos para todos os cenários do Capítulo 4.

3.3 Resumo das variáveis modificadas nesse trabalho

A Tabela 3.20 traz a compilação das variáveis originais e as corrigidas apresentadas ao longo do Capítulo 3, e que serão usadas nas simulações de cenários apresentados no Capítulo 4.

Tabela 3.20 – Resumo de todos dados originais e corrigidos usados nas simulações de cenários apresentados no Capítulo 4

Descrição dos dados	Unidades	Dados Originais 2018			Dados Corrigidos 2018	
		Brasil	RGE	CEEE	RGE	CEEE
Distribuidora	-	Brasil	RGE	CEEE	RGE	CEEE
Custo do sistema	R\$/kW	R\$5.500,00	R\$ 5.500,00	R\$ 5.500,00	R\$ 5.007,05	R\$ 5.163,84
Sensibilidade ao payback	-	0,348	0,348	0,348	0,13	0,285
Coefficiente de inovação - p	-	0,00176	0,00176	0,00176	0,0025	0,0020
Coefficiente de imitação - q	-	0,336	0,336	0,336	0,4	0,38
Irradiação solar local	kWh/m ² /dia	5,40	5,16	5,16	4,68	4,42
ICMS Residencial	%	26%	26%	26%	30%	30%
Potência típica do sistema	kW	7,5	7,5	7,5	10,58	7,88
Percentual do nº de UC	%	0,1977%	3,4339%	2,0657%	-	-
Nº empreendimentos ano 2017	-	19.762	679	408	1937	318
Nº empreendimentos ano 2016	-	7.671	263	158	648	111
Nº empreendimentos ano 2015	-	1.623	56	34	130	32
Nº empreendimentos ano 2014	-	326	11	7	20	4
Nº empreendimentos ano 2013	-	55	2	1	1	0
Nº empreendimentos ano 2012	-	2	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do AIR da ANEEL [ANEEL, 2018a].

As variáveis que estão em preto são os dados originais usados pela ANEEL no desenvolvimento do AIR. Já os dados em vermelho representam os dados que foram corrigidos para o desenvolvimento das simulações desse trabalho, sendo que a justificativa e a metodologia adotada para a alteração dos dados estão detalhadas ao longo de todo Capítulo 3.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este Capítulo apresenta simulações exclusivamente para as alternativas 0, 1, 2 e 3 existentes no Relatório Análise de Impacto Regulatório [ANEEL, 2018a], conforme recomendado pelo mesmo documento. O estudo foi apresentado por agentes, seguido pela comparação entre esses agentes e por tópicos.

4.1 Apresentação dos resultados por agentes.

Três cenários de simulação foram realizados com base nas planilhas disponibilizadas pela ANEEL no seu AIR [ANEEL, 2018a], sendo estes:

1. Dados originais da ANEEL para o Brasil;
2. Dados corrigidos para a RGE;
3. Dados corrigidos para a CEEE-D.

4.1.1 Dados Originais da ANEEL para o Brasil

Os dados originais da ANEEL para o Brasil foram assumidos como referência para as comparações de todos os cenários.

O ano de 2025 é considerado como o ano do gatilho para a mudança da alternativa 0 para 1, sendo que está previsto para o final de 2024 atingir o limite de 3.365MW de potência instalada com 448.721 UCs com geração distribuída local. Esta potência instalada é considerada como referência de gatilho para o todas as distribuidoras de energia elétrica do Brasil, conforme explicado no Capítulo 3.1.5. A Tabela 4.1 apresenta a síntese dos principais resultados obtidos com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil.

Tabela 4.1 – Síntese dos principais resultados obtidos com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil

Alternativa	VPL do setor (bilhões de R\$)	SSF instalados até 2035	Potência instalada até 2035 (MW)	Potência ano 2025 gatilho (MW)
0	-R\$ 4,73	3.145.314	23.590	3.365
1	R\$ 6,96	2.313.128	17.348	3.365
2	R\$ 8,51	2.093.099	15.698	3.365
3	R\$ 9,49	1.896.020	14.220	3.365

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do AIR da ANEEL [ANEEL, 2018a].

O VPL calculado para cada alternativa traz a quantificação dos custos e benefícios da operação para as concessionárias devido à não adesão à GD. Os impactos financeiros são repassados aos consumidores por meio das correções anuais da tarifa de energia. Os custos resultam em aumento da tarifa de energia, e os benefícios resultam na sua diminuição, podendo também resultar apenas na sua manutenção em algumas situações.

O gatilho é um valor de potência de referência que quando atingido pelo total de potência instalada de GD, resulta na mudança da composição e valor da tarifa de energia elétrica, passando da alternativa 0 para a 1.

Se for mantida a forma de tarifação como está hoje pela alternativa 0, identifica-se um prejuízo nacional de R\$ 4,73 bilhões, revertido na alternativa 1 em benefícios na ordem de R\$ 6,96 bilhões. O custo do VPL da alternativa 0 representa 68% do benefício da alternativa 1, diminuindo essa relação nas alternativas 2 e 3 respectivamente.

Uma consequência negativa é a redução de 26% do número de SSF instalados até 2035, passando de 3.145.314 para 2.313.128. A potência instalada até 2035 acompanha sempre o mesmo comportamento percentual da variação do número de SSF instalados até 2035.

A ANEEL analisou e definiu a potência instalada de 3.365MW em 2025 como o gatilho com base nos resultados desses indicadores para o Brasil. Com base nos dados apresentados, quanto mais antecipado for o ano do gatilho, maior será o VPL projetado até 2035 para as alternativas de 1 até 3, porém com redução de SSFs e potência instaladas.

A Tabela 4.2 apresenta a síntese dos resultados complementares obtidos com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil.

Tabela 4.2 – Síntese dos resultados complementares obtidos com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil

Alternativa	Redução CO ₂ (milhões tCO ₂)	Empregos	Valor não arrecadado em ICMS até 2035 (bilhões de R\$)	Valor pago em salários até 2035 (bilhões de R\$)
0	79,55	589.746	R\$ 45,17	R\$ 3,13
1	59,16	433.712	R\$ 28,95	R\$ 2,26
2	53,79	392.456	R\$ 25,70	R\$ 2,03
3	48,96	355.504	R\$ 22,34	R\$ 1,82

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do AIR da ANEEL [ANEEL, 2018a].

A passagem da alternativa 0 para a 1 resultaria na diminuição de 79,55 tCO₂ para 59,16 tCO₂ da redução de emissões devido ao menor número de sistemas fotovoltaicos.

O número de empregos gerados e conseqüentemente salários pagos seriam afetados negativamente pela mudança de alternativa de tarifação, sendo esse um grande problema para

o Brasil, que no 1º trimestre de 2019 teve mais de 12% desempregados entre a população economicamente ativa e um Produto Interno Bruto (PIB) trimestral médio dos últimos 3 anos negativo em 0,33% [IBGE, 2019]. Projetou-se que 150.034 postos de trabalho deixariam de ser gerados e R\$ 870,03 milhões em salários não seriam pagos até 2035.

Um aspecto positivo da adoção da Alternativa 1 é a arrecadação de R\$ 16,22 bilhões em ICMS, partindo da ideia que os impostos seriam repassados em bens e serviços para sociedade em geral.

Em síntese, nos resultados complementares, para as alternativas de 1 até 3, quanto mais antecipado for o ano do gatilho, menor é o valor projetado de ICMS não arrecadado até 2035. Os valores de redução de CO₂, número de empregos gerados e valor pago em salários projetados até 2035 são menores.

A Figura 4.1 apresenta a projeção da potência instalada em SSFs com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil.

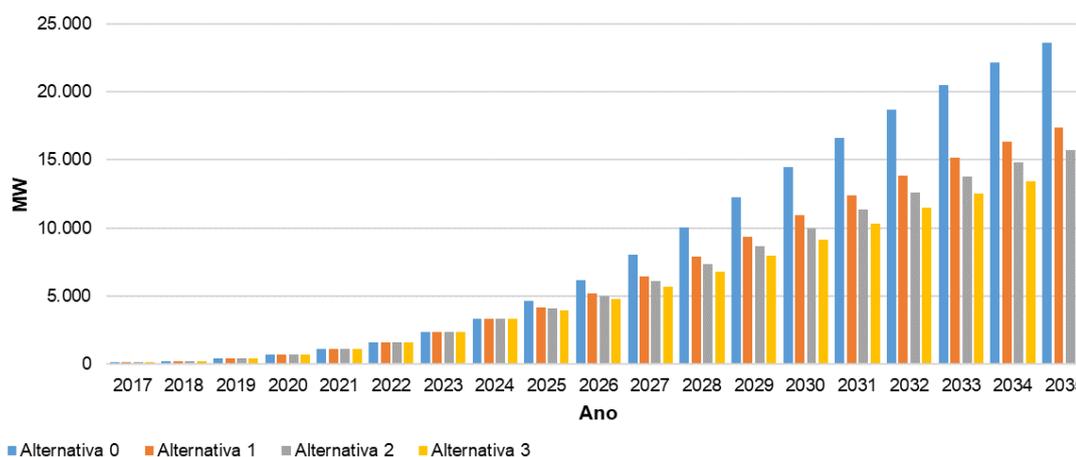


Figura 4.1 – Projeção da potência instalada em SSFs com dados originais da ANEEL, 2018b, para o Brasil

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do AIR da ANEEL [ANEEL, 2018a].

Observa-se que a alternativa 1 representa mais de 17GW em potência instalada em 2035, o que equivale a 10,6% da potência elétrica instalada em 2018 no Brasil que é de 162.840 MW conforme dados da EPE, 2019.

Entretanto, se considerarmos um crescimento médio no consumo de energia de 3,6% conforme prevê a EPE, 2018b, e que a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil acompanha esse crescimento, a potência instalada de SSFs em 2035 é o equivalente a 6,1% da potência elétrica instalada prevista para o país em 2035.

4.1.2 Dados corrigidos para RGE

Os dados corrigidos para a RGE são obtidos seguindo a mesma metodologia aplicada pela Agência na elaboração do AIR [ANEEL, 2018a], mas alterando algumas variáveis como: custo do sistema, parâmetros de difusão, irradiação solar, potência do sistema, valor do ICMS, ano do gatilho e o número de empreendimentos de 2012 até 2017. Esses dados podem ser observados na coluna com os dados corrigidos 2018 – RGE da Tabela 3.20.

A Tabela 4.3 apresenta a síntese dos resultados principais obtidos com dados corrigidos para a RGE.

Tabela 4.3 – Síntese dos resultados principais obtidos com dados corrigidos para a RGE

Alternativa	VPL do setor (bilhões de R\$)	SSF instalados até 2035	Potência instalada até 2035 (MW)	Potência ano 2020gatilho (MW)
0	-R\$ 0,15	257.647	2.726	182
1	R\$ 1,24	226.047	2.392	182
2	R\$ 1,59	213.382	2.258	182
3	R\$ 1,85	200.707	2.123	182

A manutenção da forma de tarifação atual (alternativa 0), resulta em um custo de R\$ 150,00 milhões, revertida na alternativa 1 para benefícios na ordem de R\$ 1,24 bilhão após ser atingido o gatilho. O custo do VPL da alternativa 0 representa 12% do benefício da alternativa 1, diminuindo essa proporção nas alternativas 2 e 3 respectivamente.

