



UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

MESTRADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

MÁRCIA ANDRÉA ROSAS LUNA

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ANÁLISE DA SUA EVOLUÇÃO NO
BRASIL E SUA APLICAÇÃO EM UM ESTUDO DE CASO EM UM
LAR PARA IDOSOS**



**SALVADOR
2023**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL**



MÁRCIA ANDRÉA ROSAS LUNA

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ANÁLISE DA SUA EVOLUÇÃO NO
BRASIL E SUA APLICAÇÃO EM UM ESTUDO DE CASO EM UM LAR
PARA IDOSOS**

**Salvador
2023**

MÁRCIA ANDRÉA ROSAS LUNA

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ANÁLISE DA SUA EVOLUÇÃO NO
BRASIL E SUA APLICAÇÃO EM UM ESTUDO DE CASO EM UM LAR
PARA IDOSOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, com o requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Ednildo Andrade Torres
Coorientador: Felipe Andrade Torres

Salvador
2023

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) – código de financiamento 001.

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA), com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

L961 Luna, Márcia Andréa Rosas.

Geração distribuída: uma análise da sua evolução no Brasil e sua aplicação em um estudo de caso em um lar para idosos/ Márcia Andréa Rosas Luna. – Salvador, 2023.

191 f.: il. color.

Orientador: Prof. Dr. Ednildo Andrade Torres.

Coorientador: Prof. Dr. Felipe Andrade Torres.

Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial - Universidade Federal da Bahia - Escola Politécnica, 2023.

1. Geração Distribuída Solar Fotovoltaica. 2. Regulação. 3. Viabilidade Técnico-Econômica. I. Torres, Ednildo Andrade. II. Torres, Felipe Andrade. III. Universidade Federal da Bahia. IV. Título.

CDD: 621.47

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ANÁLISE DA SUA EVOLUÇÃO NO BRASIL E
SUA APLICAÇÃO EM UM ESTUDO DE CASO EM UM LAR PARA IDOSOS**

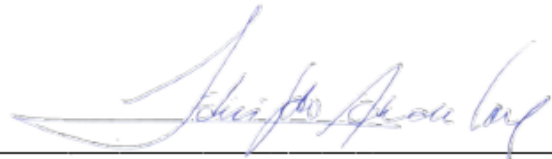
MÁRCIA ANDRÉA ROSAS LUNA

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial.

Examinada por:

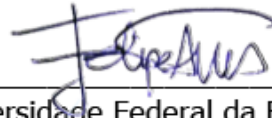
Prof. Dr. EDNILDO ANDRADE TORRES

Doutor em Engenharia Mecânica, pela Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 1999



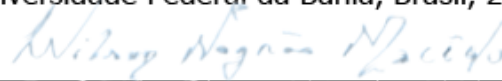
Prof. Dr. FELIPE ANDRADE TORRES

Doutor em Engenharia Industrial, pela Universidade Federal da Bahia, Brasil, 2021



Prof. Dr. WILSON NEGRÃO MACEDO

Doutor em Energia, pela Universidade de São Paulo, Brasil, 2006



Prof. Dr. FABIANO FRAGOSO COSTA

Doutor em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal de Campina Grande, Brasil, 2005



Salvador, BA - BRASIL
abril/ 2023

DEDICO ESTE TRABALHO À MINHA FAMÍLIA E AOS MEUS AMIGOS,
POR PROPORCIONAREM TODO O SUPORTE
AO LONGO DESTA ATIVIDADE.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida, e à minha família e aos amigos, pelo apoio em minha formação.

Agradeço especialmente aos Professores *Ednildo Andrade Torres* e *Felipe Andrade Torres*, pela ótima orientação visando à realização deste trabalho.

Aos demais professores, funcionários e colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial (PEI) da Escola Politécnica da UFBA.

Aos colegas do Laboratório de Energia e Gás, da Universidade Federal da Bahia, (e à Fundação Lar Harmonia, por proporcionarem um ambiente favorável ao intercâmbio de informações e ao desenvolvimento de novos conhecimentos técnicos e científicos para minha capacitação no mestrado.

Concedei-nos, Senhor, a serenidade necessária para aceitar
as coisas que não podemos modificar, coragem para modificar
aquelas que podemos e sabedoria para distinguir
umas das outras.

São Tomás de Aquino

LUNA, Márcia Andréa Rosas. **Geração distribuída: uma análise da sua evolução no Brasil e sua aplicação em um estudo de caso em um lar para idosos**. 2023. Orientador: Ednildo Andrade Torres. 191 f. il. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) - Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador.

RESUMO

A geração de energia elétrica em todo o mundo ainda é baseada em grandes usinas localizadas longe dos centros consumidores. Entretanto, um novo modelo de geração distribuída (GD) está surgindo em vários países, onde o consumidor produz sua própria energia (*prosumidor*) próxima ao ponto de consumo, permitindo, assim, uma maior autonomia e flexibilidade aos usuários do setor elétrico brasileiro (SEB). Dentre as opções energéticas para GD, destaca-se a energia solar fotovoltaica (FV), que possibilita uma geração sem emissão de CO₂ e descentralizada. O Brasil está localizado na zona intertropical do planeta, registrando altos índices de irradiação solar durante todo o ano, em comparação a países que fazem uso dessa tecnologia, o que o torna um lugar propício para seu uso. A geração distribuída solar FV (GDFV) ganhou notoriedade no Brasil e vem se expandindo significativamente desde 2012, mas também tem ocasionado divergências de interesses entre consumidores e distribuidoras de energia. Nesse contexto, este trabalho visou compreender a realidade da GD no Brasil e realizar um estudo de caso sobre a implantação de um sistema de GDFV conectado à rede elétrica. Os métodos adotados foram: um amplo estudo bibliográfico; contextualização e análises das informações sobre GD brasileira e sobre o marco regulatório; especificações e ações para implantação do projeto GDFV, abrangendo desde suas análises de consumo energético e de viabilidade técnico-econômica, até o comissionamento e acompanhamento de seus dois primeiros anos de operação. Os resultados obtidos foram: (i) a implantação efetiva e a operação do sistema de GDFV (instalação da ordem de 20,1 kWp para microgeração) em um Lar para Idosos, em 2019, sendo esse sistema enquadrado sob o regime de compensação de energia elétrica (*net metering*). Para esse caso, a viabilidade econômico-financeira apresentou um *payback* simples de quatro anos, *payback* descontado de quatro anos; uma economia média gerada na conta de energia elétrica ao longo de um ano no valor de R\$ 2.074,80 por mês; (ii) O estabelecimento de um conjunto de passos recomendáveis para a realização adequada e qualificada de um projeto completo para a implantação de um sistema de GDFV. De forma geral, as principais conclusões obtidas foram: (i) o ambiente brasileiro atual é bastante favorável à expansão da GDFV, o que é evidenciado pelo crescimento do mercado de GD nos últimos anos; (ii) há divergências de interesses entre as distribuidoras de energia e os consumidores/prosumidores e as empresas e associações da GD; (iii) havia seis cenários propostos pela ANEEL para GD, onde em cinco deles os benefícios dos prosumidores serão reduzidos; (iv) houve a aprovação da Lei Nº 14.300/2022 (marco regulatório) que resolveu definitivamente as divergências entre consumidores/prosumidores e as distribuidoras; (v) o sistema de GDFV do Lar para Idosos da Fundação Lar Harmonia (FLH) está funcionando satisfatoriamente, conforme planejado.

Palavras-chave: geração distribuída solar fotovoltaica; regulação; viabilidade técnico-econômica.

LUNA, Marcia Andréa Rosas. **Distributed Generation: Analysis of its Evolution in Brazil and application in a Case Study in a rest home.** 2023. Advisor: Ednildo Andrade Torres. 191 s. ill. Dissertation (Master Degree in Industrial Engineering) - Escola Politécnica, Federal University of Bahia, Salvador, 2022.

ABSTRACT

The power generation around the world is still based on large power plants located far from consumer centers. However, a new model of distributed generation (DG) is emerging in several countries, where the consumer produces his own energy (prosumer) close to the point of consumption, thus allowing greater autonomy and flexibility to users of the Brazilian electricity sector. Among the energy options for DG, solar photovoltaic (PV) stands out, this allows for a decentralized and CO₂-free generation. Brazil is located in the intertropical zone, registering high levels of solar irradiation throughout the year, compared to countries that use this technology, which makes it a favorable place for its use. Solar PV distributed generation (PVDG) has gained notoriety in Brazil and has been expanding significantly since 2012, but it has also caused divergences of interests between consumers and energy distributors. In this context, this research aimed to understand the reality of DG in Brazil and to carry out a complete case study on the implementation of a PVDG system connected to the power grid. The methods adopted were: a large bibliographic study; contextualization and analysis of information from the Brazilian DG and the regulatory framework; preparation of previous studies, specifications and actions for the implementation of the PVDG project, ranging from its energy consumption and technical-economic feasibility analysis to its commissioning and monitoring of two first years of operation. The results obtained were: (i) the effective implantation and operation of the PVDG system (installation of the order of 20 kWp for microgeneration) in a nursing home in 2019, where the system was framed under the electric energy compensation regime (net metering), where its economic and financial viability presents: a simple 4-year payback, a 4-year discounted payback; an average monthly savings generated in the electricity bill over a year of R\$ 2,074.80; (ii) The establishment of a set of recommended steps for the adequate and qualified realization of a complete project for the implementation of a PVDG system. The conclusions obtained were: (i) the current Brazilian environment is very favorable to the expansion of PVDG, which is evidenced by the growth of the DG market in recent years; (ii) there were divergences of interests between energy distributors and consumers; (iii) there were six scenarios proposed by ANEEL for DG, where in five of them, the benefits of prosumers will be reduced (iv) In 2022, Law N°. 14300/2022 (regulatory framework) was approved, which definitively resolved the differences between consumers/prosumers and distributors; (v) the PVDG system is working satisfactorily as planned and its process.

Keywords: photovoltaic solar distributed generation; regulatory framework; technical-economic feasibility; rest home.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Esquema de GD de um SFV Residencial Conectado à Rede Elétrica com <i>Net Metering</i>	26
Figura 2	Balço Energético Nacional – Ano Base 2021	31
Figura 3	Capacidade Instalada de Geração Centralizada no Brasil em 2020 e 2021	32
Figura 4	Capacidade Instalada de Geração Distribuída no Brasil 2015 – 2021	32
Figura 5	Dados da GD no Brasil entre 2013 e 2021 (09/06/2022)	39
Figura 6	Mapa do potencial de geração solar FV em termos de eficiência energética anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp*Ano no perfil de cores), admitindo uma Taxa de Desempenho de 82% (desempenho global) para Geradores FV Fixos e Distribuição de População Brasileira nas Cidades	40
Figura 7	Seis Cenários propostos pela ANEEL para o Futuro da GD no Brasil	45
Figura 8	A) Análises de Sensibilidade Regulatória Projeções de GD: 1) cinco alternativas sem tarifa binomial; 2) cinco alternativas com tarifa binomial; B) Projeção da Capacidade Instalada de GD do PDE 2029	49
Figura 9	Vista da Fachada Lateral do Prédio do Lar para Idosos FLH	59
Figura 10	Vista Aérea das Áreas Disponíveis nos Tetos dos Dois Prédios da FLH	61
Figura 11	Distribuição dos Módulos FV na face Norte Geográfico à 13° de Inclinação	66
Figura 12	Sensor de Temperatura do Módulo FV	78
Figura 13	Sensor de Irradiação Solar.	78
Figura 14	Sensor Box	78
Figura 15	Condutores de CC e Aterramento, Mangueiras com Cabeamento de Rede e Eletrocalhas	78
Figura 16	Eletrodutos com Condutores de CC e Aterramento e Mangueiras com Cabeamento de Rede	78
Figura 17	Suporte de Estrutura de Fixação dos Módulos FV	78
Figura 18	Módulos FV Apresentando Sujidades	78
Figura 19	Inversores FV sem Presença de Sujidade	78
Figura 20	Medidor Termográfico para dos Módulos FV	79
Figura 21	Inspeção Termográfica dos Módulos FV	79
Figura 22	Potências Totais nos Inversores 1(em azul) e 2(em verde) no dia 8 de agosto de 2019	81

Figura 23	Potências Totais nos Inversores 1(em azul) e 2(em verde) no dia 9 de agosto de 2019	81
Figura 24	Sombreamentos nos Arranjos FV do Lar para Idosos FLH, em novembro de 2019	84
Figura 25	Sombreamentos nos Arranjos FV do Lar para Idosos FLH de junho a julho de 2020	84
Figura 26	Vista aérea do projeto GDFV finalizado	98

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 1	Crescimento da Capacidade Instalada Mundial da GDFV por Segmento: 2007-2024	28
Tabela 2	Composição da Tarifa Federal de Energia Elétrica no Brasil	42
Tabela 3	Encargos Setoriais Atuais do SEB	43
Tabela 4	Irradiação Solar no Plano Inclinado	61
Tabela 5	Levantamento de Cargas do Lar para Idosos FLH – Prédio 1	63
Tabela 6	Total de Cargas do Lar para Idosos FLH	63
Tabela 7	Levantamento de Cargas do Lar para Idosos FLH – Prédio 2	64
Tabela 8	Configuração de Módulo Fotovoltaico	64
Tabela 9	Estimativa Mensal da Energia produzida pelo Sistema FV de 20,1 kWp	65
Tabela 10	Parâmetros Gerais para definir o Projeto GDFV de Referência	68
Tabela 11	Propostas Comerciais das 5 Empresas Integradoras	70
Tabela 12	Resumo dos Orçamentos das 5 Propostas Comerciais	70
Tabela 13	Fluxos de Caixa Anuais da Proposta Comercial da Empresa A	71
Tabela 14	Fluxos de Caixa Anuais e <i>Payback</i> Simples e Descontado (Empresa A)	72
Tabela 15	Fluxos de Caixa Anuais da Proposta Comercial da Empresa B	73
Tabela 16	Fluxos de Caixa Anuais e <i>Payback</i> Simples e Descontado (Empresa B)	73
Tabela 17	Fluxos de Caixa Anuais da Proposta Comercial da Empresa C	74
Tabela 18	Fluxos de Caixa Anuais e <i>Payback</i> Simples e Descontado (Empresa C)	75
Tabela 19	Comparação dos 3 Cenários através dos seus Índices	76
Tabela 20	Energia Real e Esperada de Setembro/2019 – agosto/2020	83
Tabela 21	Produção Real do Sistema Fotovoltaico do Lar para Idosos FLH	85
Tabela 22	Desempenho do Sistema de GDFV do Lar para Idosos FLH	86
Tabela 23	Características Elétricas do Módulo FV Axitec Modelo AC- 300M/ 156-60S	88
Tabela 24	Características Técnicas do Inversor Fronius Primo 8.2 – 1kW	89
Tabela 25	Características Técnicas do Sensor de Irradiação Solar Si-Monocristalino	90
Tabela 26	Características Técnicas do Sensor de Temperatura do Módulo	90
Tabela 27	Características Técnicas do Sensor Fronius PT 1000 IG Box	90
Tabela 28	Energia Real e Esperada no ano de 2020	93
Tabela 29	Energia Real e Esperada no ano de 2021	94
Tabela 30	Análises de 4 Períodos Anuais de Contas de Energia Elétrica do Lar para Idosos FLH	100
Tabela 31	Síntese dos resultados obtidos pelo Sistema de GDFV da FLH	102
Tabela 32	Síntese da Metodologia para Implantação de um Projeto GDFV	106
Quadro 1	Principais Leis e Regulações que envolvem a GD no Brasil	35

LISTA SIGLAS E ABREVIATURAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN – Balanço Energético Nacional
BIPV – Building-Integrated Photovoltaic
BT – Baixa Tensão
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CO₂ – Dióxido de Carbono (ou Gás Carbônico)
CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor
FIT – *Feed-in Tariffs* (Tarifa de Energia Renovável)
FLH – Fundação Lar Harmonia
FV – Fotovoltaica
GEE – Gases de Efeito Estufa
GC – Geração Concentrada
GD – Geração Distribuída
GDFV- Geração Distribuída Solar Fotovoltaica
IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)
IRENA – *International Renewable Energy Agency* (Agência Internacional de Energia Renovável)
MP – Medida Provisória
MMGD – Microgeração e Minigeração Geração Distribuída
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PERS – Programa de Energia Renovável Social
PIS – Programa de Integração Social
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
REN – Resolução Normativa
REN21 – *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (Rede da Política de Energia Renovável para o Século 21)
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SFCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica
SFIE – Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edificações
SFV – Sistemas Fotovoltaicos
TIR – Taxa Interna de Retorno
UHE – Usinas Hidrelétricas
UTE – Usinas Termoelétricas
VPL – Valor Presente Líquido

LISTA SÍMBOLOS E UNIDADES

kWh – Quilowatts-Hora
kWh/m² – Quilowatts-Hora por Metro Quadrado
kWp – Quilowatts-Pico
MW – Megawatts
nm – nanômetro
TW – Terawatts
TWh – Terawatts-Hora
W/m² – Watts por Metro Quadrado
Wp – Watts-Pico
μm – Micrômetro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVOS	19
1.1.1	Geral	19
1.1.2	Específicos	19
1.2	JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO	20
1.3	HIPÓTESES.....	20
1.4	LIMITAÇÕES DO TRABALHO	20
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	21
2	REVISÃO DA LITERATURA	22
2.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO	28
2.2	A ENERGIA ELÉTRICA E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	30
2.2.1	Cenário da energia elétrica nacional	30
2.2.2	Regulação Setorial	34
3	ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	39
3.1	ATUAL PANORAMA BRASILEIRO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	39
3.2	ENCARGOS TARIFÁRIOS E SETORIAIS NO PAGAMENTO DA CONTA DA ENERGIA ELÉTRICA 42	
3.3	REGULAÇÃO E PERSPECTIVAS FUTURAS	44
3.3.1	Alternativa 0	45
3.3.2	Alternativa 1	46
3.3.3	Alternativa 2	46
3.3.4	Alternativa 3	46
3.3.5	Alternativa 4	46
3.3.6	Alternativa 5	47
3.4	ESTUDO PARA PROPOSTA DE TARIFA BINOMIAL.....	48
3.5	PROJEÇÕES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA 2029	48
3.6	LEI Nº 14.300/2022: NOVO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	50
4	METODOLOGIA	51
4.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA DEFINIÇÃO DO SUPRIMENTO IDEAL 51	
4.2	ESPECIFICAÇÃO DO PROJETO PRELIMINAR PARA O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	51
4.2.1	Avaliação do potencial solar	52
4.2.2	Área disponibilizada para implantação do sistema de GDFV e análise do sombreamento	52
4.2.3	Dimensionamento da potência nominal do sistema de GDFV	53
4.2.4	Estimativa de energia produzida pelo sistema de GDFV	54
4.2.5	Dimensionamento da quantidade de módulos fotovoltaicos	54
4.2.6	Dimensionamento do inversor	54
4.2.7	Quantidades máxima e mínima de módulos fotovoltaicos por string	55
4.2.8	Determinação da quantidade de strings em paralelo	56
4.3	LEVANTAMENTO DE PROPOSTAS COMERCIAIS E SELEÇÃO DO PROJETO MAIS ADEQUADO JUNTO ÀS EMPRESAS.....	56

4.4	IMPLANTAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO LAR PARA IDOSOS.....	56
4.5	ELABORAÇÃO DE UM MÉTODO EM ETAPAS PARA IMPLANTAÇÃO EFICAZ DE UM PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	57
5	ESTUDO DE CASO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR EM UM LAR PARA IDOSOS	58
5.1	ESTUDO DE CASO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VIA SISTEMA FOTOVOLTAICO EM SALVADOR/BA.....	58
5.2	DESCRIÇÃO DA EDIFICAÇÃO DO LAR PARA IDOSOS FUNDAÇÃO LAR HARMONIA	58
5.2.1	Considerações iniciais	59
5.3	AVALIAÇÃO TÉCNICA INICIAL PARA DEFINIÇÕES DE PARÂMETROS DA SELEÇÃO DO PROJETO.....	60
5.3.1	Avaliação do recurso solar disponível no local do estudo	60
5.3.2	Área disponibilizada para o estudo e implantação do sistema fotovoltaico	61
5.3.3	Levantamento das cargas elétricas	62
5.3.4	Cálculo dos módulos fotovoltaicos	64
5.3.5	Cálculo da estimativa de energia a ser produzida pelo gerador fotovoltaico.....	65
5.3.6	Dimensionamento do inversor.....	66
5.3.7	Parâmetro gerais do projeto de geração distribuída fotovoltaica	67
5.4	AVALIAÇÕES DE VIABILIDADE ECONÔMICAS	68
5.5	PROCESSO DE LEVANTAMENTO E SELEÇÃO DE PROPOSTAS COMERCIAIS DE PROJETOS TÉCNICOS	69
5.5.1	Proposta comercial Empresa A.....	71
5.5.2	Proposta comercial Empresa B.....	72
5.5.3	Proposta comercial Empresa C.....	74
5.5.4	Comparativos entre as três propostas comerciais	76
5.6	ANÁLISE DOS COMPONENTES E DESEMPENHO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 77	
5.6.1	Análise dos componentes do gerador fotovoltaico.....	77
5.6.2	Medidores de irradiação e sistema de acompanhamento da geração de energia.....	80
5.6.3	Desempenho do sistema fotovoltaico	80
5.6.4	Produtividade, taxa de desempenho e fator de capacidade.	85
5.6.5	Análise do sensor de temperatura do módulo fotovoltaico	87
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	95
6.1	CONSIDERAÇÕES SOBRE A REVISÃO DA ESTRUTURA REGULATÓRIA.....	95
6.1.1	Oportunidades	96
6.1.2	Riscos.....	97
6.2	IMPLANTAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA NO LAR PARA IDOSOS	97
6.2.1	Avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico de geração distribuída	99
6.3	PROPOSTA DE MÉTODO PASSO-A-PASSO PARA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	101
6.3.1	Análise de consumo para definição da oferta ideal do sistema de geração distribuída.....	101
6.3.2	Especificação de um projeto preliminar do sistema de geração distribuída.....	102
6.3.3	Pesquisa no mercado para seleção de uma empresa para implantação do projeto efetivo do sistema de geração distribuída.....	102

6.3.4	Implantação do sistema de geração distribuída.....	103
6.3.5	Comissionamento do sistema de geração distribuída.....	103
6.3.6	Operação e manutenção do sistema de geração distribuída.....	103
6.3.7	Descomissionamento do sistema de geração distribuída.....	103
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	104
7.1	PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL	104
7.2	DESENVOLVIMENTO E DESEMPENHO DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DO LAR PARA IDOSOS	105
7.3	PROPOSTA DE MÉTODO DE IMPLANTAÇÃO PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 106	
7.4	RECOMENDAÇÕES PARA ESTUDOS FUTUROS.....	106
	REFERÊNCIAS	107
	BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR	117
	APÊNDICE A – DISTRIBUIÇÃO TERRESTRE DA RADIAÇÃO SOLAR	120
	APÊNDICE B - RADIAÇÃO SOLAR.....	123
	APÊNDICE C – IRRADIÂNCIA SOLAR	126
	APÊNDICE D – CONVERSÃO FOTOVOLTAICA	128
	APÊNDICE E – TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	134
	APÊNDICE F – PRIMEIRA GERAÇÃO DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	136
	APÊNDICE G – SEGUNDA GERAÇÃO DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	139
	APÊNDICE H – TERCEIRA GERAÇÃO DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	144
	APÊNDICE I – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA.....	147
	APÊNDICE J – POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO EM SALVADOR/BA.....	149
	APÊNDICE K – MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	150
	APÊNDICE L – EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	152
	APÊNDICE M – EFEITO DA IRRADIÂNCIA	153
	APÊNDICE N – EFEITO DA TEMPERATURA	154
	APÊNDICE O – EFEITO DO SOMBREAMENTO	158
	APÊNDICE P – INVERSORES	161
	APÊNDICE Q – GRÁFICOS DOS PAYBACKS SIMPLES E DESCONTADO DO PROJETO GD ESCOLHIDO	162
	APÊNDICE R – EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE GDFV DA FLH (MANUAL DO FRONIUS)	163
	APÊNDICE S – GRÁFICOS PRODUZIDOS PELO DATALOGGER FRONIUS SOLAR WEB.	164
	APÊNDICE T – TABELAS DE DESVIOS ENTRE ENERGIA PREVISTA E PRODUZIDA: SET/2019 - AGO/2020	170
	APÊNDICE U – PRODUÇÃO REAL, PRODUÇÃO ESPERADA E VARIÁVEIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	173
	APÊNDICE V – TABELA DAS VARIÁVEIS.....	176
	APÊNDICE X – PRODUÇÃO ACADÊMICA	177
	ANEXO A – LEI Nº 14.300/2022: MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	178
	ANEXO B – RELATÓRIO FOTOVOLTAICO PRODUZIDO PELO APLICATIVO DA PREFEITURA MUNICIPAL DE SALVADOR/BA.....	191

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial se diversificou muito nos últimos anos com a expansão das energias renováveis. Porém, ainda há predominância de combustíveis não renováveis. Devido ao crescimento populacional e ao desenvolvimento tecnológico e industrial, está previsto um aumento da demanda por eletricidade no Brasil (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a, 2020b) e no mundo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

Em decorrência dos atuais desafios globais voltados para a sustentabilidade (redução das emissões de CO₂, aquecimento global, mudanças climáticas, entre outros) e das regulações ambientais, torna-se necessária uma busca por fontes energéticas alternativas e por novas formas de geração de energia elétrica que sejam mais sustentáveis.

Dentre as fontes renováveis de energia, a energia solar se destaca por permitir uma geração elétrica mais limpa e descentralizada. A energia solar apresenta duas possibilidades para geração de energia elétrica: a heliotérmica e a fotovoltaica (FV) (VANEK; ALBRIGHT; ANGENENT, 2012). As tecnologias heliotérmicas funcionam por concentração térmica e, de forma geral, apresentam custos elevados para sua implantação. Já as tecnologias FV apresentam menores custos de implantação e são comercialmente predominantes no mundo.

Os setores elétricos em todo o mundo estão enfrentando o avanço rápido e dinâmico de uma nova realidade. O paradigma da geração elétrica no mundo ainda é baseado na *geração centralizada* (¹GC), realizada por meio de grandes usinas localizadas longe dos centros consumidores urbanos e das grandes indústrias. Todavia, um novo modelo de geração elétrica descentralizada está surgindo e crescendo rapidamente em vários países.

Essa revolução em andamento e as novidades regulatórias necessárias e indispensáveis para viabilizar comercialmente novos modelos de negócios vêm se tornando realidade em muitos países, inclusive no Brasil. Essa modalidade de geração descentralizada, onde o próprio consumidor gera sua própria energia perto do ponto de consumo, é chamada de *geração distribuída*² (GD) e o consumidor se transforma em um “prosumidor”: um consumidor que é

¹*Geração centralizada* é a forma mais usual de produção de energia elétrica, onde usinas geradoras produzem eletricidade em grande escala. Normalmente, tais usinas ficam distantes dos centros consumidores e essa energia precisa de uma grande infraestrutura de torres e linhas de transmissão para transportar e distribuir a eletricidade até os consumidores.

²De acordo com a ANEEL (2012), a *geração distribuída* é a geração elétrica feita junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Dentre as tecnologias existentes para GD, a que mais tem se destacado atualmente é a solar FV.

simultaneamente produtor de energia elétrica. Desta forma, esse modelo permite uma maior autonomia e flexibilidade aos usuários do setor elétrico.

No Brasil, a GD notabilizou-se nos últimos anos, onde se podem destacar quatro tecnologias: solar FV, eólica, termelétrica e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Dentre essas tecnologias, a solar FV é a predominante e tem a vantagem de não emitir gases de efeito estufa (GEE) na produção de eletricidade. As emissões de GEE referentes à tecnologia FV, em termos de análise de ciclo de vida, ficam restritas as etapas de produção dos módulos, inversores e demais componentes. Ao findar a vida útil dos equipamentos, também pode haver alguma emissão de GEE oriundas dos processos de reciclagem.

Um crescimento exponencial do número de prosumidores tem ocorrido a partir de 2012 devido aos seguintes fatores: (i) evolução da regulação; (ii) redução significativa e contínua do custo dos equipamentos de GD; (iii) aumento contínuo das tarifas reguladas da energia elétrica; (iv) popularização e desenvolvimento de novos modelos de negócio originados desse novo mercado de GD. Todavia, a expansão da GD também gera divergência de interesses entre consumidores/prosumidores e as empresas distribuidoras de energia.

Nesse contexto atual, relevante e dinâmico da GD no Brasil, este trabalho se caracteriza como um estudo de caso, que identificou e verificou todas as etapas a serem seguidas para a realização de um projeto de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) adequado, qualificado e bem sucedido para transformar os “consumidores” de eletricidade em “prosumidores”.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Geral

Desenvolver e implantar um projeto para operação de GD de energia elétrica via tecnologia solar FV conectado à rede elétrica (*on-grid*), simultaneamente ao estudo e análise da GD no contexto brasileiro, de modo a transformar um determinado consumidor de eletricidade em um prosumidor.

1.1.2 Específicos

- a) Compreender e avaliar a relevante evolução da GD no dinâmico contexto brasileiro;
- b) Dimensionar a possibilidade de implantação e a operação de um sistema de GDFV conectado à rede elétrica;

- c) Propor uma metodologia para a implantação eficiente de sistemas de GDFV conectados à rede elétrica.

1.2 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

A GD ganhou grande destaque e relevância estratégica no setor energético nacional nos últimos dez anos, pois pessoas físicas e jurídicas passaram a dispor de uma alternativa própria de geração elétrica em suas instalações prediais, residenciais e comerciais. Considerando isto, um estudo de caso sobre o processo de implantação e funcionamento de um sistema de GDFV em um empreendimento sem fins lucrativos e de relevante função social pode contribuir para a compreensão da GD no Brasil e ser uma referência para estudos e projetos futuros.

1.3 HIPÓTESES

- (i) A GD no Brasil é uma experiência bem sucedida e tem um significativo potencial de expansão a ser explorado;
- (ii) As regulações nacionais atuais são funcionais, mas devem ser aprimoradas;
- (iii) Existem divergências de interesses entre as empresas distribuidoras de energia e os consumidores/prosumidores, as empresas de sistemas de GDFV e as associações atuantes na GD;
- (iv) A realização de um estudo de caso completo pode permitir a identificação de etapas e pré-requisitos da implantação de sistemas de GDFV e, conseqüentemente, a elaboração de um método eficaz para a sua implantação.

1.4 LIMITAÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho se baseou nas regulações nacionais vigentes da GD definidas pelas Resoluções Normativas Nº 482/2012 e Nº 687/2015 e nas propostas de revisão que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresentou e defendeu de 2019 até 2021. Todavia, o Congresso Nacional e o Poder Executivo aprovaram a criação do marco regulatório para a GD: a Lei Nº 14.300/2022 (ANEXO A), sancionada em 4 de janeiro de 2022, que tem impacto nos projetos futuros do setor de GD, a partir de 6 de janeiro de 2023, pois há uma gradativa

transferência de taxas e encargos setoriais a partir dessa data. Assim, não haverá impacto na rentabilidade do sistema de GDFV da Fundação Lar Harmonia (FLH).

Observou-se que, durante a realização deste trabalho, houve um atraso de três anos em relação à liberação dos recursos financeiros para a realização da contratação e posterior implantação do sistema de GDFV no Lar para Idosos FLH.

Não houve estudo ou análise comparativa do caso da FLH com outros casos de edificações equivalentes, o que acrescentaria complexidades inviabilizadoras, uma vez que: (i) não existe base de dados pública da Neoenergia COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia) a respeito de empreendimentos de GDFV; (ii) as diversas empresas integradoras de GD atuantes no mercado concorrem entre si e não compartilham informações; (iii) haveria a necessidade de acompanhamento de duas ou mais obras de engenharia simultaneamente e desde seu início.

Houve impacto significativo decorrente da pandemia de COVID-19, provocando mudanças no perfil de consumo de eletricidade na FLH. Tais fatores limitaram e prejudicaram o andamento previsto inicialmente para este trabalho, por serem situações atípicas.

Não foram levados em consideração os prováveis avanços tecnológicos para a geração FV, que podem impactar significativamente na produtividade da geração elétrica ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto GDFV.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O *primeiro capítulo* apresenta uma introdução ao tema, o detalhamento dos objetivos do estudo, as limitações da investigação e a justificativa para a sua realização. O *segundo capítulo* corresponde à fundamentação teórica, através de uma revisão de literatura, incluindo pesquisadores, órgãos oficiais e assuntos pertinentes ao campo proposto. O *terceiro capítulo* descreve a metodologia adotada no desenvolvimento deste trabalho. O *quarto capítulo* apresenta uma análise da GD no Brasil e suas perspectivas. O *quinto capítulo* mostra um estudo de caso da implantação e a operação de um sistema de GDFV na FLH, localizado na cidade de Salvador/BA. O *sexto capítulo* expõe os resultados obtidos e apresenta as respectivas discussões. Por fim, o *sétimo capítulo* apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

A matriz energética mundial é composta por várias fontes primárias, dentre as quais se destacam o petróleo, o gás natural, o carvão mineral, o urânio, as energias hidráulica, solar e eólica e da biomassa. Nessa diversidade de fontes energéticas, o consumo dos combustíveis fósseis ainda prevalece sobre outras fontes de energia menos poluentes e mais sustentáveis. Entretanto, um novo ciclo energético, baseado em fontes menos nocivas ao meio ambiente, vem se desenvolvendo rapidamente para ajudar a minimizar problemas, a saber: (i) as limitações de transporte, armazenamento e de reservas das fontes energéticas de origem fóssil, principalmente o petróleo; (ii) a constante preocupação ambiental com o aumento das emissões de GEE; (iii) o aquecimento global e as mudanças climáticas; e (iv) os desafios no avanço de pesquisas na área de tecnologias em energias renováveis.

Fatores como as mudanças climáticas resultantes do aquecimento global, as repercussões dos acordos internacionais (a exemplo do *Acordo de Paris*, aprovado por vários países em 2015, e a *Agenda 2030*) e o incentivo ao uso de energias renováveis, aceleraram a transição energética global de uma economia ainda baseada em combustíveis fósseis para as energias renováveis. Nesse contexto, a GD surge como uma tecnologia potencialmente disruptiva, que também utiliza as fontes renováveis de energia. Segundo Nascimento (2017), dentre as tecnologias existentes para GD, a que mais tem se destacado é a solar FV.

Segundo Bühler, Santos e Gabe (2018), as tecnologias FV são as mais difundidas, sendo classificadas em três grupos conforme sua tecnologia de geração. A primeira geração tecnológica utiliza o silício cristalino nos painéis solares FV e é a mais comumente aplicada (HONSBURG; BOWDEN, 2017; KUMAR; KUMAR, 2017; SMITH *et al.*, 2016). A segunda geração é conhecida como “filmes finos”, pois utiliza materiais aproximadamente 100 vezes mais finos do que as lâminas de silício cristalino (LASNIER; ANG, 1990; VIRTUANI; STREPPARAVA, 2017; GREEN *et al.*, 2017). A terceira geração utiliza materiais orgânicos como pequenas moléculas em células solares orgânicas ou sensibilizadas por corantes (OGBOMO *et al.*, 2017; SZOSTAK *et al.*; 2017; TOSHNIWAL; KHERAJ, 2017).

De acordo com o *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21* (2017), o uso da tecnologia solar FV, tanto para GC quanto para GD, está em rápida expansão no mundo. Segundo informações de Castro e Dantas (2018a), Garcez (2017) e Rütther (2004), dentre as energias renováveis que vêm apresentando um efetivo crescimento mundial nas últimas décadas destaca-se a energia solar FV, por possibilitar a geração de energia elétrica de forma distribuída. Ademais, ela não necessita de extensas linhas de transmissão e distribuição,

por ser tratar de uma fonte silenciosa, que possibilita a instalação de sistemas de diferentes potências, e ainda por integrar-se às edificações no meio urbano, sem necessitar de áreas extras para sua instalação.

A queda contínua dos custos gerais de geração de energia FV pode ser uma ferramenta poderosa para os países desenvolvidos reforçarem suas redes elétricas e para os países em desenvolvimento oferecerem à população acesso à energia elétrica a um preço justo e sustentável (CAMILO *et al.*, 2017). O setor de eletricidade, praticamente em todo o mundo, também está enfrentando o avanço rápido e dinâmico de uma nova realidade. A revolução tecnológica em andamento e as novidades regulatórias necessárias e indispensáveis para viabilizar comercialmente novos modelos de negócios já se tornaram uma realidade.

De acordo com Montoya-Bueno, Muñoz-Hernández e Contreras (2016), os sistemas de energia elétrica estão mudando de centralizados para sistemas de GD. Tradicionalmente, a GD tem sido usada para produzir energia perto da demanda e em áreas isoladas (ilhas, clientes rurais, entre outros), mas o crescimento das novas tecnologias renováveis e a descentralização na produção tem causado um aumento de sua importância.

Ainda segundo Montoya-Bueno, Muñoz-Hernández e Contreras (2016), o aumento do uso da GD também tem outras causas, tais como as vantagens relacionadas aos benefícios técnicos, econômicos e ambientais proporcionados por esse tipo de produção de energia. Uma vez que as empresas de distribuição devem atender à demanda dos clientes finais, elas devem atuar para garantir o abastecimento de eletricidade. Com isto, a GD é uma alternativa em relação aos investimentos na ampliação da rede de distribuição, com substituição e adição de alimentadores, reforço de subestações existentes e construção de novas subestações, instalação de novos transformadores e novos geradores, ou qualquer combinação deles, conforme se pode constatar na argumentação de Trigos e colaboradores (2010, p. 127):

A geração distribuída constitui um novo modelo de geração/distribuição alternativo ou complementar ao clássico sistema centralizado de suprimento de energia elétrica. Sua principal característica consiste em que a geração de energia é realizada no ponto de consumo final ou próximo deste. Dentro do grande leque de tecnologias que possibilitam a realização deste modelo, a tecnologia fotovoltaica apresenta características intrínsecas de geração distribuída. Isso acontece tanto nas aplicações na área rural como nos centros urbanos.

Segundo Ackermann, Andersson e Söder (2001), existem vários termos e definições usados em relação à GD. Alguns países baseiam-se no nível de tensão para defini-la; outros analisam se a instalação e a operação das unidades de geração de eletricidade estão diretamente

ligadas à rede de distribuição ou ao consumidor. Nesses casos, a potência instalada não é considerada como relevante.

Em geral, a GD pode ser definida como a geração de energia elétrica dentro das redes de distribuição ou do lado do cliente da rede. A GD contempla: cogeneradores; geradores que usam como fonte de energia os resíduos combustíveis de processo; geradores de emergência; geradores para operação no horário-de-ponta; painéis FV; pequenos aerogeradores; pequenas usinas hidrelétricas (PCH); entre outros. A definição de GD abrange, ainda, equipamentos de medição, controle e comando que permitem a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para adaptação da oferta/demanda de energia.

De acordo com Vichi e Mansor (2009), o Sol é caracterizado como a fonte primária mais abundante de energia para o nosso planeta. Esses pesquisadores discutem que, com exceção da energia de fissão nuclear, todas as outras fontes de energia, sendo ela renovável ou não, são somente diferentes formas de energia solar, visto que todas elas necessitam da energia radiante do Sol para existir.

Segundo Martins, Pereira e Echer (2004), o conhecimento sobre a radiação solar incidente na Terra tem importância fundamental em muitas atividades humanas, tais como a agricultura, a arquitetura e o planejamento energético. Além disto, a radiação solar constitui uma alternativa limpa e renovável para a geração de energia (MÖLLER, 1993; GUECHI; CHEGAAR, 2007) (APÊNDICES A, B e C).

Conforme Fahrenbruch e Bube (1983) e Castro (2002), a energia solar FV é obtida via conversão direta da luz em eletricidade, denominada de *efeito fotovoltaico* e é realizada pelos dispositivos FV (APÊNDICE D). Tal efeito foi originalmente relatado pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839, como sendo o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor. Esse fenômeno ocorre nas células FV, que são constituídas de material semicondutor (principalmente o silício), e sofrem um processo chamado de “dopagem” para aumentar a eficiência da geração de energia elétrica.

Segundo Lamberts e colaboradores (2010) e Villalva e Gazoli (2013), a conversão da energia solar em eletricidade ocorre de modo silencioso, sem emissão de gases, não necessitando de operador para o sistema. Apenas a componente luminosa da energia solar (fótons) é útil para a conversão FV. A componente térmica (radiação infravermelha) é utilizada em outras aplicações, como o aquecimento de água ou a geração de energia elétrica por meio de sistemas termosolares com concentradores.

O desenvolvimento da tecnologia FV foi impulsionado na década de 1960, inicialmente por empresas do setor de telecomunicações que buscavam fontes de energia para sistemas

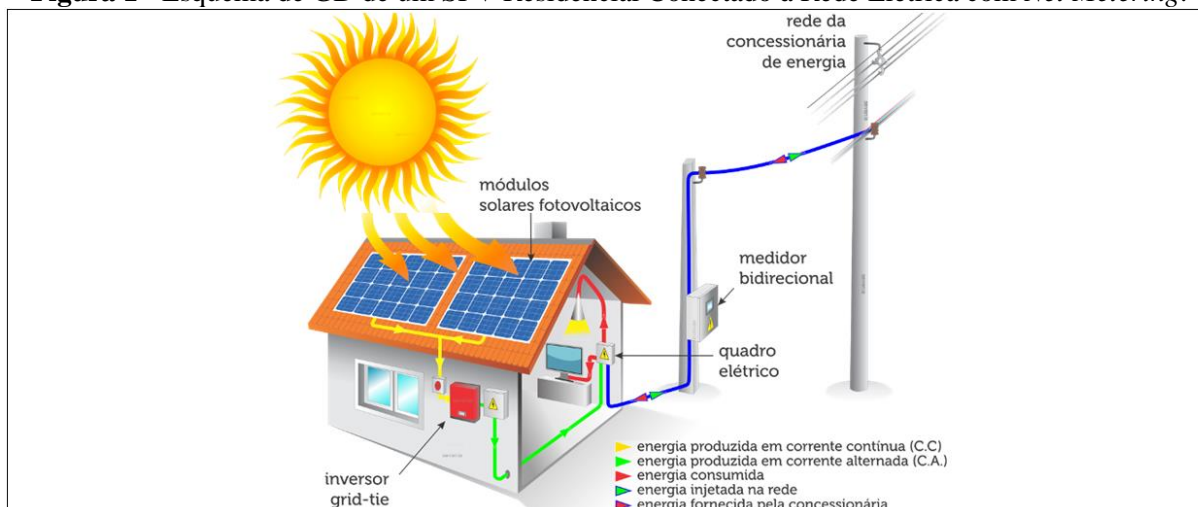
instalados em localidades remotas e também durante a corrida espacial entre Estados Unidos e a União Soviética. Em seguida, com a crise mundial de energia elétrica, ocorrida entre os anos de 1973 e 1974, a preocupação em estudar novas formas de produção de energia elétrica fez com que o uso das células FV não ficasse restrito somente aos programas espaciais, mas que também houvesse aplicação comum no meio terrestre para suprir o fornecimento de energia (APÊNDICES E, F, G e H). Um dos fatores que impossibilitou, inicialmente, a utilização dessa fonte de conversão de energia, em larga escala, foi o alto custo das células FV (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2004).

O uso da tecnologia solar FV para GD constitui um modelo de geração e distribuição alternativo e/ou complementar ao clássico sistema centralizado de suprimento de energia elétrica. É nesse contexto que a GD pode ser inserida como uma tecnologia de geração local de energia elétrica nos centros urbanos, por meio dos sistemas FV conectados à rede elétrica (SFCR).

O SFCR (Figura 1) é uma forma de geração que complementa o sistema elétrico ao qual está conectado, dispensando o uso de baterias e controladores de carga, uma vez que o excedente de energia é injetado diretamente na rede, utilizando o sistema de compensação de energia³ (*Net Metering*). Os sistemas FV (SFV) podem ser classificados como: (i) isolados; e (ii) conectados à rede elétrica. Nos dois casos, eles podem operar a partir apenas de fonte FV ou combinados com uma ou mais fontes de energia, quando são chamados de sistemas híbridos. A utilização de cada um desses sistemas depende da aplicação e/ou da disponibilidade dos recursos energéticos. Cada um deles pode ser de complexidade variável, dependendo da aplicação e das restrições específicas de cada projeto técnico (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2014).

³ O *Net Metering* (Sistema de Compensação de Energia Elétrica), segundo a ANEEL, é um procedimento no qual um consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores em sua unidade consumidora (como, por exemplo, painéis solares fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas) e a energia gerada é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura dos meses subsequentes (SANTOS, 2015).

Figura 1 - Esquema de GD de um SFV Residencial Conectado à Rede Elétrica com *Net Metering*.



Os sistemas *off-grid* são sistemas isolados e autônomos de geração de energia solar que utilizam baterias conectadas e servem como dispositivos de armazenamento de energia. Trata-se de um sistema composto por módulos FV, cabos, estrutura de suporte, inversor, controlador de carga e bateria. Nele, o controlador de carga evita o excesso de carga energética nas baterias, o banco de baterias armazena a energia excedente e o inversor converte a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) (PEREIRA, 2019).