Uma consequência negativa é a redução de 12% do número de SSF instalados até 2035, passando de 257.647 para 226.047. A potência instalada até 2035 acompanha sempre o mesmo comportamento percentual da variação do número de SSF instalados até 2035.

Os impactos no VPL devido à mudança de alternativa de tarifação da 0 para a 1 na RGE são menores que para o caso Brasil, com a proporção do custo para o benefício é de 12% na RGE e 68% no Brasil, da mesma forma a redução do número de SSF instalados e da potência instalada até 2035 é de 12,26% na RGE e de 26,46% no Brasil.

O gatilho de potência instalada para a RGE é de 163MW (Tabela 3.13), atingido ao longo de 2020, ano em que a potência instalada já deverá chegar a 182MW.

A Tabela 4.4 apresenta a síntese dos resultados complementares obtidos com dados corrigidos para a RGE.

Tabela 4.4 – Síntese dos resultados complementares obtidos com dados corrigidos para a RGE

Alternativa	Redução CO ₂ (milhões tCO ₂)	Empregos	Valor não arrecadado em ICMS até 2035 (bilhões de R\$)	Valor pago em salários até 2035 (milhões de R\$)
0	8,47	68.148	R\$ 6,50	R\$ 322,76
1	7,44	59.789	R\$ 4,85	R\$ 282,78
2	7,02	56.440	R\$ 4,36	R\$ 266,70
3	6,61	53.087	R\$ 3,83	R\$ 250,63

A mudança na tarifação da energia passando da alternativa 0 para a 1 resultaria na diminuição da redução das emissões de CO₂ em 12,16%, passando de 8,47tCO₂ para 7,44tCO₂.

O número de empregos gerados e consequentemente salários pagos são afetados negativamente pela mudança de alternativa de tarifação. Projetou-se que 8.359 postos de trabalho deixariam de ser gerados e R\$ 39,98 milhões em salários não seriam pagos até 2035.

Um aspecto positivo é o valor de R\$ 1,65 bilhões em ICMS que voltariam a ser arrecadados, sendo esse um benefício da adoção da Alternativa 1, partindo da ideia que os impostos serão repassados em bens e serviços para sociedade em geral.

A Figura 4.2 apresenta a projeção da potência instalada em SSFs com dados corrigidos para a RGE.

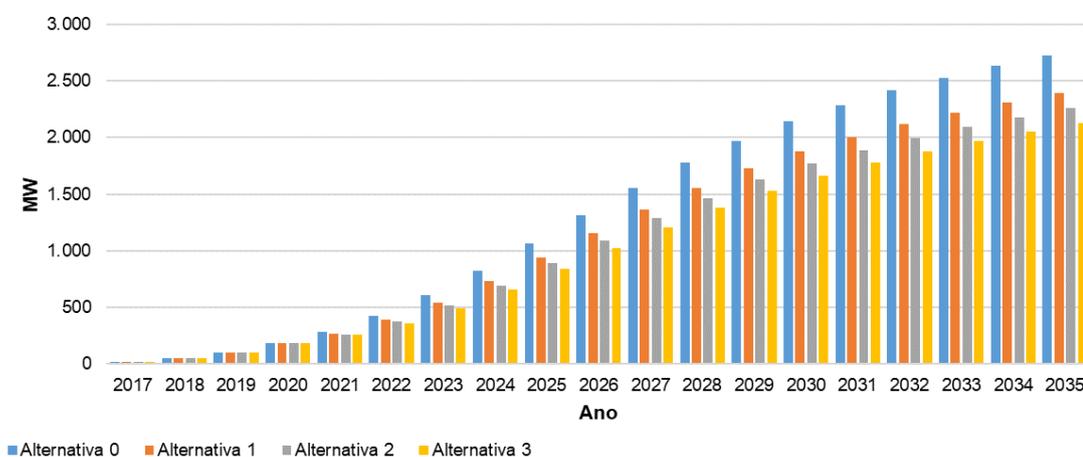


Figura 4.2 – Projeção da potência instalada em SSFs com dados corrigidos para a RGE

A diferença da projeção da alternativa 1 em relação à 0 é 12% para 2035, sendo essa a maior entre todas alternativas apresentadas.

De modo geral, os dados consolidam a ideia que mesmo alterando a forma de tarifação aplicando a alternativa 1, as mudanças serão menos significativas do que para o Brasil, gerando mais incertezas e insegurança para difusão da GD na área de concessão da RGE do que um efetivo equilíbrio das contas.

4.1.3 Dados corrigidos para a CEEE-D

Os dados corrigidos para a CEEE-D são obtidos seguindo a mesma metodologia aplicada pela Agência na elaboração do AIR [ANEEL, 2018a], mas alterando algumas variáveis como: custo do sistema, parâmetros de difusão, irradiação solar, potência do sistema, valor do ICMS, ano do gatilho e o número de empreendimentos de 2012 até 2017. Esses dados podem ser observados na coluna com os dados corrigidos 2018 – CEEE-D da Tabela 3.20.

A Tabela 4.5 apresenta a síntese dos resultados principais obtidos com dados corrigidos para a CEEE-D.

Tabela 4.5 – Síntese dos resultados principais obtidos com dados corrigidos para a CEEE-D

Alternativa	VPL do setor (milhões de R\$)	SSF instalados até 2035	Potência instalada até 2035 (MW)	Potência ano 2023gatilho (MW)
0	-R\$ 95,65	75.561	595	89
1	R\$ 127,45	61.164	482	89
2	R\$ 179,83	55.648	439	89
3	R\$ 226,53	47.983	378	89

A manutenção da forma de tarifação atual (alternativa 0), resulta em um custo de R\$ 95,65 milhões, revertida na alternativa 1 para benefícios na ordem de R\$ 127,45 milhões após ser atingido o gatilho. O custo do VPL da alternativa 0 representa 75% do benefício da alternativa 1, diminuindo essa relação nas alternativas 2 e 3 respectivamente.

Uma consequência negativa é a redução de 19% do número de SSF instalados até 2035, passando de 75.561 para 61.164. A potência instalada até 2035 acompanha sempre o mesmo comportamento percentual da variação do número de SSF instalados até 2035.

Os impactos no VPL devido à mudança de alternativa de tarifação da 0 para a 1 na CEEE-D são semelhantes ao caso Brasil, com a proporção do custo para o benefício é de 75% na CEEE-D e 68% no Brasil, da mesma forma a redução do número de SSF instalados e da potência instalada até 2035 é de 19,05% na CEEE-D e de 26,46% no Brasil.

Uma das justificativas desse comportamento é o fato de que a CEEE-D tem na sua área de atuação regiões que não tem quantidade significativa de unidades consumidoras (UCs) conectadas com GD, como exemplo a região litorânea do RS.

O gatilho de potência instalada para a CEEE-D é de 73MW (Tabela 3.13), atingido ao longo de 2023, ano em que a potência instalada já deverá chegar a 89MW.

A Tabela 4.6 apresenta a síntese dos resultados complementares obtidos com dados corrigidos para a CEEE-D.

Tabela 4.6 – Síntese dos resultados complementares obtidos com dados corrigidos para a CEEE-D

Alternativa	Redução CO ₂ (milhões tCO ₂)	Empregos	Valor não arrecadado em ICMS até 2035 (milhões de R\$)	Valor pago em salários até 2035 (milhões de R\$)
0	1,70	14.886	R\$ 1.292,25	R\$ 74,50
1	1,38	12.049	R\$ 931,60	R\$ 59,68
2	1,26	10.963	R\$ 773,51	R\$ 53,96
3	1,09	9.453	R\$ 663,35	R\$ 46,03

A mudança na tarifação da energia passando da alternativa 0 para a 1 resultaria na diminuição da redução das emissões de CO₂ em 18,82%, passando de 1,70tCO₂ para 1,38tCO₂.

O número de empregos gerados e consequentemente salários pagos são afetados negativamente pela mudança de alternativa de tarifação. Projetou-se que 2.837 postos de trabalho deixariam de ser gerados e R\$ 14,82 milhões em salários não seriam pagos até 2035.

Um aspecto positivo são os R\$ 360,65 milhões em ICMS que voltarão a ser arrecadados, sendo esse um benefício da adoção da Alternativa 1, partindo da ideia que os impostos serão repassados em bens e serviços para sociedade em geral.

Figura 4.3 apresenta a projeção da potência instalada em SSFs com dados corrigidos para a CEEE-D.

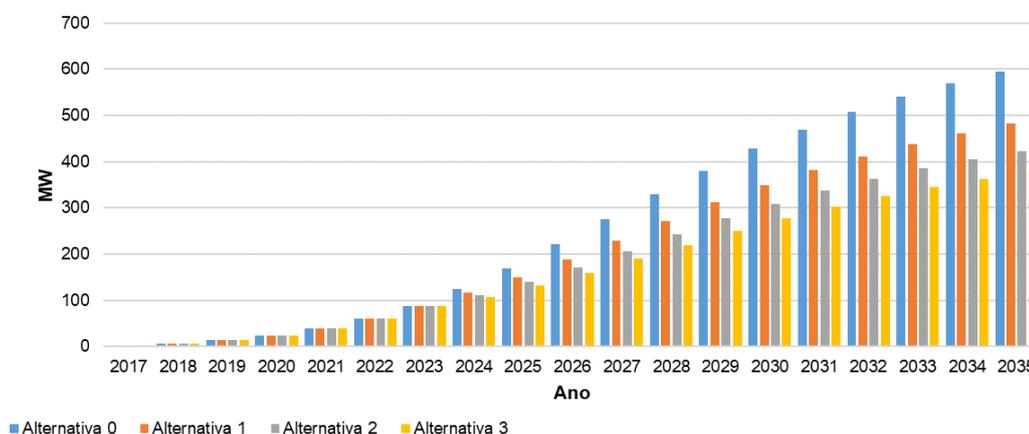


Figura 4.3 – Projeção da potência instalada em SSFs com dados corrigidos para a CEEE-D

A diferença da projeção da alternativa 1 em relação à 0 é 18,99% para 2035, sendo essa a maior entre todas alternativas apresentadas.

Os resultados mostram que diferentemente da RGE, a CEEE-D apresenta resultados alinhados com o comportamento da GD no Brasil, independente do fato de que as variáveis também tenham sido revisadas.

4.2 Apresentação dos resultados entre os agentes

A análise dos principais indicadores de todos os cenários de forma isolada é uma atividade possível, porém mais complexa. Nesse sentido, buscou-se comparar os resultados mais significativos como o número de SSF instalados até 2035, potência instalada até 2035, ano do gatilho e sensibilidade a alteração de alternativa de tarifação, de modo a apresentar características peculiares entre os cenários.

Os dados de todas as tabelas dessa seção intitulados “RGE original” e “CEEE-D” original apresentam a síntese dos principais resultados obtidos com dados originais da ANEEL, 2018b, para as concessionárias conforme Tabela 3.20, a exceção do número de instalações de SSFs de 2012 até 2017, calculados com base na porcentagem do total UCs da RGE e da CEEE-D em relação ao total de UCs do Brasil. Essa adequação foi necessária porque a planilha de cálculo usada pela ANEEL no seu AIR estava com problema e não fazia esse cálculo, aplicando para todas as distribuidoras o número de instalações de SSFs do Brasil de 2012 até 2017.

O objetivo de apresentar esses dados é poder comparar e analisar os resultados obtidos com os dados originais e com corrigidos apresentados anteriormente (Capítulos 4.2).

4.2.1 Avaliação da quantidade de SSF e potência projetados e instalados

O limite temporal do dia 31/12/2018 para obtenção dos dados e informações dos SSFs instalados (Capítulo 1.6) foi estendido até 30/06/2019, a fim de avaliar-se a quantidade de SSF instalados e a potência instalada. Essa ação se justifica, pois a distribuição de energia elétrica dos adotantes está classificada como “inovadores” e “adotantes iniciais” (Capítulo 3.1.4), existindo dessa forma uma amostragem pequena comparada com número projetado de mercado potencial para instalação de SSFs.

A Tabela 4.7 apresenta a relação entre a quantidade de UCs com GD estimados até 2019 e instalados até 06/2019.

Tabela 4.7 – Relação entre a quantidade de UCs com GD estimados até 2019 e instalados até 06/2019

Descrição	Brasil	RGE original	CEEE-D original	RGE corrigido	CEEE-D corrigido
Quantidade de SSF estimada até 2019	60.542	1.746	1.164	10.113	1.776
Quantidade de SSF instalada até 06/2019	92.680	10.071	1.703	10.071	1.703
Diferença	153%	683%	146%	96%	96%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do autor, do AIR da ANEEL [ANEEL, 2018a] e dados em tempo real da GD [ANEEL, 2019a].

O Brasil apresenta uma diferença de 153% entre a quantidade de SSFs estimada e a instalada, o que tende a aumentar pois a quantidade instalada de 92.680 SSFs refere-se somente a metade do ano de 2019.

Observa-se uma diferença de 683% e 146% entre a quantidade de SSFs estimada e instalada nas colunas RGE e CEEE-D original respectivamente, o que comprova a percepção inicial desse trabalho de que não é adequado usar os dados originais da ANEEL estabelecido no AIR para as projeções futuras, especialmente na RGE.

Já para os dados corrigidos da RGE e CEEE-D, existe uma diferença pequena entre o que foi estimado e instalado, o que validam os cálculos realizados nesse trabalho e comprovam a necessidade da revisão de algumas variáveis realizadas no Capítulo 3.1.

A Tabela 4.8 apresenta relação entre a potência instalada de SSFs estimado até 2019 e instalado até 06/2019.

Tabela 4.8 – Relação entre a potência instalada de SSFs estimado até 2019 e instalado até 06/2019

Descrição	Brasil	RGE original	CEEE-D original	RGE corrigido	CEEE-D corrigido
Potência acumulada estimada até 2019 (kWp)	454.066	13.095	8.732	106.999	13.996
Potência acumulada instalada até 06/2019 (kWp)	811.054	104.511	13.734	104.511	13.734
Diferença	179%	798%	157%	98%	98%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados do autor, do AIR da ANEEL [ANEEL, 2018a] e dados em tempo real da GD [ANEEL, 2019a].

O Brasil apresenta uma diferença de 179% entre a potência acumulada estimada e a instalada, o que tende a aumentar pois a potência instalada de 811.054MW refere-se somente a metade do ano de 2019.

Observa-se uma diferença de 798% e 157% entre a potência instalada estimada e instalada nas colunas RGE e CEEE-D original respectivamente, o que comprova a percepção inicial desse trabalho de que para a potência instalada, não é adequado usar os dados originais da ANEEL estabelecidos no AIR para as projeções futuras, especialmente na RGE.

Já para os dados corrigidos da RGE e CEEE-D, praticamente não existe diferença entre o que foi estimado e instalado, o que valida os cálculos realizados nesse trabalho e comprovam a necessidade da revisão de algumas variáveis realizadas no Capítulo 3.1.

4.2.2 Estimativa do ano do gatilho para a mudança da alternativa 0 para 1

A ANEEL projeta que a mudança da alternativa 0 para a alternativa 1 para o caso do Brasil aconteça quanto a potência instalada for de 3.365MW, em média. Esse valor deverá ser proporcionalizado para cada distribuidora conforme definiu a ANEEL, 2018b, no seu AIR. Conforme estabelecido no Capítulo 3.1.5, esse gatilho é de 163 MW na RGE e 73 MW na CEEE-D. Com base nesses dados, a Tabela 4.9 apresenta o ano do gatilho para troca de alternativa de tarifação.

Tabela 4.9 – Ano do gatilho para troca de alternativa de tarifação

Descrição	Brasil	RGE original	CEEE-D original	RGE corrigido	CEEE-D corrigido
Ano que acontecerá a troca da tarifação	2025	2026	2025	2020	2023
Potência correspondente (MW)	3.365	169	87	182	89

Quanto antes acontecer a troca da tarifação da alternativa 0 para 1, pior é para o desenvolvimento da GD, pois as previsões apontam o ano de 2020 para a RGE e 2023 para a CEEE-D. A situação passa a ser mais grave para a RGE pois 2020 será o ano em que as novas regras elaboradas pela ANEEL para GD passarão a vigorar [ANEEL, 2018a], não existindo o tempo de transição.

Durante o desenvolvimento desse trabalho, a empresa GREENER²⁸, voltada à produção de pesquisas do mercado fotovoltaico brasileiro, desenvolveu um estudo sobre os Impactos das Alterações da REN nº 482/2012, onde foi previsto o ano gatilho da RGE para 2020 e da CEEE-D para 2024, concordando com as previsões propostas no presente trabalho.

4.2.3 Avaliação quanto à sensibilidade a mudança de alternativa

Um dos principais resultados do processo de cálculo é o número de adotantes da GD, que nas tabelas do Capítulo 4 são chamados de SSF instalados, que serviram para calcular a potência instalada, energia gerada, VPL, arrecadação de ICMS, número de empregos gerados e emissões de CO₂. A Tabela 4.10 apresenta a estimativa de redução do número de SSF instalados em base percentual em função da mudança da alternativa 0 para a 1.

²⁸ <https://www.greener.com.br/> (acessado em setembro 2019)

Tabela 4.10 – Sensibilidade à mudança da alternativa 0 para a 1 da potência instalada de SSFs em MW até 2035

Alternativa	Brasil	RGE original	CEEE-D original	RGE corrigido	CEEE-D corrigido
0	3.145.314	87.483	59.687	257.647	75.561
1	2.313.128	64.243	47.037	226.047	61.164
SSFs instalados na alternativa 1 em relação a 0	74%	73%	79%	88%	81%

Essa redução é percebida por quem tomará a decisão de instalar ou não um SSF, pois a mudança do *payback* é um fator sensível.

Observa-se que a coluna RGE corrigido apresenta a menor variação com mudança de alternativa, demonstrando que a população atendida pela concessionária é menos sensível à mudança da tarifação, e conseqüentemente ao *payback*. Mesmo aumentando o tempo de retorno do investimento desde 2020, a queda projetada no número de instalações é de 12%, sendo que no Brasil é de 26% e na CEEE-D corrigido é de 19%.

4.3 Perda de arrecadação de ICMS no RS

Um aspecto complementar que foi estudado é o impacto na arrecadação do ICMS do Rio Grande do Sul²⁹ com a isenção de imposto praticado pelo governo do estado para incentivar a difusão da GD no RS, conforme apresentado no Capítulo 3.2.1. A Tabela 4.11 apresenta a perda de arrecadação de ICMS com a difusão da GD em 2020 (ano da mudança da forma de tarifação) e 2035.

Tabela 4.11 – Perda de arrecadação de ICMS (milhões) com a difusão da GD em 2020 e 2035

Alternativa	2020			2035		
	RGE	CEEE-D	Total	RGE	CEEE-D	Total
0	R\$ 47,49	R\$ 6,47	R\$ 53,96	R\$ 711,00	R\$ 158,76	R\$ 869,76
1	R\$ 40,21	R\$ 5,61	R\$ 45,82	R\$ 528,23	R\$ 111,51	R\$ 639,74
2	R\$ 38,02	R\$ 5,20	R\$ 43,22	R\$ 474,04	R\$ 90,73	R\$ 564,77
3	R\$ 35,62	R\$ 4,90	R\$ 40,52	R\$ 415,52	R\$ 76,33	R\$ 491,85

A perda de arrecadação com ICMS no RS na alternativa 1 poderá aumentar de R\$ 45,82 milhões em 2020 para R\$ 639,74 milhões em 2035, uma variação anual média de 20,55%, superior ao aumento da arrecadação média de ICMS que é de 3,41% [Rio Grande do Sul, 2018].

²⁹ Nessa análise entende-se que a perda de arrecadação de ICMS na RGE e na CEEE-D somadas, representam a perda de arrecadação do RS com a difusão da GD.

A Tabela 4.12 apresenta a perda percentual de arrecadação de ICMS com a difusão da GD da classe econômica distribuição de energia elétrica do RS em 2020 e 2035.

Tabela 4.12 – Perda percentual de arrecadação de ICMS (bilhões) com a difusão da GD da componente distribuição de energia elétrica do RS em 2020 e 2035

Alternativa	2020			2035		
	Total RS	Distr. Ener. RS	%	Total RS	Distr. Ener. RS.	%
0	R\$ 0,040	R\$ 3,97	1,02%	R\$ 0,67	R\$ 6,56	10,17%
1	R\$ 0,040	R\$ 3,97	1,00%	R\$ 0,56	R\$ 6,56	8,50%
2	R\$ 0,039	R\$ 3,97	0,99%	R\$ 0,51	R\$ 6,56	7,84%
3	R\$ 0,039	R\$ 3,97	0,98%	R\$ 0,47	R\$ 6,56	7,20%

Os dados foram calculados considerando que o Estado manterá a taxa de crescimento média do ICMS em 3,41%, e que o percentual de arrecadação do imposto com distribuição de energia elétrica permaneça em 9,35% em relação ao total de ICMS recolhido no Estado até 2035 conforme Figura 3.14. O aumento da perda de arrecadação de ICMS da classe econômica distribuição de energia elétrica com a difusão da GD, passando de 1,00% em 2020 para 8,50% na alternativa 1 até 2035 é significativo e pode gerar grandes problemas futuros de arrecadação para o Estado.