Caldas e Moisés (2016) relatam que o SFV *off-grid* é aquele em que a energia é produzida e o excedente precisa ser armazenado via baterias. Esse tipo de geração ocorre em locais remotos ou de difícil acesso e são necessários pelo fato de estarem distantes da ligação direta com a rede da concessionária. Dessa forma, na ausência de energia elétrica, o abastecimento passa a ser realizado pelo banco de baterias.

Os sistemas *on-grid* são aqueles conectados à rede elétrica de distribuição, sendo compostos por módulos FV, cabos, estrutura de suporte e inversor. O inversor converte a CC em CA e sincroniza o SFV com a rede pública de energia elétrica. Nesse sistema, o excedente de energia produzida pelo sistema é enviado à rede de distribuição. Dessa forma, o medidor bidirecional gira no sentido contrário e o excedente da geração é convertido em créditos para o consumidor. O sistema *on-grid* torna-se mais viável para consumidores que vivem próximos à rede de distribuição de energia.

A opção pelos sistemas de GD faz com que os SFV apresentem vários benefícios para as concessionárias. Isto por conta da adição de energia à rede, redução das perdas em transmissão, redução dos custos, menor tempo de implantação e, principalmente, pela postergação dos custos

de expansão, já que o SFV pode estar instalado e dar suporte de capacidade a um alimentador considerado crítico para o sistema (JARDIM, 2007).

Os SFCR (APÊNDICE I) são aqueles em que a potência produzida pelo gerador FV é entregue diretamente à rede elétrica. Portanto torna-se indispensável o uso de um inversor que satisfaça às exigências de qualidade e de segurança, para que não comprometa a qualidade do sistema elétrico. Esses sistemas dispensam o uso de armazenamento via baterias, pois a energia produzida pode ser consumida diretamente pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica, para ser consumida pelas unidades conectadas ao sistema de distribuição elétrica. (NOTTON; LAZAROV; STOYANOV, 2010)

Segundo Avril et al. (2012), tem havido incentivos tecnológicos, pesquisa e desenvolvimento (P&D) com foco em instalações FV, que visam promover a energia solar e estimular o mercado. Adicionalmente, têm ocorrido incentivos de mercado, tais como: (i) ⁴*Feed-in Tariffs* (FIT); (ii) estratégias direcionadas ao preço para garantir um preço fixo; (iii) subsídios de investimento destinados a impulsionar a demanda por SFV; (iv) empréstimos a juros baixos destinados a aumentar a capacidade de energia solar; (v) redução de impostos; (vi) certificados verdes negociáveis, onde uma série de certificados é liberada e o seu preço é derivado de acordo com a oferta e a demanda.

As informações apresentadas por Castro e Dantas (2017; 2018a), Ferreira e colaboradores (2018) e Silva e colaboradores (2019) confirmam a disseminação da GD no Brasil e em vários países com diferentes níveis de desenvolvimento. Na atualidade, a GD tem sido objeto de análise econômica e regulatória internacionalmente e no Brasil. Trata-se de determinar os parâmetros para fixação das tarifas que devem ser cobradas pelo uso da rede de distribuição de energia elétrica dos consumidores que instalam a GD (prosumidores).

Ferreira e colaboradores (2018) e Camilo e colaboradores (2017) comentam que a crescente integração de fontes de energias renováveis distribuídas, via SFV, requer esquemas regulatórios adequados para alcançar a sustentabilidade econômica. Segundo Amaral e colaboradores (2016), os esforços da GD são uma tendência mundial. O Brasil, embora ainda esteja atrasado nesse processo, tem mudado sua regulação e acompanhado as transformações internacionais.

⁴ O sistema de Tarifas *Feed-in* consiste no pagamento de tarifas mais vantajosa para as centrais geradoras que usam fontes renováveis, quando comparativamente com as fontes de energia convencionais, por um período de 10 a 20 anos. Isto viabiliza a implantação desses empreendimentos, que têm custos iniciais mais elevados (SANTOS, 2015).

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO

De acordo com a International Renewable Energy Agency – IRENA (2022), a capacidade instalada solar FV total em 2021 era de 843.086 MW, sendo as regiões com maior capacidade instalada: a Ásia, com 484.930 MW (57,51%); a Europa com 183.556 MW (21,77%); e a América do Norte com 104.369 MW (12,37%). A América do Sul tinha 19.541 MW (2,31%), com 13.055 MW (1,54%) localizados no Brasil. Com o contínuo crescimento global da capacidade instalada na última década, a energia FV teve redução nos custos de implantação e aumento da competitividade em relação a outras energias renováveis.

Segundo dados da International Energy Agency – IEA (2020), essa redução de custos refletiu significativamente no crescimento da GD mundial nos últimos anos (Tabela 1) e se prevê que aumente a capacidade instalada global de energia solar FV (comercial, industrial e residencial) de 208 GW, em 2018, para 520 GW, em 2024. Os sistemas comerciais e industriais são o segmento de maior crescimento porque, geralmente, são mais baratos e têm um perfil de carga relativamente estável durante o dia, o que pode permitir maiores economias nas contas de eletricidade, dependendo da política tarifária em vigor. Dentre as tecnologias renováveis, o potencial de crescimento é mais alto para a GDFV porque a sua adoção pelos consumidores pode ser muito rápida, em decorrência de sua atratividade econômica.

Tabela 1 - Crescimento da Capacidade Instalada Mundial da GDFV por Segmento: 2007-2024.

Crescimento da capacidade FV distribuída global por segmento: 2007 – 2024				
	Estimativas			
Período	2007 - 2012	2012 - 2018	2019 - 2024	2019 – 2024 (Caso Acelerado)
Off grid	1 GW	3 GW	5 GW	7 GW
Residencial	19 GW	36 GW	85 GW	114 GW
Comercial-Industrial	44 GW	103 GW	227 GW	285 GW
TOTAL	64 GW	142 GW	227 GW	317 GW

Fonte: Baseado nas informações da IEA (2020).

Moosavian e colaboradores (2013) relataram que o crescimento da GDFV na Austrália, no Canadá, China, Japão, França, Alemanha e Estados Unidos ocorreu a partir de políticas públicas para o seu crescimento. As políticas adotadas em cada país, tais como FIT, carteira de energias renováveis padrão, créditos fiscais ao investimento, leis de preços, incentivos à produção, necessidades de quotas e sistemas de negociação, tiveram como objetivos principais a redução dos impactos ambientais do setor de energia, a redução da dependência de combustíveis fósseis e o incentivo ao desenvolvimento industrial.

A IEA apresenta os esquemas da remuneração da GDFV em cinco categorias principais:

(i) *buy-all, sell-all* (comprar tudo, vender tudo); (ii) *net metering* (medição líquida); (iii)

autoconsumo em tempo real a preço de atacado; (iv) autoconsumo em tempo real a preço baseado em valor (geralmente entre o preço de atacado e varejo), pelo qual as concessionárias ou os reguladores estimam o valor da geração FV, com base em expansões de capacidade de geração evitadas, gastos com combustível e quaisquer custos adicionais, e sobre os benefícios para o sistema ou a sociedade, tais como custos de integração da rede, valor de redução de CO₂, créditos de capacidade, entre outros; (v) autoconsumo em tempo real com remuneração zero. O Brasil atualmente usa *net metering*, conforme texto da IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

O uso desses esquemas para aumentar a implantação de FV distribuída varia por segmento e região. Mais de 80% do crescimento residencial durante 2019-2024 virá de esquemas *buy-all*, *sell-all* ou *net metering*, principalmente nos Estados Unidos e na China. Por outro lado, o principal impulsionador do crescimento comercial é o autoconsumo em tempo real, em grande parte devido à boa correspondência entre a demanda de eletricidade e o pico de produção FV ao meio-dia.

As tarifas baseadas em valor cobrem 30% do crescimento de FV distribuída até 2024, especialmente impulsionado por sistemas comerciais na Europa e sistemas residenciais na Austrália. A maioria dos estados dos EUA, alguns países da Europa e mercados relativamente nascentes, como América Latina e Caribe, Índia e economias da Associação das Nações do Sudeste Asiático (ASEAN), ainda estão implementando esquemas de medição líquida que remuneram o excesso de geração com tarifas de varejo.

A capacidade FV residencial se expande de 58 GW em 2018 para 143 GW em 2024, e as adições anuais de capacidade devem mais do que triplicar, passando para mais de 20 GW até 2024. O crescimento FV residencial da China deve acelerar substancialmente em comparação com os seis anos anteriores. Como resultado, o país registra a maior capacidade solar FV instalada do mundo até 2024, graças aos FITs do modelo *buy-all*, *sell all*, superando a União Europeia, os Estados Unidos e o Japão.

Os Estados Unidos são o segundo com maior mercado de crescimento depois da China, com expansão impulsionada por incentivos fiscais federais e esquemas de medição líquida anual em muitos estados. Além disso, o novo mandato da Califórnia exigindo painéis FV em novas casas e edifícios de até três andares após 2020 contribui para o crescimento.

Austrália e Japão lideram a implantação da Ásia-Pacífico, enquanto o crescimento continua a ser limitado na Índia e outros países emergentes e em desenvolvimento devido a incentivos políticos mínimos, a ausência de regulamentações (ou sua implementação inadequada) e baixas tarifas de eletricidade residencial com subsídio cruzado, tornando a economia não atraente. Na América Latina, a expansão residencial deve acelerar devido às novas políticas de medição líquida e autoconsumo no Brasil, Chile e Argentina. A capacidade solar FV comercial e industrial deve se expandir de 150 GW em 2018 para 377 GW em 2024, com acréscimos de capacidade anuais aumentando em 50% para 44 GW em 2024. A China continua sendo o maior mercado em crescimento, mas ao contrário do segmento residencial, a expansão na região Ásia-Pacífico é maior do que na Europa e América do Norte, principalmente devido a fortes incentivos de política no Japão, Coreia e Índia.

Na União Europeia, o crescimento FV comercial na previsão do caso principal acelera em comparação com o período de seis anos anterior, graças não só à implantação sustentada na Alemanha, mas também aos mercados de crescimento emergentes, como França, Holanda e Espanha, como resultado da melhoria dos ambientes de política.

As perspectivas para a difusão da GD em escala global são muito positivas e irreversíveis. A crescente demanda por energia elétrica e o limitado capital investido para fornecer esse poder está forçando países como o Brasil a buscar novas alternativas para a geração de energia elétrica (SILVEIRA; TUNA; LAMAS, 2013). Os formuladores de políticas estão buscando cada vez mais soluções baseadas em evidências para enfrentar os desafios contemporâneos dos serviços de energia, com baixa emissão de carbono e sustentáveis. Uma das tendências emergentes são políticas e regulamentações que incentivam a geração de eletricidade da GD (GARCEZ, 2017a).

2.2 A ENERGIA ELÉTRICA E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Esta seção apresenta-se em duas partes, a saber: energia elétrica nacional e regulação.

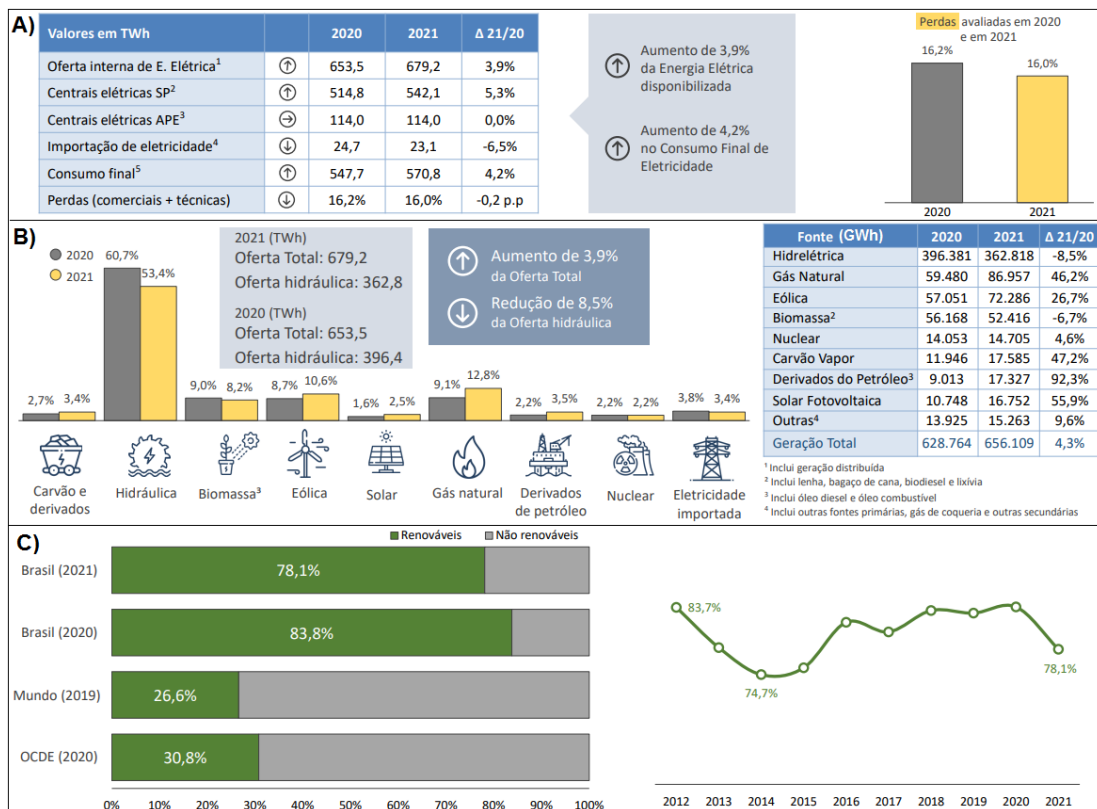
2.2.1 Cenário da energia elétrica nacional

A busca pela diversificação da matriz energética brasileira tem se tornado cada vez mais necessária, sendo motivada pelo atual panorama energético de diminuição das chuvas e da consequente redução da energia elétrica gerada pelas usinas hidrelétricas (UHE), que ainda são a base principal de geração do Brasil. A escassez das chuvas obriga o acionamento das usinas termoelétricas (UTE), o que aumenta significativamente o preço da energia e a emissão de GEE. Dessa forma, a possibilidade de exploração dos novos recursos renováveis (Sol, ventos, biomassa, entre outros) viabiliza maior diversificação, flexibilidade, segurança e sustentabilidade para a matriz elétrica brasileira.

A expansão das fontes eólica e solar na matriz elétrica brasileira tem implicações de risco para a segurança energética devido à variabilidade e imprevisibilidade. No entanto, o uso conjunto em larga escala da energia eólica e solar reduz a variabilidade; além disso, outras ações e tecnologias podem ser adotadas ao longo do tempo para solucionar ou minimizar esses problemas. Diante disso, as buscas por novas fontes alternativas de energia são estratégicas para o país.

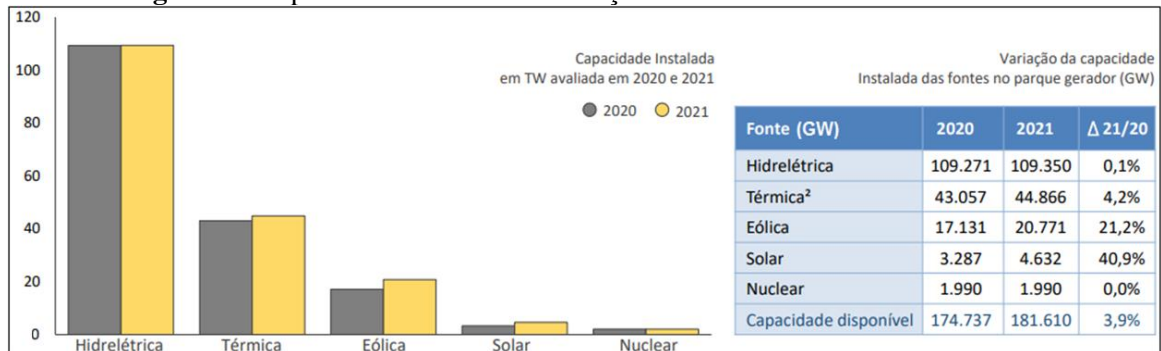
Segundo o Balanço Energético Nacional – BEN (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022a), o Brasil atingiu uma capacidade instalada de 181,6 TW e houve aumentos de consumo e de oferta interna de eletricidade em 2021 (Figura 2-A). Adicionalmente, a matriz elétrica brasileira apresentou mudanças em função da escassez hídrica (escassez de chuvas), havendo redução do nível dos reservatórios das principais hidrelétricas do país e a redução da oferta de hidroeletricidade (Figura 2-B). Essa queda foi compensada pelo aumento da oferta de outras fontes, como o carvão vapor (+47,2%), gás natural (+46,2%), eólica (+26,7%) e energia solar FV (+55,9%). Isso acarretou uma queda na proporção de energias renováveis da matriz elétrica nacional, mas mesmo assim o Brasil continua se destacando em termos mundiais (Figura 2-C).

Figura 2 - Balanço Energético Nacional – Ano-base 2021.

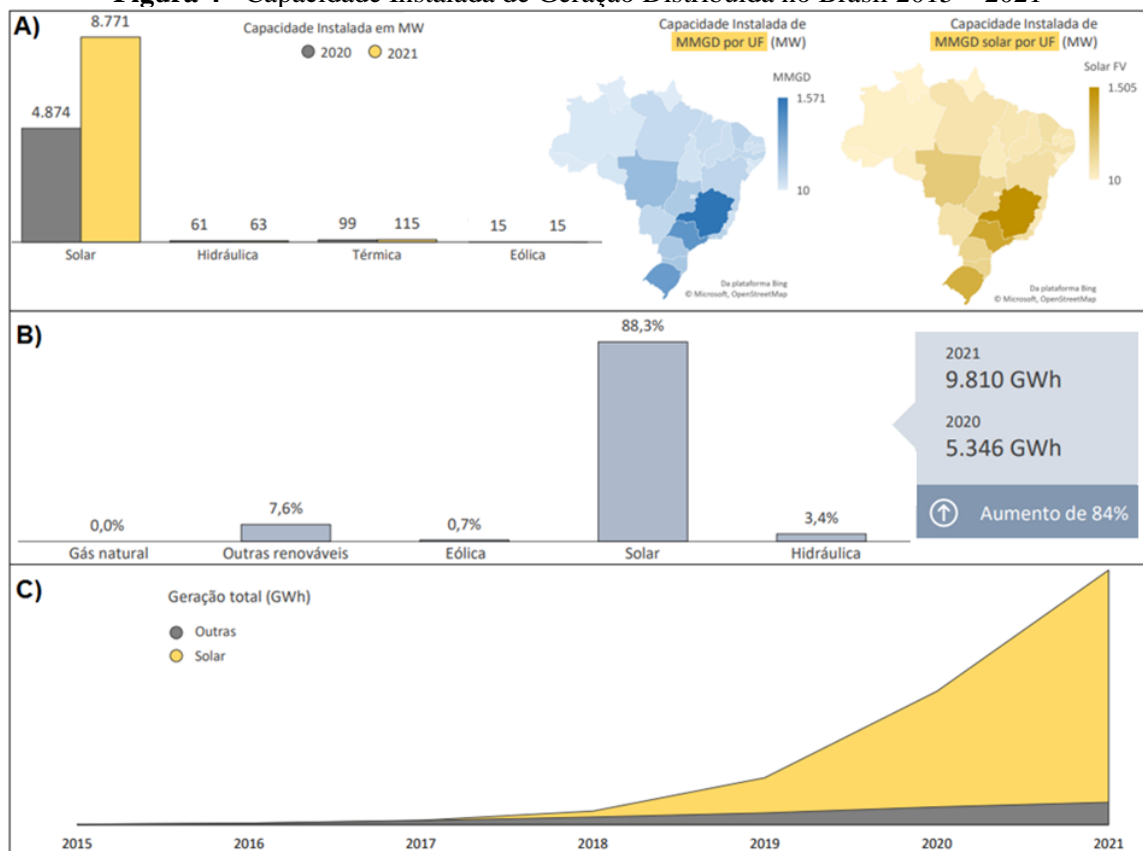


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2022a).

Em 2021, de acordo com BEN (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022a), o Brasil atingiu uma capacidade instalada de GC de 181.610 GW (Figura 3) e de GD de 8.771 MW (Figura 4-A). A microgeração e a minigeração distribuída (MMGD) apresentaram aumento de 84% em relação a 2020 (Figura 4-B), sendo que a geração solar FV cresceu muito mais que todas as demais fontes (Figura 4-C). O adicional de capacidade instalada de MMGD se concentrou na região Centro-Sul do País.

Figura 3 - Capacidade Instalada de Geração Centralizada no Brasil em 2020 e 2021.

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2022a).

Figura 4 - Capacidade Instalada de Geração Distribuída no Brasil 2015 – 2021

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2022a).

O crescente interesse na GD por fontes alternativas de energia, em particular a solar FV, é voltado para uma matriz energética mais limpa e descentralizada, de forma a torná-la independente dos preços dos combustíveis fósseis e da sazonalidade das chuvas que, em decorrência da diminuição dos reservatórios nas UHE, tornaram-se diretamente relacionadas ao preço da energia a ser paga pelo consumidor final. Com isso, nos países onde o crescimento da GD é significativo, pode-se verificar o apoio governamental em forma de incentivos fiscais, alinhado a uma regulamentação atualizada e clara, o que diminui os entraves do sistema de GD à conexão com a rede elétrica.

O Brasil possui ótimo potencial solar para geração de energia elétrica quando comparado com países que já possuem a energia solar FV inserida de forma consistente em sua matriz energética. Em qualquer região do território brasileiro são registrados valores entre 1500 kWh/m² e 2500 kWh/m², destacando-se a região Nordeste que apresenta uma das maiores disponibilidades energéticas com 5,9 kWh/m² de radiação solar global média e baixa diferenciação de incidência durante o ano. Esses dados demonstram que as condições brasileiras são muito mais favoráveis ao aproveitamento da energia solar, o que justifica como fonte complementar na matriz elétrica brasileira. Através da utilização de SFCR, esta fonte renovável, pode contribuir para a redução dos picos diurnos, além de poder ser gerada junto ao ponto de consumo e não necessitar de áreas extras para a instalação dos painéis FV, pois os mesmos poderão ser integrados às edificações. (JANNUZZI, 2009).

Jannuzzi e Melo (2013) afirmaram que a tecnologia GDFV oferece boas oportunidades para o Brasil diversificar sua matriz energética, com potenciais benefícios econômicos e ambientais. Disseram que a criação de um mercado para os clientes de energia solar FV enfrentava custos adicionais iniciais, que resultam em benefícios futuros.

Os incentivos como FIT e *net metering* são vistos como políticas fundamentais para atingir esse objetivo. Embora o esquema da FIT tenha sido amplamente aplicado no passado, agora se tornou menos justificado principalmente devido ao declínio acentuado dos custos do SFV. Conseqüentemente, o esquema do *net metering* está sendo adotado em vários países como o Brasil, onde está em vigor desde 2012 (GOMES *et al.*, 2018).

Mitscher e Rüther (2012) demonstraram o alto potencial das instalações GDFV no Brasil e argumentam que, em certas condições, a FV conectada à rede pode ser economicamente competitiva em um país em desenvolvimento. Usando taxas de juros subsidiadas, sua análise mostrou que a eletricidade solar FV já era competitiva no Brasil em 2012, enquanto na taxa ajustada ao risco, específica do país, os custos de capital declinantes, mas ainda altos, da FV tornam-na economicamente inviável. Assim, a uma taxa de juros de mercado madura, a competitividade FV é amplamente dependente da tarifa residencial e a competitividade econômica foi dada para locais com altas tarifas residenciais.

Silveira, Tuna e Lamas (2013) destacaram a necessidade de subsídio financeiro do governo. Avaliaram a importância de parâmetros, como taxa anual de juros; investimento específico; custo marginal da expansão da oferta de energia elétrica; e o subsídio do governo no tempo de amortização do capital investido. Já Garcez (2017b) analisou o cenário político de uma nova configuração para o setor elétrico brasileiro (SEB), com a GD que foi introduzida em 2012 e regulamentada no Brasil pela ANEEL por meio do *net metering*. Ele identificou o crescimento significativo na quantidade de unidades GD a partir desse momento.

Vieira, Shayani e Oliveira (2016) comentaram que os esquemas de *net metering* têm sido usados em muitos países para impulsionar o desenvolvimento da GD, em especial a solar FV. No Brasil, a regulamentação entrou em vigor em 2012, mas a atualização de 2015 trouxe mudanças substanciais no panorama regulatório, a fim de reduzir as barreiras e fornecer condições mais favoráveis para a GD baseada em energia renovável de pequena escala.

Os resultados de Vieira, Shayani e Oliveira (2016), mostraram que o *net metering* brasileiro teria um grande potencial para incentivar a energia FV de pequena escala, proporcionando oportunidades de negócios e reduzindo tempo de retorno. Porém, os autores comentaram que desafios como a tributação da eletricidade e a receita das companhias de distribuição deveriam ser enfrentados de maneira inteligente em um futuro próximo, a fim de impulsionar o desenvolvimento do mercado, sem comprometer a viabilidade da GD.

Segundo Miranda, Szklo e Schaeffer (2015), apenas 0,1% das residências brasileiras estariam prontas para instalar painéis FV em 2016. Porém, poderiam atingir a impressionante proporção de 55% das residências brasileiras já em 2026 (em menos de uma década). Eles afirmaram que a rápida introdução dos SFV, inicialmente nos domicílios com maior renda, demonstra que, mesmo locais com menor incidência solar, podem apresentar potencial econômico, desde que a tarifa residencial local seja alta e o custo de oportunidade seja baixo.

Satchwell, Cappers e Goldman (2018) comentaram que os reguladores de serviços públicos e os formuladores de políticas estão preocupados com possíveis aumentos nos SFV distribuídos em termos de impacto nas tarifas da energia elétrica. Isso pode afetar negativamente os clientes de serviços públicos que não investirem nessas tecnologias (consumidores) mais do que aqueles que investirem (prosumidores).

Atualmente, além da busca pelo desenvolvimento sustentável, aumenta a pressão por uma mudança no consumo e na produção de padrões de energia no Brasil. Nesse cenário, a *net metering* é um mecanismo importante para promover a disseminação de pequenos SFV. Como apoio complementar à *net metering*, uma isenção de impostos está sendo oferecida atualmente em alguns estados brasileiros (ROCHA, 2017).

2.2.2 Regulação Setorial

No setor energético, o SEB também passa por uma significativa transição energética devido às novas energias renováveis e a MMGD. As principais normas e leis existentes (Quadro 1) que regulam direta e indiretamente a GD no SEB estão descritas a seguir.

Quadro 1 - Principais leis e regulações que envolvem a GD no Brasil.

Leis e Normas	Data	Definição
Regulamentação		
Lei Nº 10.848/2004 da Presidência da República	15/03/2004	Corresponde ao atual Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e introduziu o conceito de geração distribuída. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis Nº 5.655/1971, Nº 8.631/1993, Nº 9.074/1995, Nº 9.427/1996, Nº 9.478/1997, Nº 9.648/1998, Nº 9.991/2000, Nº 10.438/2002, e dá outras providências.
Decreto Nº 5.163/2004 da Presidência da República	30/07/2004	Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
Lei Nº 14.300/2022	07/01/2022	Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.
Regulação		
Resolução Normativa (REN) Nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	17/04/2012	Estabelece as condições gerais para o acesso da microgeração distribuída (até 100 kW) e da minigeração (entre 100 kW e 1.000 kW) para sistemas de distribuição de eletricidade; e o sistema de <i>net metering</i> . A energia excedente é transferida para a empresa distribuidora local. Após isso, há compensação no consumo de energia elétrica da mesma unidade consumidora ou outra unidade consumidora do mesmo imóvel pelo mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ).
REN Nº 517/2012 da ANEEL	11/12/2012	Altera a RN Nº 482/2012 e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. É um complemento para a REN Nº 482/2012, onde o saldo positivo de um mês de energia elétrica será utilizado para reduzir o consumo em outro ponto do prosumidor ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados terão validade de 36 meses e o consumidor poderá utilizar esses créditos em outra unidade consumidora. As unidades que possuem devem estar na mesma área de concessão da distribuidora e pertencer ao mesmo CPF ou CNPJ. Este processo promove apenas a compensação de energia (em kWh) entre um prosumidor e a distribuidora, não envolvendo qualquer tipo de remuneração. O sistema de <i>net metering</i> adotado implicou em atualizações das determinações existentes no módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2016).
REN Nº 687/2015 da ANEEL	24/01/2015	Altera a RN nº 482/2012 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Os limites da GD foram alterados para minigeração (até 75 kW) e microgeração (entre 75 kW e 5.000kW, e até 3.000 kW para pequenas centrais hidrelétricas). Esses tipos de minigeração e microgeração incluem propriedades individuais, condomínios e cooperativas. Quando a quantidade de energia gerada em um determinado mês for maior que a energia consumida naquele mês, e o consumidor conseguir créditos, cujo prazo de validade aumentou de 36 meses para 60 meses. Além disso, esses créditos podem ser utilizados para reduzir o consumo de unidades consumidoras de um mesmo titular de CPF ou CNPJ. Essas unidades consumidoras podem estar localizadas em localidades diferentes, desde que estejam na mesma área de concessão da distribuidora. Isso é chamado de autoconsumo remoto. Também foi criada a possibilidade de geração compartilhada. Essa modalidade de geração consiste na associação de consumidores dentro de uma mesma área de concessão, por meio de condomínio, consórcio ou cooperativa. Essa associação é composta por pessoas físicas (CPF) ou jurídicas (CNPJ) que possuem unidades consumidoras de microgeração ou minigeração distribuídas em diferentes localidades da unidade consumidora.
REN Nº 1.059/2023	06/02/2023	Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências.

Fonte: Adaptado e atualizado de Santos e colaboradores (2017; 2019).

A legislação brasileira define GD pelo Decreto-lei Nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, no seu Art. 14, como sendo:

[...] Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo Art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto proveniente de empreendimentos:

I - Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30MW; e

II - Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco %, conforme regulamentação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004. [...] (BRASIL. Decreto-lei n. 5.163, 2004).

De acordo com Silva (2015), Junior e colaboradores (2015) e Neto e Vasconcelos (2014), a ANEEL realizou um avanço significativo em 2012 para ampliar a geração de energia solar FV em unidades consumidoras, ao editar a Resolução Normativa (REN) N° 482 (ANEEL, 2012a), de 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso à microgeração (até 100,0 kW) e a minigeração (de 100,0 kW até 1.000,0 kW), distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, ao *net metering*, entre outros elementos.

Ainda em 2012, a ANEEL (2012b) editou a REN N° 517/2012 para complementar a REN N° 482/2012, segundo a qual um saldo positivo de energia elétrica de um mês seria usado para deduzir do consumo do prosumidor, no respectivo mês ou na fatura de meses subsequentes. Os créditos de energia gerados teriam validade de 36 meses e um prosumidor poderia utilizá-los em outras unidades consumidoras desde que estas unidades estejam na mesma área de concessão da empresa distribuidora e que pertencessem ao mesmo cadastro de pessoa física (CPF) ou cadastro de pessoa jurídica (CNPJ). Esse processo promove a compensação (*net metering*) de energia (em kWh) entre um prosumidor e a concessionária, sem envolver nenhum tipo de remuneração externa, mas produzindo um efeito equivalente a um balanço monetário (em R\$) através da redução nos valores da conta de eletricidade.

De acordo com a ANEEL (2016), o *net metering* adotado implicou em atualizações das determinações existentes no módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Em 2015, a REN N° 687, alterou a REN N° 482/2012 e os Módulos 1 e 3 do PRODIST. Ela definiu o “autoconsumo remoto” e criou a “geração compartilhada”, que consiste em uma associação de prosumidores dentro da mesma área de concessão, por meio de condomínio, consórcio ou cooperativa e, dessa forma, utilizam a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados. Essa associação é composta por pessoas físicas ou jurídicas que têm unidades consumidoras de MMGD em locais diferentes da unidade consumidora. Os limites de potência (capacidade instalada) também foram alterados para a minigeração (até 75 kW) e a microgeração (entre 75 kW e 5.000 kW e até 3.000 kW para PCH).

O autoconsumo remoto e geração compartilhada incluem propriedades individuais, condomínios e cooperativas. Quando a quantidade de energia gerada em um determinado mês é maior que a energia consumida no respectivo mês, o consumidor obtém créditos para compensação com o prazo de validade aumentado de 36 meses para 60 meses. Além disso,

esses créditos podem ser abatidos da conta de energia referente ao consumo de unidades consumidoras pertencentes ao mesmo titular do CPF ou CNPJ. Essas unidades consumidoras podem estar situadas em outro local, desde que estejam na mesma área de concessão da empresa distribuidora. Isso foi denominado de “autoconsumo remoto”.

A ANEEL (2017a) destaca que, com o sistema do *net metering* introduzido pela REN N° 482/2012, a GD começou a avançar efetivamente no país, principalmente depois de 2016. A ANEEL (2021) registrou um grande crescimento do número de unidades consumidoras com GDFV, atingindo em junho de 2022 um total de 1.072.233 unidades consumidoras e uma capacidade instalada de 11,30 GW. Como é possível realizar a utilização por um período de até 60 meses dos créditos por unidades consumidoras de mesma titularidade ou, nos casos de geração compartilhada, em múltiplas unidades consumidoras, milhares unidades consumidoras vêm usando os créditos nos últimos anos.

Segundo o BEN (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022a), a modalidade MMGD cresceu e não se pode mais dizer que representa um mercado pequeno no país. A disponibilidade do elevado potencial solar, o alto valor das tarifas de eletricidade para consumidores e um modelo de compensação de créditos extremamente favoráveis contribuiu para que em dezembro de 2021 fosse atingida 8,77 GW de potência instalada.

De acordo com a EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019), o grande volume de instalações recentes acionou um alerta quanto à sustentabilidade da manutenção das regras atuais da REN N° 482/2012. As distribuidoras de energia elétrica têm custos fixos e variáveis embutidos nas tarifas sobre a energia elétrica e o gerador de MMGD, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com duas parcelas referentes à transmissão e à distribuição de eletricidade, embora não reduza os dois custos, pois continua fazendo uso da rede. Consequentemente, os custos fixos são repassados aos demais consumidores, por meio de aumentos tarifários, conforme a EPE (2020a).

Em relação à Micro e a Minigeração Distribuída, destaca-se que essa não é mais uma indústria pequena no País, tendo movimentado mais de 2 bilhões de reais em investimentos no ano de 2018, superando a capacidade de 1 GW em 2019. Caso a regulamentação atual não seja alterada, estima-se que em 2029 haja cerca de 32 GW instalados nessa modalidade de geração. No Cenário de Referência da EPE considera algumas alterações na regulamentação, como a aplicação da tarifa binômica fazendo com que a projeção para a MMGD em 2029 seja de 11 GW. Ainda assim, é uma capacidade significativa, que deverá contribuir com 2,3% da carga total nacional no final do horizonte (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a, p. 13).

O interesse da sociedade pela energia solar FV vem aumentando após a REN N° 482 da ANEEL (2017a), pois esta se tornou a alternativa mais viável para evitar o consumo de energia utilizando onerosas tarifas de horário de ponta das empresas distribuidoras de energia. O declínio do custo dos módulos FV e o elevado potencial solar brasileiro também tem ocasionado uma melhor viabilidade econômica para a instalação de SFV.

As principais regulamentações da GD são a REN N° 482/2012 (ANEEL, 2012a) e a REN N° 687/2015 (ANEEL, 2015). A REN N° 482/2012 é o regulamento vigente para início da evolução da GD no Brasil. Pinto e colaboradores (2016) comentaram que a capacidade instalada da GD no Brasil era inferior a 0,1% em 2015, mas já projetavam cenários de crescimento consistentes da GD para os próximos anos. A REN N° 687/2015 alterou novamente o PRODIST e foi responsável pelo incremento da implantação de novos sistemas de GD. Isso possibilitou novos modelos de negócios como o serviço solar, o *Power Purchase Agreement* (PPA) e o aluguel de telhados e condomínios solares.

Em 2014, o Ministério de Minas e Energia – MME (2014) detalhou que existem dois tipos de operação relacionados à GD: *grid-tie* e *off-grid*. Em primeiro, tem-se a geração que atende à carga em paralelo com o sistema elétrico, denominado *grid-tie*. Em segundo, o sistema isolado da rede elétrica, denominado *off-grid*. O objetivo da GD é o atendimento prioritário, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor. Além disso, ela tem vantagem sobre a GC, pois dispensa investimentos em linhas de transmissão e distribuição, permitindo ainda o acesso à energia elétrica aos consumidores residentes em localidades isoladas.

Segundo Vazquez e Hallack (2018), no Brasil, mesmo com o avanço exponencial da GD nos últimos anos, a possibilidade de expansão é dificultada pela política energética preexistente, focada em tecnologias centralizadas de produção. Segundo Pinto e colaboradores (2016), as iniciativas regulatórias da ANEEL não configuram políticas ou programas similares aos Estados Unidos, Holanda, Reino Unido, Canadá, Alemanha, Espanha, Austrália, China, Índia, Malásia e França, por exemplo. Essas nações têm políticas robustas e abrangentes sobre a energia solar de forma abrangente, incluindo o regulatório (por exemplo, isenções fiscais, subsídios, FIT, descontos cruzados), sem ignorar a necessidade de incentivos de investimento, pesquisa e desenvolvimento tecnológico, estímulos, educação em energia renovável e padrões operacionais para sistemas FV integrados em edifícios (*Building-Integrated Photovoltaic - BIPV*).

3 ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

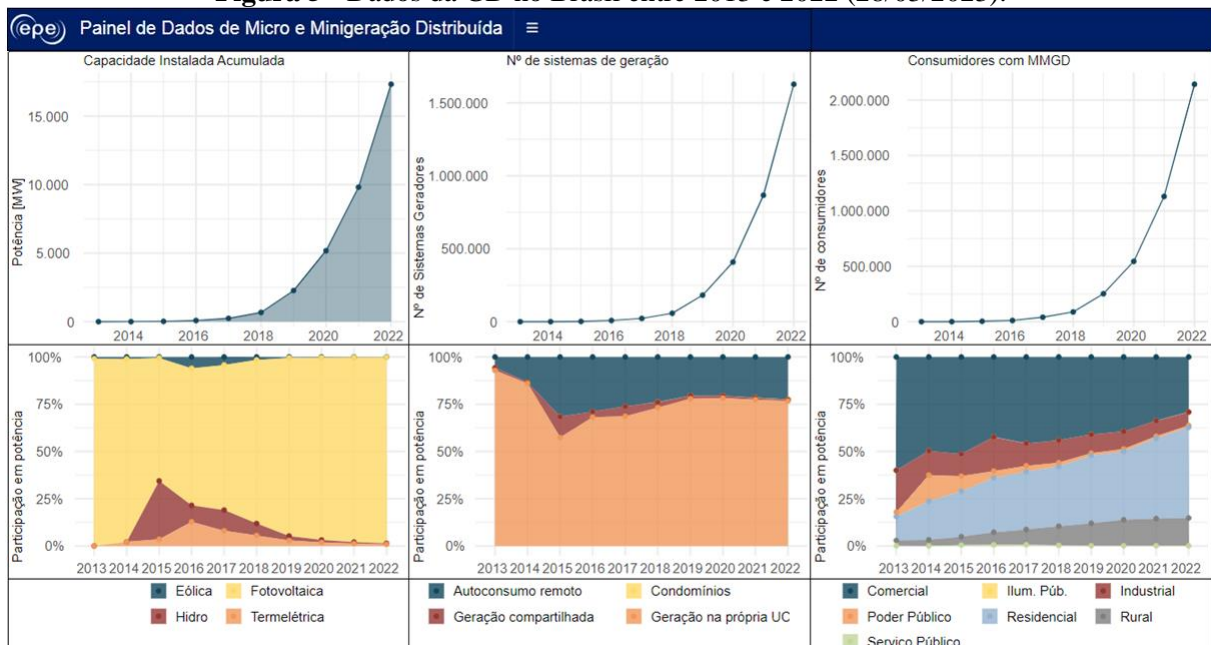
Esta seção apresenta o tema proposto em seis partes detalhadas a seguir.

3.1 ATUAL PANORAMA BRASILEIRO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Diversos estudos da EPE (2022, 2020a, 2018, 2017, 2015, 2014a, 2014b), tais como balanços energéticos, planos decenais e notas técnicas, têm vislumbrado o crescimento consistente da GD no Brasil para os próximos anos. Em 2022, segundo informações da EPE (2023), a capacidade instalada acumulada da GD atingiu uma potência de 17.325 MW, com um quantitativo de sistemas de 1.627.915 e a quantidade de consumidores com MMGD de 2.143.068.

A evolução da GD no país apresenta a predominância absoluta da fonte solar FV, representando mais de 90% da participação em potência (Figura 5). De 2013 a 2021, o crescimento da GDFV no país foi exponencial, com aumento da capacidade instalada em consumidores residenciais e comerciais. Dados da EPE (2023) demonstram que, em 2021, a geração total de energia GD foi de 9.810 GWh e a intensidade de carbono na geração de eletricidade no SEB era de 118,5 kg CO₂/MWh.

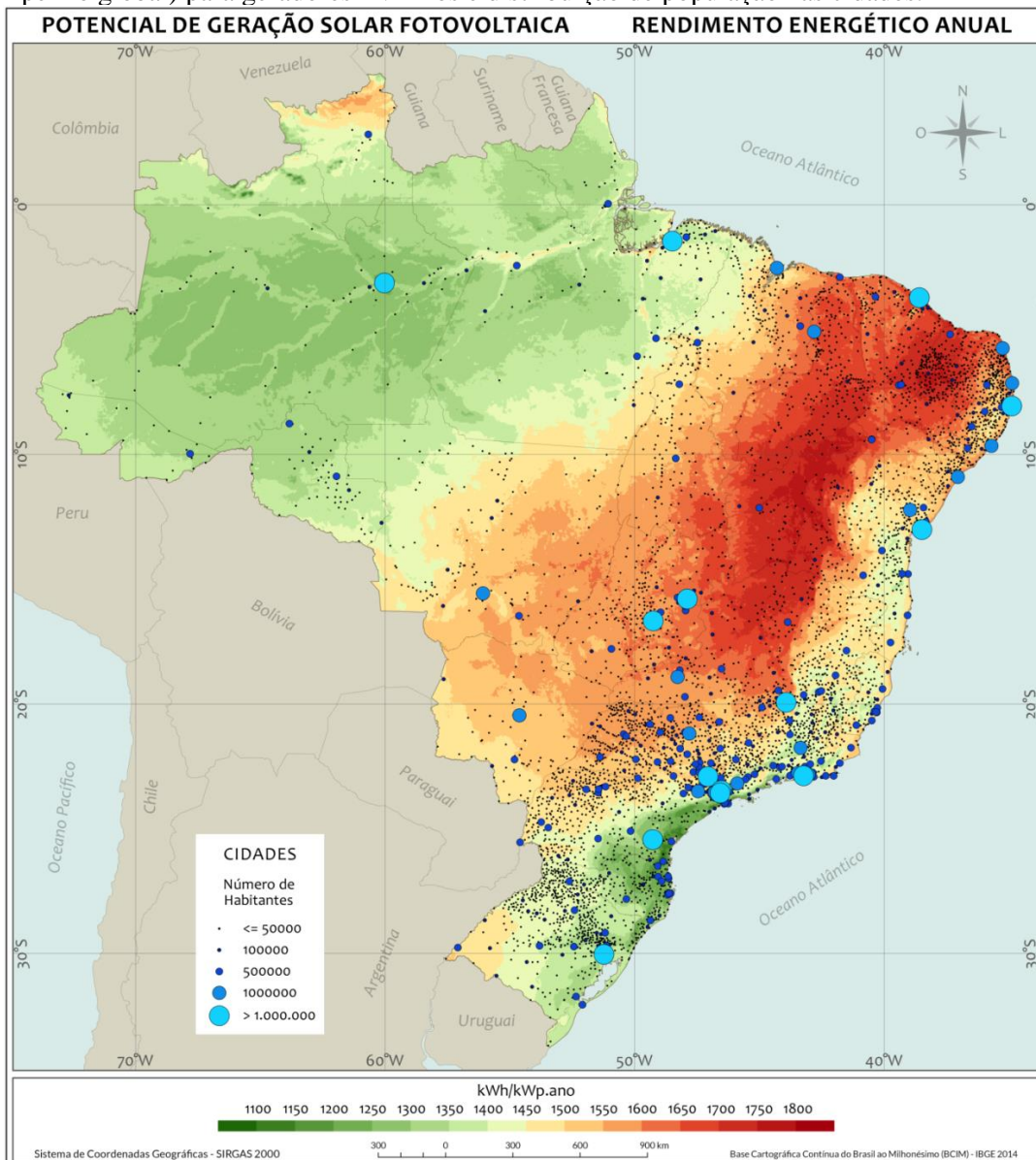
Figura 5 - Dados da GD no Brasil entre 2013 e 2022 (28/03/2023).



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2023).

Em 2022, de acordo com o MME (BRASIL, 2023), foi registrado um forte crescimento da GD, chegando a 16.401 MW, o que equivale a aproximadamente 8% da capacidade instalada atual de geração elétrica do país (MME, 2023). Segundo Pereira e colaboradores (2017), considerando a população das cidades brasileiras, o potencial de geração solar FV (Figura 6) aponta para uma grande oportunidade de expansão da GD. Tal circunstância é relevante e estratégica, pois a expansão da geração de energia FV contribui para uma transição energética de baixo carbono no Brasil, evitando emissões de GEE e contribuindo com o Brasil no combate às mudanças climáticas.