A perda acumulada de arrecadação de ICMS pode tornar necessário uma nova revisão na tarifação da GD, agora com foco na parte tributária, o que pode acarretar mais insegurança ao desenvolvimento continuado da GD. Nesse contexto, é necessário que uma ampla avaliação de todas componentes da tarifação seja realizada concomitantemente com a revisão em curso da REN nº 482/2012, e não só da TUSD e da TE.

4.4 Demanda e consumo de energia elétrica frente evolução da GD

Os resultados dessa seção demonstram o impacto atual e projetado da GD na demanda e no consumo de energia elétrica das concessionárias CEEE-D e RGE.

4.4.1 Impacto no consumo de energia elétrica frente evolução da GD

O consumo de energia elétrica é fortemente impactado pela evolução e difusão da GD. Como a GD no Brasil não tem estruturada uma forma de medição da energia que sai dos SSFs, efetivamente o que se observa é uma redução da energia consumida das distribuidoras, especialmente nos horários de maior irradiação solar (entre 10 e 14 hs). Para avaliar esse impacto, desenvolveram-se cenários apresentados em tabelas para:

- Consumo anual de energia para grupo A e B somados da RGE;
- Consumo anual de energia para grupo B da RGE;
- Consumo anual de energia para grupo A e B somados da CEEE-D;
- Consumo anual de energia para grupo B da CEEE-D.

A energia de todos os cenários para 2018 foram extraídos dos Relatórios da ANEEL, 2019b, já a energia para 2035 é uma projeção considerando um aumento médio anual de 3,6% previsto pela EPE, 2018b, no PDE para o ciclo 2017-2027.

Os valores das tarifas usados nos cenários para o todos os grupos e GD também foram extraídos dos Relatórios da ANEEL, 2019b, para 2018 e 2035 (previsão de correção zero da tarifa de energia). Como a GD nesse trabalho é de SSFs com potência máxima de 75kW (Capítulo 1.6), a tarifa adotada é a do grupo B.

A Energia dos SSFs é uma projeção considerando a potência instalada ou projetada, a irradiação solar global diária média anual para o plano inclinado, a taxa de desempenho e o número de dias do ano conforme variáveis da Tabela 3.20 e dados do Apêndice B. Para 2018, a potência considerada é a instalada conforme ANEEL, 2019a, e para 2035 é a potência considerada é a projetada conforme gráficos da Figura 4.2 e Figura 4.3.

A Tabela 4.13 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo A e B somados da RGE para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1.

Tabela 4.13 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo A e B somados da RGE para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1

Ano e alternativa	Grupo A e B somados		Geração Distribuída		% da GD em relação ao Grupo A e B	
	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia	Valor
2018	13.020.738	R\$ 5.949,83	82.976	R\$ 39,50	0,64%	0,66%
2035 alt. 0	23.754.804	R\$ 10.854,76	3.725.110	R\$ 1.773,34	15,68%	16,34%
2035 alt. 1	23.754.804	R\$ 10.854,76	3.268.228	R\$ 1.555,84	13,76%	14,33%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2018a], [ANEEL, 2019a] [ANEEL, 2019b].

Em 2018 o impacto energético e financeiro da GD foi de 0,64% e 0,66% respectivamente, que é baixo comparado com a queda do consumo de energia observado desde 2014 conforme Tabela 3.17, mas para as projeções em 2035, identifica-se um impacto energético e financeiro projetado de 13,76% e 14,33% respectivamente na alternativa 1, sendo que na alternativa 0 o impacto observado é ainda maior.

A Tabela 4.14 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo B da RGE para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1.

Tabela 4.14 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo B da RGE para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1

Ano e alternativa	Grupo B		Geração Distribuída		% da GD em relação ao Grupo B	
	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia	Valor
2018	9.007.037	R\$ 4.287,80	82.976	R\$ 39,50	0,92%	0,92%
2035 alt. 0	16.432.279	R\$ 7.822,59	3.725.110	R\$ 1.773,34	22,67%	22,67%
2035 alt. 1	16.432.279	R\$ 7.822,59	3.268.228	R\$ 1.555,84	19,89%	19,89%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2018a] [ANEEL, 2019a] [ANEEL, 2019b].

Em 2018 o impacto energético e financeiro da GD foi de 0,92%, que é baixo comparado com a queda do consumo de energia observado desde 2014 conforme Tabela 3.17, mas para as projeções em 2035, identifica-se um impacto energético e financeiro projetado de 19,89% e na alternativa 1, sendo que na alternativa 0 o impacto observado é ainda maior.

A Tabela 4.15 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo A e B somados da CEEE-D para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1.

Tabela 4.15 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo A e B somados da CEEE-D para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1

Ano e alternativa	Grupo A e B somados		Geração Distribuída		% da GD em relação ao Grupo A e B	
	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia	Valor
2018	6.788.621	R\$ 3.337,56	19.507	R\$ 9,73	0,29%	0,29%
2035 alt. 0	12.385.039	R\$ 6.088,98	768.478	R\$ 383,36	6,20%	6,30%
2035 alt. 1	12.385.039	R\$ 6.088,98	622.052	R\$ 310,31	5,02%	5,10%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2018a] [ANEEL, 2019a] [ANEEL, 2019b].

Em 2018 o impacto energético e financeiro da GD foi de 0,29%, que é baixo comparado com a queda do consumo de energia observado desde 2014 conforme Tabela 3.178, mas para as projeções em 2035, identifica-se um impacto energético e financeiro projetado de 5,02% e 5,10% respectivamente na alternativa 1, sendo que na alternativa 0 o impacto observado é ainda maior.

A Tabela 4.16 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo B da CEEE-D para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1.

Tabela 4.16 – Impacto da GD no consumo de energia do Grupo B da CEEE-D para os anos de 2018 e 2035 na alternativa 0 e 1

Ano e alternativa	Grupo B		Geração Distribuída		% da GD em relação ao Grupo B	
	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia (MWh)	Valor (milhões)	Energia	Valor
2018	4.835.663	R\$ 2.412,27	19.507	R\$ 9,73	0,40%	0,40%
2035 alt. 0	8.822.099	R\$ 4.400,90	768.478	R\$ 383,36	8,71%	8,71%
2035 alt. 1	8.822.099	R\$ 4.400,90	622.052	R\$ 310,31	7,05%	7,05%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL [ANEEL, 2018a] [ANEEL, 2019a] [ANEEL, 2019b].

Em 2018 o impacto energético e financeiro foi de 0,40%, que é baixo comparado com a queda do consumo de energia observado desde 2014 conforme Tabela 3.178, mas para as projeções em 2035, identifica-se um impacto energético e financeiro projetado de 7,05% e na alternativa 1, sendo que na alternativa 0 o impacto observado é ainda maior.

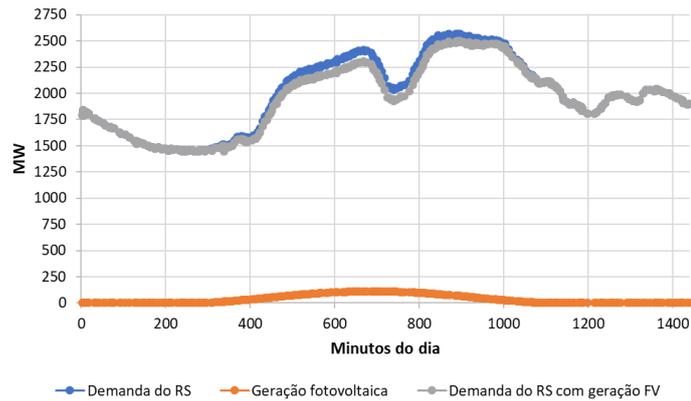
A grande difusão da GD na área de concessão da RGE faz com que os impactos energéticos e financeiros sejam maiores nessa concessionária do que na CEEE-D. A acentuada queda do consumo de energia observada desde 2014 também colaboram para o aumento do impacto da GD. Em 2018 se consumiu 87,71% na RGE e 83,33% na CEEE-D da energia elétrica que foi consumida em 2014, uma demonstração clara da retração econômica brasileira, uma vez que a GD não chegou a 1% energia elétrica consumida nesse período.

4.4.2 Impacto na demanda de energia elétrica frente evolução da GD

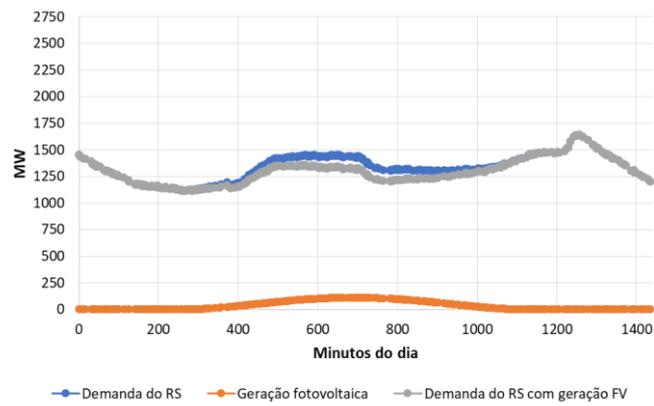
O aumento da potência instalada na GD traz benefícios e prejuízos ao escoamento da energia pela rede elétrica e ao perfil de demanda de energia das distribuidoras. Esses impactos são maiores quanto maior for a proporção da potência da GD em relação demanda instantânea de energia do sistema elétrico.

Abordar esse impacto justifica-se, pois, a partir da entrada em operação de determinadas proporções de potência da GD existe a possibilidade de ocorrer problemas sistêmicos, que em últimas consequências, demandariam novas revisões da REN nº 482/2012, produzindo insegurança e retração no desenvolvimento continuado da GD.

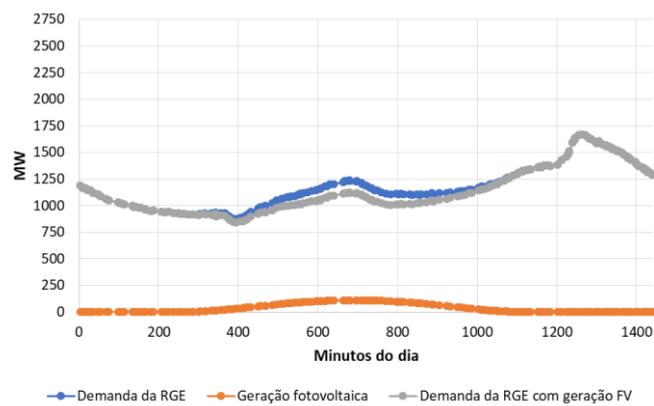
A Figura 4.4 apresenta as projeções de demanda na RGE concomitante à geração de energia de SSFs em um dia de semana (a), Sábado (b) e Domingo (c) de novembro de 2020.