Figura 6 - Mapa do potencial de geração solar FV em termos de eficiência energética anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp*Ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 82,0% (desempenho global) para geradores FV fixos e distribuição de população nas cidades.



Fonte: Adaptado de Pereira e colaboradores (2017).

De acordo com Luna e colaboradores (2018), desde 2015, houve um aumento significativo no valor das contas de energia elétrica em decorrência da Medida Provisória (MP) Nº 579/2012 do Governo Federal, posteriormente convertida na Lei Nº 12.783/2013. Esta MP visava a uma redução compulsória da tarifa de energia elétrica, mas acabou gerando problemas financeiros generalizados de endividamento das distribuidoras.

Posteriormente, o próprio Governo Federal teve que recompor o valor das tarifas elétricas por meio da autorização de novos aumentos. Isso influenciou a adoção da GD por muitos consumidores residenciais, a fim de se protegerem contra o aumento tarifário da energia. Da mesma forma, diversos consumidores comerciais também adotaram a GD para redução de custos operacionais.

No sistema de *net metering* adotado no Brasil até 5 de janeiro de 2023, a energia gerada tinha o mesmo valor da energia consumida. Assim, o retorno financeiro era melhor para quem pagava tarifas mais caras, no caso, os consumidores residenciais e comerciais de Baixa Tensão (BT) do Grupo B. Dessa forma, aumentou-se a atratividade financeira dos investimentos em GD, especialmente nesses segmentos.

No entanto, em virtude desse pioneirismo e da maior autonomia do consumidor frente às distribuidoras de energia, foram observadas algumas reações por parte das distribuidoras de energia elétrica, principalmente entre 2015 e 2021: debates em audiências e eventos públicos criavam pressões contrárias por parte das distribuidoras frente ao Governo Federal, em relação ao avanço do modelo do *net metering*.

Junior, Trigo e Cavalcanti (2017) comentaram que o investidor (ou prosumidor) é responsável pela aquisição e instalação do sistema de medição; e a energia injetada de volta à rede é limitada a um valor fixo (demanda do usuário). Dessa forma, resultando em créditos expiráveis limitados (validade de 5 anos) para serem usados na dedução da conta de eletricidade. Vários incentivos do sistema FV, se implantados, trariam vantagens para os consumidores que estão atualmente conectados à rede elétrica.

Nesse contexto, o custo de geração nivelado, ou seja, o valor mínimo de tarifa seria viável em relação aos valores devidos à concessionária de distribuição. Alguns deles incluem a dedução do imposto de renda sobre equipamentos FV, condições especiais de financiamento e incentivos fiscais em equipamentos, montagem e instalação.

3.2 ENCARGOS TARIFÁRIOS E SETORIAIS NO PAGAMENTO DA CONTA DA ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, os tributos do Governo Federal de energia elétrica são os encargos setoriais de eletricidade e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Os encargos setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação das políticas governamentais para o SEB. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são cobrados pelas distribuidoras por meio da conta de energia. Cada uma das cobranças é justificável, mas, em conjunto, impactam a tarifa do consumidor e a capacidade de pagamento (ANEEL, 2017).

De acordo com a ANEEL (2017b), a composição percentual atual da conta de energia (Tabela 2) em relação à TUSD e aos encargos setoriais, são os custos não gerenciáveis arcados pelas distribuidoras de energia e repassados aos consumidores para garantir equilíbrio financeiro contratual. Os encargos setoriais atuais relacionados (Tabela 3) a esse processo tarifário estão descritos a seguir. A TUSD tem como foco os consumidores conectados aos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição para remunerar o serviço de transporte de energia fornecido (uso da rede elétrica).

Tabela 2 - Composição da Tarifa Federal de Energia Elétrica no Brasil.

Componentes Tarifários	TUSD	Transporte Fio A	6%
		Transporte Fio B	28%
		Encargos	8%
		Perdas	8%
	TE	Energia	38%
		Encargos e demais componentes	12%
			Total
Legenda:			
TUSD Fio A: Encargo sobre a transmissão da Energia produzida/consumida.			
TUSD Fio B: Encargo sobre a distribuição da Energia produzida/consumida.			
TE: Tarifa de Energia.			

Fonte: Santos e colaboradores (2019).

Tabela 3 - Encargos Setoriais Atuais do SEB.

Nº.	Encargos Setoriais	Sigla
1	Conta de Desenvolvimento Energético	CDE
2	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	PROINFA
3	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	CFURH
4	Encargos de Serviços do Sistema	ESS
5	Energia de Reserva (EER);	EER
6	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	TFSEE
7	Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética	P&D
8	Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS).	ONS

Fonte: Santos e colaboradores. (2019).

Segundo informações da ANEEL (2019), além dos tributos federais, alguns municípios têm tributos sobre iluminação pública e todos os estados da federação brasileira tributam operações relacionadas à circulação de produtos e prestação de serviços. Existem também as *bandeiras tarifárias* aplicadas pelo Governo Federal. Dessa forma, a fatura final de energia não apresenta valor nulo porque há uma taxa mínima para conexão à rede elétrica. As bandeiras tarifárias são um sistema que sinaliza, para os consumidores, os custos reais de geração de energia elétrica. O funcionamento é simples: as cores das bandeiras (verde, amarelo ou vermelho) indicam se a energia vai custar mais ou menos, dependendo das condições de geração de eletricidade.

Ainda de acordo com a ANEEL (2019), com as bandeiras, a conta de luz fica mais transparente e o consumidor tem as melhores informações para usar a energia elétrica de forma mais consciente. Quando a bandeira está *verde*, as condições hidrológicas de geração de energia são favoráveis e não há contabilização de acréscimo. Se as condições forem um pouco menos favoráveis, a bandeira fica *amarela* e há uma cobrança adicional, proporcional ao consumo, à taxa de R\$ 1,00 por 100 kWh (ou suas frações). Em condições desfavoráveis, a bandeira torna-se *vermelha* e o encargo adicional torna-se proporcional ao consumo na relação de R\$ 3,00 por 100 kWh (ou suas frações), para a bandeira vermelha nível 1; e à taxa de R\$ 5,00 por 100 kWh (ou suas frações), para a bandeira vermelha nível 2. A esses valores são acrescidos os impostos correntes.

É importante destacar que o crescimento da participação da micro e mini geração não deve ser analisado como uma mera diversificação da matriz elétrica. Esta interpretação tende a minimizar a necessidade de ajustes no: (i) Paradigma operativo do sistema; (ii) Arcabouço regulatório; e (iii) Modelos de negócios (CASTRO *et al.*, 2016).

3.3 REGULAÇÃO E PERSPECTIVAS FUTURAS

No Brasil, de acordo com a regulação em vigor, o excedente de energia gerado pelos prosumidores é injetado na rede elétrica de distribuição. Dessa forma, mensalmente, a diferença entre a geração e o consumo próprio durante o dia é utilizada para descontar no pagamento das contas futuras de energia elétrica através do *net metering*. Portanto, o desconto da energia injetada na rede elétrica ocorre à taxa cheia, desconsiderando os custos da rede elétrica incorridos pelas distribuidoras e os demais componentes não energéticos. Logo, os custos da rede elétrica são rateados para os demais consumidores que não têm interesse ou recursos financeiros para instalar os sistemas de GD.

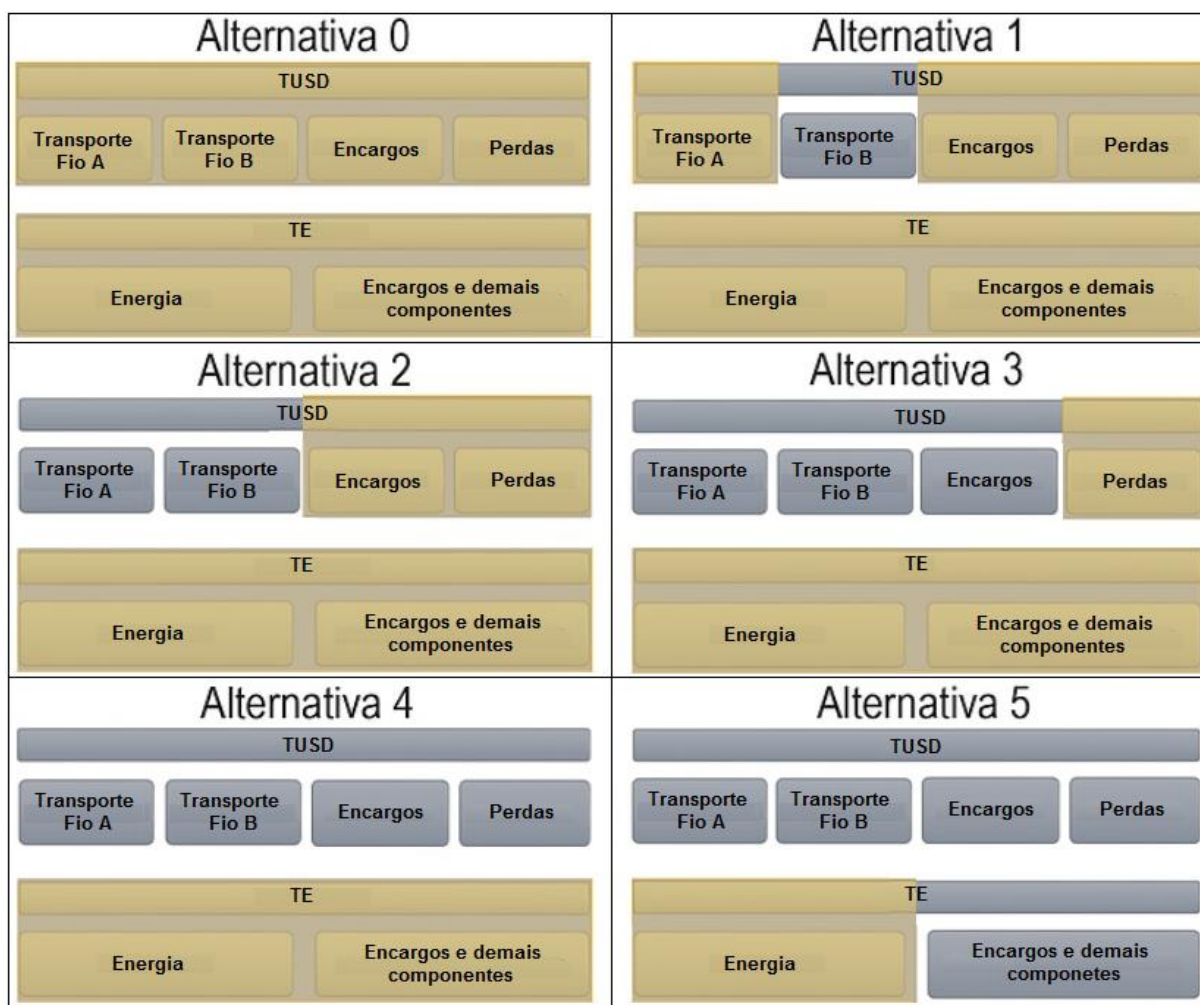
Em julho de 2017, foi iniciada uma ampla reforma do atual regime jurídico do SEB, por meio de abertura das consultas públicas nºs 32 e 33 de 2017, por parte do MME (2017). Apesar do período de contribuições para consultas ter encerrado em agosto, o texto ainda está em discussão pelo Poder Público.

Desde 2018, a ANEEL (2018a, 2018b) vem realizando as consultas públicas sobre a revisão das atuais regulações relacionadas à GD, visando colher informações e apresentar propostas para uma futura atualização regulatória. Isso pode resultar em avanços em relação aos benefícios da GD para os prosumidores ou em regressão por causa da pressão do *lobby* das distribuidoras. As distribuidoras desejam redução das vantagens do *net metering* de GD aos prosumidores, sob a alegação de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro e por injustiças tarifárias com os não prosumidores.

Entretanto, há também pressão da opinião pública e das empresas de GD solar FV para manter os benefícios da GDFV, pois consideram que há benefícios ambientais (redução das emissões de GEE) e econômicos (geração de empregos, renda e negócios). A ANEEL propôs uma mudança na regulação vigente por meio da cobrança de taxas em relação à eletricidade gerada por prosumidores, o que pode reduzir significativamente os benefícios econômicos da *net metering* da GD.

Todavia, tais propostas foram questionadas pela sociedade brasileira e, desse modo, ocorreram duas consultas públicas sobre o tema, uma em 2018 e uma em 2019. De acordo com a ANEEL (2018a, 2018b), os seis cenários propostos (Figura 7) para uma futura implementação estão descritos a seguir.

Figura 7 - Seis Cenários propostos pela ANEEL para o futuro da GD no Brasil.



Fonte: Adaptado da ANEEL (2019).

3.3.1 Alternativa 0

Neste cenário, haveria permanência dos atuais atos legais (BRASIL, 2012 e 2015), onde os prosumidores teriam isenção total da TUSD, a qual abrange o transporte da eletricidade pela fiação elétrica, os encargos e as perdas do sistema e os encargos setoriais da energia elétrica. Dessa forma, o equivalente a 100% da energia produzida seria compensado da conta de luz, mas a conta não chegaria a ser zerada, pois haveria pagamento de uma tarifa mínima de conexão à rede elétrica de distribuição.

3.3.2 Alternativa 1

Neste cenário, haveria transferência parcial da TUSD para o prosumidor por meio de cobrança parcial do uso dos fios, mas se manteriam as isenções referentes aos encargos e perdas da TUSD e aos encargos setoriais de energia. Dessa forma, haveria cobrança do transporte da distribuição da energia produzida (TUSD Fio B), o que representaria em média 28% da energia produzida e o prosumidor poderia compensar na conta de luz o equivalente a 72% da energia produzida, além do pagamento da tarifa mínima de conexão à rede elétrica de distribuição.

3.3.3 Alternativa 2

Neste cenário, haveria transferência parcial da TUSD para o prosumidor por meio de cobrança integral do uso dos fios, mas se manteriam as isenções referentes aos encargos e as perdas da TUSD e aos encargos setoriais de energia. Dessa forma, haveria cobrança do transporte da distribuição (TUSD Fio B) e da transmissão (TUSD Fio A) da energia produzida, o que representaria em média 34% da energia produzida; o prosumidor poderia compensar o equivalente a 66% da energia produzida na conta de luz, além do pagamento da tarifa mínima de conexão à rede elétrica de distribuição.

3.3.4 Alternativa 3

Neste cenário, haveria transferência parcial da TUSD para o prosumidor mediante cobrança integral do uso dos fios (distribuição e transmissão) e dos encargos, mas se manteriam as isenções referentes às perdas da TUSD e aos encargos setoriais de energia. Isto representaria em média 42% da energia produzida e o prosumidor só poderia compensar na conta de luz o equivalente a 58% da energia produzida, além do pagamento da tarifa mínima de conexão à rede elétrica de distribuição.

3.3.5 Alternativa 4

Neste cenário, haveria transferência total da TUSD (a cobrança integral do uso dos fios, dos encargos setoriais e das perdas) para o prosumidor, mas se manteriam as isenções dos encargos setoriais de energia. Isto representaria em média 50% da energia produzida e o

prosumidor só poderia compensar na conta de luz o equivalente a 50% da energia produzida, além do pagamento da tarifa mínima de conexão à rede elétrica de distribuição.

3.3.6 Alternativa 5

Neste cenário, haveria transferência total da TUSD para o prosumidor (cobrança integral do uso dos fios, encargos setoriais e perdas) e cobrança parcial dos encargos setoriais da energia. Isto representaria em média 62% da energia produzida e o prosumidor só poderia compensar na conta de luz o equivalente a 38% da energia produzida, além do pagamento da tarifa mínima de conexão à rede elétrica de distribuição.

Em janeiro de 2019, a ANEEL iniciou novas consultas públicas e publicações para coletar subsídios e informações adicionais para uma análise de impacto regulatório (AIR) sobre a revisão da REN N° 482/2012.

Com a publicação da AIR, houve um primeiro afunilamento dessas propostas pela ANEEL. Para a geração próxima à carga, propôs-se inicialmente a adoção da Alternativa 1. Já para a geração remota, a proposta é de uma transição para a Alternativa 1 e depois para a Alternativa 3 – na qual não haveria a compensação das parcelas da distribuição, da transmissão (“fio A”) e de parte dos encargos tarifários – juntos, esses três elementos correspondem a cerca de 40% do valor pago pelo consumidor por kWh consumido da rede. Adicionalmente, é importante ter em mente sempre dois princípios apresentados pela agência em suas propostas na AIR:

Princípio 1: eventuais alterações acontecerão de forma gradual e previsível. Dessa forma, ainda que a nova resolução venha a ser publicada ao final de 2019, as alterações ao mecanismo de compensação não aconteceriam de forma imediata – seriam ativadas quando gatilhos específicos, medidos em potência acumulada, fossem atingidos. Para a geração junto à carga, o gatilho inicialmente proposto seria de 3,36 GW. Já para a remota, dois gatilhos foram sugeridos: o primeiro, de 1,25 GW, acionaria a alteração da compensação para a Alternativa 1; e o segundo, de 2,13 GW, acionaria uma mudança da Alternativa 1 para a Alternativa 3.

[...]

Princípio 2: haverá uma regra de transição para estas alterações. Por meio dela, os sistemas de MMDG operacionais até a publicação da nova REN da ANEEL continuarão tendo seus créditos de energia elétrica compensados conforme o modelo atual, por um período de 25 anos, estando posteriormente sujeitos à nova regra. Já aqueles conectados entre a publicação da regra atualizada e o acionamento do primeiro gatilho, compensariam créditos pelo modelo atual por um período de 10 anos. (RUBIM, SAUAIA; KOLOSZUK, 2019).

3.4 ESTUDO PARA PROPOSTA DE TARIFA BINOMIAL

Paralelamente às novas propostas de GD, a ANEEL (2018c) também estuda a possibilidade de alterar a cobrança da tarifa elétrica de “monomial” para “binomial” para consumidores de energia elétrica conectados em BT (tensão abaixo de 2,3 kV), “Grupo B”.

No modelo de cobrança atual (tarifa monomial volumétrica), o valor monetário da conta de energia elétrica depende exclusivamente do volume de energia elétrica consumida. Os custos fixos inerentes à gestão e à manutenção da energia são suportados pelas distribuidoras e os reajustes tarifários são fixados periodicamente pela ANEEL, o que pode acarretar prejuízos financeiros às distribuidoras. A tarifa binomial teria duas partes: uma parcela fixa, para cobrir a gestão e manutenção da rede elétrica, e outra parcela proporcional ao consumo de energia. A parcela fixa é caracterizada por uma menor variação com o consumo de energia ao longo do tempo, resultando em receita fixa para as distribuidoras.

Em 2018, a ANEEL (2018c) realizou Consulta Pública Nº. 002/2018 para avaliar a necessidade de aprimoramento do modelo tarifário aplicado ao “Grupo B” BT. Para tanto, foi disponibilizada a Nota Técnica 46/2018-SGT/ANEEL (2018d), na qual foram discutidos: (i) Revisão dos principais conceitos teóricos sobre precificação; (ii) Precificação vigente no Brasil; (iii) Avanços tecnológicos atuais que impactam ou podem impactar o SEB; e (iv) Resumo dos modelos de cobrança aplicados em alguns países.

Os problemas regulatórios identificados pela ANEEL (2018c) e relacionados à implantação da tarifa binomial foram: Separação entre produto e serviço; Receita da distribuidora atrelada ao consumo de energia elétrica; Gerenciamento de energia; Inovações disruptivas; A granularidade das tarifas; e o Custo da disponibilidade.

A ANEEL (2018d), em síntese, com o estudo consubstanciado no relatório da AIR busca responder a três questões: (i) O que deve ser considerado como custo fixo? (ii) Como cobrar custos fixos? (iii) A tarifa deve ser diferenciada pela qualidade do serviço prestado?

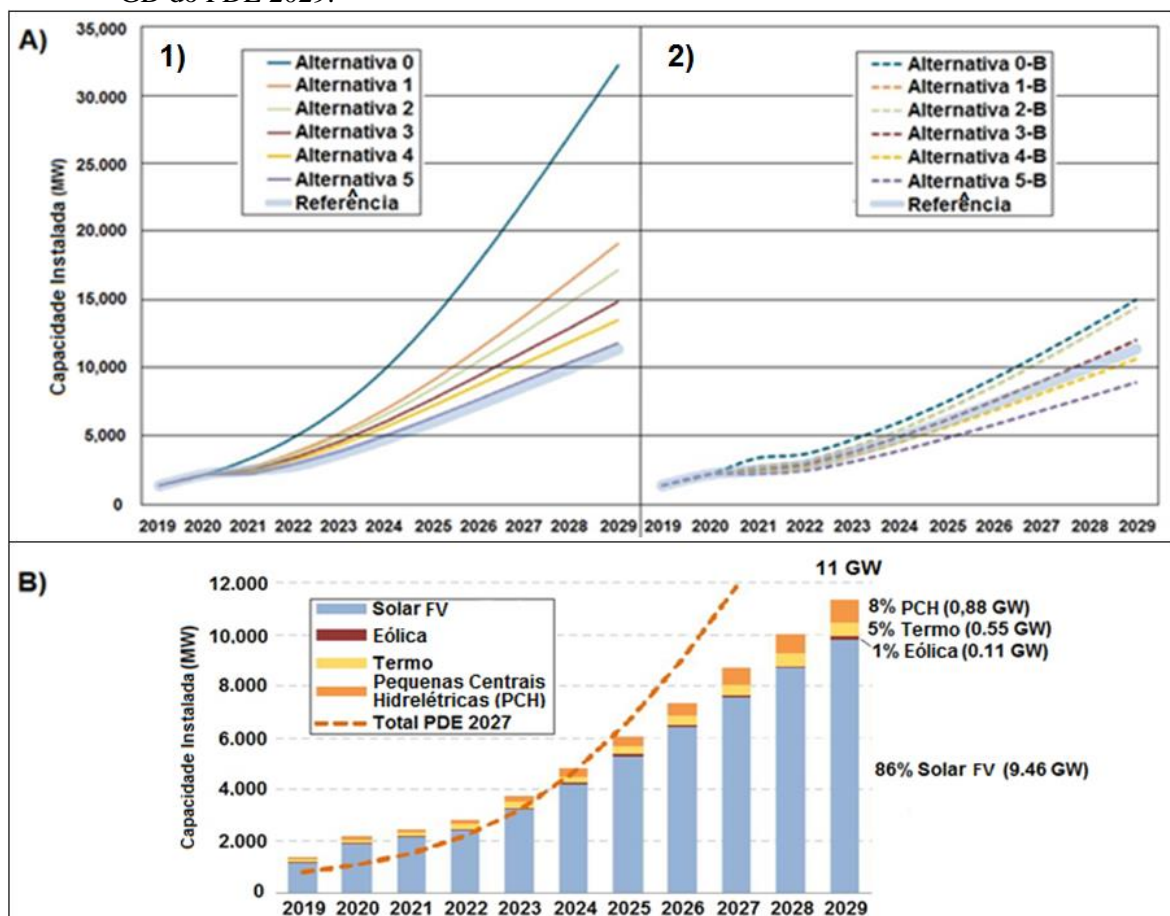
3.5 PROJEÇÕES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA 2029

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b; 2020c) apresenta uma expansão da GD menor do que a expansão prevista pelo PDE 2027, pois este plano considera os efeitos da tarifa binomial e da revisão da REN Nº 482/2012. Em 2016, Konzen e Andrade (2016) fizeram simulações e comentaram que

a implementação de um modelo de cobrança binomial praticamente inviabilizaria o investimento em GD no país. As discussões sobre a aplicação da tarifa binomial aos consumidores conectados à BT e a mudança do modelo de compensação de energia para GD se intensificaram a partir de 2019, explicitando a divergência de opiniões entre consumidores e empresas de projetos GDFV e as distribuidoras de energia.

Ambos os temas estão na agenda regulatória da ANEEL e o resultado pode impactar na adoção da GD. Assim, as alterações preconizadas pela EPE (2020b) fazem parte da trajetória de referência do PDE 2029. Todavia, diante das incertezas do processo, a EPE (2020b) realizou algumas simulações com diferentes alternativas de compensação, sem aplicação da tarifa binomial (Figura 8-A1), e de compensação, com aplicação da tarifa binomial (Figuras 8-A2). As simulações evidenciam que a aplicação da tarifa binômica reduziria a expansão da GD. Adicionalmente, a EPE (2020b) simulou um cenário de combinação regulatória, considerando a projeção da capacidade instalada de GD.

Figura 8 - A) Análises de Sensibilidade Regulatória Projeções de GD: 1) cinco alternativas sem tarifa binomial; 2) cinco alternativas com tarifa binomial; B) Projeção da Capacidade Instalada de GD do PDE 2029.



Fonte: Adaptado de EPE (2020b).

Segundo a EPE (2020b), os resultados variam de 9 GW a 32 GW, dependendo da combinação, considerando as fontes solar FV, eólica, termo e PCH, comparando-as com o planejamento do PDE 2027(Figura 8). O PDE 2029 (EPE, 2020b) projeta a análise de sensibilidade (Figura 8-B), sobre as cinco alternativas da ANEEL, e os efeitos da alteração da tarifa binomia para a REN N° 482/2012. Porém, as projeções de sensibilidade regulatória do PDE 2029 precisam ser revisadas porque o SEB foi afetado pela crise do coronavírus.

3.6 LEI N° 14.300/2022: NOVO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Depois de quase dez anos de vigência da REN N° 482/2012, o Projeto de Lei N° 5.829/2019, referente à GD, tramitou de 2019 a 2021 no Congresso Nacional, até ser aprovado em 06 de janeiro de 2022. O Poder Executivo sancionou a Lei N°. 14.300/2022 (ANEXO A) que institui o marco legal da MMD, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), e alterou as Leis N° 10.848, de 15 de março de 2004, e N° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, entre outras providências. A Lei N° 14.300/2022 pôs fim às divergências entre consumidores/prosumidores e as distribuidoras e preservou o direito adquirido relativo à compensação integral da energia gerada e sem transferência de encargos e taxas setoriais dos prosumidores já existentes e dos futuros prosumidores que tenham solicitado adesão à GD junto às distribuidoras no período entre 6 de janeiro de 2023 até 31/12/2045.

Os consumidores que solicitaram adesão à GD após 6 de janeiro de 2023 estarão sujeitos a uma redução gradativa das compensações de energia dos novos prosumidores junto às distribuidoras, por meio de uma transferência escalonada de taxas e encargos pelos seis anos, seguintes desta forma: **15% a partir de 2023; 30% a partir de 2024; 45% a partir de 2025; 60% a partir de 2026; 75% a partir de 2027; 90% a partir de 2028**. Já para as unidades de GD acima de 500 kW, na modalidade de autoconsumo remoto ou modalidade de geração compartilhada até 2028, incidirá 100% do custo de distribuição; 40% do custo de transmissão; 100% dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética e taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

A partir de 2029, essas unidades também estarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL. Dessa maneira, tanto a segurança jurídica, como os benefícios da GD para os prosumidores, quanto à sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras, foram adequadamente contemplados.

4 METODOLOGIA

O problema (objeto) desta investigação é a observação e avaliação do processo de implantação de um sistema GDFV em uma edificação de médio porte.

O objetivo almejado é estabelecer um método que descreva os passos necessários para um processo de implantação eficiente e de operação funcional de um sistema de GDFV. A solução oferecida é um método constituído por um conjunto de passos para a implantação bem-sucedida de um sistema de GDFV genérico.

Para dar cumprimento ao objetivo estabelecido, foram adotados os seguintes procedimentos neste trabalho: realização, acompanhamento e análise da implantação de um projeto de sistema de GDFV em um Lar para Idosos. Assim, trata-se de uma pesquisa descritiva, que teve como procedimento um estudo de caso.

4.1 Análise do consumo de energia elétrica para definição do suprimento ideal

A análise do consumo de energia elétrica do Lar para Idosos FLH foi realizada utilizando-se as contas de energia no período de um ano (janeiro/2018 até dezembro/2018), antes da implantação do sistema de GDFV, visando:

1º) Avaliar um período mínimo de um ano típico de consumo (12 mensalidades da concessionária de energia) para obter a média mensal do consumo de eletricidade (EC_{Mensal}):

2º) A partir da média de consumo mensal, foi descontado o valor da disponibilidade mínima de energia para se obter os valores dos consumos diários e anuais:

- Diário ($EC_{Diário}$): dividindo-se a EC_{Mensal} por 30;
- Anual (EC_{Anual}): multiplicando-se a EC_{Mensal} por 12.

4.2 Especificação do projeto preliminar para o sistema de geração distribuída fotovoltaica

Uma vez definido o consumo do Lar para Idosos FLH, um projeto ideal de sistema de GDFV é um projeto que almeja produzir o equivalente a 100% da energia elétrica consumida pelo referido Lar para Idosos FLH (Equação 1):

$$EC_{Anual} = Ep_{Anual} \quad (1)$$

Onde: Ep_{Anual} : energia produzida anual.

Em seguida, foi avaliado se o projeto ideal atenderia às seguintes demandas: recursos financeiros, área disponível para implantação do sistema de GDFV, recurso solar do local, ausência de sombreamento e conexão à rede elétrica. Neste caso, o projeto ideal, inicialmente considerado, pôde ser o projeto preliminar. Caso não fosse detectado o atendimento às demandas, o projeto necessitaria ser ajustado e recalculado, para então produzir a quantidade de energia possível.

Para especificar um projeto preliminar, são necessárias algumas etapas básicas, explicitadas nos itens a seguir: (i) Avaliação do potencial solar; (ii) Levantamento da área disponibilizada para implantação do sistema de GDFV e análise do sombreamento; (iii) Dimensionamento da potência nominal do sistema de GDFV ; (iv) Estimativa de energia produzida pelo sistema de GDFV ; (v) Cálculo da quantidade de módulos FV; (vi) Dimensionamento do inversor; (vii) Quantidades máxima e mínima de módulos FV por *string* (ligação em série dos módulos FV); (viii) Determinação da quantidade de *strings* em paralelo.

4.2.1 Avaliação do potencial solar

No Brasil, nem sempre os dados históricos de irradiação solar estão disponíveis da forma que se precisa para utilizá-los no dimensionamento de sistemas GDFV. É possível realizar o levantamento do recurso solar por meio de softwares gratuitos ou licenciáveis, que utilizam base de dados mediante pontos de medição. Dentre esses, podem-se citar: *PVsyst*, *PV-Sol*, *Homer* e *SunData* do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Para o cálculo da irradiação solar, o software *SunData* foi escolhido e utilizado por ser um produto nacional acessível e disponível gratuitamente. As equações utilizadas a seguir também são do CRESESB (2014).

4.2.2 Área disponibilizada para implantação do sistema de GDFV e análise do sombreamento

A análise do consumo de energia elétrica do Lar para Idosos FLH foi realizada utilizando-se as contas de energia no período de um ano antes da implantação do sistema de GDFV.

Para a obtenção de uma boa estimativa de produção do sistema, a área selecionada deve ser livre de sombreamento (MELO, 2012) e ter superfícies reflexivas. Outro aspecto que também deve ser observado é o efeito dos ventos sobre o local.

Neste sentido, alguns softwares de dimensionamento como o *PVSyst*, *PV-Sol* e o *Sketchup* permitem incorporar um modelamento 3D das edificações e objetos vizinhos para simulação do desempenho do sistema, permitindo a incorporação de dados da posição efetiva dos módulos FV para o dimensionamento. Aspectos como inclinação e orientação dos módulos FV tornam-se bastante relevantes, em instalações urbanas.

4.2.3 Dimensionamento da potência nominal do sistema de GDFV

A potência nominal do sistema de GDFV pode ser calculada por dois métodos: a partir de uma fração da demanda de energia elétrica consumida (Equação 2) que se pretende suprir com o sistema ou, ainda, mediante cálculo considerando a limitação de espaço físico disponível para a instalação do sistema (Equação 3).

- Dimensionamento através da fração da demanda de energia (Equação 2):

$$P_{FV} = (E_{CDiário}/TD)/HSP_{MédAnual} \quad (2)$$

Onde: P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); $E_{CDiário}$: energia consumida média diária ou fração desta (Wh/ dia); $HSP_{MédAnual}$: média diária anual das horas de Sol pleno (HSP) no plano da instalação do sistema de GDFV (h); TD : desempenho global ou taxa de desempenho (%).

A HSP é o número de horas em que a irradiância solar permanece constante e igual a 1000 W/m^2 , de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pela energia do Sol no local, acumulada ao longo de um dia. Já para um cálculo preliminar de sistemas de GDFV, não sombreados e nas condições de radiação solar encontradas no Brasil, utiliza-se uma TD entre 75% e 85% (CRESESB, 2014).

A taxa de desempenho – TD (ou desempenho global – Pr) é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Essa relação avalia a geração de energia elétrica do sistema, levando em consideração a potência real do sistema em condições de operação e todas as perdas envolvidas (cabearamento, sujidade e temperatura dos módulos, sombreamento, eficiência do inversor, descasamento, entre outros).

- Dimensionamento através da área disponibilizada para instalação (Equação 3):

$$P_{FV} = (A_{Disp}/A_{Mód}) * P_{Mód} \quad (3)$$

Onde: P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); A_{Disp} : área disponível para a instalação (m^2); $A_{Mód}$: área do módulo, incluído a moldura do mesmo (m^2); $P_{Mód}$: potência de pico do módulo FV (Wp).

Para este estudo de caso, será utilizada a Equação 3, pois existe uma limitação de espaço físico disponível para a instalação do sistema de GDFV, no topo do prédio da FLH.

4.2.4 Estimativa de energia produzida pelo sistema de GDFV

Realiza-se o cálculo da estimativa da energia produzida mensalmente pelo sistema de GDFV (Equação 4).

$$E_{Est} = (HSP_{MédMensal} * TD * P_{FV} * D_{Mês}) \quad (4)$$

Onde: E_{Esp} : energia esperada mensalmente a ser produzida pelo sistema de GDFV (Wh); $HSP_{MédMensal}$: média diária mensal das HSP no plano da instalação do sistema de GDFV (h); TD : desempenho global ou taxa de desempenho (%); P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); $D_{Mês}$: quantidade de dias no mês.

4.2.5 Dimensionamento da quantidade de módulos fotovoltaicos.

O dimensionamento do número de módulos FV pode ser realizado por dois métodos. O método 1 é baseado na potência nominal do sistema e na potência de pico do módulo (Equação 5); o método 2 é considerado a área disponível para a instalação e a área do módulo FV (Equação 6).

- *Método 1:* $N = P_{FV} / P_{Mód}$ (5)

- *Método 2:* $N = A_{Disp} / A_{Mód}$ (6)

Onde: N : número de módulos FV; P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); $P_{Mód}$: potência de pico do módulo FV (Wp); A_{Disp} : área disponível para a instalação (m²); $A_{Mód}$: área do módulo FV, incluído a moldura do mesmo (m²).

Para este estudo de caso, será utilizado o Método 2 (Equação 6), pois a área disponível do Lar para Idosos FLH é o fator limitante mais relevante para a implantação do sistema de GDFV.

4.2.6 Dimensionamento do inversor

A potência do inversor deve ter a relação de 1:1, com a potência nominal do sistema de GDFV, porém, dificilmente se atinge a potência máxima do sistema, fazendo com que a potência do inversor seja subdimensionada. O fator de dimensionamento do inversor – FDI

(Equação 7) é a relação entre a potência nominal da CA do inversor e a potência nominal do sistema (CRESESB, 2014).

$$\mathbf{FDI = P_{NCA} / P_{FV}} \quad (7)$$

Onde: P_{NCA} : potência nominal CA do inversor (W); P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp)

O CRESESB (2014), conforme recomendação técnica de fabricantes e instaladores, leva em consideração valores inferiores de FDI próximos de 0,75 enquanto que o limite superior situa-se em torno de 1,05. Como a referência de parâmetros do CRESESB atendem satisfatoriamente ao projeto GDFV em questão, o intervalo de potência a seguir foi adotado como base da análise:

$$\mathbf{0,75 \times P_{FV} < P_{Inv} < 1,05 \times P_{FV}}$$

Onde: P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); P_{Inv} : potência do inversor (W).

4.2.7 Quantidades máxima e mínima de módulos fotovoltaicos por string

Para determinar o número máximo de módulos ligados em série por *string*, calcula-se a relação entre a Tensão Máxima ($V_{mpp \text{ Máx}}$) de CC de operação do inversor e a Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}) do módulo FV (Equação 8).

$$\mathbf{N_{Máx} \leq V_{mpp \text{ Máx}} (\text{Inversor}) / V_{oc}(\text{Módulo})} \quad (8)$$

Onde: $N_{Máx}$: número máximo de módulos FV conectados em série por *string*; $V_{mpp \text{ Máx}} (\text{Inversor})$: tensão máxima CC de operação do mpp do inversor (V); $V_{oc} (\text{Módulo})$: tensão de circuito aberto do módulo FV (V).

O quociente entre a Tensão Mínima ($V_{mpp \text{ Mín}}$) de CC de operação do inversor e a Tensão no ponto de máxima potência (V_{mpp}) do módulo determina o número mínimo de módulos ligados em série por *string* (Equação 9).

$$\mathbf{N_{Mín} \geq V_{mpp \text{ Mín}} (\text{Inversor}) / V_{mpp} (\text{Módulo})} \quad (9)$$

Onde: $N_{Mín}$: número mínimo de módulos FV conectados em série por *string*; $V_{mpp \text{ Mín}} (\text{Inversor})$: tensão mínima CC de operação do mpp do inversor (V); $V_{mpp} (\text{Módulo})$: tensão mpp módulo FV (V).

4.2.8 Determinação da quantidade de strings em paralelo

O número máximo de *strings* em paralelo deverá ser menor ou igual ao quociente entre os valores máximos da corrente ($I_{cc \text{ máx}}$) do inversor e dos *strings* dos módulos (Equação 10).

$$N_{\text{Strings}} = I_{cc \text{ máx}} / I_{sc \text{ Strings}} \quad (10)$$

Onde: N_{Strings} : número máximo de *strings* em paralelo; $I_{cc \text{ máx}}$: corrente máxima CC na entrada do inversor (A); $I_{sc \text{ Strings}}$: corrente de curto-circuito dos módulos FV conectados em série.

4.3 Levantamento de propostas comerciais e seleção do projeto mais adequado junto às empresas

Realizou-se uma pesquisa de mercado para levantar propostas comerciais de projetos técnicos de sistemas de GDFV, capazes de atender às especificações pré-determinadas da demanda do Lar para Idosos FLH.

Com o projeto preliminar já definido, realizou-se uma pesquisa por empresas que fazem parte do ciclo produtivo de energia solar FV e, em seguida, pré-selecionaram-se as que apresentavam capacidade instalada e instalações nas categorias residenciais, comerciais, industriais e públicas. Por fim, foram listadas cinco empresas disponíveis no mercado local para implantar o projeto efetivo do sistema. Em seguida, foram realizadas cotações junto às empresas pré-selecionadas para obter a melhor proposta técnica e comercial possível.

A análise da viabilidade econômica da proposta comercial foi realizada utilizando-se conceitos de matemática financeira que consideram os seguintes indicadores de rentabilidade: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tempo de Retorno sobre o Investimento (*Payback* simples e descontado). A partir desses critérios, foi então contratada uma empresa sediada em Salvador/BA para prestar o serviço de implantação do sistema.

4.4 Implantação, operação e manutenção do sistema de geração distribuída fotovoltaica no Lar para Idosos

Uma vez selecionada uma proposta comercial de projeto técnico de sistema de GDFV, procedeu-se à sua implantação em 2019, comissionada no mês subsequente do mesmo ano. Esse sistema encontra-se atualmente em operação regular, tendo sido submetido às manutenções preventivas (Ex.: Verificações dos inversores, dos painéis FV e dos equipamentos

eletrônicos.), sendo a primeira realizada após 12 meses de operação, em outubro de 2020. A etapa seguinte consistiu no acompanhamento do seu desempenho e dos resultados quanto à redução no consumo de energia elétrica junto à Neoenergia COELBA, por um período de dois anos (janeiro de 2020 a dezembro de 2021).

4.5 Elaboração de um Método em Etapas para Implantação Eficaz de um Projeto de Geração Distribuída

A partir do estudo de caso realizado e analisado, foram identificadas, sistematizadas e descritas sete etapas necessárias para implantação, operação e manutenção eficazes de um projeto de sistema de GDFV genérico.

A partir de um caso real de implantação do sistema de GDFV no Lar para Idosos FLH, pretende-se propor etapas para estabelecer um método para a implantação eficaz de um sistema de GDFV, compreendendo o seguinte passo-a-passo:

- a) Análise de Consumo para Definição da Oferta Ideal de um Sistema de GDFV;
- b) Especificação de um Projeto Preliminar do Sistema de GDFV;
- c) Pesquisa no Mercado para Seleção de uma Empresa para Implantar o Projeto Efetivo do Sistema de GDFV;
- d) Implantação do Sistema de GDFV;
- e) Comissionamento do Sistema de GDFV;
- f) Operação e Manutenção (O&M) do Sistema de GDFV;
- g) Descomissionamento do Sistema de GDFV.

5 ESTUDO DE CASO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR EM UM LAR PARA IDOSOS

Esta seção apresenta detalhadamente o caso estudado neste trabalho.

5.1 ESTUDO DE CASO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VIA SISTEMA FOTOVOLTAICO EM SALVADOR/BA

A FLH é uma organização não governamental mantida por doações, sem fins lucrativos, e que tem como objetivo unir esforços em benefício da melhoria da sociedade. O projeto da FLH Fabiano de Cristo (Lar para Idosos) proporcionará ao idoso com idade igual ou superior a 65 anos um espaço de moradia e convivência com integração social para que possam exercer sua cidadania de forma participativa e autônoma.

O Lar Harmonia Fabiano de Cristo, projeto da FLH, é um Lar para Idosos que contempla um centro de convivência, um centro de reabilitação e um residencial. Os prédios onde funciona o Lar para Idosos serviram como estudo de caso para um projeto completo de implantação de um sistema de GDFV para esta pesquisa. Para tanto, procedeu-se às atividades detalhadas a seguir:

- (i) Definição das especificações de um projeto GDFV de referência;
- (ii) Pesquisa de mercado para identificação de empresas para a elaboração e a implementação do projeto GDFV;
- (iii) Definição de critérios de qualificação e seleção de algumas empresas;
- (iv) Análise de custo-benefício dos projetos de GDFV para escolha de um projeto vencedor e, conseqüentemente, da empresa que irá implantá-lo;
- (v) Implantação, operação, manutenção e acompanhamento do funcionamento do sistema de GDFV do projeto escolhido.

5.2 DESCRIÇÃO DA EDIFICAÇÃO DO LAR PARA IDOSOS FUNDAÇÃO LAR HARMONIA

A edificação usada para o estudo de caso está localizada no bairro de Piatã, localizado na cidade de Salvador/BA, (coordenadas geográficas 12° 94' 52'' S e 38° 26' 47'' W), sendo composto por 2 prédios (Figura 9). O Prédio 1 é o Centro de Convivência Idelfonso do Espírito

Santo e Centro de Reabilitação Maria Dolores Segura e o Prédio 2, é uma área residencial, composta por 6 apartamentos, que possuem capacidade para acomodar 54 idosos.

Figura 9 - Vista da Fachada Lateral do Prédio do Lar para Idosos FLH



Fonte: Elaboração da autora (2019).

5.2.1 Considerações iniciais

A introdução de um sistema solar FV conectado à rede elétrica (enquadrado como microgeração) no Lar para Idosos FLH desponta como alternativa para redução de custos e diversificação energética.

Os cálculos da geração elétrica são realizados com base nas informações coletadas no próprio Lar para Idosos FLH, e entre eles, está o cálculo da receita. Este se refere aos ganhos, em valor monetário, que se obtém com a introdução do sistema. No caso concreto, sabe-se que a energia consumida pelo Lar para Idosos FLH é fornecida pela Neoenergia COELBA. Sendo assim, após a análise da fatura de energia elétrica do local, bem como a tarifa da eletricidade cobrada pela concessionária, foi perceptível que o valor do kWh pago pelo Lar para Idosos FLH à concessionária de energia é de R\$ 0,78/kWh. Esta cobrança é referente à utilização da rede da empresa e transporte da energia entre a geração e o consumidor final. Destaca-se que a referida tarifa praticada pela concessionária com a FLH está inclusa no GRUPO B3 COMERCIAL, incluindo o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS), o

programa de integração social (PIS) e a contribuição para o financiamento da seguridade social (COFINS).

Portanto, o ganho/receita refere-se à economia obtida, considerando-se um custo de R\$ 0,78/kWh e a possibilidade de geração média mensal do sistema proposto de 2.660,00 kWh. Dessa forma, prevê-se uma possível economia mensal de R\$ 2.074,80 e anual de R\$ 24.897,60 no pagamento da conta de energia à concessionária. Assim, no fluxo de caixa, o item Receita refere-se à economia de energia em R\$ 24.897,60. Quanto a essa Receita, dois fatores devem ser levados em consideração:

- a) A perda de potência esperada pelos fabricantes será de 1% ao ano (degradação), a partir do 2º ano. Consequentemente irá impactar no valor final da receita líquida;
- b) As tarifas de energia são reajustadas anualmente. No ano de 2020, o reajuste médio autorizado pela ANEEL para a tarifa de energia da Neoenergia COELBA foi de 4,85%. Esse valor percentual e consecutivo será acrescido na tarifa, considerando nesta análise.

5.3 AVALIAÇÃO TÉCNICA INICIAL PARA DEFINIÇÕES DE PARÂMETROS DA SELEÇÃO DO PROJETO

Antes de ser definida alguma proposta comercial de sistema de GDFV para o Lar para Idosos FLH, foi feita uma avaliação técnica preliminar e foram definidos os parâmetros para embasar a posterior seleção da proposta comercial. Dentre estes parâmetros, destacaram-se: a demanda de eletricidade a ser atendida e a área de teto disponível para o sistema de GDFV.

5.3.1 Avaliação do recurso solar disponível no local do estudo

Essa fase quantificou a irradiação solar global incidente sobre os módulos FV. De acordo com Mattos (2016), um gerador FV tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura dos módulos.

Os dados de irradiação solar média do local e da HSP (Tabela 4 e APÊNDICE J) foram obtidos no banco de dados *SunData* do CRESESB (2019), com o resultado de uma média anual de irradiação solar de 5,29 kWh/m²-dia.

Tabela 4 - Irradiação Solar no Plano Inclinado.

Localidade: Fundação Lar Harmonia (Salvador/ BA)		Latitude - 12° 94' 52" S Longitude- 38° 26' 47" O												
Ângulo	Inclinação	Irradiação Solar Diária Média Mensal (kWh/ m².dia)												
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0°	6,5	6,33	5,5	4,25	3,97	3,53	4,03	5,14	5,06	5,67	6,53	6,75	5,27
Ângulo Igual a Latitude	13° N	6,03	6,09	5,53	4,46	4,36	3,94	4,49	5,56	5,18	5,53	6,11	6,19	5,29
Maior Média Anual	8° N	6,24	6,21	5,54	4,4	4,23	3,8	4,33	5,42	5,16	5,61	6,3	6,43	5,31
Maior Mínimo Mensal	33° N	4,95	5,29	5,17	4,48	4,63	4,28	4,86	5,78	4,99	4,94	5,08	4,95	4,95

Fonte: Adaptado do CRESESB (2019).

5.3.2 Área disponibilizada para o estudo e implantação do sistema fotovoltaico

O local disponibilizado para estudo era composto por três áreas situadas na cobertura dos prédios 1 e 2 do Lar para Idosos FLH, totalizando uma área bruta de 172 m² (Figura 10).

Figura 10 - Vista aérea das áreas disponíveis nos tetos dos dois prédios da FLH.



Fonte: Arquivo fotográfico da autora (2019).

As áreas (Figura 10) são 100% planas, impermeabilizadas, voltadas para o norte geográfico e com a incidência de irradiação solar na maior parte do dia. A área 1 dispõe de regiões sombreadas devido a um tanque instalado na cobertura do prédio, o que reduziria a capacidade de geração dos módulos FV, prejudicando assim o desempenho do SFCR. Ante o exposto, foi necessário realizar uma análise do sombreamento projetado na área 1, para evitar a instalação dos módulos nas regiões sombreadas por períodos durante o dia. Para fazer uma avaliação prévia da referida área passível de sombreamento, foram realizadas 11 medições presenciais e manuais *in loco*, utilizando-se trena e fazendo-se marcações no chão da laje, com

intervalos de uma hora, das 7h às 17h, entre os dias 21 e 30, nos meses de março, junho, setembro e dezembro de 2018.

Após a comparação dos dados obtidos e considerando como área sombreada, a região atingida pela sombra do tanque no período das 9h às 15h totalizou 32,85m², correspondente à aproximadamente 83% da área 1. Além da área do sombreamento, foi atribuída uma distância de 1m entre a mureta de proteção e os *strings* e 0,80 m entre as fileiras de *strings*, para ser usada na manutenção do SFCR. As áreas 2 e 3 não apresentaram sombreamento.

Após as análises do sombreamento e considerando os espaçamentos destinados à manutenção das áreas 1, 2 e 3, respectivamente (Figura 9), as três áreas efetivamente disponibilizadas totalizaram 111 m² para a instalação do SFCR e 27,9 m², para a circulação e manutenção, e foram distribuídas da seguinte forma:

- **Área 1:** 39,5 m² para a instalação do SFCR e 7,7 m² para a circulação e manutenção;
- **Área 2:** 40,0 m² para a instalação do SFCR e 12,5 m² para a circulação e manutenção;
- **Área 3:** 31,5 m² para a instalação do SFCR e 7,7 m² para a circulação e manutenção.

5.3.3 Levantamento das cargas elétricas

O edifício do Lar para Idosos FLH é composto por dois prédios, foi construído em um terreno contíguo e ambas as atividades desenvolvidas são de organizações filantrópicas e independentes. Para o levantamento das cargas instaladas, foi realizada uma visita *in loco*, quando se analisou o projeto elétrico disponibilizado pelo Lar para Idosos FLH.

Como se tratam de duas edificações distintas, o Lar para Idosos FLH tem duas contas de energia elétrica referentes a cargas instaladas de 73.487 W no prédio 1 (Tabela 5), a carga total de 140.412 W (Tabela 6) e de 66.925 W no prédio 2 (Tabela 7). De acordo com as determinações técnicas da Neonergia COELBA (2018), essa edificação deve ser classificada na modalidade de tarifa de energia para o Grupo B3 Comercial e ser atendida em tensão secundária de distribuição pelos padrões da distribuidora. Os consumidores classificados como GRUPO B3 são atendidos em tensão abaixo de 2,3 kV, apresentam tarifas aplicáveis apenas ao consumo e têm um custo de consumo mínimo (tarifa de conexão) referente ao tipo de conexão com a rede de energia. O Lar para Idosos FLH conta com uma ligação trifásica e a tarifa de conexão é equivalente ao consumo de 100 kWh/mês para cada conexão com a Neonergia COELBA; dispõe ainda de duas conexões de acesso à rede elétrica, tendo conseqüentemente uma tarifação mínima de consumo equivalente a 200 kWh/mês.

Tabela 5 - Levantamento de cargas do Lar para Idosos FLH – Prédio 1.

CÁLCULO DE CARGA INSTALADA			
CARGA INSTALADA BLOCO 01 – Centro de convivência e reabilitação			
CARGAS	UND.	POTÊNCIA(W)	POTÊNCIA TOTAL(W)
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-A)	5	5.066 W	25.330 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-B)	1	6.829 W	6.829 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-H)	1	6.352 W	6.352 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-I)	1	6.266 W	6.266 W
AQUECEDOR	4	1.500 W	6.000 W
CHUVEIRO	1	6.000 W	6.000 W
UNID. COND. SPLIT 30.000BTU's	3	2.900 W	8.700 W
UNID. COND. SPLIT 12.000BTU's	2	1.190 W	2.380 W
BOMBA DE RECALQUE - 2CV	1	1.970 W	1.970 W
ELEVADOR - 4CV	1	3.660 W	3.660 W
TOTAL			73.487 W

Fonte: Dados da pesquisa (2018)

Tabela 6 - Total de cargas do Lar para Idosos FLH.

CÁLCULO DE CARGA INSTALADA			
CARGA INSTALADA TOTAL - LAR PARA IDOSOS FLH			
CARGAS	UND.	POTÊNCIA(W)	POTÊNCIA TOTAL(W)
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-A)	5	5.066 W	25.330 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-B)	1	6.829 W	6.829 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-C)	1	10.901 W	10.901 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-D)	3	4.788 W	14.364 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-H)	1	6.352 W	6.352 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-I)	1	6.266 W	6.266 W
COOKTOP	1	3.200 W	3.200 W
AQUECEDOR	4	1.500 W	6.000 W
CHUVEIRO	1	6.000 W	6.000 W
UNID. COND. SPLIT 30.000BTU's	15	2.900 W	43.500 W
UNID. COND. SPLIT 12.000BTU's	2	1.190 W	2.380 W
BOMBA DE RECALQUE - 2CV	1	1.970 W	1.970 W
ELEVADOR - 4CV	2	3.660 W	7.320 W
TOTAL			140.412 W

Fonte: Dados da pesquisa (2018)

Tabela 7 - Levantamento de cargas do Lar para Idosos FLH – Prédio 2.

CÁLCULO DE CARGA INSTALADA			
CARGA INSTALADA BLOCO 02 – Residência dos Idosos			
CARGAS	UND.	POTÊNCIA(W)	POTÊNCIA TOTAL(W)
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-C)	1	10.901 W	10.901 W
ILUMINAÇÃO E TOMADAS (QDLF-D)	3	4.788 W	14.364 W
COOKTOP	1	3.200 W	3.200 W
UNID. COND. SPLIT 30.000BTU's	12	2.900 W	34.800 W
ELEVADOR - 4CV	1	3.660 W	3.660 W
TOTAL			66.925 W

Fonte: Dados da pesquisa (2018)

5.3.4 Cálculo dos módulos fotovoltaicos

O cálculo dos módulos FV foi realizado em função de dois fatores: a área disponível para instalação do sistema; e a área do módulo FV (APÊNDICES K, L, M, N, O, P).

A Tabela 8 apresenta a configuração do modelo do módulo FV.

Tabela 8 - Configuração do Módulo FV.

Tecnologia	Eficiência	Área	Potência Nominal	Tensão Nominal	Corrente Nominal	Corrente de Curto-circuito	Tensão de Circuito-aberto
			(P _{mpp})	(V _{mpp})	(I _{mpp})	(I _{sc})	(V _{oc})
Monocristalino	18,44%	1,64 m ²	300Wp	32,37V	9,27 A	9,74 A	39,72 V

Fonte: Dados da pesquisa (2019)

O cálculo do número de módulos foi realizado com Equação 6 (p. 54), a partir da área disponível para instalação e da área do módulo.

$$N = A_{Disp} / A_{Mód} \quad (6)$$

Onde: N : número de módulos FV; A_{Disp} : área disponível para a instalação (m²); $A_{Mód}$: área do módulo FV, incluído a moldura do mesmo (m²).

Assim:

$$N_{A1} = A_{1Disp} / A_{Mód} = 39,5 / 1,64 = 24 \text{ módulos FV};$$

$$N_{A2} = A_{2Disp} / A_{Mód} = 40,0 / 1,64 = 24 \text{ módulos FV};$$

$$N_{A3} = A_{3Disp} / A_{Mód} = 31,5 / 1,64 = 19 \text{ módulos FV}.$$

Desta forma, a área final disponibilizada para a instalação do sistema de GDFV comportou **67 módulos FV** de 300 Wp.

5.3.5 Cálculo da estimativa de energia a ser produzida pelo gerador fotovoltaico

Para o cálculo da estimativa de energia do sistema, procedeu-se inicialmente ao cálculo da potência nominal, conforme a Equação 3 (p. 54).

$$P_{FV} = N_T * P_{Mód} \quad (3)$$

Onde: P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); N_T : número total de módulos FV; $P_{Mód}$: potência de pico do módulo FV (Wp).

Assim:

$$P_{FV} = 67 * 300 \text{ Wp} = 20,10 \text{ kWp}$$

A Equação 4 (p. 54) calcula a energia esperada, que será produzida em kWh e será usada para montar a Tabela 9.

$$E_{Est} = (HSP_{MédMensal} * TD * P_{FV} * D_{Mês}) \quad (4)$$

Onde: E_{Esp} : energia esperada mensalmente a ser produzida pelo sistema de GDFV (Wh); $HSP_{MédMensal}$: média mensal das HSP no plano da instalação do sistema de GDFV (h); TD : desempenho global ou taxa de desempenho (%); P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); $D_{Mês}$: quantidade de dia no mês;

Tabela 9 - Estimativa Mensal da Energia produzida pelo Sistema de GDFV de 20,1 kWp.

Mês	Dias	Potência	Irradiação	Taxa de	Estimativa Mensal
		Instalada	Solar	Desempenho	Produzida
		kWp	kWh/m ²	82%	kWh
Jan	31	20,1	6,03	0,82	3.080,98
Fev	28	20,1	6,09	0,82	2.810,51
Mar	31	20,1	5,53	0,82	2.825,51
Abr	30	20,1	4,46	0,82	2.205,29
Mai	31	20,1	4,36	0,82	2.227,71
Jun	30	20,1	3,94	0,82	1.948,17
Jul	31	20,1	4,49	0,82	2.294,13
Ago	31	20,1	5,56	0,82	2.840,84
Set	30	20,1	5,18	0,82	2.561,30
Out	31	20,1	5,53	0,82	2.825,51
Nov	30	20,1	6,11	0,82	3.021,15
Dez	31	20,1	6,19	0,82	3.162,73
Total					31.803,83

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

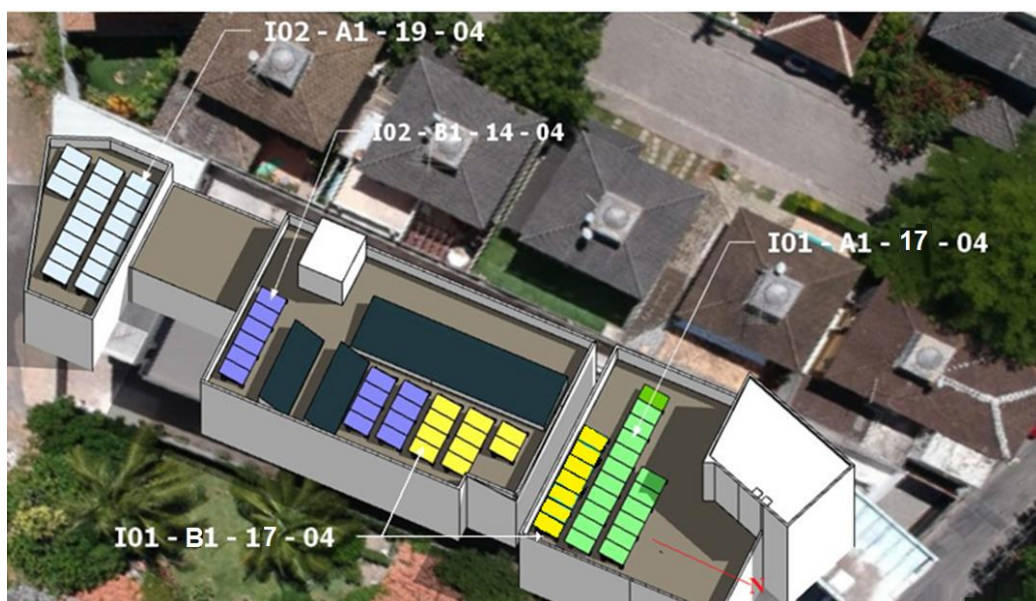
Com dados relativos à potência nominal do gerador FV, irradiação solar média de Salvador/BA para um plano inclinado de 13° e atribuindo uma TD de 82%, calculou-se quanto o sistema FV irá produzir de energia durante um ano (Tabela 9). O gerador FV com potência nominal de 20,1 kWp, produzirá 31.803,83 kWh/Ano, 2.650,31 kWh/mês e 88,34 kWh/dia.

5.3.6 Dimensionamento do inversor

Para o SFCR do Lar para Idosos FLH, caracterizado como de média potência nominal, a configuração *string* conectada em paralelo foi utilizada para uma melhor adaptação da potência dos inversores às condições de irradiação solar do local da instalação e para que fossem ligados próximos aos módulos FV, facilitando não só a instalação, mas a manutenção do sistema.

O dimensionamento dos inversores foi baseado na potência nominal de 20,1 kWp e formado por dois sistemas, pois havendo algum problema em um sistema, o outro continuará gerando energia. Logo, o sistema 1 foi formado com 34 módulos FV, com uma potência nominal de 10,2 kWp e o sistema 2, com 33 módulos FV, com potência nominal de 9,9 kWp (Figura 11). As saídas dos inversores foram ligadas ao barramento CA do quadro geral do Prédio 2, permitindo que o excedente seja injetado na rede elétrica de distribuição.

Figura 11 - Distribuição dos Módulos FV na face Norte Geográfico à 13° de Inclinação.



Fonte: Dados da pesquisa (2019).

Assim:

- Potência do inversor 1:
 $0,75 \times P_{FV} < P_{Inv} < 1,05 \times P_{FV}$
 $0,75 * 10,2 < P_{Inv} < 1,05 * 10,2$
 $7,65 \text{ W} < P_{Inv} < 10,71 \text{ W}$
- Potência do inversor 2:
 $0,75 \times P_{FV} < P_{Inv} < 1,05 \times P_{FV}$
 $0,75 * 9,9 < P_{Inv} < 1,05 * 9,9$
 $7,42 \text{ W} < P_{Inv} < 10,39 \text{ W}$

Onde: P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); P_{INV} : potência do inversor (W).

Logo:

a) Sistema 1 de 10,2 kWp:

P_{Inv} : 8,2 kW

I01-A1-24-04: *string* 1 com 17 módulos conectados ao MPPT1 do inversor 1;

I01-B1-10-04: *string* 2 com 17 módulos conectados ao MPPT2 do inversor 1.

b) Sistema 2 de 9,9 kWp:

P_{Inv} : 8,2 kW

I02-A1-19-04: *string* 1 com 19 módulos conectados ao MPPT1 do inversor 2;

I02-B1-14-04: *string* 2 com 14 módulos conectados ao MPPT2 do inversor 2.

5.3.7 Parâmetro gerais do projeto de geração distribuída fotovoltaica

Para a avaliação de propostas, foi necessário identificar os parâmetros gerais de geração de energia (Tabela 10). Posteriormente, foram incluídos no projeto sensores de irradiação solar e medidores de temperatura dos módulos FV, objetivando futuras avaliações e cálculos de desempenho do sistema de GDFV.

Tabela 10 - Parâmetros Gerais para definir o Projeto GDFV de Referência.

Nº	Parâmetros	Especificações
1º	Área disponível para instalação do sistema	172 m ² de área total com 111 m ² de área efetiva
2º	Número de módulos FV dispostos em 111 m ²	67 módulos FV de 300 Wp
3º	Potência instalada do gerador FV	20,1 kWp
4º	Vida útil do sistema de GDFV	25 anos
5º	Tarifa de eletricidade cobrada pela Neoenergia COELBA GRUPO B3 (inclui ICMS, PIS e COFINS)	R\$ 0,78/kWh
6º	Valor economizado no período de um mês	R\$ 2.650,31 kWh*R\$ 0,78/kWh = R\$ 2.067,24
7º	Valor economizado ao longo de um ano	R\$ 2.067,24*12 meses = R\$ 24.806,90
8º	Perda anual de eficiência do equipamento	1% da receita gerada.
9º	Suporte técnico	1% sobre o valor da receita mensal, a partir do 11º ano de instalação; custo anual de manutenção (fixo): R\$ 520,00.
10º	TMA	4,76%
11º	Depreciação	Considerou-se a depreciação linear anual de 1% para uma vida útil de 25 anos para o sistema de GDFV, sem valor residual.

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

5.4 AVALIAÇÕES DE VIABILIDADE ECONÔMICAS

Para tal avaliação, houve necessidade de identificação dos parâmetros gerais da geração de energia. Para tanto, foram utilizados os conceitos da Matemática Financeira e os seguintes índices: Fluxo de Caixa, Rentabilidade, Ponto de equilíbrio, VPL, Retorno do Investimento (ROI), TIR e retorno do tempo de investimento (*Payback* simples e descontado).

A taxa mínima de atividade (TMA) corresponde ao mínimo que um investidor se propõe a ganhar, representando um cenário econômico que envolve custo de oportunidade, risco e liquidez. Portanto, em conformidade com o cenário macroeconômico de 2020, considerou-se a TMA igual à Selic, 4,76% ao ano. Sob esse aspecto, o projeto foi considerado viável, se o seu retorno for maior que a atual taxa básica da economia.

Outros indicadores utilizados para as análises são a TIR e o VPL. O resultado da TIR indica um percentual de rentabilidade do projeto, ou seja, a TIR é a taxa de retorno do projeto. No entanto, o percentual calculado em si não valida a aceitação do projeto proposto. Portanto, a TIR foi comparada à TMA, da seguinte maneira:

- a. $TIR > TMA$: o investimento é economicamente atrativo;
- b. $TIR = TMA$: o investimento está economicamente indiferente;

c. $TIR < TMA$: o investimento não é economicamente atrativo, pois seu retorno será superado pelo retorno de um investimento com um mínimo de retorno.

O VPL é obtido subtraindo-se os valores presentes dos custos dos valores presentes das receitas, trazendo-se, assim, os valores do futuro para o presente. Portanto, para que uma proposta comercial seja economicamente viável, o seu VPL deverá ser maior que zero. O Lar para Idosos FLH assumiu integralmente o investimento de R\$ 86.500,00 e a análise realizou o comparativo com o $VPL > 0$ e $TIR > TMA$.

O *payback* é o tempo necessário para recuperar o investimento realizado. Quando o período é calculado sem descontar os fluxos de caixa futuros, tem-se um *payback* simples e quando se utiliza uma taxa de desconto, neste caso a TMA, ter-se-á um *payback* descontado.

Em relação à depreciação dos equipamentos e ao custo fixo da manutenção preventiva do SFCR, ambos foram considerados a partir do segundo ano. Para a depreciação dos equipamentos, considerou-se 4% ao ano, pois o fabricante garante 25 anos de vida útil. Ao final desse prazo, os equipamentos não terão valor contábil. A depreciação será considerada para reserva contábil, portanto, ao final de 25 anos os equipamentos podem ser substituídos a partir dessa reserva. Já em relação ao custo fixo da manutenção preventiva do SFCR, contemplando o valor anual de 50% do salário mínimo. Para o segundo ano, considerou-se o valor de R\$ 1.040,00. Nos anos posteriores, contabilizou-se o aumento médio do valor do salário dos últimos 15 anos, que foi de 9,45%.

No custo variável, foi considerada uma despesa de 1% do valor da receita por mês, contada a partir do 11º ano de instalação. Este prazo foi considerado com base no término da garantia de um dos equipamentos. Esse valor contábil servirá para a substituição de equipamentos que estejam fora do período de garantia.

5.5 PROCESSO DE LEVANTAMENTO E SELEÇÃO DE PROPOSTAS COMERCIAIS DE PROJETOS TÉCNICOS

Procedeu-se a uma pesquisa de mercado para levantamento de empresas atuantes na área de implantação de projetos GDFV na Bahia.

Identificaram-se cinco empresas com potencial para elaborar e implantar o projeto GDFV para o Lar para Idosos FLH. A partir daí, solicitaram-se a elaboração e a apresentação de propostas comerciais de projetos técnicos para a implantação do sistema citado. Os orçamentos e as descrições das propostas comerciais e das propostas estão descritos nas Tabelas 11 e 12.

Tabela 11 – Propostas comerciais das 5 empresas integradoras.

DESCRIÇÃO	INTEGRADOR A	INTEGRADOR B	INTEGRADOR C	INTEGRADOR D	INTEGRADOR E
Módulo Fotovoltaico Monocristalino	67 Canadian (330 Wp)	67 Axitec AXIpremium (300 Wp)	68 Axitec AXIpremium (300 Wp)	54 J A Solar (375 Wp)	64 Q Cells L- G5(330 Wp)
Inversor	2 Fronius Primo (8.2.0-1kW/	2 Fronius Primo (8.2.0-1kW/	2 Fronius Primo (8.2.0-1kW/	2 Fronius Primo (8.2.0-1kW/	2 Fronius Primo (8.2.0-1kW/ 220V)
String Box, Condutores Elétricos CA e CC, Disjuntores CA e CC, Eletrodutos, Conectores MC4, Eletrocalhas e Outros	1 Kit	1 Kit	1 Kit	1 Kit	1 Kit
Kit de Estrutura de Fixação dos Módulos	1(Tritec)	1(Tritec)	1(Tritec)	1(K2 System)	1(Tritec)
Garantia dos Módulos/ Fabricantes(anos)	10	15	15	10	10
Garantia dos Inversores/ Fabricantes(anos)	5	5	7	7	7
Garantia do Kit de Estrutura de Fixação/ Fabricante(anos)	10	10	5	10	10
Garantia da Instalação(anos)	1	1	1	1	1
Área Para Instalação(m²)	149,81	111	152	129	160
Potência Instalada(kWp)	22,11	20,1	20,4	20,5	21,12
Desconto Para Atender ao Projeto Filantrópico	12,44%	13%	6%	10%	10%
Custo do SFCR	R\$83.000,00	R\$82.500,00	R\$85.067,73	R\$95.400,00	R\$95.000,00
Custo do Sistema de Aquisição de Dados de Medição(Irradiação Solar e Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos)	R\$3.363,21	R\$4.000,00	R\$4.050,13	Cortesia	R\$3.950,00
Custo Total do Gerador Fotovoltaico (SFCR + Sistema de Aquisição de Dados)	R\$86.363,21	R\$86.500,00	R\$89.117,86	R\$95.400,00	R\$98.950,00
Forma de Pagamento	70%+30/60	30%+30/60/90/120	40%+30/60/90/120	à combinar	75%+30/60/90
Custo(R\$/ Wp)	R\$3,75	R\$4,10	R\$4,17	R\$4,65	R\$4,50
Payback(anos)	3,4	3,1	3,4	3,7	4,6
Produção de Energia Prevista Mensal(kWh)	2.743,0	2.688,0	2.550,0	2.469,0	2.572,0
Produção de Energia Prevista Anual(kWh)	32.916,0	32.256,0	30.600,0	29.628,0	30.864,0
Produção de Energia / Necessidade	83,42%	81,75%	77,55%	75,09%	78,22%
Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica Antes do SFCR (sem a taxa mínima) (kWh)	3.288,0	3.288,0	3.288,0	3.288,0	3.288,0
Estimativa Média Mensal de Energia Elétrica Antes da Instalação do SFRC (com impostos)	R\$2.564,64	R\$2.564,64	R\$2.564,64	R\$2.564,64	R\$2.564,64
Estimativa Média Mensal de Energia Elétrica Após Instalação do SFCR (com impostos e sem a taxa mínima)	R\$425,10	R\$468,00	R\$575,64	R\$638,82	R\$558,48

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

Tabela 12 - Resumo dos orçamentos das 5 propostas comerciais.

Propostas Comerciais	Valor do Orçamento para implantação do Projeto GDFV
Empresa A	R\$ 86.363,21
Empresa B	R\$ 86.500,00
Empresa C	R\$ 89.117,86
Empresa D	R\$ 95.400,00
Empresa E	R\$ 98.950,00

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

Em seguida, houve um processo de entrevistas com os responsáveis técnicos de cada uma das empresas para maiores esclarecimentos. Depois disto, a partir dos orçamentos de menor valor, foram escolhidas três das propostas comerciais (A, B e C), para realização das análises de viabilidade econômica e seleção definitiva da proposta comercial do projeto técnico. Para as

análises, utilizaram-se os conceitos de Matemática Financeira e de viabilidade técnico-econômica citados anteriormente. As análises e os resultados obtidos são apresentados a seguir.

5.5.1 Proposta comercial Empresa A

Os fluxos de caixa e *payback* simples e descontado da proposta comercial empresa A são apresentados nas Tabelas 13 e 14.

Tabela 13 - Fluxos de caixa anuais da proposta comercial da empresa A.

Fluxos de Caixa - Cenário 1 (Empresa A)								
Ano	0	1	2	3	4	...	25	
Receita	-R\$ 86.363,21	R\$ 24.806,99	R\$ 25.750,03	R\$ 26.998,90	R\$ 28.308,35	...	R\$ 76.533,51	
Impostos	0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	...	R\$ -	
Receita Líquida		R\$ 24.806,99	R\$ 25.750,03	R\$ 26.998,90	R\$ 28.308,35	...	R\$ 76.533,51	
Custo Variável (Sup. Técnico)		R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	...	R\$ 9.184,02	
Depreciação		R\$ 3.454,53	R\$ 3.454,53	R\$ 3.454,53	R\$ 3.454,53	...	R\$ 3.454,53	
Lucro bruto		R\$ 21.352,46	R\$ 22.295,50	R\$ 23.544,37	R\$ 24.853,82	...	R\$ 63.894,96	
Custo Fixo / Manutenção			R\$ 520,00	R\$ 569,14	R\$ 622,92	...	R\$ 4.149,22	
Depreciação		R\$ 3.454,53	R\$ 3.454,53	R\$ 3.454,53	R\$ 3.454,53	...	R\$ 3.454,53	
Lucro líquido		R\$ 24.806,99	R\$ 25.230,03	R\$ 26.429,76	R\$ 27.685,42	...	R\$ 63.200,28	
Lucratividade		100,00%	97,98%	97,89%	97,80%	...	82,58%	
Valor energia no tempo		R\$ 0,78	R\$ 0,82	R\$ 0,86	R\$ 0,90	...	R\$ 2,43	
Receita		R\$ 24.806,99	R\$ 26.010,13	R\$ 27.271,62	R\$ 28.594,29	...	R\$ 77.306,58	

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

Tabela 14 - Fluxos de caixa anuais e payback simples e descontado (empresa A).

Período	Fluxos de Caixa Anuais		Payback Simples	Fluxo Descontado	Payback Descontado
0	Ano 0	-R\$ 86.363,21	-R\$ 86.363,21	-R\$ 86.363,21	-R\$ 86.363,21
1	Ano 1	R\$ 24.806,99	-R\$ 61.556,22	R\$ 23.679,83	-R\$ 62.683,38
2	Ano 2	R\$ 25.230,03	-R\$ 36.326,20	R\$ 22.989,35	-R\$ 39.694,03
3	Ano 3	R\$ 26.429,76	-R\$ 9.896,44	R\$ 22.988,30	-R\$ 16.705,74
4	Ano 4	R\$ 27.685,42	R\$ 17.788,99	R\$ 22.986,31	R\$ 6.280,57
5	Ano 5	R\$ 28.999,51	R\$ 46.788,50	R\$ 22.983,35	R\$ 29.263,92
6	Ano 6	R\$ 30.374,63	R\$ 77.163,13	R\$ 22.979,36	R\$ 52.243,28
7	Ano 7	R\$ 31.813,47	R\$ 108.976,60	R\$ 22.974,32	R\$ 75.217,60
8	Ano 8	R\$ 33.318,85	R\$ 142.295,45	R\$ 22.968,16	R\$ 98.185,76
9	Ano 9	R\$ 34.893,70	R\$ 177.189,15	R\$ 22.960,83	R\$ 121.146,59
10	Ano 10	R\$ 36.541,04	R\$ 213.730,18	R\$ 22.952,29	R\$ 144.098,87
11	Ano 11	R\$ 33.531,69	R\$ 247.261,87	R\$ 20.105,04	R\$ 164.203,92
12	Ano 12	R\$ 35.104,06	R\$ 282.365,94	R\$ 20.091,46	R\$ 184.295,38
13	Ano 13	R\$ 36.747,60	R\$ 319.113,54	R\$ 20.076,48	R\$ 204.371,86
14	Ano 14	R\$ 38.465,27	R\$ 357.578,81	R\$ 20.060,05	R\$ 224.431,91
15	Ano 15	R\$ 40.260,15	R\$ 397.838,96	R\$ 20.042,09	R\$ 244.474,00
16	Ano 16	R\$ 42.135,40	R\$ 439.974,36	R\$ 20.022,54	R\$ 264.496,54
17	Ano 17	R\$ 44.094,29	R\$ 484.068,64	R\$ 20.001,33	R\$ 284.497,88
18	Ano 18	R\$ 46.140,18	R\$ 530.208,82	R\$ 19.978,39	R\$ 304.476,26
19	Ano 19	R\$ 48.276,53	R\$ 578.485,35	R\$ 19.953,62	R\$ 324.429,89
20	Ano 20	R\$ 50.506,92	R\$ 628.992,27	R\$ 19.926,96	R\$ 344.356,85
21	Ano 21	R\$ 52.834,98	R\$ 681.827,25	R\$ 19.898,31	R\$ 364.255,16
22	Ano 22	R\$ 55.264,48	R\$ 737.091,73	R\$ 19.867,59	R\$ 384.122,76
23	Ano 23	R\$ 57.799,23	R\$ 794.890,96	R\$ 19.834,71	R\$ 403.957,47
24	Ano 24	R\$ 60.443,17	R\$ 855.334,13	R\$ 19.799,56	R\$ 423.757,02
25	Ano 25	R\$ 63.200,28	R\$ 918.534,41	R\$ 19.762,04	R\$ 443.519,06

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

A empresa A apresentou um orçamento no valor de R\$ 86.363,21 e foi o mais acessível. Vistas as premissas indicadas anteriormente, observou-se na Tabela 14 que o VPL foi de R\$ 443.519,06 ao final do 25º ano, viabilizando o investimento no projeto. Na análise do projeto, a TIR encontrada foi de 32%, corroborando o resultado apresentado pelo VPL e o período de retorno do investimento (*payback*) foi de quatro anos.

5.5.2 Proposta comercial Empresa B

Os fluxos de caixa e os *payback* simples e descontado da proposta comercial empresa B serão apresentados nas Tabelas 15 e 16.

Tabela 15 - Fluxos de caixa anuais da proposta comercial da empresa B

Fluxos de Caixa - Cenário 2 (Empresa B)									
Ano	0	1	2	3	4	25
Receita	-R\$ 86.500,00	R\$ 24.806,99	R\$ 25.750,03	R\$ 26.998,90	R\$ 28.308,35	R\$ 76.533,51
Imposto:	0		R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Receita Líquida		R\$ 24.806,99	R\$ 25.750,03	R\$ 26.998,90	R\$ 28.308,35	R\$ 76.533,51
Custo Variável (Sup. Técnico)		R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 9.184,02
Depreciação		R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00
Lucro bruto		R\$ 21.346,99	R\$ 22.290,03	R\$ 23.538,90	R\$ 24.848,35	R\$ 63.889,49
Custo Fixo / Manutenção			R\$ 520,00	R\$ 569,14	R\$ 622,92	R\$ 4.149,22
Depreciação		R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00	R\$ 3.460,00
Lucro líquido		R\$ 24.806,99	R\$ 25.230,03	R\$ 26.429,76	R\$ 27.685,42	R\$ 63.200,28
Lucratividade		100,00%	97,98%	97,89%	97,80%	82,58%
Valor Energia no Tempo		R\$ 0,78	R\$ 0,82	R\$ 0,86	R\$ 0,90	R\$ 2,43
Receita		R\$ 24.806,99	R\$ 26.010,13	R\$ 27.271,62	R\$ 28.594,29	R\$ 77.306,58

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

Tabela 16 - Fluxos de caixa anuais e *payback* simples e descontado (empresa B)

Período	Fluxos de Caixa Anuais		Payback Simples		Fluxo Descontado		Payback Descontado	
0	Ano 0	-R\$ 86.500,00	-R\$	86.500,00	-R\$	86.500,00	-R\$	86.500,00
1	Ano 1	R\$ 24.806,99	-R\$	61.693,01	R\$	23.679,83	-R\$	62.820,17
2	Ano 2	R\$ 25.230,03	-R\$	36.462,99	R\$	22.989,35	-R\$	39.830,82
3	Ano 3	R\$ 26.429,76	-R\$	10.033,23	R\$	22.988,30	-R\$	16.842,53
4	Ano 4	R\$ 27.685,42	R\$	17.652,20	R\$	22.986,31	R\$	6.143,78
5	Ano 5	R\$ 28.999,51	R\$	46.651,71	R\$	22.983,35	R\$	29.127,13
6	Ano 6	R\$ 30.374,63	R\$	77.026,34	R\$	22.979,36	R\$	52.106,49
7	Ano 7	R\$ 31.813,47	R\$	108.839,81	R\$	22.974,32	R\$	75.080,81
8	Ano 8	R\$ 33.318,85	R\$	142.158,66	R\$	22.968,16	R\$	98.048,97
9	Ano 9	R\$ 34.893,70	R\$	177.052,36	R\$	22.960,83	R\$	121.009,80
10	Ano 10	R\$ 36.541,04	R\$	213.593,39	R\$	22.952,29	R\$	143.962,08
11	Ano 11	R\$ 33.531,69	R\$	247.125,08	R\$	20.105,04	R\$	164.067,13
12	Ano 12	R\$ 35.104,06	R\$	282.229,15	R\$	20.091,46	R\$	184.158,59
13	Ano 13	R\$ 36.747,60	R\$	318.976,75	R\$	20.076,48	R\$	204.235,07
14	Ano 14	R\$ 38.465,27	R\$	357.442,02	R\$	20.060,05	R\$	224.295,12
15	Ano 15	R\$ 40.260,15	R\$	397.702,17	R\$	20.042,09	R\$	244.337,21
16	Ano 16	R\$ 42.135,40	R\$	439.837,57	R\$	20.022,54	R\$	264.359,75
17	Ano 17	R\$ 44.094,29	R\$	483.931,85	R\$	20.001,33	R\$	284.361,09
18	Ano 18	R\$ 46.140,18	R\$	530.072,03	R\$	19.978,39	R\$	304.339,47
19	Ano 19	R\$ 48.276,53	R\$	578.348,56	R\$	19.953,62	R\$	324.293,10
20	Ano 20	R\$ 50.506,92	R\$	628.855,48	R\$	19.926,96	R\$	344.220,06
21	Ano 21	R\$ 52.834,98	R\$	681.690,46	R\$	19.898,31	R\$	364.118,37
22	Ano 22	R\$ 55.264,48	R\$	736.954,94	R\$	19.867,59	R\$	383.985,97
23	Ano 23	R\$ 57.799,23	R\$	794.754,17	R\$	19.834,71	R\$	403.820,68
24	Ano 24	R\$ 60.443,17	R\$	855.197,34	R\$	19.799,56	R\$	423.620,23
25	Ano 25	R\$ 63.200,28	R\$	918.397,62	R\$	19.762,04	R\$	443.382,27

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

O orçamento apresentado pela empresa B foi no valor de R\$ 86.500,00. Nesse cenário, o VPL apresentado na Tabela 16 foi de R\$ 443.382,27, próximo ao apresentado no cenário anterior. Assim como no primeiro cenário, verificaram-se resultados positivos e viáveis à implantação. A TIR para esse cenário também foi de 32%, reforçando a viabilidade do projeto. O *payback* simples e descontado coincidiu com o cenário anterior que foi de quatro anos.

5.5.3 Proposta comercial Empresa C

Os fluxos de caixa e *payback* simples e descontado da proposta comercial empresa C são apresentados nas Tabelas 17 e 18.

Tabela 17 - Fluxos de caixa anuais da proposta comercial da empresa C

Fluxos de Caixa - Cenário 3 (Empresa C)									
Ano	0	1	2	3	4	...	25		
Receita	-R\$ 89.117,86	R\$ 24.806,99	R\$ 25.750,03	R\$ 26.998,90	R\$ 28.308,35	...	R\$ 76.533,51		
Impostos	0		R\$ -	R\$ -	R\$ -	...	R\$ -		
Receita Líquida		R\$ 24.806,99	R\$ 25.750,03	R\$ 26.998,90	R\$ 28.308,35	...	R\$ 76.533,51		
Custo Variável (Sup. Técnico)		R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	...	R\$ 9.184,02		
Depreciação		R\$ 3.564,71	R\$ 3.564,71	R\$ 3.564,71	R\$ 3.564,71	...	R\$ 3.564,71		
Lucro bruto		R\$ 21.242,27	R\$ 22.185,31	R\$ 23.434,19	R\$ 24.743,63	...	R\$ 63.784,78		
Custo Fixo / Manutenção			R\$ 520,00	R\$ 569,14	R\$ 622,92	...	R\$ 4.149,22		
Depreciação		R\$ 3.564,71	R\$ 3.564,71	R\$ 3.564,71	R\$ 3.564,71	...	R\$ 3.564,71		
Lucro líquido		R\$ 24.806,99	R\$ 25.230,03	R\$ 26.429,76	R\$ 27.685,42	...	R\$ 63.200,28		
Lucratividade		100,00%	97,98%	97,89%	97,80%	...	82,58%		
Valor Energia no Tempo		R\$ 0,78	R\$ 0,82	R\$ 0,86	R\$ 0,90	...	R\$ 2,43		
Receita		R\$ 24.806,99	R\$ 26.010,13	R\$ 27.271,62	R\$ 28.594,29	...	R\$ 77.306,58		

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

Tabela 18 - Fluxos de caixa anuais e payback simples e descontado (empresa C)

Período	Fluxos de Caixa Anuais		Payback Simples		Fluxo Descontado	Payback Descontado
0	Ano 0	-R\$ 89.117,86	-R\$	89.117,86	-R\$ 89.117,86	-R\$ 89.117,86
1	Ano 1	R\$ 24.806,99	-R\$	64.310,87	R\$ 23.679,83	-R\$ 65.438,03
2	Ano 2	R\$ 25.230,03	-R\$	39.080,85	R\$ 22.989,35	-R\$ 42.448,68
3	Ano 3	R\$ 26.429,76	-R\$	12.651,09	R\$ 22.988,30	-R\$ 19.460,39
4	Ano 4	R\$ 27.685,42	R\$	15.034,34	R\$ 22.986,31	R\$ 3.525,92
5	Ano 5	R\$ 28.999,51	R\$	44.033,85	R\$ 22.983,35	R\$ 26.509,27
6	Ano 6	R\$ 30.374,63	R\$	74.408,48	R\$ 22.979,36	R\$ 49.488,63
7	Ano 7	R\$ 31.813,47	R\$	106.221,95	R\$ 22.974,32	R\$ 72.462,95
8	Ano 8	R\$ 33.318,85	R\$	139.540,80	R\$ 22.968,16	R\$ 95.431,11
9	Ano 9	R\$ 34.893,70	R\$	174.434,50	R\$ 22.960,83	R\$ 118.391,94
10	Ano 10	R\$ 36.541,04	R\$	210.975,53	R\$ 22.952,29	R\$ 141.344,22
11	Ano 11	R\$ 33.531,69	R\$	244.507,22	R\$ 20.105,04	R\$ 161.449,27
12	Ano 12	R\$ 35.104,06	R\$	279.611,29	R\$ 20.091,46	R\$ 181.540,73
13	Ano 13	R\$ 36.747,60	R\$	316.358,89	R\$ 20.076,48	R\$ 201.617,21
14	Ano 14	R\$ 38.465,27	R\$	354.824,16	R\$ 20.060,05	R\$ 221.677,26
15	Ano 15	R\$ 40.260,15	R\$	395.084,31	R\$ 20.042,09	R\$ 241.719,35
16	Ano 16	R\$ 42.135,40	R\$	437.219,71	R\$ 20.022,54	R\$ 261.741,89
17	Ano 17	R\$ 44.094,29	R\$	481.313,99	R\$ 20.001,33	R\$ 281.743,23
18	Ano 18	R\$ 46.140,18	R\$	527.454,17	R\$ 19.978,39	R\$ 301.721,61
19	Ano 19	R\$ 48.276,53	R\$	575.730,70	R\$ 19.953,62	R\$ 321.675,24
20	Ano 20	R\$ 50.506,92	R\$	626.237,62	R\$ 19.926,96	R\$ 341.602,20
21	Ano 21	R\$ 52.834,98	R\$	679.072,60	R\$ 19.898,31	R\$ 361.500,51
22	Ano 22	R\$ 55.264,48	R\$	734.337,08	R\$ 19.867,59	R\$ 381.368,11
23	Ano 23	R\$ 57.799,23	R\$	792.136,31	R\$ 19.834,71	R\$ 401.202,82
24	Ano 24	R\$ 60.443,17	R\$	852.579,48	R\$ 19.799,56	R\$ 421.002,37
25	Ano 25	R\$ 63.200,28	R\$	915.779,76	R\$ 19.762,04	R\$ 440.764,41

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

No cenário 3, o orçamento foi o mais alto, no valor de R\$ 89.117,86. O VPL encontrado foi de R\$ 440.764,41, apresentado na Tabela 18, não muito próximo aos anteriores. A TIR de 31% indica a viabilidade do projeto, mesmo sendo uma TIR menor que as propostas anteriores.

Similarmente aos cenários anteriores, o tempo de retorno do investimento será de quatro anos. Dados os valores de investimento, observou-se que os valores da TIR para os três cenários se apresentaram bem próximos e o tempo médio necessário para recuperar o investimento é de quatro anos. Observou-se que, independentemente da empresa escolhida para a implantação do projeto, a instalação de um SFCR trará para o Lar para Idosos FLH uma redução de custo na fatura de energia elétrica.

5.5.4 Comparativos entre as três propostas comerciais

A análise de sensibilidade demonstra que o projeto é economicamente viável nos três cenários apresentados. O cenário 1 (investimento de R\$ 86.363,21) atualmente é o mais provável, mas com a contínua competição entre os integradores de energia solar FV pelo mercado nacional de GD e a contínua redução dos preços dos módulos FV, os cenários 3 e 4 também apresentam viabilidade econômica. Pela análise dos cenários, é possível perceber que, à medida que diminui o valor do investimento, melhoram os índices econômicos, como VPL e TIR, e diminuem os prazos de *payback*, apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Comparação dos 3 Cenários através dos seus Índices.

Índices	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Investimento	R\$ 86.363,21	R\$ 86.500,00	R\$ 89.117,86
Custos 25 anos	R\$ 143.525,14	R\$ 143.525,14	R\$ 143.525,14
Receita 25 anos	R\$ 1.148.422,75	R\$ 1.148.422,75	R\$ 1.148.422,75
Taxa de desconto	4,76%	4,76%	4,76%
VPL	R\$ 443.519,06	R\$ 443.382,27	R\$ 440.764,41
TIR	32%	32%	31%
Payback Descontado	4 anos	4 anos	4 anos

Fonte: Dados da pesquisa (2019).