(a) Dia de semana de 2020



(b) Sábado de 2020



(c) Domingo de 2020

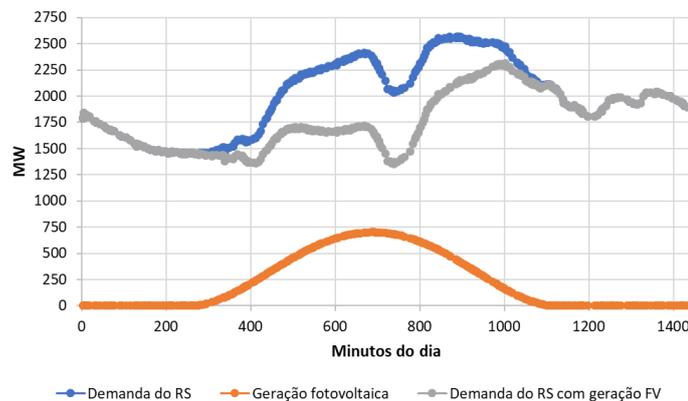
Figura 4.4 – Projeção de demanda na RGE concomitante à operação de SSFs em um dia de semana (a), Sábado (b) e Domingo (c) de novembro de 2020

As simulações em dias diferentes justificam-se porque a demanda máxima, mínima e o perfil de carga são diferentes nesses dias. A geração de energia corresponde a um SSF com potência instalada de 183MW, extraído das projeções da RGE na alternativa 1 para 2020. Observa-se que a maior proporção de potência oriunda dos sistemas solares fotovoltaicos em

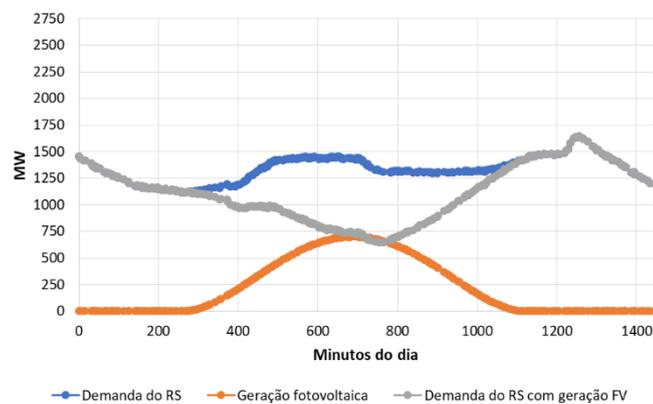
relação à demanda de energia da RGE é de 9,38%, identificados as 12 hs (720 minutos) de Domingo, sendo esse o momento mais impactante, o que de modo geral, modifica pouco a os valores de potência máxima, mínima e o perfil de carga existente.

Destaca-se que a demanda de energia da RGE refere-se à energia elétrica escoada por dezenas de alimentadores e linhas de transmissão, espalhadas por uma área equivalente a 2/3 de toda área territorial do RS conforme Figura 1.1, então, mesmo baixa, uma geração de energia solar fotovoltaica concentrada em um determinado local tem potencial de causar impactos significativos em um sistema elétrico específico.

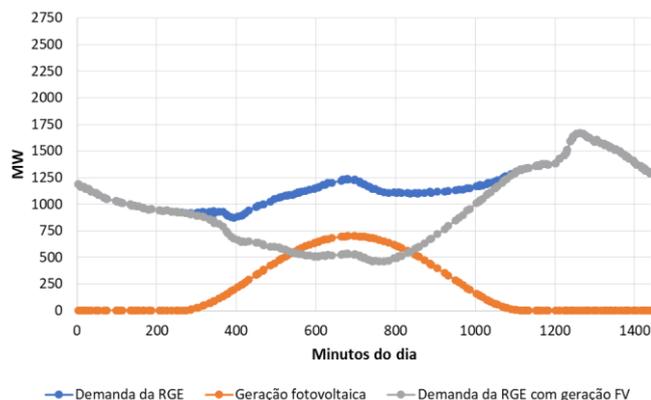
A Figura 4.5 apresenta as projeções da demanda na RGE concomitante à operação de SSF para (a) um dia de semana, (b) Sábado e (c) Domingo de novembro de 2026 respectivamente. O ano de 2026 foi escolhido por não haver previsões de novas mudanças regulatórias, previstas até 2025, e também por ser um ano compreendido pelos estudos da EPE no seu PDE 2017-2027 [EPE, 2018b], possibilitando usar de forma mais assertiva as taxas de crescimento anual da demanda de energia.



(d) Dia de semana de 2026



(e) Sábado de 2026



(f) Domingo de 2026

Figura 4.5 – Projeção da demanda na RGE concomitante a operação de SSFs em (a) um dia de semana, (b) Sábado e (c) Domingo de novembro de 2026

A geração de energia corresponde a um SSF com potência instalada de 1.153MW, extraído das projeções da RGE na alternativa 1 para 2026. Observa-se que a maior proporção de potência oriunda dos SSF em relação à demanda de energia da RGE é de 59,43%, identificados às 12 hs (720 minutos) de Domingo, sendo esse o momento mais impactante, e que modificou muito os valores de potência máxima e mínima e deformou perfil de carga existente.

Uma geração fotovoltaica dessa ordem concentrada em algumas regiões tem potencial de assumir 100% da demanda e causar impactos significativos em um sistema específico.

As previsões da energia gerada pelos SSFs da GD devem ser monitoradas de forma eficiente e efetiva, de modo a mapear os locais em que determinados patamares de potência são atingidos. Com essa ação preventiva é possível desenvolver formas de controle como: impedir a instalação de novos SSFs em determinadas regiões, desenvolver formas de armazenar energia elétrica sem usar a rede elétrica e até solicitar o desligamento de SSF em operação.

As distribuidoras de energia elétrica devem desenvolver mecanismos para prever problemas de demanda de energia e fluxo de potência. Não autorizar um projeto de GD que custaria milhares de reais é bem menos problemático e impactante do que autorizar a entrada em operação e depois impedir o seu funcionamento por problemas elétricos e energéticos.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Observou-se que a difusão da GD no estado do Rio Grande do Sul é um caso peculiar entre as demais regiões do Brasil. O Estado apresenta o segundo maior tempo de retorno do investimento (*payback*) e os menores valores de irradiação solar do Brasil, mas tem taxas de instalação de SSFs quase 3 vezes maior que a média nacional na concessionária RGE, que atua em 2/3 do território do Estado.

O uso de algumas variáveis originais propostas pela ANEEL no Relatório Análise de Impacto Regulatório (AIR) para as simulações de cenários nas distribuidoras do RS geraram resultados errados no número de SSF e potência instalada, justificando então a execução de uma revisão dos valores incorretos.

Existem duas realidades na difusão da GD no RS. A CEEE-D tem uma difusão semelhante à média nacional em função de conter regiões com baixa quantidade de unidades consumidoras (UCs) conectadas com GD. A RGE apresenta o maior número de UCs com GD e a maior potência instalada até 75kW em relação ao total de UCs instalados até 2018 entre as 10 principais distribuidoras com potência instalada até 2018 no país.

A simulação da aplicação da alternativa 1 do Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica (SCEE) revisado previu a redução do número de novos sistemas solares fotovoltaicos e da potência instalada projetada em 12% na RGE e 19% na CEEE-D, comparando à alternativa 0. Observou-se que a população atendida pela RGE tem um perfil diferenciado, pois mesmo em condições geográficas (irradiação solar) e econômicas (*payback*) desfavoráveis, a grande difusão da GD demonstra que a adesão a novas tecnologias é alta e a sensibilidade ao *payback* é baixa. A população atendida pela CEEE-D teve comportamento semelhante à média nacional, com uma redução de 26% do número de novos sistemas solares fotovoltaicos e da potência instalada projetada da alternativa 1 para a alternativa 0.

A quantificação dos custos e benefícios para os consumidores que não aderiram a GD foi realizada comparando-se o VPL da passagem da alternativa 0 para a 1 para as duas concessionárias estaduais. O VPL para a RGE passou de um custo de R\$ 150 milhões para um benefício de R\$ 1,24 bilhões, o que indicou que a passagem para a alternativa 1 é significativa proveitosa para essa concessionária. O VPL da CEEE-D passou de um custo R\$ 95,65 milhões para um benefício de R\$ 127,45 milhões, representando 75% do benefício.

A manutenção da isenção do ICMS na tarifação da GD apontou para um impacto negativo na arrecadação tributária do Estado, que pode levar a uma perda acumulada de

arrecadação de R\$ 5,94 bilhão até 2035, o equivalente hoje a mais de 4 folhas de pagamento do Estado.

A demanda da sociedade por mais energia elétrica tende a aumentar a uma taxa anual de 3,6% segundo a EPE, mas com a GD, o fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias tende a diminuir. Estimou-se menos de 1% de toda a energia consumida na área de concessão da RGE e da CEEE em 2018 seja proveniente de SSFs, mas as projeções para 2035 apontam que o impacto na redução do fornecimento de energia total das distribuidoras será de 13,76% na RGE e 5,02% na CEEE-D. A mesma previsão se repete para a arrecadação de tributos, sendo que os números pioram com a base sendo somente o Grupo B.

A decisão sobre mudança da alternativa vigente de tarifação deve considerar as consequências decorrentes da redução do número de sistemas solares fotovoltaicos instalados na geração de empregos diretos e indiretos e a movimentação da economia, que no momento apresenta um desemprego superior à 12% da população ativa do país e um Produto Interno Bruto (PIB) trimestral médio dos últimos 3 anos negativo em 0,33%. É necessário que se amplie o estudo dos impactos para a sociedade em geral, abordando de forma profunda fatores ambientais, sociais, tributários e sistêmicos e energéticos.

Concluiu-se que a mudança do modelo de tarifação vigente desde 2012 justifica-se com base nos resultados positivos do VPL para as alternativas de 1 até 5, em relação a alternativa 0. Ao mesmo tempo, a grande geração de emprego e renda resultante da crescente difusão da GD, em uma conjuntura social de desemprego e da economia em recessão, são fatores relevantes que poderiam justificar a manutenção do modelo de tarifação vigente.

Entende-se que o problema é mais profundo do que uma simples correção da forma de tarifação para obter-se o equilíbrio das contas das concessionárias, pois trata-se de uma mudança no modelo de negócio, à exemplo do que aconteceu há alguns anos nas telecomunicações e está acontecendo no transporte de passageiros. O desbalanço no valor da energia consumida e injetada pode levar os consumidores a migrar da GD em sistemas *on grid* para *off grid*, desconectando-se da rede de distribuição, viabilizados pela evolução tecnológica de sistemas de acumulação de energia.