Em situações onde há projetos excludentes, o ideal é que a escolha do projeto seja feita pelo que apresentar maior VPL, visto que esse método representa o quanto de riqueza acima do investimento será agregado ao investidor em valores atuais. Portanto, uma vez que os três projetos se apresentaram financeiramente viáveis, com pouca diferença nos seus valores de VPL, números próximos da TIR, tempo de retorno do investimento de quatro anos e sem conflitos em termos de fluxo de caixa ou análise de índices econômicos, optou-se por uma análise estratégica dos itens das Tabelas 11, 12 e 19 para a tomada de decisão e seleção da proposta comercial.

Depois da análise, foi decidido que a **empresa B** apresentou melhores condições nos itens avaliados, bem como o melhor projeto solar FV, com um valor final de **R\$ 86.500,00**, uma **potência instalada de 20,1 kWp** e **payback de quatro anos** (APÊNDICE Q), seguido das empresas A e C. Conforme apresentado na Tabela 12, a empresa A apresentou o valor final da proposta mais acessível, mas não agendou as visitas técnicas, não apresentou uma forma mais atrativa de pagamento e não especificou o fabricante dos sensores. Entretanto, a empresa reuniu os requisitos técnicos para estar entre os três classificados.

5.6 ANÁLISE DOS COMPONENTES E DESEMPENHO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As análises dos componentes do gerador FV e do desempenho do sistema de GDFV foram realizadas respectivamente nos meses de outubro e novembro de 2020, conforme descritas a seguir.

5.6.1 Análise dos componentes do gerador fotovoltaico

Esta seção será apresentada mediante duas abordagens: inspeção visual e inspeção termográfica nos módulos FV.

Inspeção visual

Realizou-se a análise dos componentes do gerador FV por meio de uma inspeção visual e termográfica. Na etapa da inspeção visual, verificou-se o estado geral de limpeza e conservação dos módulos e inversores e o estado geral de conservação das instalações elétricas do gerador, no percurso do inversor aos módulos FV. A etapa termográfica foi utilizada para avaliar o estado de conservação dos módulos FV. As Figuras 12 a 19, a seguir, são os registros feitos durante as análises das inspeções presenciais no SFV do Lar para Idosos FLH. O estado de conservação dos condutores, eletrodutos, mangueiras, eletrocalhas e suportes de fixação foram inspecionados e não foram observados pontos de oxidação; rachaduras e comprometimentos nos eletrodutos, mangueiras e abraçadeiras; e comprometimento da capa dos condutores. Foram feitos reaperto nos terminais, conexões e derivações, no percurso entre o inversor e os módulos e nos conectores e conexões entre os inversores e os sensores *box*, de temperatura e de irradiação solar. Também verificou-se o adesivo de fixação do sensor de temperatura ao módulo FV e realizou-se uma avaliação da sujidade presente nos módulos, observando-se a necessidade de fazer uma limpeza. Com relação aos inversores não foram detectados pontos de sujidade.

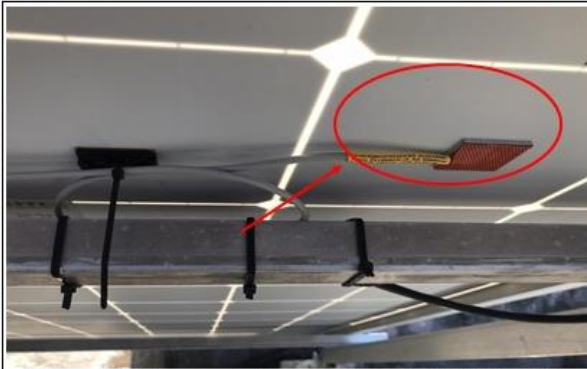


Figura 12: Sensor de Temperatura do Módulo FV.



Figura 13: Sensor de Irradiação Solar.



Figura 14: Sensor Box.



Figura 15: Condutores de CC e Aterramento, Mangueiras com Cabeamento de Rede e Eletrocalhas.



Figura 16: Eletrodutos com Condutores de CC e Aterramento e Mangueiras com Cabeamento de Rede.



Figura 17: Suporte de Estrutura de Fixação dos Módulos FV.



Figura 18: Módulos FV Apresentando Sujidades.



Figura 19: Inversores FV sem Presença de Sujidade

Fonte: Próprio Autor (Outubro/ 2020)

Inspeção termográfica nos módulos fotovoltaicos

Durante a inspeção termográfica, buscou-se não a exatidão das temperaturas superficiais dos módulos, mas a identificação de padrões de temperatura que pudessem revelar anormalidades. Além disto, é necessário observar que os módulos devem estar operando próximos à sua temperatura normal de trabalho. Logo, o ideal é que a inspeção seja realizada próxima ao meio-dia, com uma irradiação solar mínima de 700 W/m^2 para que apresente resultados confiáveis. A inspeção realizada nos módulos iniciou às 11:45h com uma irradiação solar de 820 W/m^2 .

A avaliação de módulos FV via inspeção termográfica objetiva mapear suas temperaturas, possibilitando, assim, ampliar a percepção de falhas não observáveis em uma inspeção visual.

Elevações pontuais de temperaturas em módulos geralmente são indícios de danos ou defeitos de fabricação. Os danos mais comuns são células ou vidros quebrados, defeitos nas conexões elétricas e nos diodos da caixa de junção. A presença de anomalias térmicas percebidas na forma de pontos quentes (*hotspot*) pode indicar a existência de um desses defeitos. Portanto, a presença de um módulo defeituoso prejudica o desempenho, a vida útil e a segurança do SFV.

Não foram detectadas anomalias nos módulos FV do sistema de GDFV da FLH. As imagens termográficas indicaram superfícies com temperaturas distribuídas de maneira uniforme, sem pontos de alta concentração térmica. As Figuras 20 e 21 apresentam o tipo de medidor termográfico utilizado e o ponto quente que estava sendo gerado devido à presença de excrementos de animais.



Figura 20: Medidor Termográfico dos Módulos FV.
Fonte: Internet (2022).



Figura 21: Inspeção Termográfica dos Módulos FV.
Fonte: Próprio Autor (Outubro/2020).

5.6.2 Medidores de irradiação e sistema de acompanhamento da geração de energia

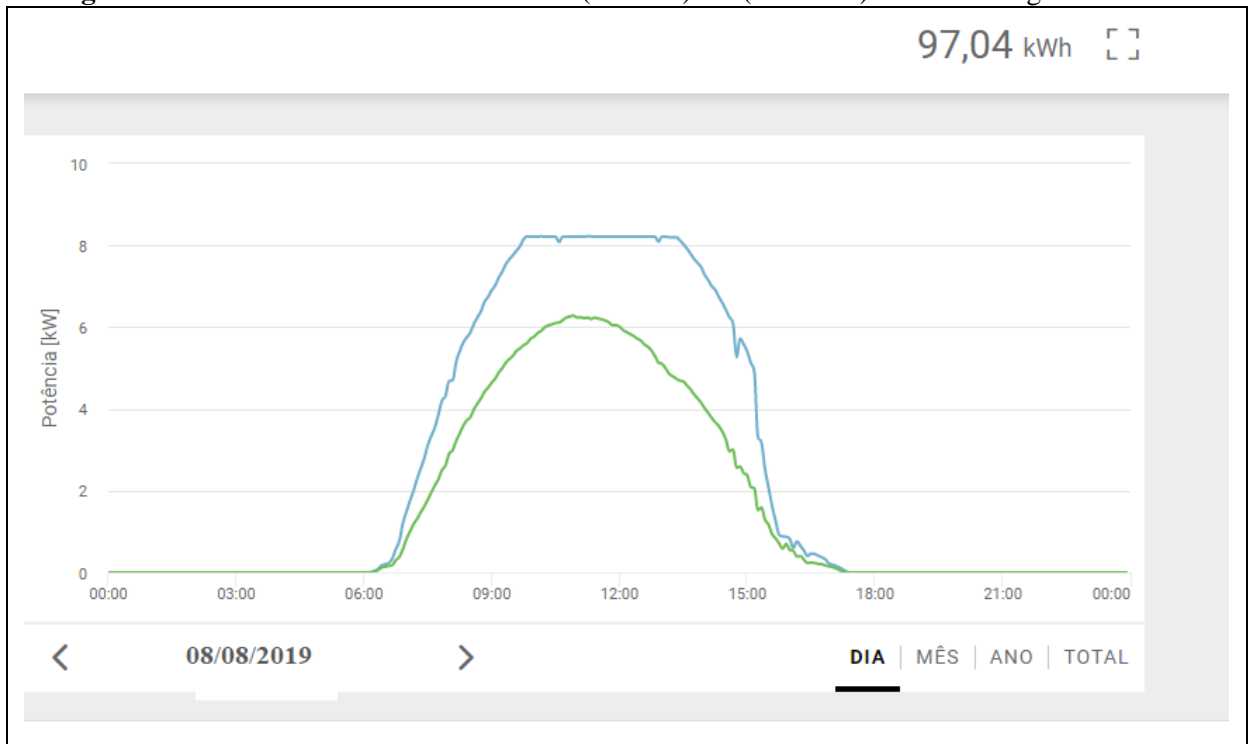
A usina de GDFV da FLH também dispõe de um sistema de medição e acompanhamento da irradiação solar, da temperatura e da produção de energia elétrica (APÊNDICE R). Trata-se de um sistema de registro via internet, denominado *Datalogger Fronius Solar Web* (<https://www.solarweb.com/>), por meio de sensores de irradiação. Esses sensores servem para medir a energia irradiada e normalmente são fixados na estrutura dos módulos FV e a comparação da potência de irradiação com a potência do inversor permite a observação da operação correta do sistema FV.

Desde o início do funcionamento do sistema de GDFV da FLH, as medições de irradiação e produção de energia elétrica do sistema *Datalogger Fronius Solar Web* têm funcionado normalmente. Dessa forma, a energia real gerada mensalmente pelo sistema de GDFV de 20,1 kWp e a irradiação solar média mensal referente ao plano inclinado são registradas em tempo real, com intervalos de 5 minutos (ou seja, um total de 288 medições diárias).

5.6.3 Desempenho do sistema fotovoltaico

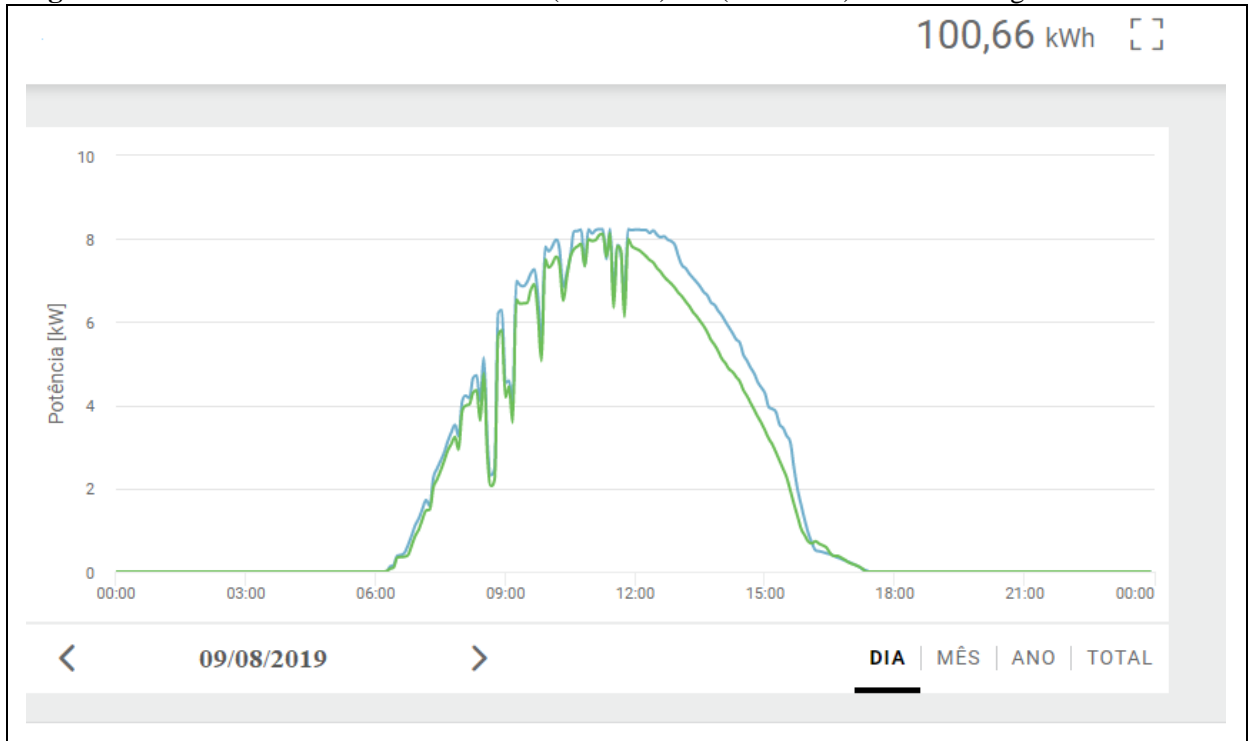
O sistema de GDFV iniciou a produção energética em 27 de julho de 2019, gerando 294,31 kWh no respectivo mês. Na primeira quinzena de agosto de 2019, notou-se que havia um subdimensionamento da potência nominal dos módulos FV em relação à potência nominal dos inversores 1 (*linhas azuis*) e 2 (*linhas verdes*) (Figuras 22 e 23), em horários com alta irradiação solar, limitando, assim, a produção energética. Posteriormente, após análises técnicas verificou-se que durante a instalação ocorreu a inversão do *string* 1 do MPPT2 do Inversor 1 com o *string* 1 do MPPT2 do Inversor 2, ocasionando uma perda de 22% na geração de energia para o mês de agosto/2019. Os *strings* foram conectadas corretamente e em seguida o sistema de GDFV foi recomissionado. Portanto, as análises de desempenho do sistema FV foram feitas a partir de setembro de 2019.

Figura 22: Potências totais nos inversores 1 (em azul) e 2 (em verde) no dia 8 de agosto de 2019.



Fonte: Datalogger Fronius Solar Web, em 8 de novembro de 2022.

Figura 23: Potências totais nos inversores 1 (em Azul) e 2 (em Verde) no dia 9 de agosto de 2019.



Fonte: Datalogger Fronius Solar Web, em 8 de novembro de 2022.

Os primeiros 12 meses de efetivo funcionamento do sistema de GDFV (setembro/2019 a agosto/2020) correspondem a um período de adaptação e adequação da nova relação de

prestação de serviços entre a empresa integradora, empresa distribuidora e o prosumidor, tendo sido feita uma análise preliminar do desempenho do sistema (Tabela 20, p. 83). Posteriormente, os “anos comerciais” de 2020 e 2021 foram escolhidos para fazer as análises mais detalhadas do desempenho do referido sistema.

Para a avaliação do desempenho do sistema, foram feitas comparações entre a **energia real e esperada, irradiação solar**, potência instalada do sistema e os índices de mérito técnico (fator de capacidade, produtividade do sistema e taxa de desempenho), onde se levaram em consideração a potência instalada do sistema sob as condições de operação e todas as perdas envolvidas.

O Fator de Capacidade (FC) é a razão entre a energia real entregue pelo sistema e a energia que seria entregue, operando na potência nominal de forma contínua, 24 horas por dia. O FC varia conforme a irradiação solar média anual, apresentando valores entre 17,5% e 18% (CRESESB, 2014). A Produtividade do Sistema (Y_f) é a relação entre a energia gerada (kWh), e a potência nominal do sistema (kWp). A Taxa de Desempenho (TD), ou desempenho global, é a relação entre a produtividade do sistema e a quantidade de horas de sol a 1000 W/m² incidentes no painel FV. Para sistemas bem ventilados e não sombreados, valores acima de 75% são esperados nas condições de irradiação solar no Brasil.

No APÊNDICE S são apresentados mais 4 gráficos criados a partir do *Datalogger Fronius Solar Web* para os dias 21 de dezembro de 2020 e 21 de dezembro de 2021 (solistícios de verão no hemisfério Sul) e 21 de junho de 2020 e 21 de junho de 2021 (equinócios de inverno no hemisfério Sul), sendo que o sistema de GDFV da FLH funcionou normalmente nos anos 2020 e 2021. Os solistícios e os equinócios correspondem respectivamente aos dias mais longos (maior duração da irradiação solar) e aos dias mais curtos do ano (menor duração da irradiação solar).

As análises a seguir foram realizadas com base nos dados fornecidos pela base de dados do *Datalogger Fronius Solar Web* e pelo cálculo de variáveis.

Análise da energia real e esperada para o primeiro ano efetivo de funcionamento

A perda de eficiência dos módulos, instalados a aproximadamente um ano, por sujidade e temperatura de 6% e 8%, respectivamente, são consideradas aceitáveis em SFV. O sensor de irradiação solar Fronius, utilizado para a coleta de dados, apresenta uma tolerância de +/- 5% no meio do ano (FRONIUS, 2020).

Segundo as tabelas do APÊNDICE T, percebe-se que os desvios referentes à energia real e esperada se apresentam dentro dos percentuais esperados de perdas para os meses de setembro a dezembro de 2019 (período mais nublado e chuvoso) e janeiro a março de 2020 (período mais ensolarado) e fora dos percentuais aceitáveis de perdas para os meses de abril a agosto de 2020. A Tabela 20 resume a comparação entre as produções reais e as esperadas para o período compreendido entre setembro de 2019 até agosto de 2020, equivalente aos primeiros 12 meses de funcionamento do sistema de GDFV.

Tabela 20 - Energia real e esperada de setembro/2019 – agosto/2020.

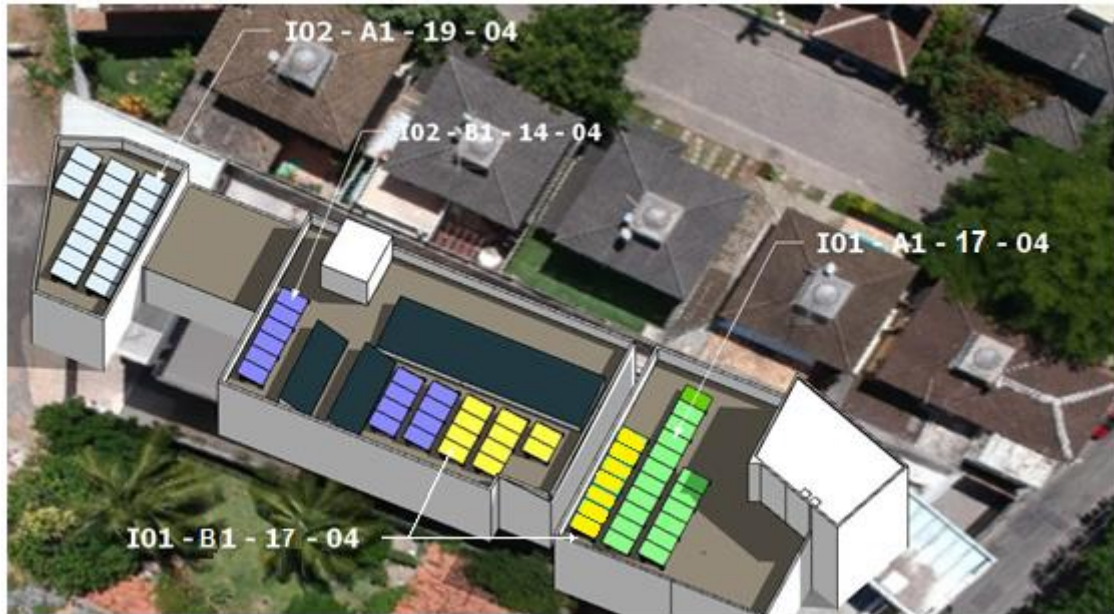
Nº	Mês	Ano	Energia Real vs. Energia Esperada.
1	Setembro	2019	A energia real foi 0,8% menor que a energia esperada.
2	Outubro	2019	A energia real foi 4,9% maior que a energia esperada.
3	Novembro	2019	A energia real foi 7,4% maior que a energia esperada.
4	Dezembro	2019	A energia real foi 7,5% maior que a energia esperada.
5	Janeiro	2020	A energia real foi 6,2% maior que a energia esperada.
6	Fevereiro	2020	A energia real foi 3,5% maior que a energia esperada.
7	Março	2020	A energia real foi 1,4% maior que a energia esperada.
8	Abril	2020	A energia real foi 8% menor que a energia esperada.
9	Maior	2020	A energia real foi 17,5% menor que a energia esperada.
10	Junho	2020	A energia real foi 26,6% menor que a energia esperada.
11	Julho	2020	A energia real foi 20,7% menor que a energia esperada.
12	Agosto	2020	A energia real foi 11,5% menor que a energia esperada.

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/ 2020).

Desvios acima dos aceitáveis – Energia real e esperada de abril/2020 a agosto/2020

O sistema de GDFV instalado no Lar para Idosos FLH é subdividido em dois sistemas, um de 10,2 kWp e o outro de 9,9 kWp. Teoricamente, o sistema de maior potência deveria ter uma produtividade maior, caso não houvesse sombreamento parciais em algumas horas do dia durante o ano. Durante as análises (setembro/2019 a agosto/2020), apesar das áreas sombreadas (Figuras 24 e 25), a energia real manteve-se maior que a esperada.

Figura 24 - Sombreamentos nos Arranjos FV do Lar para Idosos FLH, em novembro de 2019.



Fonte: Elaboração da autora (dezembro/2020)

Figura 25 - Sombreamentos nos Arranjos FV do Lar para Idosos FLH de junho a julho de 2020.



Fonte: Elaboração da autora (dezembro/2020)

Do mês de abril até agosto, observou-se uma **perda da energia real** em relação à esperada com valores entre 8% e 26,6%, relacionados a:

- 1- As áreas sombreadas dos *strings* dos arranjos dos inversores 1 e 2 aumentaram (Figura 25), decorrente da mudança de estação do solstício de verão para o equinócio de outono (maior sombra);
- 2- Conforme se pode observar na Tabela 21, a Y_f do inversor 1 manteve-se menor que a Y_f do inversor 2, entre os meses de setembro /2019 a maio/2020. Nos meses de junho a

julho/2020, foi observado uma mudança de comportamento, ou seja, a Y_f do inversor 1 passou a ser maior que a Y_f do inversor 2. Ao observar a Figura 25, nos meses de junho e julho de 2020, além das áreas sombreadas aumentarem devido à mudança de estação do equinócio de outono para o solstício de inverno, uma nova área sombreada foi identificada em um *string* que faz parte do arranjo FV do inversor 2.

Os dados da Tabela 21 foram obtidos na base de dados do *Datalogger Fronius Solar Web*. Com relação aos dados do APÊNDICE U, realizaram-se os cálculos de variáveis. É possível observar que os índices de produção real de eletricidade do sistema de GDFV apresentaram reduções significativas na produção entre os meses de abril e julho, as quais podem ser explicadas por conta desse período tradicionalmente ter maiores ocorrências de chuvas na cidade de Salvador.

Tabela 21 - Produção Real do Sistema Fotovoltaico do Lar para Idosos FLH.

PRODUÇÃO REAL DO SISTEMA												
INVERSOR 1	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	1.394	1.602	1.511	1.608	1.362	1.426	1.273	1.073	974	1.117	1.176	1.357
Produtividade (Y_f), (kWh/kWp)	122,33	140,57	132,62	141,08	119,54	125,17	111,69	94,18	85,44	98,04	103,13	119,00
INVERSOR 2	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	1.333	1.540	1.440	1.533	1.298	1.352	1.220	987	757	754	851	1.188
Produtividade (Y_f), (kWh/kWp)	153,30	177,07	165,54	176,21	149,20	155,43	140,29	113,54	87,07	86,77	97,78	136,50
TOTAL	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	2.728	3.143	2.952	3.143	2.661	2.779	2.494	2.061	1.732	1.873	2.026	2.544
Produtividade (Y_f), (kWh/kWp)	137,82	158,82	149,08	158,65	134,37	140,30	125,99	103,86	86,26	92,41	100,46	127,75

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020)

5.6.4 Produtividade, taxa de desempenho e fator de capacidade.

Os resultados apresentados na Tabela 22 foram obtidos com o arranjo FV na inclinação e orientação ideal. No período analisado, os resultados mostram que a irradiação solar média medida foi 216,85 W/m², a energia média esperada foi 2.615 kWh e a geração média de energia foi 2.511 kWh. Para o semestre (setembro/2019 a fevereiro/ 2020), as médias de irradiação solar e geração de energia foram 230,72 W/m² e 2.901 kWh e para o semestre seguinte (março a agosto/ 2020) foram 202,97 W/m² e 2.121 kWh. Os meses de outubro e dezembro de 2019 foram de maior geração (3.143 kWh), apresentando os maiores índices de irradiação solar; e o mês de maio de 2020, com menor irradiação, foi o mês de menor geração (1.731 kWh). Os meses de outubro e dezembro de 2019 tiveram a geração FV 81,5% maior do que o mês de maio de 2020.

Tabela 22 - Desempenho do Sistema de GDFV do Lar para Idosos FLH.

Meses	Energia Real (kWh)	Energia Esperada (kWh)	Média Irradiação Solar (W/m ²)	Potência Instalada (kWp)	Produtividade (Yf) (kWh/kWp)	Taxa de Desempenho (TD) (%)	Fator de Capacidade (FC) (%)
SET-2019	2.728	2.751	231,80	20,1	137,82	82,6%	18,8%
OUT-2019	3.143	2.997	244,40	20,1	158,82	87,3%	21,0%
NOV-2019	2.952	2.749	231,68	20,1	149,08	89,4%	20,4%
DEZ-2019	3.143	2.921	238,23	20,1	158,65	89,5%	21,0%
JAN-2020	2.660	2.504	204,19	20,1	134,37	88,4%	17,8%
FEV-2020	2.779	2.685	234,03	20,1	140,30	86,1%	19,9%
MAR-2020	2.493	2.459	200,50	20,1	125,99	84,5%	16,7%
ABR-2020	2.061	2.241	188,82	20,1	103,86	76,4%	14,2%
MAI-2020	1.731	2.097	171,02	20,1	86,26	67,8%	11,6%
JUN-2020	1.872	2.550	214,84	20,1	92,41	59,7%	12,9%
JUL-2020	2.026	2.554	208,31	20,1	100,46	54,7%	13,5%
AGO-2020	2.544	2.873	234,32	20,1	127,75	73,3%	17,0%
MÉDIA	2.511	2.615	216,85	20,1	126,31	78,31%	17,07%

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020)

A Tabela 22 ilustra a taxa de desempenho do sistema de GDFV, nos meses de setembro de 2019 a agosto de 2020, variando respectivamente entre 54,7% e 89,5%. A TD de 54,7% está abaixo das taxas apresentadas em sistemas bem ventilados e não sombreados, que é entre 75% e 85%. É importante destacar que o índice da TD não considera as condições de inclinação e orientação que maximizam a conversão de energia solar em energia elétrica, e sim todas as perdas envolvidas (perdas por queda de tensão, sujidade, sombreamento, eficiência do inversor, temperatura, entre outros). Portanto, os índices de 67,8%, 59,7%, 54,7% e 73,3%, referentes respectivamente aos meses de maio a agosto de 2020, estão abaixo da média devido ao sombreamento parcial de alguns módulos FV.

Também é possível inferir que a TD, isoladamente, não permite a verificação da real capacidade de energia a ser produzida, pois um sistema um mês com o índice da TD baixo e com irradiação solar mais alta pode produzir mais energia que um mês com uma TD alta e com irradiação mais baixa. Dessa forma, verificou-se que isto ocorre nos meses de outubro/ 2019 e janeiro/2020, onde, embora se observe uma taxa de desempenho menor (87%), ainda assim produz 483 kWh a mais, no período analisado.

Em complemento ao estudo de desempenho de sistemas GDFV, podem-se avaliar os FC indicados na Tabela 22, os quais variam entre 11,6% e 21%. Os resultados dos FC ilustram o potencial da energia solar em todos os meses analisados, visto que esse índice demonstra a relação entre a energia gerada real e a energia gerada nas condições padrão.

Para os SFV instalados no Brasil, os valores de FC variam 17,5% e 18%. Os valores de FC obtidos nos meses de março a agosto de 2020 estão abaixo dos valores aceitáveis; os meses de março e agosto de 2020 estão na faixa; e os meses de setembro a dezembro de 2019 e janeiro a fevereiro de 2020 estão acima dos valores aceitáveis. Os meses que apresentaram os índices de FC abaixo do esperado foram os que tiveram as menores gerações de energia no período, ou seja, de março a agosto/2020.

No mês de outubro de 2019, mês de maior irradiação solar, 3.143 kWh de geração de energia elétrica, o sistema FV teve a sua melhor produtividade com valor de 158,82 kWh/kWp; e no mês de maio de 2020, 1.731 kWh de geração de energia, teve a menor produtividade com valor de 86,26 kWh/kWp. No período analisado, a produtividade média foi de 126,31 kWh/kWp (Tabela 22). O sistema FV, no mês de outubro de 2019, foi 25% mais produtivo que a média no período analisado.

No período analisado, a produtividade média foi 126,3 kWh/kWp, a taxa de desempenho média foi 78,3% e o fator de capacidade médio foi 17,1%. Tais valores são aceitáveis para SFV instalados para a cidade de Salvador/BA. Após as análises das médias apresentadas da energia real e esperada, verificou-se que houve uma perda de 4% no SFV, entre a energia real e esperada, percentual aceitável para sistemas instalados no Brasil. Para melhorar o desempenho, sugere-se que seja feita periodicamente uma limpeza nos módulos FV. Com relação ao sombreamento dos módulos, não há uma solução a ser proposta visto que não há disponibilidade de espaço físico para modificar os *strings*.

5.6.5 Análise do sensor de temperatura do módulo fotovoltaico

Entre os fatores que alteram a potência produzida pelos módulos FV, a radiação solar incidente no plano de instalação do sistema de GDFV e a temperatura de operação dos módulos são consideradas os aspectos de maior relevância.

Coleta e levantamento de dados

A partir do sistema de GDFV do Lar para Idosos FLH, coletaram-se informações visando compreender a sua capacidade de geração de energia elétrica. Os dados referentes à geração de energia elétrica são fornecidos pelos inversores do sistema e representam a saída disponibilizada na rede, com todas as perdas já descontadas.

Os dados referentes à irradiação solar e à temperatura dos módulos FV foram coletados da base de dados do *Datalogger Fronius Solar Web*. Os dados analisados correspondem ao período de setembro de 2019 a agosto de 2020, com medições a cada 5 minutos.

Especificação dos módulos fotovoltaicos

O módulo FV previsto para o projeto preliminar da FLH reuniu algumas especificações básicas: células com a tecnologia de silício monocristalino e disposição elétrica dos *strings* (células) em paralelo com um diodo de *by-pass* para cada *string*. O módulo FV, que reuniu as especificações previstas, foi do fabricante Axitec Modelo AC-300M/156-60S. Segundo as especificações elétricas em STC (temperatura da célula FV de 25°C, irradiância de 1.000 W/m² e espectro solar AM1.5), esse módulo FV tem as características apresentadas na Tabela 23.

Tabela 23 - Características Elétricas do Módulo FV Axitec Modelo AC- 300M/ 156-60S.

Módulo Fotovoltaico Axitec Modelo AC- 300M/ 156- 60S	
Características Elétricas	
Potência nominal (P _{mpp})	300 W _p
Tensão nominal (V _{mpp})	32,16 V
Corrente nominal (I _{mpp})	9,34 A
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,82 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	40,0 V
Eficiência	18,40%
Características Mecânicas	
Tecnologia da célula	Silício monocristalino(m- Si)
Área	1,64 m ²
Peso	18 kg
Valores Limites	
Tensão do sistema	1000 V _{cc}
NOCT	45°C +/-2K
Temperatura de operação permitida	-40°C até +85°C
Coeficientes de Temperatura	
Tensão Voc (β)	-0,29% /°C
Corrente I _{sc} (α)	0,04% /°C
Potência P _{mpp} (γ)	-0,39 % /°C

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020).

Especificação dos inversores

O inversor selecionado foi da Fronius Modelo Primo 8.2 – 1 kW, por ter atendido às especificações do projeto preliminar. O inversor selecionado sincroniza com a rede elétrica

através do monitoramento da tensão e frequência da rede. Além disso, dispõe de monitoramento em tempo real do SFCR e também proteção anti-ilhamento, elementos de desconexão e interrupção e proteção de sub e sobre frequência. A Tabela 24 apresenta alguns dados do inversor selecionado.

Tabela 24 - Características técnicas do inversor Fronius Primo 8.2 – 1kW.

Dados Técnicos- Inversor Fronius Primo 8.2-1 Kw	
Dados de Entrada	
Icc máx.	18 A
Faixa de tensão de operação (Vcc mín - Vcc máx)	80-1000 V
Tensão nominal de entrada (Vcc,r)	710 V
Faixa de tensão MPPT (Vmpp mín - Vmpp máx)	270-800 V
Pcc máx.	12,3 kWpico
Quantidade de MPPT	2
Dados de Saída	
Potência nominal CA (Pca,r)	8 kW
Potência máxima de saída (Ica nom)	35,7 A
Faixa de tensão CA (Vmín - Vmáx)	180-270 V
Grau de eficiência máx. (FV - rede de energia)	98,10%

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020)

Especificações dos sensores box, irradiação solar e temperatura dos módulos

Para avaliar o potencial de conversão FV do Lar para Idosos FLH foi necessário dispor de dados confiáveis da irradiação solar e da temperatura dos módulos FV. A irradiação solar incidente e a temperatura dos módulos foram medidas pelos sensores instalados nos módulos FV do sistema de GDFV. Os sensores estavam conectados ao Datalogger dos inversores por meio de um *Sensor Box*. Os sensores são da fabricante Fronius Modelo PT 1000: IG Box; Irradiação Solar Si- Monocristalino; Temperatura dos Módulos. Os dados dos sensores estão especificados respectivamente nas Tabelas 25, 26 e 27.

Tabela 25 - Características técnicas do sensor de irradiação solar Si-Monocristalino.

Dados Técnicos- Sensor Fronius PT 1000 de Irradiação Solar Si- Monocristalino	
Dados Gerais	
Tensão da medição	70 mV a 1.000 W/m ²
Tolerância	±5 % no meio do ano
Temperatura ambiente admissível	-40°C - +85°C

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020)

Tabela 26 - Características técnicas do sensor de Temperatura do Módulo.

Dados Técnicos- Sensor Fronius PT 1000 de Temperatura do Módulo	
Dados de Gerais	
Faixa de medição	-20°C - +150°C
Tolerância	±0.8 °C (na faixa -20 °C a +100 °C)

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020)

Tabela 27 - Características Técnicas do Sensor Fronius PT 1000 IG Box.

Dados Técnicos- Sensor Fronius PT 1000 IG Box	
Dados Gerais	
Tensão de alimentação	12 VCD
Consumo de energia	1,3 W
Grau de proteção	IP 20
Dados dos Sensores PT 1000	
Temperatura do Módulo	
Faixa de medição	(-25°C +75°C)
Precisão	0,5°C
Irradiação Solar	
Faixa de medição	0 - 100 mv/ 0- 200 mV/ 0 - 1 V
Precisão	3% do valor de medição

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020)

Comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos

Os módulos FV apresentam coeficientes térmicos que determinam o seu desempenho em relação à temperatura de operação e definem o comportamento das variáveis de saída dos módulos FV (I_{sc} , V_{oc} , P_{mpp}), em função da temperatura, sendo expressos em percentual por grau Celsius (%/°C) ou percentual por Kelvin (%/K). Os coeficientes revelam a variação percentual da corrente, da tensão e da potência do módulo em relação à variação da temperatura, ou seja, apresentam a diminuição da tensão e da potência ou o aumento percentual que a corrente sofre para cada aumento ou diminuição de 1°C ou 1K.

Para calcular a taxa de variação da máxima potência do sistema de GDFV com a temperatura, utiliza-se o coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (Y_{mpp}). Esse

coeficiente é um número negativo, disponibilizado na folha de dados do módulo FV, que relaciona como a potência do módulo FV diminui com o aumento da temperatura.

Cálculo da potência esperada

Os módulos FV, quando aquecem perdem eficiência, sendo que o coeficiente térmico (Y_{mpp}) indica a quantidade de energia que o módulo perde para cada 1°C acima dos 25°C (temperatura ambiente). O módulo utilizado no projeto preliminar perde 0,4%/°C de sua potência no ponto de máxima potência para cada grau acima de 25°C, conforme especificação do fabricante. O cálculo do coeficiente de perdas do módulo FV é dado pela Equação 11 (ZILLES *et al.*, 2012).

$$\mathbf{Perdas\ Mód} = \mathbf{1 - (T_M - T_{M, Ref}) * (-Y_{mpp})} \quad (11)$$

Onde: *Perdas Mód*: perdas do módulo fotovoltaico; γ_{mpp} : coeficiente térmico de temperatura no ponto de máxima potência (-0,4%/°C); T_M : temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos (°C); $T_{M, Ref}$: temperatura de referência dos módulos fotovoltaicos (25°C).

A partir do coeficiente que relaciona a variação da potência no seu ponto máximo com a temperatura (Y_{mpp}), pode-se calcular a máxima variação da potência do sistema de GDFV, a partir da Equação 12 (ZILLES *et al.*, 2012).

$$\Delta P_{mpp} = P_{FV} * \mathbf{Perdas\ Mód} \quad (12)$$

$$\Delta P_{mpp} = (P_{FV}) * [1 - (T_M - T_{M, Ref}) * (-Y_{mpp})]$$

Onde: ΔP_{mpp} : variação da máxima potência do sistema de GDFV (W); P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); *Perdas Mód*: perdas do módulo fotovoltaico (%); T_M : temperatura do módulo fotovoltaico (°C); $T_{M, Ref}$: temperatura de referência do módulo fotovoltaico (25 °C); γ_{mpp} : coeficiente térmico de temperatura do ponto de máxima potência (-0,4%/°C).

Para o levantamento da eficiência dos módulos utilizados, considerando o efeito das perdas por temperatura, foi calculada uma potência esperada (P_{Esp}) para posteriormente compará-la à potência real (P_{Real}) do sistema de GDFV em operação. A potência esperada é decorrente da potência nominal do sistema de GDFV, da irradiação incidente no plano de instalação do gerador FV, da irradiação nas STC, da taxa de desempenho e das perdas por temperatura dos módulos FV, conforme a Equação 13 (ZILLES *et al.*, 2012).

$$P_{Esp} = P_{FV} * (I_{rr}/G_{stc}) * TD * P_{Perdas Mod} \quad (13)$$

Onde: P_{Esp} : potência esperada do sistema de GDFV (W); P_{FV} : potência nominal do sistema de GDFV (Wp); I_{rr} : irradiação solar incidente no plano de instalação do sistema de GDFV (W/m²); G_{stc} : irradiância nas condições-padrão de ensaio (1000 W/m²); TD : desempenho global ou taxa de desempenho do sistema (82,0%); $P_{Perdas Mod}$: perdas do módulo fotovoltaico (%).

O APÊNDICE V apresenta as variáveis com os valores de referência, calculadas para uma variação de temperatura entre 45°C e 60°C e coletadas do banco de dados da Fronius Solar Web, no período de setembro/2019 a agosto/2020 e que foram utilizados para embasar as análises a seguir:

- 1- Conforme a Equação 11, o sistema de GDFV da ordem de 20,1 kWp deveria apresentar perdas de eficiência dos módulos entre 7,8% e 13,7% e, segundo a Equação 13, perdas de potências esperadas entre 9,1 kW a 16,5 kW. Todavia, o sistema apresentou uma variação média de eficiência de produção de energia de 7,3% e variações de potência entre 10,9 kW e 16,3 kW.
- 2- A potência real do sistema de GDFV apresentou percentuais entre 1,3% e 22,9% acima da potência esperada em 71,7% do período analisado.

Em alguns dias dos meses de abril e maio de 2020, a potência esperada apresentou um percentual entre 0,1% e 9,3% maior que a potência real, faixa de perdas aceitáveis para a análise do efeito da temperatura (7,8% e 13,7%).

Entre os meses de junho e julho de 2020, a potência esperada foi maior que a potência real, em aproximadamente 98% do período analisado. Os percentuais de perdas apresentaram-se entre 0,01% e 8,0% (aceitáveis) e entre 12% e 19,1% (não aceitáveis). Para os valores não aceitáveis observou-se que coincidiram com os meses que apresentaram sombreamento parcial em alguns módulos FV.

Observou-se que de setembro de 2019 a agosto de 2020, para os mesmos valores ou valores crescentes de temperatura de operação dos módulos FV, com variações crescentes da irradiação solar incidente, houve uma perda substancial na produção FV, justificada pelo aumento da irradiação solar que produz um aumento da temperatura do módulo FV e, conseqüentemente, uma redução da eficiência do sistema de GDFV.

- 3- A média global da produção de energia foi de 1.193,42 Wh e a média global percentual da relação entre a potência real (kW) e a potência esperada (kW) foi de 107,3%.

Os módulos FV raramente operam em condições nominais, com base na temperatura de operação. Estes dependem, dentre outros fatores, da temperatura incidente e da variação da irradiação solar. Os condicionantes climáticos são aspectos que devem ser considerados na geração de energia FV. As condições padrão de teste são condicionadas a uma temperatura de 25°C nos módulos, relação difícil de obter em um clima que apresenta estações bem definidas, com altas temperaturas no período de verão e baixas temperaturas no período de inverno, além das próprias condições de instalação dos módulos, que sofrem influência de seu sombreamento e das condições de ventilação.

Comparativo das produções de energia real e esperada em 2020 e 2021

Posteriormente, como a disponibilidade de mais dados, foi possível comparar as produções de dois anos comerciais completos (2020 e 2021), onde se constatou que, normalmente, nos meses mais quentes (ou seja, com maior intensidade de radiação solar), entre outubro e março de cada ano para a região de Salvador, a energia real tende a ser maior que a energia esperada (Tabelas 28 e 29). Dessa forma, em 2020, durante 5 meses a produção de energia superou as expectativas e durante 7 meses ficou abaixo das expectativas. Já em 2021, durante 4 meses a produção de energia superou as expectativas e durante 8 meses ficou abaixo das expectativas.

Tabela 28 - Energia real e esperada no ano de 2020.

Nº	Mês	Ano	Energia Real vs. Energia Esperada.
1	Janeiro	2020	A energia real foi 4,9% maior que a energia esperada.
2	Fevereiro	2020	A energia real foi 5,2% maior que a energia esperada.
3	Março	2020	A energia real foi 1,4% maior que a energia esperada.
4	Abril	2020	A energia real foi 7,3% menor que a energia esperada.
5	Mai	2020	A energia real foi 16,7% menor que a energia esperada.
6	Junho	2020	A energia real foi 26,3% menor que a energia esperada.
7	Julho	2020	A energia real foi 21,0% menor que a energia esperada.
8	Agosto	2020	A energia real foi 11,9% menor que a energia esperada.
9	Setembro	2020	A energia real foi 2,0% menor que a energia esperada.
10	Outubro	2020	A energia real foi 4,4% maior que a energia esperada.
11	Novembro	2020	A energia real foi 1,1% menor que a energia esperada.
12	Dezembro	2020	A energia real foi 5,2% maior que a energia esperada.

Fonte: Elaboração da autora (janeiro/2020 – dezembro/2020).

Tabela 29 - Energia Real e Esperada no ano de 2021.

Nº	Mês	Ano	Energia Real vs. Energia Esperada.
1	Janeiro	2021	A energia real foi 4,1% maior que a energia esperada.
2	Fevereiro	2021	A energia real foi 1,8% menor que a energia esperada.
3	Março	2021	A energia real foi 0,6% menor que a energia esperada.
4	Abril	2021	A energia real foi 8,7% menor que a energia esperada.
5	Maiο	2021	A energia real foi 20,5% menor que a energia esperada.
6	Junho	2021	A energia real foi 27,6% menor que a energia esperada.
7	Julho	2021	A energia real foi 17,9% menor que a energia esperada.
8	Agosto	2021	A energia real foi 14,9% menor que a energia esperada.
9	Setembro	2021	A energia real foi 0,7% menor que a energia esperada.
10	Outubro	2021	A energia real foi 0,6% maior que a energia esperada.
11	Novembro	2021	A energia real foi 6,2% maior que a energia esperada.
12	Dezembro	2021	A energia real foi 2,3% maior que a energia esperada.

Fonte: Elaboração da autora (janeiro/2021 – dezembro/2021).

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta os resultados deste estudo, acompanhados da sua discussão, compreendendo três subseções.

6.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REVISÃO DA ESTRUTURA REGULATÓRIA

Observou-se que em cinco dos seis cenários haveria uma redução dos benefícios atuais para os futuros prosumidores, a partir de 2020, e as perdas no valor de compensação da energia produzida iriam variar entre 28% e 62%. Isso teria um impacto direto no retorno dos projetos de GD. Esses cenários tendem a beneficiar as distribuidoras, prejudicando os futuros prosumidores. No caso do sistema de GDFV do Lar para Idosos FLH, se os cenários fossem aplicados, implicariam prejudicar o *payback* inicialmente projetado pra quatro anos da seguinte forma:

- a) **Alternativa 1** (Transferência de taxas de 28%): Novo *payback* descontado = 5,56 anos;
- b) **Alternativa 2** (Transferência de taxas de 34%): Novo *payback* descontado = 6,06 anos;
- c) **Alternativa 3** (Transferência de taxas de 42%): Novo *payback* descontado = 6,90 anos;
- d) **Alternativa 4** (Transferência de taxas de 50%): Novo *payback* descontado = 8 anos;
- e) **Alternativa 5** (Transferência de taxas de 62%): Novo *payback* descontado = 10,53 anos.

Segundo as propostas iniciais da ANEEL, os prosumidores que implantaram seus sistemas de GD antes das mudanças na legislação teriam o direito à compensação total (Alternativa 0). A ANEEL também considera manter a “Alternativa 0” até que a capacidade instalada da GD atinja 3.360 MW. As mudanças da ANEEL nas regras de GD no Brasil serão aplicadas apenas às novas conexões. Isso garante segurança jurídica aos contratos vigentes e respeito aos prosumidores pioneiros que acreditaram nessa tecnologia. Essas ações preservam o conceito jurídico de “direito adquirido” aos benefícios atuais do *net metering*. O efeito da prática futura da tarifa binomial é uma conta de luz mais cara aos consumidores e prosumidores.

Existem divergências entre os interesses dos prosumidores e da Associação Brasileira de Energia Solar FV (ABSOLAR), em relação aos interesses das distribuidoras. Atualmente, as faturas de energia elétrica são muito altas em relação ao poder de compra médio da população brasileira. Os preços dos projetos de GD caíram significativamente nos últimos anos. Esses fatores têm incentivado os consumidores a se tornarem prosumidores. Já as distribuidoras

temem perder rapidamente o faturamento desses consumidores e ter desequilíbrio econômico-financeiro. Dessa forma, as distribuidoras querem repassar parte de seus custos com a rede elétrica e criar uma tarifa eletrônica para futuros prosumidores, mediante *lobby*. Tais ações reduziram a atratividade e o retorno da GD no Brasil.

As regulamentações da ANEEL são revistas e atualizadas periodicamente na tentativa de induzir o crescimento do mercado de energia solar FV no Brasil. Os regulamentos existentes podem ser melhorados para: reduzir ou isentar as taxas de equipamento da GDFV, bem como fornecer incentivos governamentais; possibilitar que os consumidores desfrutem de maiores benefícios ao permitir que a energia excedente seja vendida à distribuidora ou ao mercado livre; isenção de impostos para instituições sem fins lucrativos; e incluir nos programas habitacionais o requisito de eficiência energética e a GD nos novos projetos.

Nos últimos anos, a Câmara dos Deputados do Congresso Nacional começou a debater oficialmente a possibilidade de criação de um marco regulatório para a GD por meio do projeto de Lei N.º 5.829/2019. Trata-se de uma oportunidade de haver consentimento entre os interesses divergentes das distribuidoras de energia e dos consumidores/prosumidores, empresas e associações atuantes no mercado de GD.

6.1.1 Oportunidades

Verificou-se que o mercado de GD começou a crescer após a edição da REN N.º 482/2012, mas surgiu de forma consistente após a REN N.º 687/2015. De acordo com Rubim, Saaia e Kolozuk (2019), a ABSOLAR defende os interesses das empresas da cadeia produtiva da energia solar. A ABSOLAR (2019) comentou que existiam aproximadamente 75 mil prosumidores em um universo de cerca de mais de 84 milhões de consumidores cativos, atendidos por distribuidoras em 2019. Segundo dados da EPE (2022b), a quantidade de consumidores com MMGD foi de 1.035.944, o que representa bem menos que 5% do total. Dessa forma, ainda existe um enorme potencial de crescimento por parte dos consumidores. Além disto, o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras ainda está longe de ser ameaçado pela GD. Adicionalmente, a GD se configura como uma grande oportunidade para a criação de empresas de pequeno e médio porte ou *startups* para a oferta de serviços e para a criação de emprego e renda.

É necessário que as distribuidoras reformulem seus modelos de negócios para se adequarem à nova realidade imposta pela GD. Portanto, há uma oportunidade para eles começarem a oferecer novos serviços inteligentes agregados à GD e se prepararem para outras

demandas, como a tecnológica de redes inteligentes. Considerando que o mercado de distribuição de energia elétrica é um mercado regulado e os custos são calculados pela ANEEL e não pelas empresas, esta também é uma oportunidade para a ANEEL aprimorar seus métodos de funcionamento e regulação.

A atual rede elétrica brasileira ainda requer muitos investimentos e melhorias e a evolução do mercado de GD é uma oportunidade que pode favorecer armazenamento (uso de baterias) em residências e pequenos e médios comércios (Zheng *et al.*, 2018), redes inteligentes (*smart grids*) e a internet das coisas (IoT) (BNDES, 2017). Esta será uma segunda etapa de desenvolvimento de mercado para prosumidores e empresas de distribuição.

Em 2020 e em 2021, a pandemia da Covid-19 (corona vírus) impactou o Brasil e o mundo. Isso trouxe novos impactos negativos para o SEB e para a economia brasileira como um todo. Nesse contexto, a expansão da GD também pode ser uma ferramenta para ajudar os consumidores a superar os impactos negativos dessa pandemia.

6.1.2 Riscos

Atualmente, o SEB tem apresentado muitos problemas relacionados com as pressões empresariais geradas pelo endividamento e judicialização, em resultado de outras ações governamentais. Como as concessionárias distribuidoras de energia fazem parte desse setor, é possível que haja uma futura judicialização, caso seus interesses comerciais sejam frustrados. Havendo desequilíbrio econômico-financeiro, é possível que venham a cobrir judicialmente indenizações governamentais. Segundo Tavares *et al.* (2018), além do potencial desequilíbrio econômico-financeiro das concessionárias (Castro *et al.*, 2018b), também acabaria ocorrendo uma transferência de custos dos prosumidores para os consumidores não adotantes da GD.

6.2 IMPLANTAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA NO LAR PARA IDOSOS

A implantação do projeto GDFV do Lar para Idosos FLH foi realizada dentro do prazo estabelecido no cronograma, de comum acordo entre a instituição e a Empresa B, tendo seu **início em 22/05/2019** e seu **término em 04/06/2019**. O **orçamento de R\$ 86.500,00** foi plenamente executado.

Depois da conclusão da implantação do sistema de GDFV (Figura 26), ele passou por um período de comissionamento e de testes por dois dias, tendo atendido efetivamente a todos os pré-requisitos definidos. A Neoenergia COELBA conectou o sistema de GDFV em **27/07/2019**, portanto, dentro do prazo legal estabelecido. Adicionalmente, depois do comissionamento bem sucedido, a operação do referido sistema tem funcionado regularmente e com qualidade satisfatória. Em outubro/2020, houve uma manutenção preditiva, onde não foi necessária a substituição de equipamentos, condutores e estruturas de fixação, sendo apenas realizada uma limpeza dos módulos FV. O sistema de GDFV vem gerando satisfatoriamente energia e proporcionado uma economia significativa, mesmo considerando as mudanças de perfil de consumo do Lar para Idosos FLH, por conta da pandemia de COVID-19 e do fechamento temporário de parte de suas atividades. Consequentemente, os gestores do Lar para Idosos FLH ficaram satisfeitos com o resultado final.

Figura 26 - Vista aérea do projeto GDFV finalizado.



Fonte: Aplicativo para telhados solares da Prefeitura Municipal de Salvador (2022) (ANEXO B); Google Maps (2022).

6.2.1 Avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico de geração distribuída

Para avaliar o desempenho do sistema de GDFV, analisaram-se **quatro períodos de um ano comercial, referentes às contas de energia elétrica** do Lar para Idosos FLH (Tabela 30) junto à Neoenergia COELBA.

O **primeiro período é o ano de 2018** (janeiro/2018 a dezembro/2018), **quando o Lar para Idosos FLH ainda não dispunha do sistema de GDFV**, onde foi considerado um valor médio mensal de consumo de **3.288 kWh** como um **período típico** de consumo energético.

O **segundo, o terceiro e o quarto períodos** correspondem respectivamente aos anos comerciais de **2020** (janeiro/2020 a dezembro/2020), **2021** (janeiro/2021 a dezembro/2021) e **2022** (janeiro/2022 a dezembro/2022). Nestes três anos, o funcionamento do sistema de GDFV ocorreu normalmente, entretanto o consumo de eletricidade caiu drasticamente, pois foi o **período da pandemia de corona vírus (período atípico)** no Brasil. Durante este período as dependências do Lar para Idosos FLH se encontravam parcialmente fechadas, só funcionando temporariamente apenas com atividades hospitalares.

Uma vez que nos anos de 2020, 2021 e 2022, a FLH estava funcionando parcialmente, seu consumo de energia elétrica foi significativamente reduzido (redução no valor das contas de eletricidade) e essa circunstância tende a induzir uma redução do *payback* do empreendimento GDFV, que tinha sido estimado inicialmente em quatro anos. Também é válido comentar que, além da implantação do sistema de GDFV, as edificações da FLH passaram por reformas físicas nos anos de 2019 e 2020, o que causou algumas variações e atipicidades em algumas contas de eletricidade. Já a GD funcionou de forma eficiente e conforme projetado, pois o sistema de GDFV vem operando de maneira regular e de acordo com as expectativas de projeto inicial.

Os principais resultados obtidos com a implantação do sistema de GDFV foram: **reduções na conta de energia elétrica** e um **sucessivo acúmulo mensal de créditos (em kWh)** junto à Neoenergia COELBA, onde os créditos mensais têm um prazo de validade de cinco anos para serem compensados antes de expirar. Todavia, **é válido ressaltar que as contas de energia elétrica não foram zeradas**, pois existem as taxas de conexão e a taxa municipal referente à iluminação pública a serem quitadas mensalmente.

Tabela 30 - Análise de 4 Períodos Anuais de Contas de Energia Elétrica da Lar para Idosos FLH.

		Períodos de Estudo equivalentes a 1 ano de Consumo de Eletricidade pelo FLH												
Meses		jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	Total Anual
Período sem GDFV (Período Típico)	Consumo via Rede (kWh)	2.462,000	3.188,000	3.302,000	3.402,000	3.752,000	4.104,000	2.812,000	3.498,000	3.312,000	3.006,000	3.162,000	3.456,000	39.456,00
	Tarifa de Luz (R\$/kWh)	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	4.102,00	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	
	Conta de Luz (R\$)	R\$ 1.920,36	R\$ 2.486,64	R\$ 2.575,56	R\$ 2.653,56	R\$ 2.926,56	R\$ 3.201,12	R\$ 2.193,36	R\$ 2.728,44	R\$ 2.583,36	R\$ 2.344,68	R\$ 2.466,36	R\$ 2.695,68	R\$ 30.775,68
Meses		jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20	
ANO 2020: Período com GDFV (Período atípico por conta da Pandemia)	Consumo Total (kWh)	1.174,0	1.333,0	1.405,0	1.377,0	1.444,0	1.490,0	1.632,0	728,0	821,0	994,0	1.150,0	1.234,0	14.782,0
	Consumo via Rede (kWh)	-1.387,0	-1.152,0	-1.405,0	-1.377,0	-1.622,0	-1.120,0	-1.643,0	-1.549,0	-2.189,0	-1.450,0	-1.316,0	-1.392,0	-17.602,00
	Geração do Sistema FV (kWh)	2.561,0	2.485,0	2.810,0	2.754,0	3.066,0	2.610,0	3.275,0	2.277,0	3.010,0	2.444,0	2.466,0	2.626,0	32.384,00
	Tarifa de Energia (R\$/kWh)	0,81	0,81	0,81	0,83	0,82	0,83	0,82	0,87	0,87	0,85	0,83	0,85	
	Conta da Eletricidade (%)	R\$ 94,16	R\$ 134,91	R\$ 658,13	R\$ 399,63	R\$ 107,40	R\$ 93,42	R\$ 188,42	R\$ 195,46	R\$ 195,21	R\$ 191,48	R\$ 189,30	R\$ 195,88	R\$ 2.643,40
Conta de eletricidade se não houvesse GD (%)	R\$ 1.045,10	R\$ 1.214,64	R\$ 1.796,18	R\$ 1.542,54	R\$ 1.291,48	R\$ 1.330,12	R\$ 1.526,66	R\$ 828,82	R\$ 909,48	R\$ 1.036,38	R\$ 1.143,80	R\$ 1.244,78	R\$ 14.909,98	
Benefícios obtidos com a GDFV	Consumo via Rede (%)	-118,1%	-86,4%	-100,0%	-100,0%	-112,3%	-75,2%	-100,7%	-212,8%	-266,6%	-145,9%	-114,4%	-112,8%	-128,8%
	Redução na Conta de Luz (%)	91,0%	88,9%	63,4%	74,1%	91,7%	93,0%	87,7%	76,4%	78,5%	81,5%	83,4%	84,3%	82,8%
	Créditos gerados	R\$ 1.123,47	R\$ 933,12	R\$ 1.138,05	R\$ 1.142,91	R\$ 1.330,04	R\$ 929,60	R\$ 1.347,26	R\$ 1.347,63	R\$ 1.904,43	R\$ 1.232,50	R\$ 1.092,28	R\$ 1.183,20	
Meses		jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21	ago/21	set/21	out/21	nov/21	dez/21	
ANO 2021: Período com GDFV (Período atípico por conta da Pandemia)	Consumo Total (kWh)	1.256,0	1.079,0	1.144,0	975,0	1.201,0	1.271,0	1.137,0	1.219,0	1.199,0	1.390,0	1.368,0	1.446,0	14.685,0
	Consumo via Rede (kWh)	-1.719,0	-1.339,0	-1.942,0	-2.269,0	-1.071,0	-1.054,0	-1.170,0	-1.254,0	-1.466,0	-1.438,0	-1.350,0	-1.127,0	-17.199,00
	Geração do Sistema FV (kWh)	2.975,0	2.418,0	3.086,0	2.771,0	2.272,0	2.325,0	2.307,0	2.473,0	2.665,0	2.828,0	2.718,0	2.573,0	31.411,00
	Tarifa de Energia (R\$/kWh)	0,85	0,84	0,82	0,82	0,91	0,91	0,91	0,90	0,91	0,90	0,91	0,91	
	Conta da Eletricidade (%)	R\$ 206,12	R\$ 193,66	R\$ 189,54	R\$ 189,62	R\$ 201,40	R\$ 214,28	R\$ 234,62	R\$ 229,76	R\$ 234,38	R\$ 243,24	R\$ 247,58	R\$ 246,74	R\$ 2.630,94
Conta de eletricidade se não houvesse GD (%)	R\$ 1.273,72	R\$ 1.100,02	R\$ 1.127,62	R\$ 989,12	R\$ 1.294,31	R\$ 1.370,89	R\$ 1.269,29	R\$ 1.326,86	R\$ 1.325,47	R\$ 1.494,24	R\$ 1.492,46	R\$ 1.562,60	R\$ 15.626,60	
Benefícios obtidos com a GDFV	Consumo via Rede (%)	-136,9%	-124,1%	-169,8%	-184,2%	-89,2%	-82,9%	-102,9%	-102,9%	-122,3%	-103,5%	-98,7%	-77,9%	-116,3%
	Redução na Conta de Luz (%)	83,8%	82,4%	83,2%	80,8%	84,4%	84,4%	81,5%	82,7%	82,3%	83,7%	83,4%	84,2%	83,1%
	Créditos gerados	R\$ 1.461,15	R\$ 1.124,76	R\$ 1.592,44	R\$ 1.860,58	R\$ 974,61	R\$ 959,14	R\$ 1.064,70	R\$ 1.128,60	R\$ 1.334,06	R\$ 1.294,20	R\$ 1.228,50	R\$ 1.025,57	
Meses		jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	
ANO 2022: Período com GDFV (Período Final da Pandemia)	Consumo Total (kWh)	1.140,0	1.265,0	1.439,0	1.720,0	1.378,0	1.567,0	1.293,0	1.290,0	1.360,0	1.310,0	1.600,0	1.348,0	16.710,00
	Consumo via Rede (kWh)	-1.466,00	-1.604,00	-1.439,00	-1.386,00	-1.338,00	-980,00	-1.386,00	-1.271,00	-1.360,00	-1.413,00	-1.545,00	-1.114,00	-16.302,00
	Geração do Sistema FV (kWh)	2.606,00	2.869,00	2.878,00	3.106,00	2.716,00	2.547,00	2.679,00	2.561,00	2.720,00	2.723,00	3.145,00	2.462,00	33.012,00
	Tarifa de Energia (R\$/kWh)	0,91	0,87	0,89	0,89	0,98	1,08	0,97	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	
	Conta da Eletricidade (%)	R\$ 251,31	R\$ 237,33	R\$ 241,18	R\$ 242,32	R\$ 227,80	R\$ 242,92	R\$ 221,18	R\$ 218,90	R\$ 224,38	R\$ 219,94	R\$ 220,70	R\$ 221,42	R\$ 2.769,38
Conta de eletricidade se não houvesse GD (%)	R\$ 1.037,40	R\$ 1.100,55	R\$ 1.280,71	R\$ 1.530,80	R\$ 1.350,44	R\$ 1.692,36	R\$ 1.254,21	R\$ 1.238,40	R\$ 1.319,20	R\$ 1.257,60	R\$ 1.552,00	R\$ 1.307,56	R\$ 15.921,23	
Benefícios obtidos com a GDFV	Consumo via Rede (%)	-128,6%	-126,8%	-100,0%	-80,6%	-97,1%	-62,5%	-107,2%	-98,5%	-100,0%	-107,9%	-96,6%	-82,6%	-99,0%
	Redução na Conta de Luz (%)	75,8%	78,4%	81,2%	84,2%	83,1%	85,6%	82,4%	82,3%	83,0%	82,5%	85,8%	83,1%	82,3%
	Créditos gerados	R\$ 1.334,06	R\$ 1.395,48	R\$ 1.280,71	R\$ 1.233,54	R\$ 1.311,24	R\$ 1.058,40	R\$ 1.344,42	R\$ 1.220,16	R\$ 1.319,20	R\$ 1.356,48	R\$ 1.498,65	R\$ 1.080,58	R\$ 15.432,92

Fonte: Dados da pesquisa (Abril/2023).

6.3 PROPOSTA DE MÉTODO PASSO-A-PASSO PARA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A partir da experiência de implantação do sistema de GDFV no Lar para Idosos FLH, tornou-se possível propor sete etapas (Item 4.5, p. 58), descritas detalhadamente a seguir, para estabelecer um método passo-a-passo para a implantação eficaz de um sistema de GDFV.

6.3.1 Análise de consumo para definição da oferta ideal do sistema de geração distribuída.

a) Análise das faturas de consumo de eletricidade fornecidas pelo Lar para Idosos FLH:

⇒ Avaliar um período mínimo de um ano típico de consumo (12 mensalidades da concessionária de energia) para obter uma média do consumo mensal (EC_{Mensal}).

⇒ A partir da média do consumo mensal é descontado o valor da disponibilidade mínima de energia para se obter os valores dos consumos:

○ *Diário* ($EC_{Diário}$): dividindo-se a EC_{Mensal} por 30;

○ *Anual* (EC_{Anual}): multiplicando-se a EC_{Mensal} por 12.

b) Uma vez definido o consumo do Lar para Idosos FLH em questão, um “projeto ideal” de sistema de GDFV deve produzir o equivalente a 100% da energia elétrica consumida pelo referido Lar para Idosos FLH (Equação 1, p. 53):

$$EC_{Anual} = Ep_{Anual} \quad (1)$$

Onde: EC_{Anual} : energia consumida anual; Ep_{Anual} : energia produzida anual.

Para o estudo de caso da FLH, é possível observar resumidamente os resultados obtidos na Tabela 31. Desconsiderando os anos de 2019 e 2023, **os anos comerciais de 2020, 2021 e 2022** (que dispõem de informações consolidadas) garantiram um **retorno equivalente a 106,5% do investimento de implantação do sistema de GDFV**. Com isto o **payback efetivo foi três anos**, bem menor que os quatro anos previstos inicialmente.

Tabela 31 - Síntese dos resultados obtidos pelo Sistema de GDFV da FLH.

Análises	Dados	Ano 2020	Ano 2021	Ano 2022
Avaliação Energética	Ec_{Anual} (<i>Energia consumida anual</i>) em kWh	14.782,0	14.685,0	16.710,0
	Ep_{Anual} (<i>Energia produzida anual</i>) em kWh	32.384,0	31.411,0	33.012,0
	Saldo energético: Ec_{Anual} - Ep_{Anual}	17.602,0	16.726,0	16.302,0
	Eficiência global do sistema de GDFV: Ep_{Anual} / Ec_{Anual}	219,1%	213,9%	197,6%
Avaliação Econômica	Valor da conta de energia elétrica <i>sem</i> GDFV	R\$ 17.553,38	R\$ 18.257,54	R\$ 18.690,61
	Valor da conta de energia elétrica <i>com</i> GDFV	R\$ 2.643,40	R\$ 2.630,94	R\$ 2.769,38
	Economia gerada	R\$ 14.909,98	R\$ 15.626,60	R\$ 15.921,23
	Créditos acumulados	R\$ 14.909,98	R\$ 15.626,60	R\$ 15.432,92
& Financeira	Valor do Investimento para implantação do Sistema de GDFV em 2019	R\$ 86.500,00		
	Valor total economizado em 2020, 2021 e 2022	R\$ 46.457,81		
	Total de créditos acumulados	R\$ 45.969,50		
	Valor que ainda falta para quitar o valor do investimento	-R\$ 5.927,31		
	Percentagem que já se pagou em relação ao investimento inicial	106,9%		
	Payback efetivo constatado	Foi inferior a 4 anos		

Fonte: Dados da pesquisa.

6.3.2 Especificação de um projeto preliminar do sistema de geração distribuída.

a) Caso o projeto ideal atenda às necessidades (ex.: atender a 80% do consumo) e as restrições econômicas e técnicas do Lar para Idosos (ex.: orçamento disponível, disponibilidade de área para a implantação, irradiação solar local, sombreamentos, conexão e rede elétrica, entre outros), o projeto ideal pode ser o projeto preliminar. Caso contrário, o projeto deverá ser ajustado e recalculado para atender a energia produzida desejada e possível.

b) Realizar o cálculo dos parâmetros (ex.: VPL, *Payback*, etc.) necessários para o projeto preliminar.

6.3.3 Pesquisa no mercado para seleção de uma empresa para implantação do projeto efetivo do sistema de geração distribuída.

a) Com o projeto preliminar já definido, são pesquisadas, pré-selecionadas e listadas as empresas disponíveis no mercado local para implantar o projeto do sistema de GDFV.

- b) Fizeram-se cotações com o projeto preliminar junto às empresas para obter a melhor proposta técnica e comercial e selecionar uma empresa.
- c) Contratou-se a empresa selecionada para a prestação do serviço de implantação do sistema de GDFV.

6.3.4 Implantação do sistema de geração distribuída.

- a) A empresa contratada realiza as obras e demais ações para implantar o sistema de GDFV e o Lar para Idosos FLH (ou algum responsável designado pelo mesmo) faz o acompanhamento de todo o processo.
- b) Alguns ajustes ou mudanças no projeto original podem se mostrar necessários ao longo da implantação do projeto.

6.3.5 Comissionamento do sistema de geração distribuída.

- a) O sistema de GDFV entra em funcionamento e deve ser monitorado pelo Lar para Idosos FLH e pela empresa, por um período de tempo pré-determinado, para constatar se atende satisfatoriamente às especificações fornecidas.
- b) Alguns ajustes podem se mostrar necessários nessa etapa.

6.3.6 Operação e manutenção do sistema de geração distribuída.

- a) O sistema de GDFV continua em funcionamento ao longo da vida útil prevista (25 anos).
- b) Manutenções e limpezas periódicas devem ser realizadas ao longo da vida útil do sistema de GDFV.

6.3.7 Descomissionamento do sistema de geração distribuída.

- a) Após cumprir sua função e concluir sua vida útil, o sistema de GDFV deve ser descomissionado de forma adequada e conforme legislação vigente.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta seção apresenta as conclusões e recomendações deste estudo, detalhadas em quatro subseções a seguir.

7.1 PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Atualmente, menos de 10% do total de consumidores são prosumidores no Brasil. Portanto, há um grande potencial de expansão de GD a ser explorado. A regulação e as leis existentes até 2021 eram funcionais e viabilizaram o crescimento do mercado de energia solar FV no Brasil. Todavia, a regulação e as leis existentes poderiam ser melhoradas para a maior adaptação da GD no contexto do SEB.

O crescimento do mercado de GD criou divergências de interesses entre as distribuidoras de energia e os prosumidores. Além disso, a ANEEL propôs seis cenários para GD a partir de 2020 (em cinco deles, os benefícios atuais dos prosumidores serão reduzidos) e adoção de tarifa binomial para consumidores de BT (contas de luz mais caras). Assim, havia riscos relacionados com as pressões geradas pelas distribuidoras e uma potencial insegurança jurídica no SEB.

Os regulamentos da ANEEL foram inicialmente criados e revisados na tentativa de induzir um crescimento do mercado de GDFV no Brasil e as consequências foram a criação e o crescimento surpreendente da GD nacional entre 2012 e 2021. Até 2019, não havia discussão efetiva sobre o contexto econômico do Brasil e como a GD e o SEB se relacionam com questões econômicas maiores e o futuro do Brasil. Nem houve qualquer menção ou discussão sobre as implicações para as mudanças climáticas. No entanto, questões como as pressões internacionais sobre as ações de mudança climática, a crise da pandemia, os aumentos sucessivos da tarifa de eletricidade e a pressão do consumidor evidenciaram a importância dessa discussão.

A revisão regulatória proposta pela ANEEL era esperada para ocorrer em 2021 e poderia ter ocasionado contratempos, perda de benefícios para os prosumidores atuais e futuros, além de judicializações. As distribuidoras realizaram *lobby* e pressões contrárias aos benefícios da GD para os prosumidores, tanto que, em cinco dos seis cenários apresentados pela ANEEL, a tendência é de redução dos benefícios. A opinião pública e o *lobby* das empresas de GDFV apoiaram a continuidade dos benefícios atuais.

As regulações nacionais anteriores a 2022 precisavam de revisões e melhorias para acompanhar as tendências do mercado e os rápidos desenvolvimentos tecnológicos. As

consultas públicas foram ferramentas importantes e democráticas para apoiar as revisões da legislação existente. No entanto, é válido criticar a assimetria do poder de pressão na questão das divergências de interesses entre consumidores/prosumidores e as distribuidoras. Uma das poucas disposições legais que garantem os atuais direitos dos prosumidores é o conceito jurídico consolidado de “direito adquirido”, uma vez que os projetos e contratos de GD já em vigor não serão prejudicados em relação a alterações regulamentares por não haver retroação das leis.

Mudanças potenciais no quadro regulatório também poderiam representar novos riscos e oportunidades para a GD. Havia a necessidade de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e os benefícios para os prosumidores. Portanto, o desafio era criar uma solução regulatória equilibrada. Também havia uma clara necessidade de aprimoramento regulatório visando à redução de custos e de melhoria das condições de financiamento para a implantação de sistemas de GD nos mercados residencial, comercial e industrial. Além disso, também era necessário proporcionar maior liberdade e flexibilidade para o consumidor efetivamente tornar-se um “prosumidor” no mercado de energia e dispor de uma maior segurança jurídica. As pressões políticas exercidas pelas distribuidoras quase impuseram retrocessos e reduções nos atuais benefícios da GD, o que impactaria negativamente sua expansão.

A solução surgida nesse contexto foi a Lei Nº 14.300/2022 (ANEXO A), que pacificou as divergências de interesses entre consumidores/ prosumidores e distribuidoras de energia de forma equilibrada, preservando o direito dos atuais prosumidores e transferindo de forma gradativa até o ano de 2045 os encargos e taxas setoriais das distribuidoras para os futuros prosumidores.

7.2 DESENVOLVIMENTO E DESEMPENHO DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DO LAR PARA IDOSOS

Este trabalho acompanhou a implantação efetiva e a operação de um sistema de GDFV de 20,1 kWp para microgeração em um Lar para Idosos durante o ano 2019. Esse sistema foi enquadrado sob o regime de compensação de energia elétrica (*net metering*) e a sua viabilidade econômico-financeira apresentou um *payback* de quatro anos, sendo prevista uma economia média mensal na fatura de energia elétrica ao longo de um período escolhido, correspondente a um ano (setembro/2019 até agosto/2020), de R\$ 2.074,80/mês.

A relação custo-benefício é favorável, pois a economia mensal é de aproximadamente 69% na fatura de energia elétrica. Mesmo com a criação do novo marco regulatório da GD (Lei Nº 14.300/2022), o retorno financeiro planejado para o sistema de GDFV está preservado, pois o sistema implantado não receberá a incidência de encargos e taxas setoriais até o ano de 2045.

7.3 PROPOSTA DE MÉTODO DE IMPLANTAÇÃO PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Foi possível estabelecer uma metodologia baseada em um conjunto de etapas recomendáveis (item 4.5, p.58 e Tabela 32). Estas etapas compreendem a realização adequada e qualificada de um projeto completo de implantação de um sistema de GDFV.

Tabela 32 - Síntese da metodologia para Implantação de um Projeto GDFV.

Etapas	Descrição da ação
1^a	Análise do Consumo para Definição da Oferta Ideal de um Sistema de GDFV.
2^a	Especificação de um Projeto Preliminar do Sistema de GDFV.
3^a	Pesquisa no Mercado para Seleção de uma Empresa para Implantar o Projeto Efetivo do Sistema de GDFV.
4^a	Implantação do Sistema de GDFV.
5^a	Comissionamento do Sistema de GDFV.
6^a	Operação e Manutenção (O&M) do Sistema de GDFV.
7^a	Descomissionamento do Sistema de GDFV.

Fonte: Dados da pesquisa.

7.4 RECOMENDAÇÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

Como recomendações para estudos futuros, os seguintes tópicos são sugeridos:

- (i) Evolução tecnológica e digitalizações aplicadas a GD: *smart grid*, IoT, *blockchain*, etc;
- (ii) Armazenamento de energia com baterias na GD;
- (iii) Uso da GD para o abastecimento de veículos elétricos;
- (iv) Impacto da expansão da GD no Brasil na qualidade de energia e a necessidade de investimentos na rede elétrica;
- (v) Perspectivas de interação entre os veículos elétricos e a GD no Brasil.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. [https://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8).

AMARAL, A. B. A.; MENDONÇA, A. L. Z. L. G.; RESENDE, A. A. M.; REGO, E. E. Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil? *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 8, ago. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7786357>. Acesso em: 10/10/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>. Acesso em: 20/Abril/2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Perguntas frequentes sobre bandeiras tarifárias. Brasília, DF: ANEEL, 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em 05/05/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Processo nº: 48500.004924/2010-51. Assunto: Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2018a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa Nº 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório Nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Anexo da NT nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL Processo nº 48500.004924/2010-51. Brasília, DF: ANEEL, 2018b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifa binômia: modelo tarifário do grupo B – relatório de análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº 277/2018- SGT/SRM/ANEEL, 12/12/2018. Processo nº 48500.000858/2018-05. Brasília, DF: ANEEL, 2018c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Nº 0046/2018-SGT/ANEEL. Brasília, DF: ANEEL, 2018d.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/ SRG/SMA/ANEEL. Brasília, DF: ANEEL, 2018e.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Nº 0056/2017–SRD/ANEEL – Processo nº: 48500.004924/2010-51. Brasília, DF: ANEEL, 2017a. Disponível em:

https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/. Acesso em 23/08/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Como é composta a tarifa. Brasília, DF: ANEEL, 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/->

/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800. Acesso em 04/04/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição. Brasília, DF: ANEEL, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em 09/11/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 687/2015. Brasília, DF: ANEEL, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren201568.pdf>. Acesso em 19/02/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 482/2012. Brasília, DF: ANEEL, 2012a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> . Acesso em 19/02/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 517/2012. Brasília, DF: ANEEL, 2012b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf> . Acesso em 19/02/2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. ANEEL reafirma compromisso de manter direitos adquiridos na atualização das regras de geração distribuída. Brasília, DF: ABSOLAR, 2019.

AVRIL, S.; MANSILLA, C.; BUSSON, M.; LEMAIRE, T. Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. *Energy Policy*, v. 1, n. 51, p. 244–258, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.050>.

BNDES. Produto 8 – Relatório do Plano de Ação – Capítulo Regulatório. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/f9582d36-4355-4638-b931-e2e53af5e456/8B-relatorio-final-plano-de-acao-produto-ambiente-regulatorio.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m5WL-KC>. Acesso em 20/02/2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Energia elétrica: crescimento da geração de energia centralizada em 2023 deve ser o maior já registrado no país. Brasília, DF, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/crescimento-da-geracao-de-energia-centralizada-em-2023-deve-ser-o-maior-ja-registrado-no-pais>. Acesso em 01/02/2023.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Projeto de lei Nº 5829/2019. Propõe alterações no artigo 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, referente à minigeração e a microgeração distribuída de energia. Brasília, DF, 2019. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>. Acessado em 15/08/2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica Nº5/2017/AEREG/SE– Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico. Proc. Nº 48000.001405/2016-67. Secretaria Executiva/Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios, Brasília, 2017. Energia Solar no Brasil e Mundo – Ano de Referência 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço energético nacional 2014: ano base 2013: relatório final. Rio de Janeiro, 2014.

BRASIL. Lei Nº 10.848/2004, de 15 de março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm. Acesso em 13 ago. 2017.

BÜHLER, A. J.; SANTOS, F. H. dos; GABE, I. J. Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR ,7. Anais... Gramado, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/267>. Acesso em 15/09/2020.

CAMILO, H. F., UDAETA, M. E. M., GIMENES, A. L. V., GRIMONI, J. A. B. Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, p. 712-719, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.099>.

CALDAS, H. H. S.; MOISÉS, A. L. S.. Geração fotovoltaica distribuída: estudo de caso para consumidores residenciais de Salvador–BA. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 5, p. 164-180, 2016. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/rber/article/download/45270/pdf>. Acesso em 23/02/2019.

CASTRO, R. M. G. Introdução à energia fotovoltaica. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa; Instituto Superior Técnico DEEC/Secção de Energia, 2002.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA. Nota técnica NOR.DISTRIBU-ENGE-0021: fornecimento de energia elétrica em tensão secundária de distribuição a edificações individuais. Salvador: Neoenergia COELBA, 2018.

CRUZ, D. T. Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: propostas para desenvolvimento do setor. 2015. 155 p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. Disponível em: http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-04082015-153708/publico/Dissertacao_Daniel_Cruz.pdf. Acesso em 14/04/2019.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; OZORIO, L. de M.; MACEDO, M. Á.; RODRIGUES, A.; FILHO, E. T.; RUFÍN, C.; GOMES, R. de O.; SCALZER, R.; TAVARES, A.; MARTINS, N.; BRAGA, K. Indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição de energia elétrica. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ; Soluções Editoriais, 2018b. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro_indicadores_com_capa.pdf. Acesso em 06/04/2019.

CASTRO, N. de; DANTAS, G. Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes. Rio de Janeiro: Soluções Editoriais, 2018a. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf. Acesso em: 06/04/2019.

CASTRO, N. de; DANTAS, G. Distributed generation: International experiences and comparative analyses. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ; Soluções Editoriais, 2017. Disponível em:

http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/40_ACD_Digital_Distributed_generation.pdf. Acesso em: 06/04/2019.

CASTRO, N. de; DANTAS, G.; BRANDÃO, R.; MOSZKOWICZ, M.; ROSENTA, R. Perspectivas e desafios da difusão da micro e da mini geração solar fv no Brasil. Texto de discussão do Setor Elétrico TDSE Nº 67. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ 2016. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_TDSE67.pdf. Acesso em 31/04/2017.

DEL CUETO, J. A.; VON ROEDERN, B. Long-term transient and metastable effects in cadmium telluride photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics*, n. 14, p. 615–628, 2006. <https://doi.org/10.1002/pip.687>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Painel de dados de micro e minigeração distribuída. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>. Acesso em 28/03/2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço energético nacional 2022 – relatório síntese: ano base 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em 08/06/2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Rio de Janeiro, 2020a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/documents/PDE%202029.pdf>. Acesso em 27/04/2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Rio de Janeiro, 2020b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em 25/04/2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4md): metodologia - versão pde 2027. Nº EPE-DEA-NT-028/2018. (Nota Técnica EPE 028/2018). Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/NT_Metodologia_4MD.pdf. Acesso em 12/12/2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano decenal de expansão de energia 2026. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDE/Documents/Arquivos/PDE2026/PDE2026_versao_para_ConsultaPublica.pdf. Acesso em 23/08/2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano decenal de expansão de energia 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>. Acesso em 13/08/2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Inserção da geração fv distribuída no Brasil - condicionantes e impactos: Nota Técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro: EPE, 2014a. (Série Recursos Energéticos).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2050: Nota Técnica DEA 13/14 – demanda de energia 2050. Rio de Janeiro: EPE, 2014b. (Série Estudos da Demanda de Energia)

FAHRENBRUCH, A. L.; BUBE, R. H. Fundamentals of solar cells. New York: Academic Press, 1983. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-247680-8.X5001-4>.

FARIA JUNIOR, H. de; T., F. B. M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, p. 469-475, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>.

FERREIRA, A.; KUNH, S. S.; FAGNANI, K. C.; SOUZA, Tiago A. de; TONEZER, C.; SANTOS, G. R. dos; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, Part 1, p.181-191, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>.

GARCEZ, C. A. G. What do we know about the study of distributed generation policies and regulations in the Americas? A systematic review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, p. 1404–1416, 2017a. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.129>.

GARCEZ, C. A. G. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. *Utilities Policy*, v. 49, p. 104–115, 2017b. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.06.005>.

GOMES, P. V.; KNAK NETO, N.; CARVALHO, L.; SUMAILI, J.; SARAIVA, J. T.; DIAS, B.H.; MIRANDA, V.; SOUZA, S.M. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil. *Energy Policy*, v. 115, p. 199-206, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.014>.

GREEN, M. A.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D.; LEVI, D. H.; HOHL-EBINGER, J.; HO-BAILLIE, A. W. H. Solar cell efficiency tables (version 50). *Progress in Photovoltaics*, v. 25, n. 7, p. 668-676, 2017. <https://doi.org/10.1002/pip.2909>.

GUECHI, A.; CHEGAAR, M. Effects of diffuse spectral illumination on microcrystalline solar cells. *Journal of Electron Devices*, v. 5, p. 116–121, 2007. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.666.7434>.

HONSBURG, C.; BOWDEN, S. Manufacturing Si Cells. PV Education, Arizona, 2017. Disponível em: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/welcome-to-pvedrom/manufacturing-si-cells>. Acesso em 28/03/2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Renewables 2019 categorises distributed solar PV remuneration Renewables 2019: Market analysis and forecast from 2019 to 2024. Fuel report - October 2019, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv>. Acesso em 12/12/2020.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable Capacity Statistics 2021. Abu Dhabi, 2021. <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>. Acesso em 19/07/2021.

JANNUZZI, G. de M.; MELO, C. A. de. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, v. 17, n. 1, p. 40-46, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>.

JANNUZZI, G. de M. (Coord.). *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação*. Campinas-SP: International Energy Initiative para a América Latina (IEI-LA); UNICAMP, 2009.

JARDIM, C. da S. A inserção da geração solar fv em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno. 2007, 166p. Tese (Doutorado). Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007. Disponível em: <http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/90237>. Acesso em 15/10/2020.

KAWAI JUNIOR, M.; SOARES, A. V.; BARBOSA, P. F.; UDAETA, M. E. M. *Distributed Generation in Brazil: Advances and gaps in regulation*. In: *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 8, ago. 2015: <https://doi.org/10.1109/TLA.2015.7332137>. Acesso em 12/12/2020.

KONZEN, G.; ANDRADE, G. N. de. O efeito de uma tarifa binômia no retorno financeiro da microgeração FV. In: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6. Anais... Belo Horizonte, 2016. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/301849478_O_EFEITO_DE_UMA_TARIFA_BINOMIA_NO_RETORNO_FINANCEIRO_DA_MICROGERACAO_FV. Acesso em 26/04/2020.

KUMAR, M., KUMAR, A.. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 78, p. 554-587, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083>.

LAMBERTS, R.; GHISI, E.; PEREIRA, C. D.; BATISTA, J. O.. In: *CASA Eficiente: Consumo e Geração de Energia*. Florianópolis: UFSC, LabEEE, 2010. v. 2. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/297759179_CASA_EFICIENTE_Consumo_e_Geracao_de_Energia_vol_2. Acesso em 20/10/2020.

LASNIER, F. E ANG, T. G. *Photovoltaic Engineering Handbook*. New York: Adam Hilger, 1990.

LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F; MOUSINHO, M. C. A. de M.; TORRES, E. A.. Solar photovoltaic distributed generation in Brasil: The case of resolution 482/2012. In: *ENERGY PROCEDIA, APPLIED ENERGY SYMPOSIUM AND FORUM RENEWABLE ENERGY INTEGRATION WITH MINI/MICROGRID (REM2018)*, Rhodes, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036>.

LUZ SOLAR. Como funciona a energia solar? Site empresarial, Florianópolis, 2023. Disponível em: <https://luzsolar.com.br/como-funciona-o-sistema-fotovoltaico/>. Acesso em 14/06/2023.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ECHER, M. P. de S. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geoestacionário – o Projeto SWERA. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 26, N. 2, p. 145–159, 2004. <https://www.scielo.br/pdf/rbef/v26n2/a10v26n2.pdf>.

MATTOS, G. M. Estudo de rendimento e temperatura de painéis fotovoltaicos com uso de técnica de concentração solar. 2016. Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10017182.pdf>. Acesso em 16/05/2019.

MELO, E. G. de. Geração solar fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações. 2012. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-21062013-105044/pt-br.php>. Acesso em 20/10/2020.

MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. *Renewable Energy*, v. 75, p. 694-713, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.037>.

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, v. 49, p. 688–694, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.009>.

MÖLLER, H. J. Semiconductors for solar cells. Artech House Publishers, Norwood, 1993. ISBN-13: 978-0890065747.

MOOSAVIAN, S. M.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J.; SOLANGI, K. H. Energy policy to promote photovoltaic generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 25, p. 44–58, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.030>.

MONTOYA-BUENO, S.; MUÑOZ-HERNÁNDEZ, J. I.; CONTRERAS, J. Uncertainty management of renewable distributed generation. *Journal of Cleaner Production*, v. 138, Part 1, p. 103-118, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.02.135>.

NASCIMENTO, R. L. Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas. Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa da Área XII Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos. Brasília, 2017. Disponível: <https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/32259>. Acesso em 20/10/2020.

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module Technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy*, v. 35, p. 541-554, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.013>.

OGBOMO, O. O.; AMALU, E. H.; EKERE, N. N.; OLAGBEGI, P. O. A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, p. 1225-1238, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109>.

PEREIRA, E.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. Atlas brasileiro de energia solar. 2. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 8 nov. 2019.

PEREIRA, N. X. Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada. 2019. 86 p. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual Paulista (UNESP), Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/181288/pereira_nx_me_soro.pdf?sequenc e=3&isAllowed=y_. Acesso em 05/12/2018.

PINTO, J. T. M.; AMARAL, K. J.; JANISSEK, P. R. Deployment of Photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing. *Solar Energy*, v. 133, p 73-84, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.048>.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY - REN21
Renewables 2017. Global Status Report. Paris, 2017.

ROCHA, L. C. S.; AQUILA, G.; PAMPLONA, E. de O.; PAIVA, A. P. de; CHIEREGATTI, B. G.; LIMA, J. de S. B. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of Net metering and tax incentives. *Journal of Cleaner Production*, v. 168, p. 1448-1462, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.018>.

RUBIM, B.; SAUAIA, R.; KOLOSZUK, R. Revisão da REN 482/2012: Proposta da ANEEL precisa melhorar. *Revista O Setor Elétrico*, São Paulo, 2019.

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar FV integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004. 114p.

SANTOS, J. A. F. A.; CUNHA, F. B. F.; LUNA, M. A. R.; MOUSINHO, M. C. A. de M.; TORRES, E. A. Evolution, opportunities and risks of distributed generation in Brazil. In: CONFERENCE ON SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF ENERGY, WATER AND ENVIRONMENT SYSTEMS (SDEWES), 14. Anais... Dubrovnik, 2019.

SANTOS, J. A. F. A., LUNA, M. A. R., CUNHA, F. B. F., SILVA, M. S., TORRES, E. A. Geração distribuída no Brasil: análise de sua evolução e aspectos regulatórios. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO (ABAR), 10., Florianópolis, 2017. Anais... Disponível em: http://abar.org.br/wp-content/uploads/2017/12/ANAIS_ABAR.pdf. Acesso em 19/02/2019.

SANTOS, J. A. F. A. Planejamento energético para a Bahia em 2050: cenários e discussões relacionados às energias renováveis para geração de eletricidade. 2015, 220 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) - Universidade Federal da Bahia, Salvador. Disponível em: <http://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/19397>. Acesso em 26/04/2021.

SATCHWELL, A.; CAPPERS, P.; GOLDMAN, C. Customer bill impacts of energy efficiency and netmetered photovoltaic system investments. *Utilities Policy*, v. 50, p. 144-152, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.12.003>.

SILVA, R. M. da. Energia solar: dos incentivos aos desafios. Brasília, DF: Senado Federal, 2015. (Texto para discussão nº 166). Disponível em: https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166_. Acesso em 26/04/2021.