5.1 Sugestões de trabalhos futuros

O desenvolvimento desse trabalho apresentou a necessidade que novos estudos sejam desenvolvidos, tais como:

- Estudo sobre os fatores que são determinantes para a tomada de decisão do brasileiro em adquirir um SSF, e com isso estabelecer uma metodologia de cálculo de difusão específica para os estados, regiões e o Brasil;
- Estudo sobre áreas críticas para a instalação de qualquer GD em função da fragilidade das redes de distribuição de energia elétrica no RS;
- Avaliação macroeconômica dos impactos da GD na economia dos estados;
- Estudo de caso do porquê a difusão da GD na área de concessão da RGE é tão diferente da CEEE-D estando ambas no mesmo estado;
- Estudo de caso sobre a difusão particular da GD no município de Santa Cruz do Sul – RS;
- Estudo dos efeitos econômico das alternativas previstas no AIR referentes a arrecadação de ICMS advinda da adoção ou não da instalação de SSFs (vendas de equipamentos e serviços de instalação).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABGD. **Contribuições referentes à audiência pública nº 01/2019**. São Paulo. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column_2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasv>. Acesso em: 9 ago. 2019.

ANEEL. **Consulta Pública 015/2010**. 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas_publicas?p_auth=JB8HLzLD&p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column_2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_Aud>. Acesso em: 2 ago. 2019.

ANEEL. **Audiência Pública 042/2011**. 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias_publicas?p_auth=JB8HLzLD&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column_2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_>. Acesso em: 2 ago. 2019.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, Brasil, 2012a. p. 9.

ANEEL. Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012. Brasília, Brasil, 2012b. p. 3.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília, Brasil, 2015. p. 24.

ANEEL. **Ofício - Cobrança de ICMS sobre a energia injetada pelo microgerador**. Brasília. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016721_Prorot_Submod_7_1_V8.pdf>. Acesso em: 29 maio. 2019.

ANEEL. Resolução Normativa 786, de 17 de outubro de 2017. Brasília, Brasil, 2017. p. 1.

ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº482/2012 - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SGC/SMA/ANEEL**. Brasília. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias_publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column_2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasv>.

ANEEL. **Consulta Pública 010/2018 - ANEEL**. 2018b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas_publicas?p_auth=R0pQBTx7&p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column_2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_Aud>. Acesso em: 2 jun. 2019.

ANEEL. **Tarifa Binômia - Modelo Tarifário do Grupo B**. Brasília. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/audiencias_publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column_2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasv>. Acesso em: 1 jun. 2019c.

ANEEL. **Dados em Tempo Real da Geração Distribuída no Brasil**, 2019. a. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 12 maio. 2019.

ANEEL. **Relatórios de Distribuição de Energia em Excel da ANEEL**. 2019b. Disponível em: <<http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx>>. Acesso em: 19 ago. 2019.

ANEEL. **Audiência Públicas 001/2019**. 2019c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias_publicas?p_auth=tgRei4ja&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column_2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_>. Acesso em: 6 ago. 2019.

ANEEL. **Geração Distribuída**. 2019d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

Aziz, T.; Ketjoy, N. **PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations**. IEEE Access, [s. l.], v. 5, p. 16784–16792, 2017.

BRASIL. Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 - Lei Kandir. . 1996.

BRASIL. Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro 2003. . 2003.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. . 2004 a.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. . 2004 b.

BRASIL. Lei nº 13.152, de 29 de julho de 2015. . 2015.

BRAUN-GRABOLLE, P. **Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana**. 2010. Universidade Federal de Santa Catarina, [s. l.], 2010.

CAISO. **What the duck curve tells us about managing a green grid**. Folsom. Disponível em: <www.caiso.com>. Acesso em: 1 jun. 2019.

Castro, N. J. De; Dantas, G. **Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2018.

CCEE. **Resultados consolidados dos leilões de energia elétrica de energia no Brasil**. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=561853120706451&_adf.ctrl_state=mck5ms6pv_46#!%40%40%3F_afLoop%3D561853120706451%26_adf.ctrl-state%3Dmck5ms6pv_50>. Acesso em: 5 ago. 2019.

CEEE-D. **Contribuição da CEEE-D para a Audiência Pública 01/2019**. Porto Alegre. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasv>. Acesso em: 9 ago. 2019.

Correa, S. M. B. B. **Probabilidade e Estatística**. 2. ed. Belo Horizonte: PUC Minas Virtual, 2003. Disponível em: <<http://www.virtual.pucminas.br/0300>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

Duffie, J. A.; Beckman, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. Fourth Edition. New Jersey: John Wiley & Sons, 2003. v. 116

El-Khattam, W.; Salama, M. M. . Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>>. Acesso em: 22 maio. 2019a.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE2027_aprovado_OFICIAL.pdf>. Acesso em: 27 maio. 2019b.

EPE. **Balço Energético Nacional 2019 - Ano Base 2018**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relatório Síntese BEN 2019 Ano Base 2018.pdf>>. Acesso em: 4 ago. 2019.

Ferreira, F. L. e S.; Prado, R. T. A. Medição do albedo e análise de sua influência na temperatura superficial dos materiais utilizados em coberturas de edifícios. **Cerâmica**, São Paulo, n. 1, p. 1292–1299, 2003. Disponível em: <<https://bdpi.usp.br/item/001319699>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 1º Semestre 2019**. São Paulo. Disponível em: <https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/12882/1548348925Estudo_Estrategico_GD_1_semestre_2019.pdf>.

Guedes, J. C. de S. **Manual de Tarificação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro. Disponível em: <www.eletrabras.comwww.eletrabras.com/procelwww.eletrabras.com/procel>. Acesso em: 23 ago. 2019.

Haag, R.; Soares, R. S.; Tomaszewski, G. A.; Brazil, C.; Gasparin, F. P.; Silva, A. da B. **Atlas Solar do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre. Disponível em: <https://img1.wsimg.com/blobby/go/f5b6b804_ffd4_47e5_9943ca90d8e30836/downloads/1c_s bq4mge_114885.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2019.

IBGE. **Censo Demográfico 2010: Resultados gerais da amostra, 2010**.

IBGE. **Estatísticas do Cadastro Central de Empresas - CEMPRE**. 2016. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/comercio/9016-estatisticas->

do-cadastro-central-de-empresas.html?=&t=resultados>. Acesso em: 2 jun. 2019.

IBGE. **Panorama do Brasil, dos estados e dos municípios**. 2019. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/panorama>>. Acesso em: 27 maio. 2019.

IEA. **Getting Wind and Sun onto the Grid A Manual for Policy Makers** IEA. Paris. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting_Wind_and_Sun.pdf?utm_content=buffer1ab55&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer>.

IEA. **Electricity Information Overview**. Paris. Disponível em: <<http://www.iea.org/t&c/>>. Acesso em: 21 jun. 2019a.

IEA. **Key world energy statistics. Also available on smartphones and tablets**. Paris. Disponível em: <http://www.oecd-ilibrary.org/energy/key-world-energy-statistics-2016_key_energ_stat-2016-en>.

IEA. **Snapshot of Global PV Markets - 2019**. Paris. Disponível em: <http://www.iea_pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA_PVPS_T1_35_Snapsho t2019-Report.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2019.

Konzen, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: Uma simulação via modelo de Bass**. 2014. Universidade de São Paulo, [s. l.], 2014.

Krenzinger, A.; Bugs, R. Radiasol2 software para sintetizar dados de radiação solar. [s. l.], n. 1, p. 1–5, 2010.

LAZARD. **Custo nivelado da energia 2017**. 2017. Disponível em: <<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/>>. Acesso em: 20 jun. 2019.

Ministério da Economia. Convênio ICMS 6 de 5 de abril de 2013 Brasil, 2013.

Ministério da Fazenda. Convênio ICMS 16 de 22 de abril de 2015 Brasil, 2015.

Muller, G. de M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro**. 2016. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2016.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica - Dezembro/2018**. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Mensal_Geração_Solar_201812.pdf>. Acesso em: 1 jun. 2019.

Pepermans, G.; Driesen, J.; Haeseldonckx, D.; Belmans, R.; D'Haeseleer, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, [s. l.], v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.

Peraza, D. G. **Estudo de viabilidade da instalação de usinas solres fotovoltaicas no estdo do Rio Grande do Sul**. 2013. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, [s. l.], 2013.

Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Abreu, S. L. de; Rüther, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2a edição**. 2. ed. São Jose dos Campos: INPE, 2017.

Pereira, M. L. N. **Avaliação otimizada técnica e econômica do ponto de conexão de geração distribuída em redes de média tensão**. 2014. Universidade Estadual Paulista (UNESP), [s. l.], 2014.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro.

PORTAL SOLAR. **Lista de Empresas de Energia Solar Fotovoltaica**. 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/fornecedores/empresas-de-energia-solar/>>. Acesso em: 23 mar. 2019.

Ribeiro, L. Por que Minas atrai investimentos em fontes renováveis de energia - Economia - Estado de Minas. **Jornal Estado de Minas**, [s. l.], 2018. Disponível em: <https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2018/02/25/internas_economia,940008/por-que-minas-atrai-investimentos-em-fontes-renovaveis-de-energia.shtml>. Acesso em: 4 ago. 2019.

Ribeiro, V. D. **Análise técnico-econômica de um sistema híbrido de geração na rede elétrica da Ilha do Fundão**. 2014. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2014.

Rio Grande do Sul. Decreto nº 52.964, de 30 de março de 2016. . 2016.

Rio Grande do Sul. **Relatório de Atividades 2018 da Receita Estadual do RS**. Porto Alegre. Disponível em: <www.receita.fazenda.rs.gov.br>. Acesso em: 26 maio. 2019.

Rio Grande do Sul. **Concessionárias de Distribuição de Energia - RS - Atlas Socioeconômico do Rio Grande do Sul**. 2019. Disponível em: <<https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/midia/imagem/distrib-energia-2017-princ-distrib>>. Acesso em: 19 ago. 2019.

Rogers, E. M. **Diffusion of Innovations**. 3th editio ed. New York: The Free Press, 1983. v. 186

Rüther, R.; Zilles, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, [s. l.], v. 39, n. 3, p. 1027–1030, 2011.

Scolar, J.; Martins, D.; Escobedo, J. F. Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. **Revista Brasileira de Geofísica**, [s. l.], v. 21, n. 3, p. 249–258, 2003. 3.

SOLAR RADIATION DATA. **Yearly average map of irradiance in W/m², averaged over the period (1990-2004)**. 2004. Disponível em: <<http://www.soda-pro.com/maps/maps-for-free>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

Sviech, V.; Mantovan, E. A. Análise de investimentos: controvérsias na utilização da TIR e VPL na comparação de projetos. **Percursos**, Curitiba, v. 1, v. 1, n. 13, p. 270–298, 2013.

Vita, V.; Alimardan, T.; Ekonomou, L. The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' Voltage Profile and Energy Losses. In: 2015 IEEE EUROPEAN MODELLING SYMPOSIUM (EMS) 2015, Madri. **Anais...** Madri: IEEE, 2015.

APÊNDICE A - Órgãos de governança do setor elétrico nacional

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – é um órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, em conformidade com o disposto na legislação aplicável. É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.³²

Ministério de Minas e Energia (MME) – é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético nacional. Presidido pelo MME é composto de representantes dos órgãos ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS, tem como atribuições acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo, realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo. O CMSE também identifica dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e, caso necessário, propõe medidas para saneamento de eventuais problemas estruturais do setor.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – está vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) prestando serviços na área de pesquisas e estudos subsidiando o planejamento do setor energético. São algumas atribuições da EPE a apresentação ao CNPE dos planos de expansão do setor energético e dos planos nacionais de energia de longo prazo. Esta empresa

também elabora a publicação do balanço energético nacional, realiza estudos e projeções da matriz energética brasileira, elabora estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – está vinculada ao MME, mas com atuação independente, tendo como atribuição regular e fiscalizar os setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Atuando em benefício da sociedade, a ANEEL atende a reclamações de agentes e consumidores. AANEEL também média conflitos de interesse do setor elétrico entre agentes do setor e consumidores, garantindo tarifas justas e zelando pela qualidade nos serviços, assegurando a universalização dos serviços.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – administra a rede básica de energia elétrica no Brasil com o objetivo principal de atender os requisitos de carga, otimizando custos e garantindo a confiabilidade do sistema, definindo ainda condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - absorveu as funções do MAE (Mercado Atacadista de Energia) e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

APÊNDICE B - Lista de variáveis usadas pela ANEEL no AIR

Tabela B.1 - Variáveis usadas pela ANEEL no AIR

Nº	Descrição	Unidade	Dado	Simb.
1	Distribuidora		Brasil	
2	Custo do sistema	R\$/kW	R\$ 5.500,00	CUS
3	Custo da troca do inversor	% do custo do sistema	15%	CTI
4	Redução anual da energia gerada	%/ano	1,00%	REG
5	Aumento anual real da tarifa de energia elétrica	%/ano	0,00%	ATE
6	Custo de capital de investimento em microgeração distribuída	%/ano	0,00%	CGD
7	Taxa de desempenho do sistema (Performance Ratio)	%	80%	TDS
8	Percentual de simultaneidade consumo x geração	%	38,92%	PCG
9	Redução percentual do preço por GW instalado	%	2,5%	RPP
10	Considera o percentual de simultaneidade como eficiência?	(1: Sim / 0:Não)	1	
11	Sensibilidade ao payback	-	0,348	SEP
12	Mercado potencial nacional	nº UC	8.000.000	MPN
13	Coeficiente de inovação - p	-	0,00176	CIP
14	Coeficiente de imitação - q	-	0,34	CIQ
15	Taxa de crescimento anual do mercado	%/ano	2,50%	TAN
16	Valoração da energia evitada pela microgeração distribuída	R\$/MWh	R\$ 207,00	VGD
17	Percentual de redução das perdas técnicas na distribuição	%	7,44%	PTD
18	Percentual de redução das perdas técnicas na Rede Básica	%	5%	PTB
19	Capacidade evitada (kW de geração e transmissão)	R\$/kW	R\$ 308,30	CAE
20	Custo de Disponibilidade	kWh	100	CUD
21	Percentual de ajuste geração / consumo	%	30%	PAG
22	Taxa de desconto dos custos e benefícios	%	8,09%	TDB
23	Fator de Emissão de CO2	tCO2/MWh	0,0749	FEC
24	Ano de início da vigência da norma	ano	2020	AIN
25	Ano início simulação	ano	2018	AIS
26	Ano fim simulação	ano	2035	AFS
27	Irradiação solar local	kWh/m2/dia	5,40	ISL
28	Número de dias no ano	-	365	NDA
29	ICMS Residencial	%	26%	ICM
30	PIS/Cofins	%	4%	PIC
31	Potência típica do sistema	kW	7,5	PTS
32	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD TOTAL	R\$/MWh	R\$ 234,35	TUT
33	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Encargos	R\$/MWh	R\$ 32,52	TUE
34	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio A	R\$/MWh	R\$ 29,97	TUA
35	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio B	R\$/MWh	R\$ 132,68	TUB
36	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Técnicas	R\$/MWh	R\$ 0,80	TUP
37	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Rede Básica	R\$/MWh	R\$ 22,62	
38	Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Demais Perdas	R\$/MWh	R\$ 15,76	
39	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE TOTAL	R\$/MWh	R\$ 240,80	TET
40	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Encargos	R\$/MWh	R\$ 57,35	TEE
41	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Energia	R\$/MWh	R\$ 177,46	TEM
42	Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Fio A	R\$/MWh	R\$ 5,99	TEA
43	Mercado potencial proporcionalizado para a distribuidora	nº UC	8.000.000	MPD
44	Percentual do nº de UC da distribuidora em relação ao total	%	0%	PNU
45	Nº empreendimentos ano 2017	-	19.762	NENO
46	Nº empreendimentos ano 2016	-	7.671	NEN1
47	Nº empreendimentos ano 2015	-	1.623	NEN2
48	Nº empreendimentos ano 2014	-	326	NEN3
49	Nº empreendimentos ano 2013	-	55	NEN4
50	Nº empreendimentos ano 2012	-	2	NEN5
51	Alternativa 0	R\$/MWh	R\$ 475,16	ALT0
52	Alternativa 1	R\$/MWh	R\$ 342,48	ALT1
53	Alternativa 2	R\$/MWh	R\$ 309,95	ALT2

54	Alternativa 3	R\$/MWh	R\$ 279,98	ALT3
55	Alternativa 4	R\$/MWh	R\$ 240,80	ALT4
56	Alternativa 5	R\$/MWh	R\$ 177,46	ALT5
57	Ano Gatilho (ano de troca da alternativa)	ano	2025	ANG
58	Tempo de manutenção da alternativa anterior	anos	10	TMA
59	Energia gerada anualmente	kWh		EGA
60	Custo do sistema ajustado anualmente	kWh		CUA
61	Economia de energia	R\$		ECE
62	Valor presente com economia de energia com a tarifa	R\$		VET
63	Economia com impostos	R\$		ECI
64	Valor presente com economia de energia com impostos	R\$		VEI
65	Custo de disponibilidade final	R\$		CUF
66	Custo de implantação inicial	R\$		CUI
67	Custo de troca do Inversor	R\$		CUT
68	Fluxo de caixa	R\$		FLC
69	Tempo de <i>Payback</i>	ano		TPB
70	Fração máxima de mercado	%		FMM
71	Mercado potencial final	nº UC		MPF
72	Distribuição acumulada	%		FAC
73	Número acumulado de adotantes	nº UC		NAC
74	Número anual de adotantes	nº UC		NAN
75	Energia média gerada anualmente por cada sistema	kWh		EMA
76	Energia total gerada	MWh		ETG
77	Fator de atualização para custo de capital	%		FCC
78	Custo de energia evitada	R\$		CEE
79	Redução das perdas técnicas na distribuição	R\$		RPD
80	Redução das perdas técnicas na rede básica	R\$		RPB
81	Capacidade evitada – KW de geração e de transmissão	R\$		RGT
82	Pagamento anual de custo de custo de disponibilidade	R\$		PAD
83	Redução de mercado pela GD alternativa inicial	R\$		RMI
84	Redução de mercado pela GD alternativa final	R\$		RMF
85	VPL demais consumidores	kWh		VDC
86	Payback médio	anos		PBM
87	Número de sistemas	Nº UC		NFA
88	Potência total instalada	MWh		PTI
89	Redução total de emissões de CO2	milhões de tCO2		RCO
90	Empregos gerados	empregos		NEP

Tabela B.2 – Legenda de cores da tabela de variáveis usadas pela ANEEL no AIR

	Variáveis originais da ANEEL revisadas e modificadas no trabalho
	variáveis originais da ANEEL
	Variáveis novas

APÊNDICE C - Fórmulas usadas pela ANEEL

Energia gerada anualmente (kWh)

$$EGA_{TEP} = PTS ISL TDS NDA (1 - REG)^{(1-TEP)} \quad (C.1)$$

Custo do sistema ajustado anualmente (kWh)

$$CUA_{TEP} = \begin{cases} CUS (1 - RPP)^{TEP} & \text{até } CUA_{TEP} \leq CUS 0,7 \\ CUS 0,7 & \text{de } CUA_{TEP} > CUS 0,7 \end{cases} \quad (C.2)$$

Economia de energia (R\$)

$$ECE_{TEP} = (1 - PCG) EGA_{TEP} \frac{ALT_X}{1000} ATE + PCG EGA_{TEP} \frac{ALT_X}{1000} ATE \quad (C.3)$$

Valor presente com economia de energia tarifa (R\$)

$$VET_{TEP} = ECE_{TEP} CGD \quad (C.4)$$

Economia com impostos (R\$)

$$ECI_{TEP} = EGA_{TEP} ATE \frac{ALT_X}{1000} \left(\frac{1}{(1 - ICM - PIC)} - 1 \right) \quad (C.5)$$

Valor presente com economia de energia com impostos (R\$)

$$VEI_{TEP} = ECI_{TEP} CGD \quad (C.6)$$

Custo de disponibilidade final (R\$)

$$CUF = -12 \frac{ALT_X}{1000} CUD PAG ATE CGD \quad (C.7)$$

Custo de implantação inicial (R\$)

$$CUI_{TEP} = -(CUA_{TEP} PTS) \quad (C.8)$$

Custo de troca do Inversor (R\$)

$$CUT = -(CUS PTS CTI) \quad (C.9)$$

Fluxo de caixa (R\$)

$$FLC_{TEP} = FLC_{TEP-1} CUI + VET_{TEP} + VEI_{TEP} + CUT \quad (C.10)$$

Tempo de *payback* (anos)

$$TPB_{TEP} = (TEP - 1) + \left(\frac{FLC_{TEP-1}}{VEI_{TEP} + VET_{TEP}} \right) \quad \text{se } FLC_{TEP-1} \leq 0 \geq FLC_{TEP} \quad (C.11)$$

Fração máxima de mercado (%)

$$FMM_{TEP} = e^{-(SPB TPB_{TEP})} \quad (C.12)$$

Mercado potencial final (n° UC)

$$MPF_{TEP} = FMM_{TEP} MPN \quad (C.13)$$

Distribuição acumulada (%)

$$FAC_{TEP} = \frac{1 - e^{-(CIP+CIQ) \cdot TEP}}{1 + \frac{CIQ}{CIP} e^{-(CIP+CIQ) TEP}} \quad (C.14)$$

Número acumulado de adotantes (n° UC)

$$NAC_{TEP} = NAE + (MPF_{TEP} FMM_{TEP}) \quad (C.15)$$

Número anual de adotantes (n° UC)

$$NAN_{TEP} = NAC_{TEP} - NAC_{TEP-1} \quad (C.16)$$

Energia média gerada anualmente por cada sistema (kWh)

$$EMA = \frac{\sum_{TEP=1}^{49} EGA_{TEP}}{49} 1_{2012 \leq TEP \leq 49_{2060}} \quad (C.17)$$