- SILVA, P. P. da; DANTAS, G.; PEREIRA, G. I.; CÂMARA, L.; CASTRO, N. J. Photovoltaic distributed generation: An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 103, p. 30-39, 2019 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.028>.
- SILVEIRA, J. L. S.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. de Q.. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 20, p.133-141, 2013: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.054>.
- SMITH, D. D.; REICH, G.; BALDRIAS, M.; REICH, M.; BOITNOTT, N.; BUNEA, G.. Silicon Solar Cells with total area efficiency above 25%. In: IEEE, 43rd PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 2016. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7750287>.
- SZOSTAK, R.; CASTRO, J. A. P.; MARQUES, A. S.; NOGUEIRA, A. F. Understanding perovskite formation through the intramolecular exchange method in ambient conditions. *Journal of Photonics for Energy*, v. 7, n. 2, 2017: <https://doi.org/10.1117/1.JPE.7.022002>.
- TAVARES, A.; TOMMASSO, F.; ARRUDA, F.; TENÓRIO, F.; DANTAS, G.; FIGUEIREDO, J.; OZÓRIO, L.; MOSZKOWICZ, M.; CASTRO, N. de; BRANDÃO, R.. Impactos econômicos da geração distribuída e proposições regulatórias. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ, 2018. (Serie: TDSE Texto de Discussão do Setor Elétrico, n 86, Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/26_TDSE%2086%20.pdf. Acesso em 12/07/2020.
- TOSHNIWAL, A., KHERAJ, V. Development of organic-inorganic tin halide perovskites: A review. *Solar Energy*, v. 149, p. 54-59, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.077>.
- TRIGOSO, F. M.; QUAGLIA, R. B.; MORAES, A. M. de; OLIVEIRA, S. H. F. de. Panorama da geração distribuída no Brasil baseada no uso da tecnologia solar FV. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 1, n. 2, p. 127-138, set. 2010. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/48>. Acesso em 12/12/2020.
- VANEK, F. M.; ALBRIGHT, L. D.; ANGENENT, L. T. Energy systems engineering – evaluation & implementation. USA: McGraw Hill, 2021.
- VAZQUEZ, M.; HALLACK, M.. The role of regulatory learning in energy transition: The case of solar PV in Brazil. *Energy Policy*, v. 114, p. 465–481, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.066>.
- VICHI, F. M.; MANSOR, M. T. C.. Energia, meio ambiente e economia: o Brasil no contexto mundial. *Química Nova*, São Paulo, v. 32, n. 3, p.757-767,2009. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/qn/v32n3/a19v32n3.pdf>. Acesso em 12/09/2017.
- VIEIRA, D., SHAYANI, R. A., OLIVEIRA, M. A. G.. Net metering in Brazil: Regulation, Opportunities and Challenges. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 8, ago. 2016. <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7786351>.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.. Energia solar FV: conceitos e aplicações. São Paulo: Editora Érica, 2013.

VIRTUANI, A.; STREPPARAVA, D.. Modelling the performance of amorphous and crystalline silicon in different typologies of building-integrated photovoltaic (BIPV) conditions. *Solar Energy*, v. 146, p. 113-118, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.035>.

ZANETTI NETO, G; COSTA, W. T.; VASCONCELOS, V. B. A resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL: possibilidades e entraves para a microgeração distribuída. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 5, n. 2, p. 119–127, 2014. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/115>. Acesso em 12/12/2020.

ZHENG, M.; WANG, X.; MEINRENKEN, C. J.; DING, Y.. Economic and environmental benefits of coordinating dispatch among distributed electricity storage. *Applied Energy*, v. 210, p. 842-855, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.095>.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

ALTA DEVICES. Technology. Empresa Alta Devices, Sunnyvale, 2019. Disponível em: <https://www.altadevices.com/technology>. Acesso em 15/01/2019.

AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K.; NAIR, N. K. C. Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation – Application in Nigeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 48, p. 112-139, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.021>.

CASTĂNER, L.; SILVESTRE, S. Modeling photovoltaic systems using pspice. New York: Wiley, 2002.

CASTRO, N.; DANTAS, G. Distributed generation: International experiences and comparative analyses. Rio de Janeiro: Soluções Editoriais, 2017. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/40_ACD_Digital_Distributed_generation.pdf. Acesso em: 06/04/2019.

ENERGYSAGE. Mono vs. Poly solar panels explained. Disponível em: <https://www.energysage.com/solar/101/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/>. Acesso em 18 de abril de 2018.

FERNANDES, S. L. Desenvolvimento de células solares de perovskita baseadas em filmes de óxidos nanoestruturados. 2016. Tese (Doutorado em Ciência e Tecnologia dos Materiais) - Instituto de Química, UNESP, Araraquara. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/138929>. Acesso em 15/10/2020.

FTHENAKIS, V. M. Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, v. 8, p. 303–334, 2004. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2003.12.001>.

GROSSIORD, N.; KROON, J. M.; ANDRIESSEN, R.; BLOM, P. W. M. Degradation mechanisms in organic photovoltaic devices. *Organic Electronics*, v. 13, n. 3, p. 432-456, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.orgel.2011.11.027>.

3GSOLAR Photovoltaics Ltda. Solar energy modules. 3GSolar, Jerusalém, 2017. Disponível em: <http://www.3gsolar.com>. Acesso em 28/03/2023.

KAPUSTA, R. C. (Vice-Presidente de marketing da empresa Alta devices). Silicon vs.gallium arsenide which photovoltaic material: Performs Best. Tech Briefs, Sunnyvale, 2014. Disponível em: <https://www.techbriefs.com/component/content/article/tb/supplements/ptb/features/applications/18946>. Acesso em 28/03/2023.

KIM, S. H.; SON, H. J.; PARK, S. H.; HAHN, J. S.; KIM, D. H.. A study for degradation of flexible organic photovoltaic modules via damp-heat test: by accessing individual layers of the module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 144, p.187–93, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.08.037>.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Soluções Energéticas - Sistema fotovoltaico: o que funciona e quais as vantagens. Disponível em: <https://www.minasenergy.com.br/single-post/2017/11/16/Sistema-fotovoltaico-o-que-%C3%A9-como-funciona-e-quais-s%C3%A3o-as-vantagens>. Acesso em 24/11/2019.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I.. Mercado, física e processamento de células solares. *Metalurgia e Materiais*, v. 61, n. 557, p. 394-397, 2005.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Glossary of solar radiation resource terms. Colorado: NREL, 2017. Disponível em: http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_s.html. Acesso em 12/09/2018.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Publications: Best Research-cell efficiency chart/ fotovoltaic research/ nrel. Disponível em: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.20190923.pdf>. Acesso em 24/09/2019.

PANASONIC. Technology and design. Disponível em: <http://www.panasonic.com/global/corporate/technology-design/technology/hit.html>. Acesso em 18/05/2018.

PANDEY, A.; TYAGI, V.; JEYRAJ, A.; SELVARAJ, L.; RAHIM, N.; TYAGI, S.. Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 53, p. 859–84, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.043>.

PEREIRA, E. B. *et al.* Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos, SP: INPE, 2006. v. 1. 60 p.: Disponível em: <http://potenzasolar.com.br/>. Acesso em 03/08/2019.

PREFEITURA MUNICIPAL DE SALVADOR. Aplicativo Solar - Salvador Solar. Salvador, 2022. Disponível em: <https://geo.salvador.ba.gov.br/solar/>. Acesso em 16/12/2022.

PV EUROPE. *Solar panel price: Further drop expected in 2017*. Disponível em: <http://www.pveurope.eu/News/Markets-Money/Solar-panel-price-Further-drop-expectedin-2017>. Acesso em 16/01/018.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. *Revista Ciências Exatas e Naturais*, v.15, 2013. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/267212578_Descricao_e_Analise_de_Inversores_Utilizados_em_Sistemas_Fotovoltaicos_Description_and_Analysis_of_Inverters_Used_in_Photovoltaic_Systems. Acesso em 28/03/2023.

RIX, A. J.; STEYL, J. D. T.; RUDMAN, J.; TERBLANCHE, U.; VAN NIEKERK J. L. First Solar's CdTe module technology – Performance, life cycle, health and safety impact assessment: Technical Report. South Africa: Stellenbosch University; Centre for Renewable and Sustainable Energy Studies, 2013.

RÜTHER, R; TAMIZH-MANI, G., DEL CUETO, J., ADELSTEIN, J., MONTENEGRO, A. A. E VON ROEDERN, B. Performance test of amorphous silicon modules in different

climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels. In: WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 3., Osaka, 2003. [Anais ...] pp. 11-18, Osaka, Japan, 2003. 11-18.
<https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488459>.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. PV Performance Modeling Collaborative. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/effective-irradiance/spectral-response/>. Acesso em 25/07/2018.

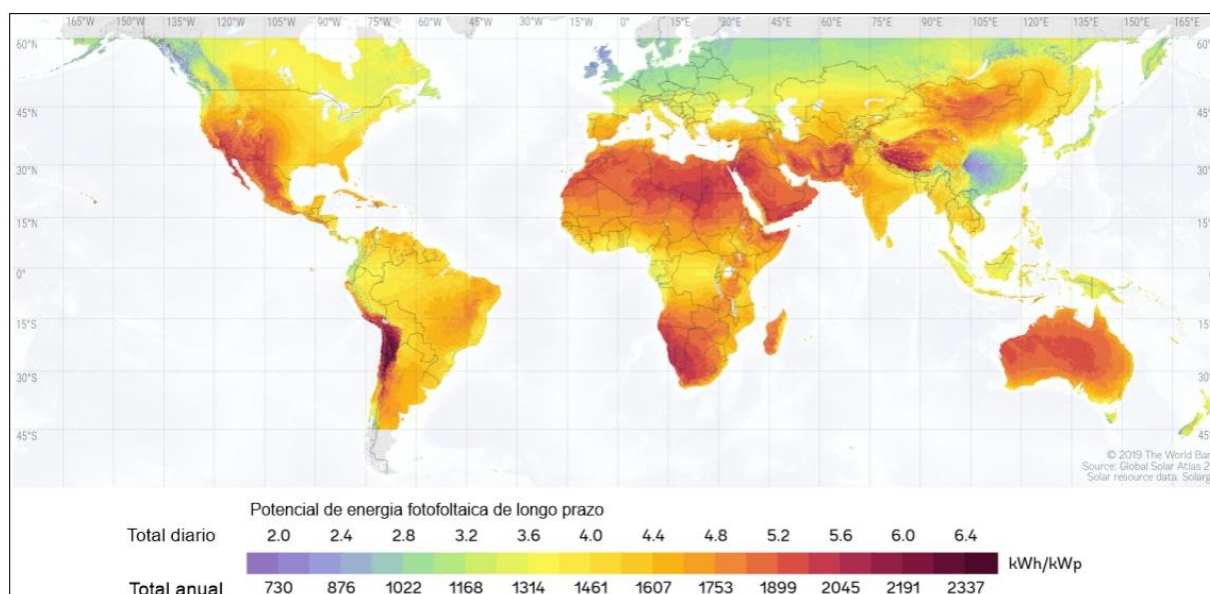
SEDRA, A. S.; SMITH, Kenneth C. Microelectronic circuits. UK: Oxford University Press, 2006.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede Elétrica.. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. 208 p.

APÊNDICE A – DISTRIBUIÇÃO TERRESTRE DA RADIAÇÃO SOLAR

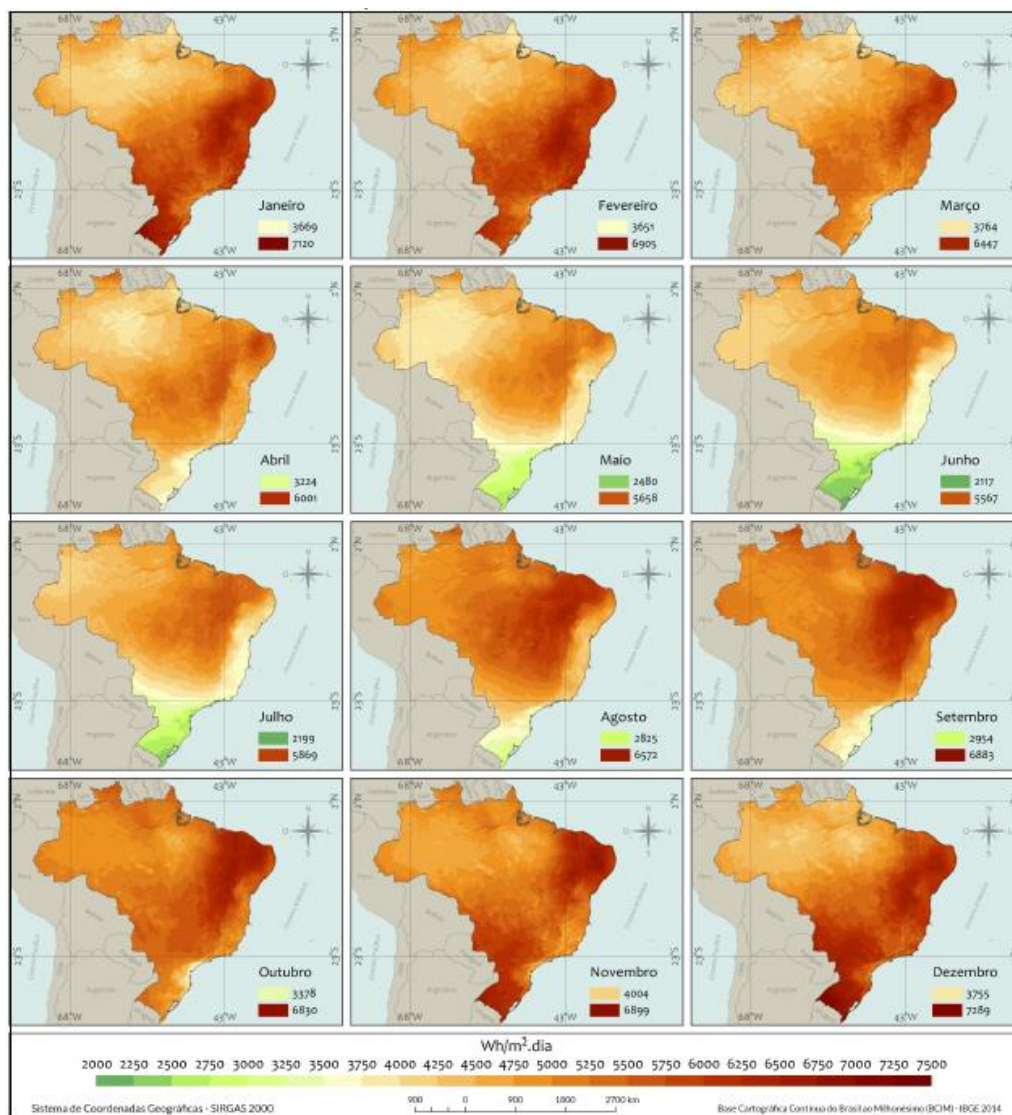
A disponibilidade do recurso energético solar e sua variabilidade espacial e temporal estão intrinsecamente relacionadas a conceitos astronômicos. O primeiro dos fatores a serem considerados é a posição relativa entre o Sol e a Terra. A Terra orbita o Sol a uma distância média de cerca de 150.000.000 km, completando um ciclo a cada 365,25 dias solares. Ao longo desse período, a distância varia entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km e, como resultado, o fluxo de radiação solar (irradiância solar) oscila entre 1325 W/m^2 e 1412 W/m^2 . O valor médio da irradiância solar igual a 1366 W/m^2 é definido como a constante solar (NREL, 2017).

Segundo Pereira *et al.* (2017), o nível de irradiância solar incidente na superfície da terra atinge o seu valor máximo de aproximadamente 1000 W/m^2 ao meio dia solar (momento do dia em que o Sol está na posição mais elevada de modo que a radiação solar percorre a menor espessura da atmosfera) em condições de céu claro. Valores de até 1400 W/m^2 por períodos curtos de tempo podem ser observados em condições de nebulosidade parcial como consequência de espalhamento por bordas de nuvens ou efeito lente causados pela geometria Sol/Nuvens/Terra. No território brasileiro foram observados valores de irradiância global horizontal (soma das parcelas de irradiação direta e difusa) de até 1822 W/m^2 . A figura a seguir apresenta a distribuição mundial do potencial fotovoltaico da radiação solar.



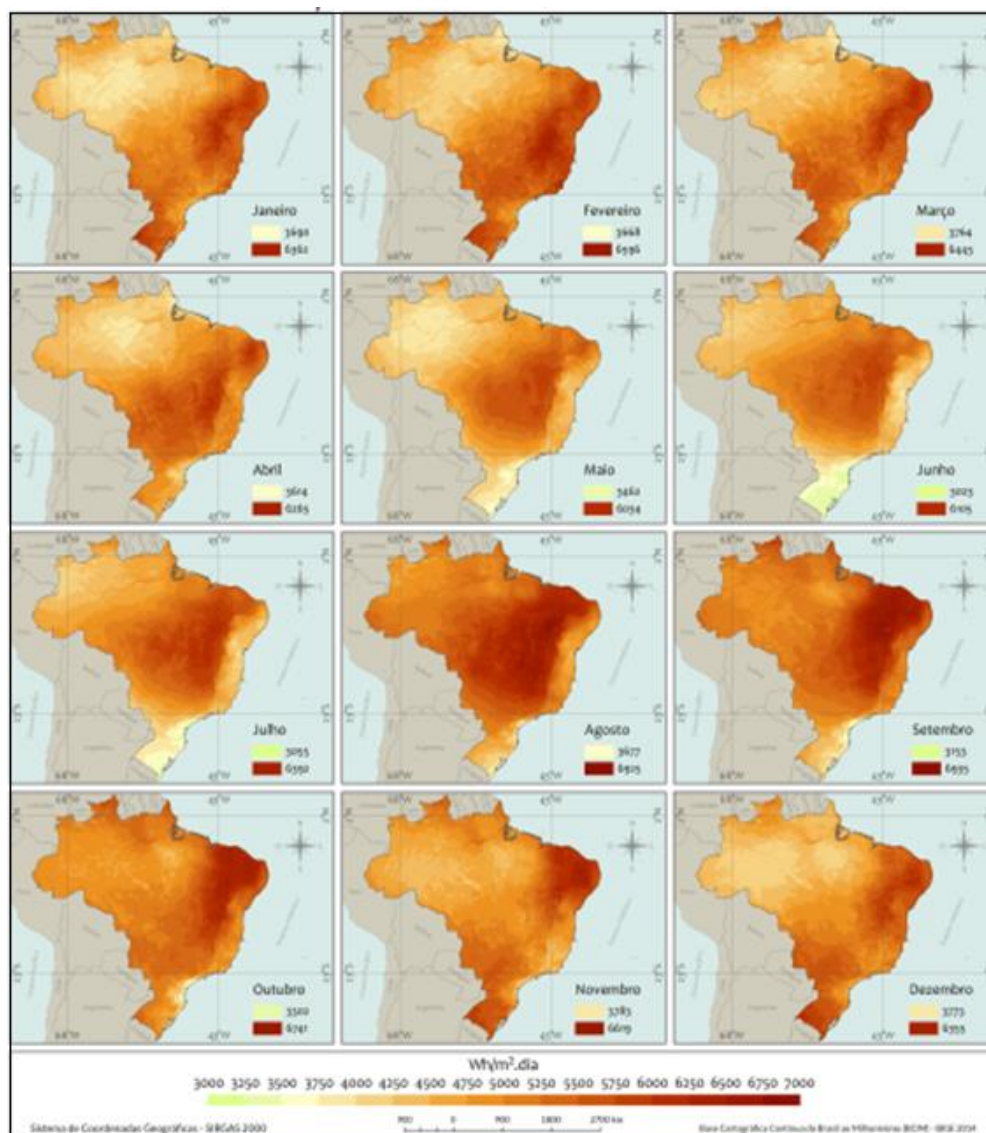
Fonte: Global Solar Atlas 2.0 – Solargis (The World Bank, 2019).

Através da figura a seguir, é possível visualizar a média anual do total diária de irradiação solar global horizontal incidente no Brasil. Os índices de irradiação global mostram médias relativamente altas em todo o país, apesar das diferenças climáticas entre as regiões.



Fonte: Pereira e colaboradores. (2017).

Na figura a seguir, é possível observar a média anual da irradiação solar diária incidente sobre um plano com inclinação igual à latitude local. Esta configuração é a que possibilita a máxima captação da energia solar incidente, pois a irradiação solar sobre o plano inclinado apresenta forte influência do albedo (coeficiente de inclinação) da superfície.



Fonte: Pereira e colaboradores. (2017).

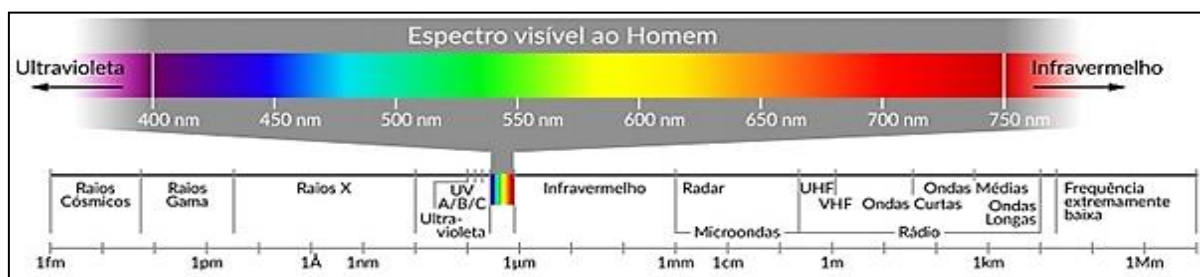
Os maiores níveis de irradiação no plano inclinado ocorrem na faixa que vai do Nordeste ao Sudeste durante a primavera e os menores valores ocorrem durante os meses de inverno. Segundo Pereira *et al.* (2006), o norte do estado da Bahia, caracterizado pelo clima semiárido com baixas precipitações ao longo do ano e a menor média anual de cobertura de nuvens do Brasil, é o que apresenta o maior valor de irradiação global (6,5 kWh/m²). A menor irradiação solar global ocorre no litoral do estado de Santa Catarina (4,25 kWh/m²), com precipitações bem distribuídas ao longo do ano. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do Brasil (1500 - 2500 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900 - 1250 kWh/m²), França (900 - 1650 kWh/m²) e Espanha (1200 - 1850 kWh/m²).

APÊNDICE B - RADIAÇÃO SOLAR

O planeta terra recebe anualmente cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10000 vezes o consumo mundial de energia. Para esse mesmo período, portanto seria necessário utilizar apenas 0,01% desse recurso para atender a demanda global total de energia. Considerando apenas a superfície terrestre, com potencial para a instalação de geradores de energia solar, esta energia passa a ser da ordem de $10,8 \times 10^{11}$ GWh/ano. A radiação solar é uma fonte inesgotável de energia com enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como térmica e elétrica (RÜTHER, 2004).

A energia irradiada pelo Sol cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético, conforme ilustrado a abaixo. Cerca de 81% da energia que chega ao sistema terra/atmosfera está em uma faixa de comprimento de onda que vai do visível ao infravermelho próximo.]

Espectro da Radiação Solar com Detalhamento da Faixa Visível Humana.



Fonte: *Atlas Solar Brasileiro* (2017).

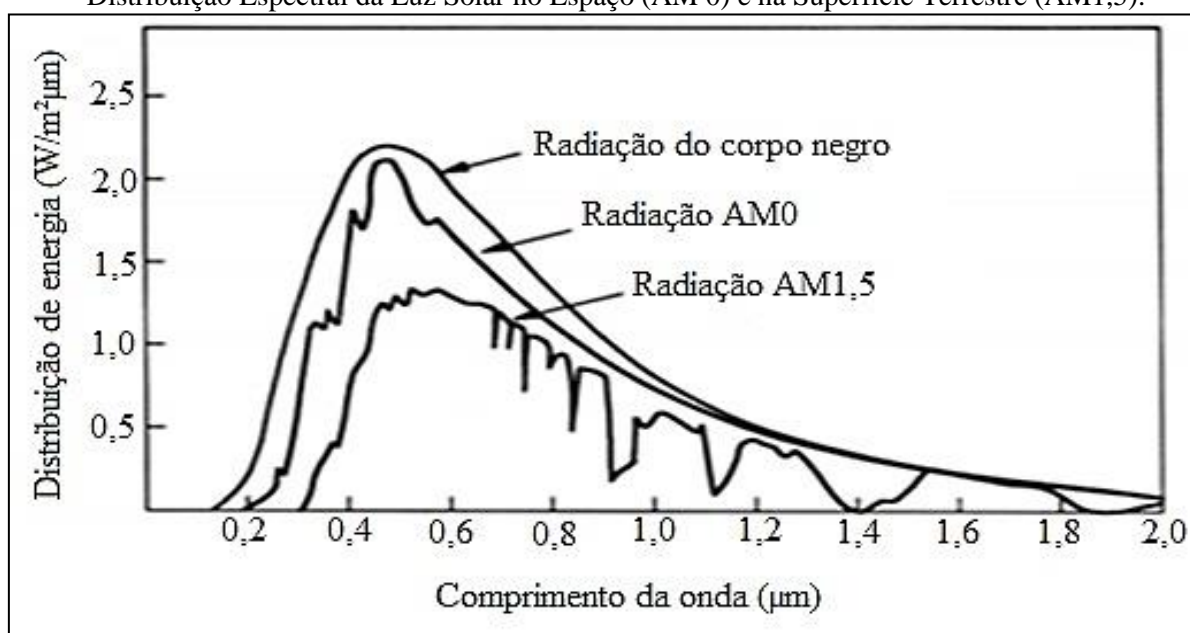
A luz solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma componente direta, difusa e devido ao albedo terrestre. A radiação solar medida em W/m^2 é a forma de transferência de energia advinda do Sol através da propagação de ondas eletromagnéticas (CRESESB, 2004). A radiação direta vem, segundo a direção do sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Já a radiação difusa, corresponde à parte da radiação que sofreu durante o percurso, diversos processos de difusão e reflexão suspensas na atmosfera, o que acontece com frequência em dias nublados. A radiação global corresponde ao somatório das radiações direta e difusa. E por fim, a radiação devido ao albedo terrestre, que corresponde à radiação refletida pela terra. As componentes de radiação global distribuem-se da seguinte forma:

Radiação Solar Global ou (Horizontal): é composta pelas componentes direta e difusa recebidas em superfície plana horizontal.

Radiação Solar Total ou (Inclinada): é composta por componentes direta, difusa e de albedo, recebidas em uma superfície plana com inclinação qualquer.

O perfil espectral do Sol pode ser comparado ao de um corpo negro perto de 5505°C. O corpo negro absorve e emite radiação eletromagnética em todos os comprimentos de onda. A distribuição teórica de comprimentos de onda da radiação do corpo negro estabelece as relações entre o comprimento de onda, a temperatura e a distribuição espectral do corpo negro (CASTĂNER e SILVESTRE, 2002). O gráfico abaixo ilustra a distribuição espectral do corpo negro comparada com a distribuição da radiação solar.

Distribuição Espectral da Luz Solar no Espaço (AM 0) e na Superfície Terrestre (AM1,5).



Fonte: Adaptado de Möller (1993).

Ao entrar na atmosfera a radiação solar sofre alterações (intensidade, distribuição espectral e angular) de acordo com o seu percurso devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Este efeito acontece devido à espessura da Massa de Ar (AM, do inglês *Air Mass*) a que os raios estão submetidos, de acordo com o ângulo de incidência do raio na atmosfera.

O caminho da radiação solar através da atmosfera é convencionalmente descrito pela AM, indicada por um coeficiente associado à sigla AMX. A AM quantifica a redução da energia solar que passa através da atmosfera e é atenuada pela reflexão, absorção e dispersão. O coeficiente X é definido como a secante do ângulo do Sol com relação a linha zênite do ponto de captação. Portanto quanto maior a AM, maior a perda de energia. O número de AM pode ser calculado através da Equação a seguir:

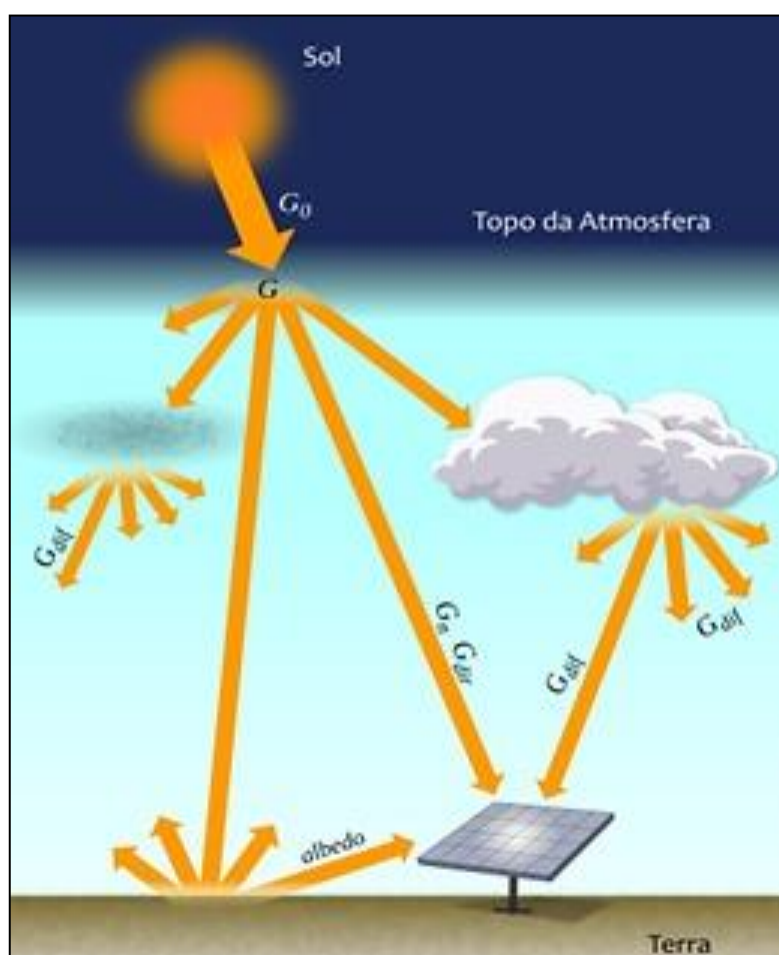
$$X = \frac{1}{\cos(\theta z)}$$

De acordo com Villalva e Gazoli (2013), existem na literatura diversas distribuições espectrais padronizadas. A distribuição AM0 corresponde à radiação solar no espaço terrestre, livre da influência atmosférica. A distribuição AM1 significa que os raios solares atravessam a distância de uma camada atmosférica até atingir o ponto de captação e a distribuição AM1,5 expressa que os raios solares percorrem uma camada atmosférica e meia até chegarem à superfície terrestre. Com caminhos mais longos há desvio de raios luminosos e absorção atmosférica, fenômeno que alteram o conteúdo espectral recebido na superfície.

De acordo com Guechi e Chegaar (2007), a intensidade e a distribuição espectral da irradiação solar dependem da latitude e longitude, da hora do dia, do dia do ano, das condições climáticas, da composição da atmosfera, da altitude e de diversos fatores. Segundo Villalva e Gazoli (2013), devido aos fatores que influenciam a distribuição espectral da radiação solar, os padrões AMX representam estimativas médias, com o propósito de servir como base para o cálculo e a comparação da eficiência de dispositivos FV. A distribuição AM1,5 é a mais frequentemente encontrada, sendo citada em quase todos os catálogos de fabricantes de módulos FV.

APÊNDICE C – IRRADIÂNCIA SOLAR

A irradiância solar, ilustrada abaixo, é a taxa da radiação solar incidente em uma superfície por unidade de área, medida em W/m^2 , simbolizada por “G”. Este é o parâmetro utilizado para o cálculo da quantidade estimada de energia elétrica que um SFV é capaz de produzir. Possui duas componentes uma direta e uma difusa. A irradiância solar direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície e o Sol e representa a parcela que não sofreu os processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera. A componente difusa engloba a radiação proveniente de todas as demais direções que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017).

A terminologia utilizada pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), será explicitada a seguir para definir os tipos de irradiância solar.

Irradiância extraterrestre (G_0): taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado no topo da atmosfera. É também conhecido como irradiância no topo da atmosfera ou GTOA.

Irradiância direta normal (G_n): conhecida como DNI, é a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do Sol que incide perpendicularmente à superfície.

Irradiância difusa horizontal (G_{dif}): taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc.).

Irradiância direta horizontal (G_{dir}): taxa de energia por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal. Pode ser determinada como o produto entre a irradiância direta normal (DNI) e o cosseno do ângulo zenital solar.

Irradiância global horizontal (G): taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma $G = G_{dif} + G_{dir}$.

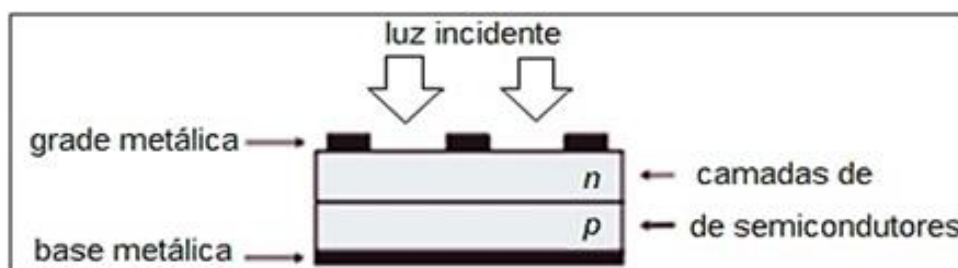
Irradiância no plano inclinado (G_i): taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da terra.

APÊNDICE D – CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

A transformação da energia contida na radiação luminosa em energia elétrica é um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico. Observado primeiramente pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, o efeito fotovoltaico ocorre em certos materiais semicondutores, com capacidade de absorver a energia contida nos fótons presentes na radiação luminosa incidente, transformando-a em eletricidade (ZILLES *et al.*, 2012).

Os semicondutores utilizados nos dispositivos de conversão FV são compostos de elementos com uma boa estrutura atômica cristalina de condutividade elétrica capazes de absorver a energia da radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons, produzindo, assim, pares de portadores de carga (elétrons e lacuna). Os materiais utilizados para fabricar dispositivos com essa finalidade são escolhidos levando em conta a equivalência de suas características de absorção com o espectro solar. Os elementos semicondutores mais utilizados na indústria de dispositivos de conversão FV são: Silício monocristalino (m-Si), Silício policristalino (p-Si) e Silício amorfo (a-Si); Arsenieto de gálio (GaAs); Disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂); e Telureto de cádmio (CdTe) (CRESESB, 2004).

De acordo com Möller (1993), o dispositivo FV elementar é a célula FV. Pode-se entender uma célula FV como um diodo com junção *p-n* exposta à luz (Figura abaixo). A incidência da luz libera portadores de carga que dão origem a uma corrente elétrica quando o dispositivo está em circuito fechado. Isto ocorre quando a energia do fóton incidente é suficiente para excitar os elétrons covalentes do semicondutor, fenômeno que depende do material empregado na construção do dispositivo e do comprimento de onda da luz incidente. Segundo Fahrenbruch e Bube (1983), o efeito fotovoltaico consiste da absorção da radiação solar, da geração e transporte de portadores de carga no semicondutor, da separação dos portadores pela junção *p-n* e finalmente da coleta dos portadores pelos terminais do dispositivo.



Fonte: Sedra e Smith (2006).

Segundo Zilles e colaborador (2012), como o material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível, é necessário separar o oxigênio não desejado do Dióxido de Silício. Dessa forma, a areia de sílica é aquecida e fundida junto com pó de carvão, criando-se assim o silício metalúrgico, com uma pureza de 98%. Entretanto, 2% de impurezas no silício para aplicações eletrônicas ainda é uma porcentagem muito expressiva, fazendo com que seja necessário purificar o silício em estado bruto através de vários processos químicos. Assim, é obtido o silício de alta qualidade, que poderá ser processado de diferentes modos, para a produção de células mono ou policristalinas.

De acordo com Rampinelli (2007), uma das características dos materiais semicondutores é a existência de uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente vazia. A separação entre estas bandas de energia, conhecida como gap de energia, é da ordem de 1 eV, enquanto que para os materiais isolantes, esse valor de *gap*⁵ é algumas vezes maior. Essa característica especial faz com que os semicondutores tenham sua condutividade aumentada com o aumento da temperatura, devido à excitação térmica de portadores da banda de valência para a banda de condução. Essa propriedade permite que fótons, na faixa visível, com energia superior ao gap do material, excitem elétrons, liberando-os da banda de valência para a banda de condução.

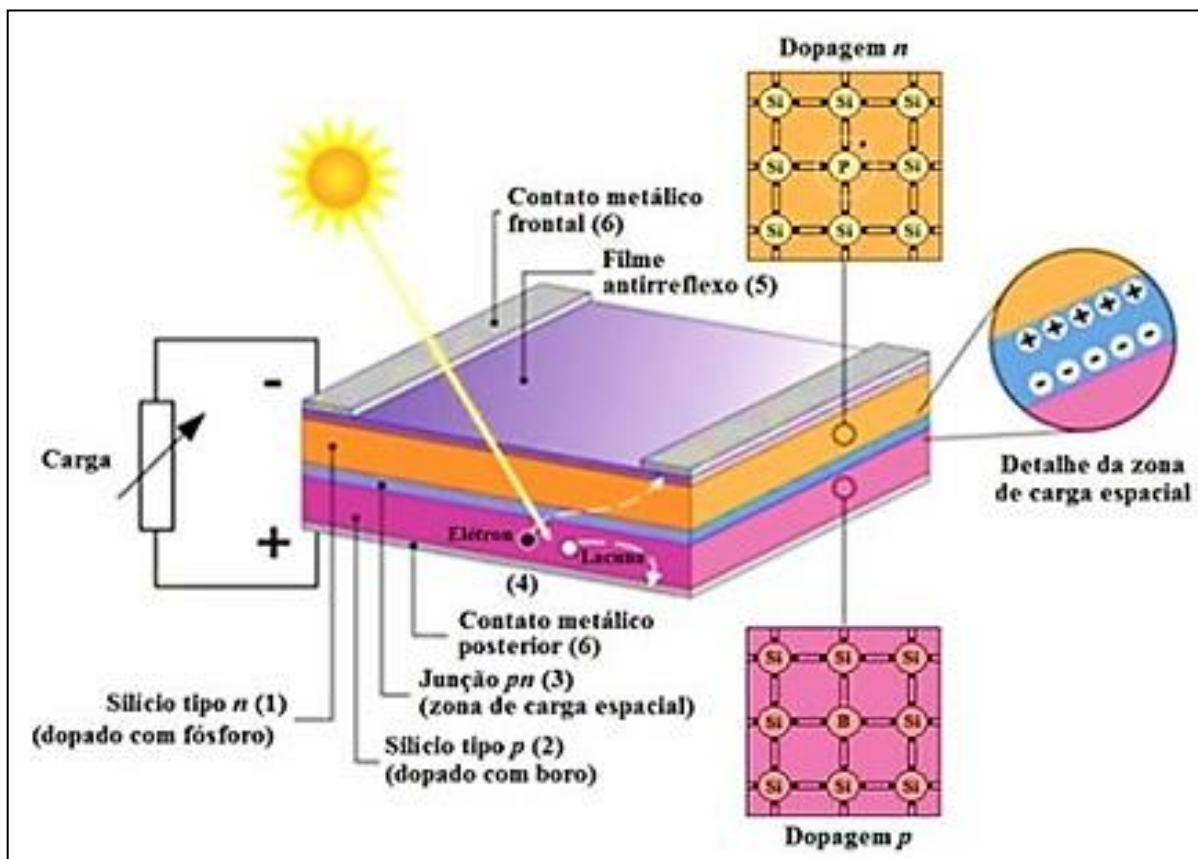
Segundo o CRESESB (2004), o material semicondutor mais utilizado é o silício cujo átomo possui quatro elétrons na camada de valência. Quando estes quatro elétrons se ligam aos seus vizinhos é formada uma rede cristalina. Logo, quando são adicionados átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e conseqüentemente, devido à baixa energia térmica, este elétron se livra e vai para a banda de condução. Devido a esse fenômeno, o fósforo é considerado um dopante de elétrons, conhecido como *dopante n*⁶ ou *impureza n*.

Ainda de acordo com o CRESESB (2004), caso sejam introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, haverá uma falta de elétrons para completar as ligações com os átomos de silício da rede. Este fenômeno é conhecido como *buraco* ou *lacuna*, e devido à pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição,

⁵ Nos materiais semicondutores à 0° K, os elétrons encontram-se na banda de valência e neste estado o semicondutor tem características de um isolante. A medida em que há um aumento da temperatura, os elétrons absorvem energia passando para a banda de condução. Esta quantidade de energia necessária para que o elétron efetue essa transição é chamada de gap.

⁶ O processo de dopagem consiste em alterar o comportamento do silício transformando-o em um condutor através da mistura de pequenas quantidades de impurezas a um cristal de silício. Na dopagem tipo N, o fósforo ou o arsênico é adicionado ao silício em pequenas quantidades.

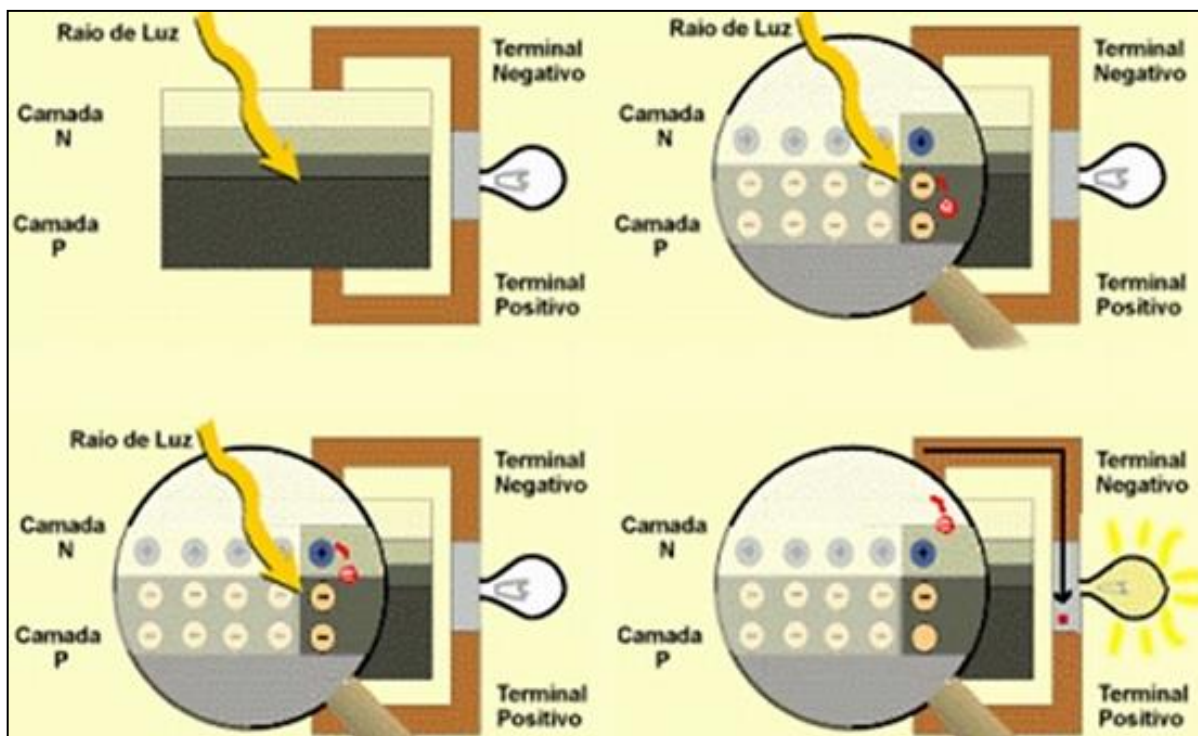
deslocando o buraco. Desse modo, o boro é um *aceitador* de elétrons ou *dopante p*, e a estrutura básica de uma célula FV de Silício é representada na figura a seguir:



Fonte: Moehlecke & Zanesco (2005).

Desse modo, denomina-se *junção p-n* quando átomos de boro são introduzidos em uma metade e fósforo na outra, fazendo com que os elétrons livres do lado *n* passem ao lado *p* onde encontram os buracos que os capturam. Portanto é gerado um acúmulo de elétrons no lado *p*, tornando-o negativamente carregado, e uma redução de elétrons do lado *n*, tornando-o eletricamente positivo. Assim, é criado um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p* (ZILLES *et al.*, 2012).

A diferença de potencial causada pelo deslocamento de cargas denomina-se efeito fotovoltaico, apresentado na figura a seguir. Isto é, em uma região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas quando uma *junção p-n* é exposta a fótons com energia maior que o *gap*, provocando assim a geração de pares elétron-lacuna (CRESESB, 2004). O efeito fotovoltaico na Junção p-n está representado na figura a seguir:

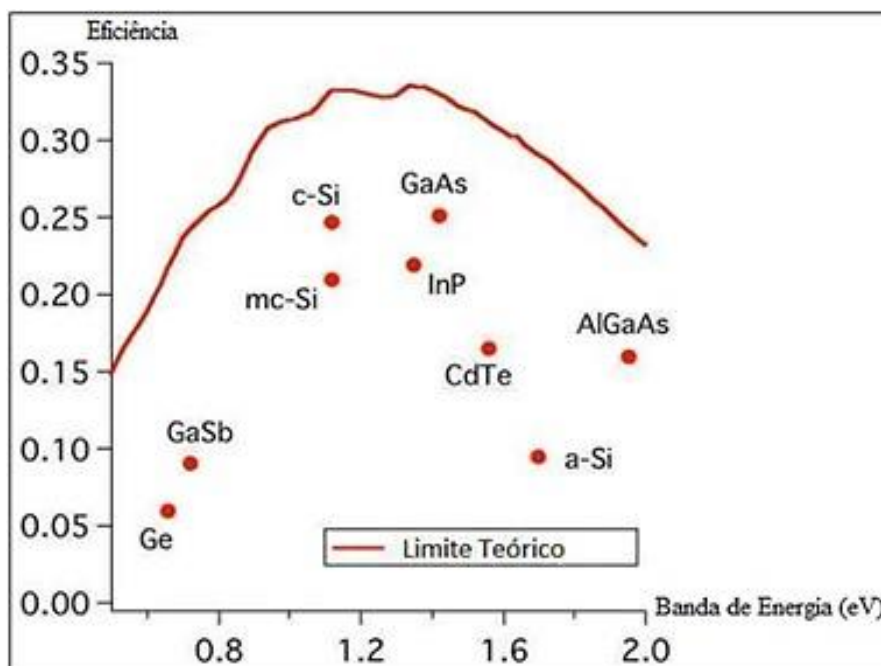


Fonte: CRESESB (2004).