Energia total gerada (MWh)

$$ETG_{TEP} = \frac{EMA}{1000} NAC_{TEP} \quad (C.18)$$

Fator de atualização para custo de capital (%)

$$FCC_t = \begin{cases} (1 + TDB)^{TEP} & \text{se } 8_{2012} \leq TEP \leq 0_{2020} \\ (1 - TDB)^{TEP} & \text{se } 0_{2020} < TEP \leq 40_{2060} \end{cases} \quad (C.19)$$

Custo de energia evitada (R\$)

$$CEE_{TEP} = VGD ETG_{TEP} FCC_{TEP} \quad (C.20)$$

Redução das perdas técnicas na distribuição (R\$)

$$RPD_{TEP} = ETG_{TEP} FCC_{TEP} VGD \left(\frac{1}{(1 - PTD)} - 1 \right) \quad (C.21)$$

Redução das perdas técnicas na rede básica (R\$)

$$RPB_{TEP} = ETG_{TEP} FCC_{TEP} VGD \left(\frac{1}{(1 - PTB)} - 1 \right) \quad (C.22)$$

Capacidade evitada – KW de geração e de transmissão (R\$)

$$RGT_{TEP} = NAN_{TEP} FCC_{TEP} CAE PTS \quad (C.23)$$

Pagamento anual de custo de custo de disponibilidade (R\$)

$$PAD_{TEP} = -12 \frac{ALT_X}{1000} NAN_{TEP} CUD FCC_{TEP} PAG \quad (C.24)$$

Redução de mercado pela GD alternativa inicial (R\$)

$$RMI_{TEP} = PCG ALT_0 FCC_{TEP} ETG_{TEP} \quad (C.25)$$

Redução de mercado pela GD alternativa final (R\$)

$$RMF_{TEP} = PCG \text{ ALT}_x FCC_{TEP} ETG_{TEP} \quad (C.26)$$

VPL demais consumidores (kWh)

$$VDC = \sum_{TEP=1}^{40} CEE_{TEP} + RPD_{TEP} + RPB_{TEP} + RGT_{TEP} + PAD_{TEP} - RMI_{TEP} \quad (C.27)$$

$$- RMF_{TEP} 1_{2020} \leq TEP \leq 40_{2060}$$

Payback médio (anos)

$$PBM = \frac{\sum_{TEP=1}^{16} TPB_{TEP}}{16} 1_{2020} \leq TEP \leq 16_{2035} \quad (C.28)$$

Número de sistemas (UC)

$$NFA = \sum_{TEP=1}^{24} NAN_{TEP} 1_{2012} \leq TEP \leq 24_{2035} \quad (C.29)$$

Potência total instalada (MW)

$$PTI = NFA \frac{PTS}{1000} \quad (C.30)$$

Redução total de emissões de CO₂ (milhões de tCO₂)

$$RCO = \left(\sum_{TEP=1}^{49} ETG_{TEP} \right) FEC 1_{2012} \leq TEP \leq 49_{2060} \quad (C.31)$$

Empregos gerados (empregos)

$$NPE = PTI 25 \quad (C.32)$$

APÊNDICE D - Questionário usado na consulta pública

ATENÇÃO! ESTE QUESTIONÁRIO PODE SER RESPONDIDO ELETRÔNICAMENTE POR MEIO DO LINK: <https://pt.surveymonkey.com/r/Y9HD5BJ>

III.4. Questões para consulta

1. Diante das considerações feitas, com vistas a auxiliar a coleta de subsídios acerca do tema para fins de elaboração do Relatório de AIR, apresenta-se, a seguir, um resumo orientativo das principais questões para discussão:

- 1) Na lista abaixo, indique os valores a serem considerados nas premissas para realização da AIR, inserindo, no campo “Observações”, informações adicionais tais como referências e métodos de cálculo.

Tabela D.1 – Formulário para levantamento pela ANEEL das variáveis normalmente usadas

Variável	Unidade	Valor	Observações
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico típico de pequeno porte para compensação local	kWp		
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	R\$/kWp		
Custos de manutenção um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local (incluindo troca do inversor)	% anual do custo de instalação		
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico típico de médio porte para compensação remota	kWp		
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	R\$/kWp		
Custos de manutenção um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota (incluindo troca do inversor)	% anual do custo de instalação		
Custo de capital de pessoa física para investimento em microgeração	% a.a.		
Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em minigeração	% a.a.		
Índice de degradação do sistema	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema		

Variável	Unidade	Valor	Observações
Aumento ou Decréscimo anual real da tarifa de energia elétrica	% de aumento ou decréscimo da tarifa em relação à inflação		
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede		
Mercado potencial para geração local	Número de unidades consumidoras		
Mercado potencial para geração remota	Número de unidades consumidoras		
Taxa de crescimento anual do mercado potencial	% de crescimento ao ano		
Valoração da energia evitada pela micro ou minigeração distribuída	R\$/MWh		
Redução das perdas técnicas na distribuição em virtude da instalação de micro ou minigeração	% de redução das perdas		
Redução das perdas técnicas na Rede Básica em virtude da instalação de micro ou minigeração	% de redução das perdas		
Redução do uso da Rede Básica em virtude da instalação de micro ou minigeração	% de redução, por MW de GD instalado, em relação ao montante contratado pela distribuidora nas fronteiras com a Rede Básica.		
Redução do custo de sistemas solares fotovoltaicos com o crescimento do número de instalações	Redução do custo do kW instalado para cada MW já consolidado no mercado (ou gráfico que mostre a redução no custo de instalação de um novo sistema em função da potência total instalada no país)		

- 2) Os cenários propostos para a AIR são suficientes? Outras alternativas devem ser adicionadas ao estudo? Quais?
- 3) Além dos impactos apresentados na seção de Análise, deveriam ser considerados outros custos ou benefícios da geração distribuída? Quais? Como modelá-los e quantificá-los?
- 4) Na hipótese de a AIR indicar a necessidade de atuação da Agência em duas fases (uma válida para os primeiros anos e uma outra regra a ser aplicada depois de

determinado período), quais ações a ANEEL precisaria tomar no sentido de dar maior segurança regulatória aos micro e minigeradores que se instalarem durante a primeira fase?

- 5) A faixa de custo de capital para pessoa física entre 6,24% e 34,5% a.a. está adequada? Se não, qual faixa poderia ser adotada e por quê? A faixa de custo de capital para pessoa jurídica entre 5,65% e 10,14% a.a. está adequada? Se não, qual faixa poderia ser adotada e por quê?
- 6) A compensação local (na própria unidade consumidora onde a energia é gerada) tem características e impactos diferentes da geração remota (autoconsumo remoto, geração compartilhada). Como devem ser tratadas essas particularidades? Justifique.
- 7) Atualmente, a ANEEL monitora a evolução da micro e minigeração distribuída (por meio do SISGD) e a quantidade de energia compensada (via Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP). Como aprimorar esse monitoramento? Quais outros dados (*payback* dos sistemas, número de reclamações, redução de mercado das distribuidoras, gases de efeito estufa, etc.) precisariam ser monitorados? Como?
- 8) As especificidades das tecnologias e a evolução do mercado de GD têm indicado que o sistema de compensação deva ser aplicado somente a fontes renováveis. Quais aspectos corroboram ou contrapõem essa afirmação?
- 9) No caso da geração compartilhada, como garantir que os arranjos (consórcio e cooperativa) não se configurem como comercialização?
- 10) Como permitir uma maior disseminação da micro ou minigeração distribuída localizada junto a condomínios comerciais ou residenciais para compensação local?
- 11) Como identificar a tentativa de divisão de centrais de geração em unidades de menor porte para enquadramento nos limites da REN nº 482/2012? Seria possível a inserção de critérios objetivos de identificação no texto da regulamentação, sem permitir o mau uso da norma por agentes mal intencionados? Quais critérios?
- 12) Os modelos de autoconsumo remoto e de geração compartilhada têm permitido a expansão eficiente do sistema de distribuição?
- 13) Quais são os custos para conexão de minigeração para compensação remota (sem carga associada) na regra de participação financeira atualmente vigente? Como esses custos de conexão se comparam com aqueles atribuídos a usinas com características semelhantes, mas não enquadradas como GD (usinas que comercializam energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE)?
- 14) Caso queira contribuir com os dados técnicos para realização das simulações, utilize este espaço para apresentar sugestões de métodos diferentes ou valores que possam ser utilizados para os parâmetros do método atualmente escolhido.
- 15) O modelo atual de compensação de energia exige a instalação de um medidor bidirecional para o faturamento. Posicionado após o quadro geral da unidade consumidora, esse medidor mede apenas a energia gerada injetada e o consumo da rede. Assim sendo, a energia total gerada (que inclui a parcela da geração

consumida instantaneamente) não é medida, ficando assim desconhecida pela distribuidora. A falta dessa informação pode ter impactos nas estatísticas nacionais, no processo de planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e, eventualmente, na operação do sistema, comprometendo as séries históricas de dados e levando a uma subestimação do consumo e da geração. Nesse sentido, a ANEEL gostaria de avaliar a possibilidade e a viabilidade econômica de coleta agregada dos dados de geração total dos micro e minigeradores, através das seguintes perguntas:

- a. Os dados de geração total são coletados pelos fabricantes de inversores?
 - b. Em caso afirmativo, há algum impedimento/dificuldade para a disponibilização desses dados agregados de geração às distribuidoras?
 - c. Quais os custos associados a essa disponibilização?
 - d. Há outra alternativa viável para a obtenção dos dados de geração total?
- 16) Quais são os custos médios arcados pela distribuidora para análise de uma solicitação de acesso típica de microgeração? E de minigeração? Favor apresentar dados reais.

Assunto: **Pesquisa acadêmica sobre GD no RS - colaboração**
Remetente: Eduardo Daltoe de Freitas <eduardo.daltoe@ufrgs.br>
Para: <contato@natureenergy.com.br>
Data: 2019-04-20 20:02



• Dados SFV RS.xls (142 KB)

Boa tarde a todos da NATURE ENERGY,

Meu nome é Eduardo Daltoe de Freitas, sou estudante de Mestrado Acadêmico em Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

O tema da minha dissertação é: "GD no RS e os impactos em função das mudanças propostas Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL".

Buscando o melhor refinamento possível dos dados, solicito gentilmente à ajuda da NATURE ENERGY fornecendo algumas informações genéricas dos seus projetos desenvolvidos e em operação comercial no RS.

As informações deverão ser preenchidas na planilha em anexo e encaminhadas de volta para mim. Garanto total sigilo das informações, sendo que os dados serão usados exclusivamente para fins acadêmicos.

Em retribuição a ajuda da NATURE ENERGY, comprometo-me a encaminhar os resultados finais da minha dissertação após defesa, homologação e tramitação dentro da UFRGS.

Desde já agradeço imensamente a colaboração da NATURE ENERGY na minha dissertação e na produção/evolução técnica e científica da GD no RS.

Atenciosamente,

Eduardo Daltoe de Freitas
eduardo.daltoe@ufrgs.br
51-9 9264-3638

Figura E.2 - E-mail enviado para as empresas integradoras