As características elétricas das células FV podem ser alteradas em razão de fatores intrínsecos e extrínsecos. Alguns são decorrentes de processo de fabricação do material utilizado e outros de fatores ambientais, tais como: irradiância e temperatura da célula.

Existem fatores limitantes no processo de conversão da energia solar em energia elétrica. De acordo com o CRESESB (2004), um dos fatores limitadores é o espectro de sua radiação. O espectro se espalha numa ampla faixa e apenas a parcela com comprimento de onda inferior a aproximadamente $1\mu\text{m}$ é capaz de excitar os elétrons em células de silício, acima deste comprimento de onda, não há efeito sobre os elétrons na célula.

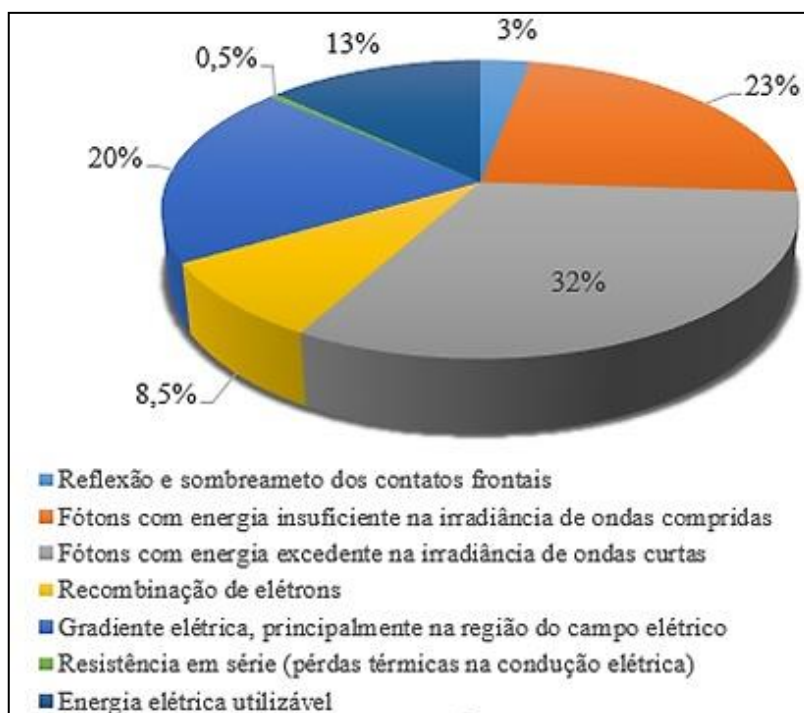
Segundo Cogen (2012), outro fator limitante é o limite de Shockley-Queisser (SQ). Seu valor representa a máxima eficiência possível de uma célula solar com uma única junção $p-n$ como função da banda de energia dos semicondutores. Se a banda de energia for muito alta, a maior parte dos elétrons não é absorvida; se for muito baixa, a maioria dos fótons tem mais energia que a necessária para excitar elétrons, e o restante é desperdiçado, gerando calor. Por esse motivo, empregam-se semicondutores com banda de energia próxima ao ponto máximo da curva SQ, como o silício ($1,1\text{ eV}$) e o telureto de cádmio ($1,6\text{ eV}$), conforme figura abaixo. A curva de eficiência de Shockley-Queisser e máxima eficiência está representada na figura a seguir:



Fonte: COGEN (2012).

Ainda, segundo Zilles *et al.* (2012), as células FV variam na sua sensibilidade aos diferentes níveis espectrais da radiação incidente, dependente da tecnologia empregada e do material utilizado na fabricação da célula. Essa sensibilidade, em outras palavras, diz respeito à capacidade da célula de absorver a energia proveniente dos fótons presentes na radiação solar em diferentes comprimentos de onda. O m-Si possui máxima absorção de energia próximo do comprimento de onda de 500 nm, ou seja, na faixa de luz visível, enquanto que o a-Si possui a máxima sensibilidade espectral na faixa de infravermelho, próximo do comprimento de onda de 900 nm. Isso faz com que nem toda a energia solar incidente seja aproveitada visto que não há uma coincidência entre os máximos de energia para cada comprimento de onda do espectro solar e a resposta espectral das células de silício.

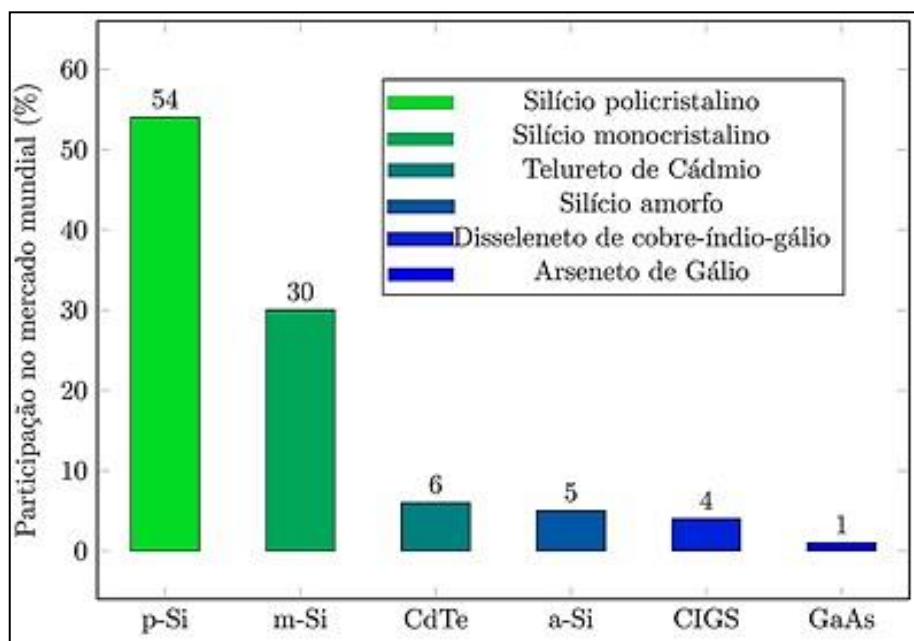
As células solares de silício cristalino sofrem várias perdas na transformação da energia solar em energia elétrica, conforme figura a seguir. Ao final do processo, em média 13% da energia irradiada pelo Sol são transformadas em eletricidade. O balanço energético da célula FV cristalina está representado a seguir:



Fonte: Adaptado de IST, GDS, EU (2004).

APÊNDICE E – TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Atualmente existem algumas tecnologias FV em desenvolvimento utilizando diversos tipos de materiais, com grandes expectativas de oferecer um ganho em termos de preço/eficiência. Entretanto apenas seis tecnologias tem uma representatividade mundial, conforme as Figuras a seguir:

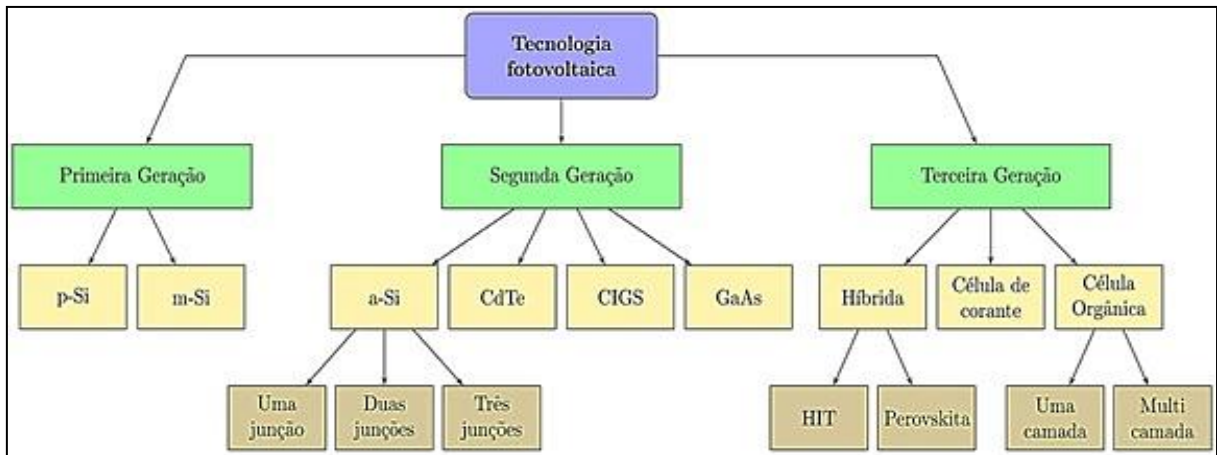


Fonte: Ogbomo *et al.* (2016). Adaptado.

O silício cristalino (c-Si) tem uma eficiência superior em comparação com as outras tecnologias, mas devido ao seu alto custo, pesquisadores e fabricantes fotovoltaicos em todo o mundo estão continuamente se esforçando para descobrir novas tecnologias que possam oferecer uma solução de custo comparativamente mais baixo; isso levou ao desenvolvimento de tecnologias de filme fino. Filmes finos oferecem menor consumo de material em relação às tecnologias cristalinas, garantindo menor custo de produção. No entanto, eles têm eficiências de conversão relativamente mais baixas. Os pesquisadores não estão cedendo em seus esforços, ao contrário do caso de tentar reduzir a espessura do c-Si; eles trabalham continuamente para a melhoria da eficiência de conversão de filmes finos. A fim de abordar os efeitos prejudiciais que alguns dos materiais de película fina têm no meio ambiente (por exemplo, fotovoltaicos de telureto de cádmio), a pesquisa e o desenvolvimento desenvolveram os fotovoltaicos orgânicos / polímeros. Por exemplo, a tecnologia de polímeros não é apenas econômica, mas também ecológica e leve. No entanto, ainda é limitado por sua eficiência relativamente baixa de cerca de 4-5%. Além das tecnologias já mencionadas, existem tecnologias híbridas como heterojunction com camadas finas intrínsecas (HIT) e microformas que combina materiais cristalinos e de filme fino. (AKINYELE; RAYUDU; E NAIR, 2015).

As tecnologias de células FV podem ser classificadas em três gerações, dependendo da matéria-prima utilizada e do nível de maturidade comercial, tal como apresentado na Figura abaixo.

Diagrama para as Principais Tecnologias de Células FV Existentes.



Fonte: Adaptado de Kumar e Kumar (2017).

APÊNDICE F – PRIMEIRA GERAÇÃO DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

A primeira geração é constituída pela tecnologia do silício cristalino, totalmente de uso comercial sendo produzida inicialmente em 1950. Segundo Goodrich et al. (2013), as células de silício cristalino são produzidas a partir de discos muito finos, entre 100 e 200 μm . A primeira geração, possui maior representatividade no mercado mundial, cerca de 84%, é também a que apresenta as maiores eficiências de conversão (excluindo células com mais de uma camada). De acordo com o PV Europe (2017), apresenta os preços mais baixos no mercado mundial. Como exemplo, no caso da Europa, é fácil encontrar módulos FV custando menos de 0,40 €/W e é possível encontrar módulos chineses custando menos de 0,30 €/W. A primeira geração é basicamente constituída de dois grupos:

1º) *Silício monocristalino (m-Si)*: basicamente é o silício obtido a partir do crescimento de um único cristal com alto grau de pureza (impurezas representam apenas algumas partes por milhão). Honsberg e Bowden (2017), explicam que devido ao processo e natureza do crescimento do cristal, *método Czochralski*⁷, o produto obtido é um cilindro. Do cilindro são laminados discos finos (da ordem de 100 μm).

A eficiência de conversão, no caso de um módulo FV, é definida pela Equação a seguir. Portanto quanto maior for a área preenchida com material FV, maior será a eficiência. Por essa razão, os discos obtidos da laminação do tarugo de m-Si são cortados em quatro lados de forma a dar um aspecto quadrado. Isto é feito para minimizar a área do módulo que não está preenchida com material FV.

$$\eta = \frac{E_{SaídaMód.}}{E_{Ent.Mód.}} = \frac{P_m}{G_{sts}A_{Mód}}$$

Onde: η : eficiência do módulo; $E_{SaídaMód.}$: energia de saída do módulo FV; $E_{Ent.Mód.}$: energia de entrada do módulo FV; P_m : é a máxima potência do módulo; G_{sts} : irradiância nas condições- padrão de ensaio (1000 W/m², com distribuição espectral AM1,5); $A_{Mód.}$: área do módulo, medida desde a moldura do mesmo, caso esta exista (m²).

⁷ Método de cultura de cristais usado para a produção de monocristais de uma diversidade de materiais cristalinos, para os quais se pretende elevada pureza e cristais livres de defeitos. O método utilizado na produção de materiais semicondutores, como o silício, germânio e o arsenieto de gálio pretende-se um elevado grau de pureza química destes materiais.

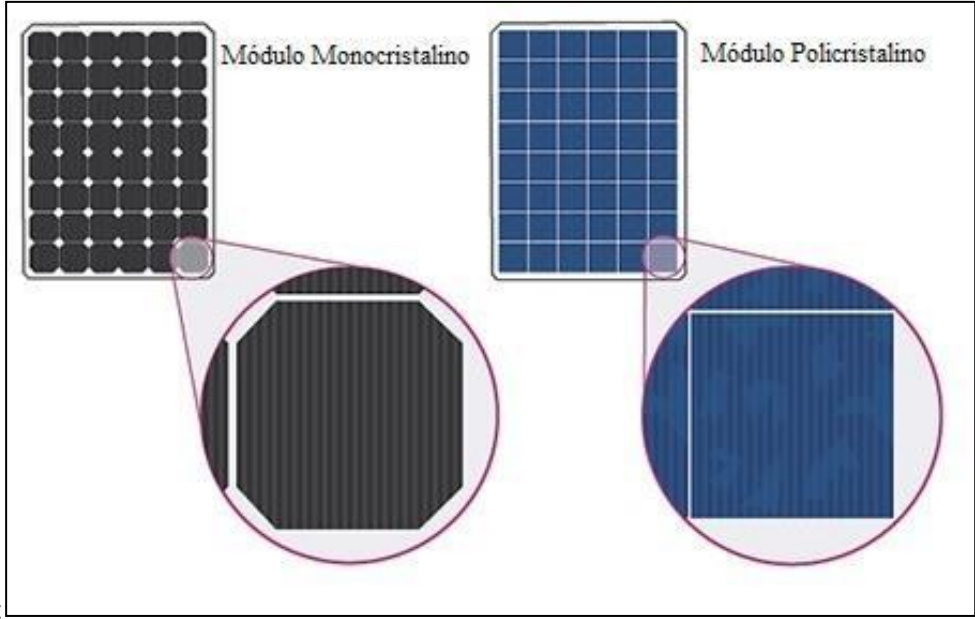
O custo de fabricação de um módulo de m-Si é mais elevado em comparação com algumas tecnologias FV existentes, devido ao processo de fabricação das células de m-Si ser complexo, sofisticado e caro (KUMAR; KUMAR, 2017).

Segundo Smith e colaboradores (2016), excluindo células compostas por mais de uma camada, que tem a propriedade de aproveitar uma faixa ampla do espectro solar, o m-Si apresenta a maior eficiência de conversão para módulos comerciais. Ainda de acordo com Smith *et al.* (2016), em geral módulos de m-Si apresentam eficiência de conversão entre 16% e 18% e que atualmente já existe no mercado módulos com eficiência de 21,5%, por exemplo, o SPR-X21-345 fabricado pela empresa *Sun Power*.

2º) *Silício policristalino (p-Si)*: devido ao processo de produção, o custo do p-Si é consideravelmente menor que o m-Si. As células policristalinas são obtidas a partir da solidificação do silício, formando um cubo que pode então ser cortado em células quadradas e durante esse processo ocorre a formação de inúmeros cristais. A eficiência de uma célula de p-Si é menor que uma célula de m-Si, é tanto menor quanto menores forem os cristais que a formam, o que justifica as eficiências mais altas dos módulos mais recentes que apresentam cristais com tamanhos da ordem de centímetros. Por outro lado, como as células podem ser cortadas em quadrados, a área de um módulo efetivamente preenchido com material FV é maior no caso do p-Si em comparação ao m-Si. Por essa razão, em geral, a eficiência de um módulo de p-Si é próxima a de m-Si.

A eficiência dos módulos de p-Si encontra-se atualmente em torno de 14% e 16%, mas pode-se encontrar módulos desta mesma tecnologia com eficiência de conversão acima de 17,0%, a citar o módulo da Trina Solar da família Tallmax possuem eficiência de 17,3%. Atualmente, o p-Si é a tecnologia com a maior representatividade no mercado mundial. Isto se deve principalmente ao baixo custo de produção e eficiência comparável ao m-Si.

Na comparação entre células de Silício Poli e Mono Cristalino e na sua disposição em Módulos FV percebe-se, através da Figura abaixo, que quanto maior a quadratura da célula, maior é a eficiência do módulo FV.



Fonte: Adaptado de Energysage (2017).

APÊNDICE G – SEGUNDA GERAÇÃO DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Conhecida como a geração dos filmes finos, esta tecnologia emprega materiais com espessuras da ordem de $1\mu\text{m}$, aproximadamente 100 vezes menos espessa do que lâminas de silício cristalino. De acordo com Fthenakis (2004), o processo de fabricação é muito diferente do silício cristalino, consistindo basicamente na deposição de uma ou mais camadas de filme fotossensível em um substrato, como o vidro, plástico, cerâmico ou metal.

O processo de fabricação desta tecnologia emprega uma quantidade muito menor de material, logo apresenta um alto potencial de redução de custos. Apesar dos custos terem baixado muito nos últimos anos, até o presente momento, não se observa um crescimento significativo dos filmes finos no mercado. Isso ocorre, principalmente, pela significativa redução no preço dos módulos de primeira geração, aliados à sua maturidade no mercado e razoável eficiência de conversão. Os filmes finos dividem-se em três grupos.

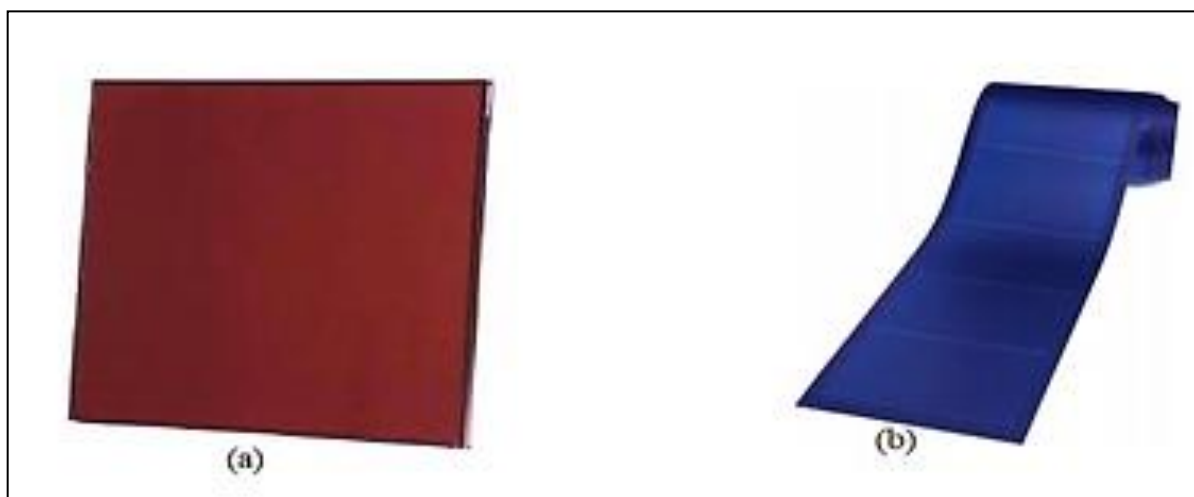
Silício amorfo (a-Si): a absorção da radiação solar do a-Si é 40 vezes mais eficiente do que o m-Si, apenas uma lâmina de $1\mu\text{m}$ é capaz de absorver 90% da energia solar. Sendo utilizado pela primeira vez em células solares no ano de 1974, o a-Si é o material entre os filmes finos mais estudado no momento. O a-Si apresenta uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético, aumentando a sua eficiência sob irradiação difusa (LASNIER e ANG, 1990).

Virtuani e Strepparava (2017) relatam que um detalhe importante a favor do a-Si é que sua potência diminui com o aumento da temperatura, mas em uma taxa relativa menor do que ocorre com a tecnologia cristalina e um aspecto negativo importante é que nos primeiros meses de utilização seu desempenho elétrico diminui muito devido ao chamado *Efeito Staebler-Wronski*⁸. Alguns fabricantes de módulos que utilizam esta tecnologia especificam que seus módulos têm uma redução na máxima potência da ordem de 15% nas primeiras oito a dez semanas de uso, mas de acordo com Rüther *et al.* (2003) essa diminuição pode chegar a 35% e que o tempo de estabilização da potência gerada por um painel de a-Si é da ordem de cinco meses.

⁸ Fenômeno de degradação induzida pela irradiação solar sofrido pelo a-Si. A degradação normalmente se estabiliza em três meses a partir da exposição à irradiação solar, por isso, normalmente os módulos fotovoltaicos de a-Si possuem uma potência inicial maior do que a potência nominal. Nos primeiros meses, a produção de energia é maior do que a dimensionada, e depois essa produção vai diminuindo até chegar num patamar esperado, mantendo-se aproximadamente constante.

Outra informação importante é o *recozimento térmico*⁹. O que ocorre basicamente é que o módulo uma vez exposto a altas temperaturas, pela irradiação solar, parte da degradação causada pelo Efeito Staebler-Wronski é revertida, fazendo assim com que a eficiência do painel aumente. Essa é a principal razão pela qual alguns autores afirmam que o a-Si é mais apropriado para regiões de climas quentes.

De acordo com Green e colaboradores (2017), há diversas configurações de módulos de a-Si conforme figura abaixo (Módulo Silício Amorfo de uma Junção Rígido (a) e de Tripla Junção Flexível (b).), incluindo os flexíveis, permitindo que os mesmos sejam instalados diretamente sobre o telhado, diminuindo os custos com estruturas de fixação. A eficiência dos módulos comerciais encontra-se na faixa de 5% a 8%, alguns alcançando até 10,2%. Segundo Norton (2010), nos meses mais quentes do ano a eficiência de conversão dos módulos apresentam um aumento de 20% principalmente devido ao recozimento térmico.



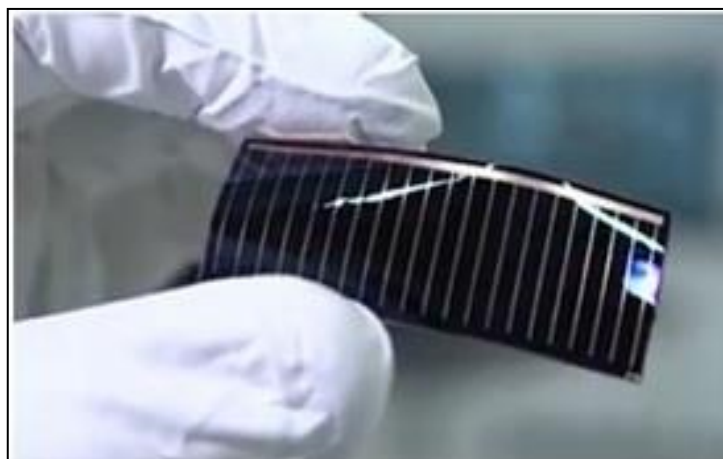
Fonte: Myong, S. Y., 2016.

Arsenieto de Gálio (GaAs): as células FV formada pela combinação de gálio (Ga) e arsênio (As) possuem estrutura cristalina que pode ser depositado na forma de filmes finos, conforme figura a seguir. De acordo com Akinyele, Rayudu e Nair (2015), possui uma propriedade única de resistência ao calor, tornando uma opção adequada para SFV com concentração, aplicações espaciais e carros elétricos.

De acordo com Kapusta (2014), as células de GaAs possuem maior eficiência e menor peso se comparadas ao a-Si, porém o custo de fabricação é muito mais elevado. Devido ao seu alto custo, é usado apenas em casos especiais de alto índice de radiação e temperatura. Ainda

⁹ Tipo de tratamento térmico para melhorar a estrutura cristalina dos filmes finos formados a partir da deposição.

de acordo com Kapusta (2014), o GaAs possui alto nível de absorção, exige apenas alguns μm de espessura para absorver a luz solar e possui também uma eficiência de conversão de 29%, que é a mais alta para qualquer célula de junção única. A figura a seguir é uma Célula de Arsenieto de Gálio de Filme Fino Depositada Sobre um Substrato de Germânio.



Fonte: Alta Devices, (2017).

Disseleneto de cobre-índio e cobre-índio-gálio (CIS e CIGS): os materiais CIS e CIGS correspondem a uma forma multicristalina de filmes finos cujas propriedades vêm sendo estudadas desde 1980. Segundo Green e colaboradores (2017), assim como o a-Si o CIGS possui um elevado coeficiente de absorção, o que permite absorver cerca de 90% dos fótons incidentes com energia superior a 1 eV para uma espessura de 1 a 3 μm e apresentam uma excelente aparência estética o que possibilita seu uso em telhados e fachadas, constituindo instalações incorporadas à construção. Outro fator favorável desta tecnologia é a boa resistência ao aquecimento, propriedade fundamental para aplicações espaciais.

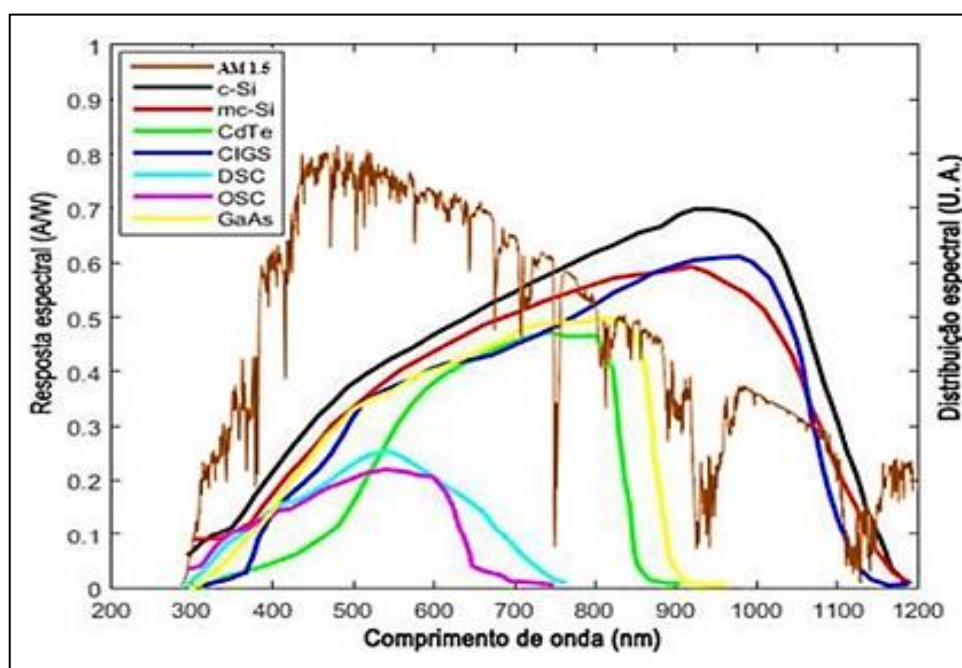
De acordo com Green e colaboradores (2017), valores de eficiência entre 13% e 14% são encontrados em módulos da família CIGS comercializados por diversas empresas. A Solar Frontier, empresa japonesa, alcançou a eficiência de 19,2% para um submódulo FV de dimensões 30cm x 30cm.

Módulos FV com tecnologia CIS e CIGS apresentam o chamado efeito de *light soaking*¹⁰, portanto uma margem de segurança com relação à tensão de circuito aberto deverá ser levada

¹⁰ É a capacidade do módulo gerar percentuais maiores de suas características elétricas, apresentadas na folha de dados nas condições- padrão de ensaio, assim que são expostos à irradiação solar, do que no momento de sua produção.

em conta no dimensionamento do SFV. Com relação à variação da eficiência desses módulos em função da temperatura, os mesmos apresentam variações similares aos módulos de silício cristalino (GREEN *et al.*, 2017).

Telureto de Cádmio (CdTe): as células de CdTe podem ser fabricadas com eficiências próximas ao p-Si, utilizando apenas 1% a 2% do material utilizado para essa tecnologia, devido ao seu alto nível de absorção da radiação solar (ALTA DEVICES, 2017). A eficiência de conversão do CdTe bem como do a-Si, apresentam uma variação mais intensa do que o m-Si e p-Si ao longo do dia e ao longo do ano. De acordo com Alta Devices (2017), isso ocorre porque, sendo a curva de resposta espectral mais estreita, variações na distribuição espectral da radiação solar podem afetar significativamente a parcela do espectro que se encontra dentro da resposta espectral do CdTe. A figura abaixo são curvas típicas de resposta espectral de algumas tecnologias FV e espectro solar padrão para radiação global AM 1,5. Observa-se que a largura das curvas do silício cristalino e do CIGS são maiores que a dos outros materiais.



Fonte: Adaptado de Sandia National Laboratories (2017).

De acordo com Rix e colaboradores (2013), os módulos FV de CdTe apresentaram eficiência de conversão em torno de 17%. Dentre as empresas fabricantes desta tecnologia, a First Solar conseguiu atingir com uma célula depositada em vidro a eficiência de conversão de 21%.

Módulos com a tecnologia de CdTe apresentam também importantes efeitos ativados por exposição à irradiação solar, devido ao *light soaking*, apresentando um aumento na eficiência de conversão do dispositivo FV após horas de exposição à radiação solar. O tempo necessário para que esses efeitos se pronunciem varia principalmente com a técnica de fabricação dos módulos, de forma que esse tema ainda é objeto de estudo pertinente na comunidade científica. Para ter uma ideia da importância que tem esse efeito no dimensionamento de um sistema com módulos de CdTe, em um trabalho publicado por Del Cueto e Von Roedern (2006) os autores chamam a atenção de que a tensão de circuito aberto de cada módulo pode aumentar em até 6% após algumas centenas de horas de exposição à irradiação solar.

Grandes usinas FV utilizam tecnologia de filmes finos de CdTe representando uma parcela expressiva do potencial instalado no mundo. Uma destas centrais a citar é a Topaz Solar Farm, instalada na Califórnia, EUA que conta com 579 MW de potência fornecida por 9 milhões de módulos de CdTe.

APÊNDICE H – TERCEIRA GERAÇÃO DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

A terceira geração de células solares utilizam materiais orgânicos como pequenas moléculas. São representantes desta geração as células solares orgânicas (OSC) e as sensibilizadas por corantes (CSSC), também conhecidas como células de Grätzel. Esta geração também abrange as células solares de múltiplas junções, que pela capacidade de absorverem uma faixa ampla do espectro solar correspondem às células com uma das maiores eficiências entre os dispositivos FV.

Grossiord *et al.* (2012), relata que as tecnologias que pertencem à terceira geração possuem como principal objetivo o aumento da eficiência de conversão, redução no custo de fabricação e a junção de características diferenciais nas células e módulos para usos específicos, como a integração da energia solar FV em edifícios, conhecido como BIPV. Pode-se considerar que as células solares da terceira geração estão em seus estágios iniciais de desenvolvimento. A terceira geração divide-se em três itens.

Célula de Corantes (CSSC): é um dispositivo composto, por um material semicondutor, duas faces de vidro condutor, um eletrólito, um contra eletrodo e o corante (sensibilizador). Em uma das faces do vidro condutor é depositado um filme de óxido semicondutor mesoporoso. Essa camada de óxido é sensibilizada por um corante. Na outra face de vidro condutor é depositada uma fina camada de platina, que atua como contra-eletrodo da célula. As duas partes são unidas e o eletrólito é inserido (FERNANDES, 2016).

A eficiência de conversão já comprovada comercialmente para a tecnologia CSSP, é de 11,9% e para *mini-módulos*¹¹ de 10,7%. A figura a seguir é um Módulo de Célula de Corantes para Aplicação em Ambiente Construído desta tecnologia.

¹¹São módulos fotovoltaicos portáteis utilizados em sistemas isolados da rede elétrica, tamanho reduzido com dimensões de apenas de alguns centímetros, peso abaixo de 1kg e a energia gerada alimentam diretamente o equipamento ou sistema ao qual está conectado.



Fonte: Gsolar (2017).

Célula Orgânica (OSC): a tecnologia das células solares orgânicas vem desenvolvendo-se e ganhando popularidade como um material alternativo para células solares. Algumas propriedades das OSC são a flexibilidade mecânica, baixo custo do material e produção, leveza e semitransparência. Também conhecidas como células solares plásticas, são compostas por materiais orgânicos com espessura da ordem de 100 nm, como polímeros e pentaceno (PANDEY *et al.*, 2016).

As maiores eficiências de conversão para as OSC e minimódulos pertencem à empresa Toshiba e são respectivamente 11,2% e 9,7%.

De acordo com Pandey e colaboradores (2016), o princípio de funcionamento das OSC é semelhante aos materiais inorgânicos, pois envolve a formação de pares elétron-lacuna, porém envolve um nível de complexidade maior.

Pandey e colaboradores (2016) relata que quando são iluminados, os fótons de energia da luz estimulam o doador e fornecem força suficiente para transferir o elétron para o receptor, criando assim um buraco no lado do doador, esse processo continua indefinidamente, o par de elétron é então transportado e coletado antes que ocorra uma recombinação dentro da rede cristalina do semicondutor. As OSC são atraentes para utilização da energia solar FV integrada em edifícios devido à sua flexibilidade mecânica e semitransparência, mas a eficiência de conversão e a confiabilidade em longo prazo são barreiras significativas para sua implementação em grande escala.

De acordo com Kim e colaboradores (2016) o maior problema enfrentado atualmente pelas OSC é a baixa estabilidade. Isto ocorre principalmente devido a penetração de oxigênio e água nas camadas da célula com consequente diminuição na eficiência de conversão.

Tecnologias Híbridas: essa tecnologia é composta por materiais obtidos unindo-se o silício em diferentes formas cristalinas com filmes finos. Como representantes estão as células HIT (hetero união com camada fina intrínseca) que correspondem a uma célula de m-Si envolta por duas camadas ultrafinas de a-Si.

Outras tecnologias híbridas que vem crescendo comercialmente nos últimos anos são as células de silício microcristalino/amorfo ($\mu\text{c-Si/a-Si}$) e nanocristalino/amorfo (nc-Si/a-Si) também chamadas de silício micromorfo ou nanomorfo. No caso das células HIT, eficiências consideravelmente altas são obtidas, apresentando uma eficiência de 26,6% e o módulo mais eficiente 19,5% (PANASONIC, 2017). Os módulos de silício microformo apresentam eficiências bem abaixo dos módulos HIT, valores entre 7% e 10% enquanto que os módulos nanomorfo apresentam eficiência de 12,3%.

De acordo com Toshniwal e colaboradores (2017) também pode ser considerada uma tecnologia mista as células solares de Perovskita (CSP). Essa tecnologia talvez seja a mais promissora dos últimos anos, já que em 2009 apresentava uma eficiência de 3,81% e em 2017 superava os 19%. O recorde atual de eficiência é de 19,7% para uma célula e 16% para um mini-módulo.

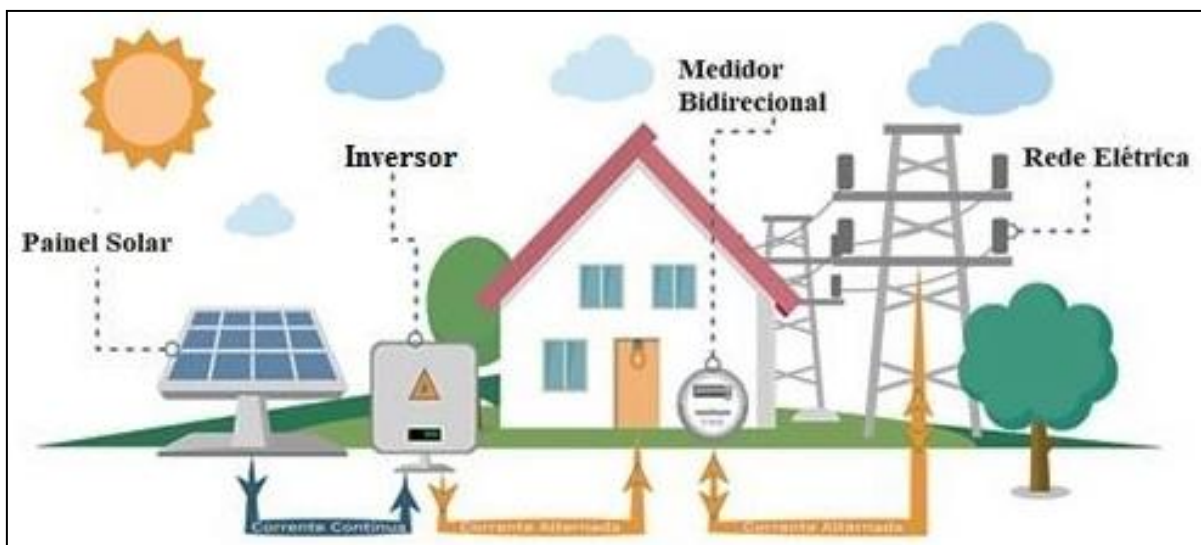
Toshniwal e colaboradores (2017), informa que a estrutura perovskita teve origem através da descoberta do CaTiO_3 pelo mineralogista Russo Lev Perovski. Após o primeiro registro, surgiram diversos novos materiais com a mesma estrutura. Cristais de Perovskita possuem a fórmula geral ABX_3 . Quando são utilizados em células solares, A é tipicamente um pequeno cátion molecular orgânico-inorgânico, B é um íon metálico tal como chumbo, estanho ou germânio e X é um halogênio tal como o iodo, bromo ou cloro.

Estes materiais híbridos orgânico-inorgânico são promissores devido as suas excelentes propriedades físicas. Outra vantagem é que podem ser preparados facilmente por meio de processos químicos, os quais possuem potencial para aplicação em larga escala devido ao baixo custo e baixa temperatura utilizada (TOSHNIWAL *et al.*, 2017).

Segundo Szostak e colaboradores (2017), algumas desvantagens das CSP precisam ser superadas, em especial a instabilidade das células.

APÊNDICE I – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Um SFCR é constituído basicamente por um bloco gerador contendo arranjos FV que são formados por módulos associados em série e em paralelo, cabeamento elétrico, estruturas de suporte de fixação e um bloco de condicionamento de potência composto por inversores e dispositivos de proteção. O diagrama simplificado a seguir apresenta os componentes básicos de um SFV Conectado à Rede Elétrica



Fonte: Potenza Energia Solar (Adaptado).

Onde:

Painel FV: conjunto de módulos FV dispostos em série ou em paralelo, ou em uma combinação série/paralelo, com estruturas de suporte e montagem, que agrupados correspondem à unidade de geração de energia, convertendo a irradiação solar em eletricidade.

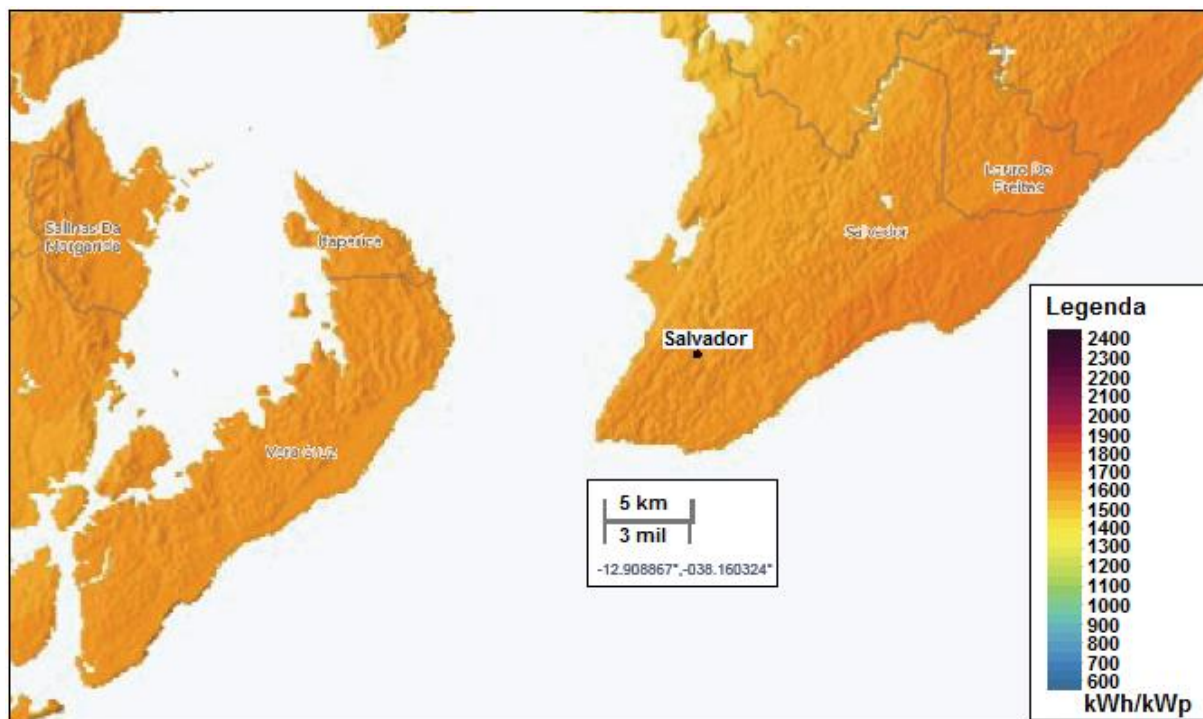
Inversor: equipamento utilizado para a conversão da CC gerada pelo painel FV em CA, de forma a atender aos padrões da rede elétrica local.

Medidor Bidirecional: equipamento que tem a função de medir toda a energia produzida pelo SFCR e a energia consumida pela unidade consumidora.

Quando se deseja ter informações mais precisas deve-se adotar a medição bidirecional simultânea. Os cálculos do balanço energético são realizados posteriormente, pela distribuidora.

Sistemas FV integrados a edificações (SFIE) fazem parte de uma categoria dos SFCR que dispensam a criação de novos espaços para sua instalação, pois podem ser incorporados diretamente em edificações já existentes sobre os telhados ou fachadas, servindo não apenas como fonte de energia, mas como elementos de sombreamento e diferencial arquitetônico da própria construção. O SFIE quando integrado a fachadas ventiladas pode contribuir para manter

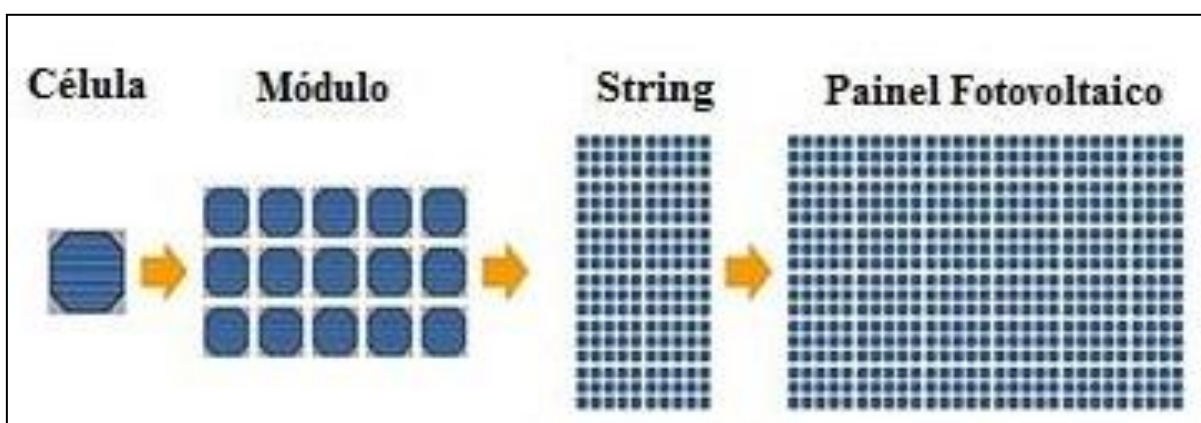
certa temperatura dentro da edificação, economizando energia com aparelhos de refrigeração ou aquecimento.

APÊNDICE J – POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO EM SALVADOR/BA

SOLARGIS. Global solar atlas. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=-12.915895,-38.441162,11>. Acesso em 14/06/2021.

APÊNDICE K – MÓDULO FOTOVOLTAICO

Um módulo FV é formado por uma associação de células FV conectadas em série e seus arranjos conectados em série e/ou paralelo a depender da tensão e corrente desejadas para a utilização da energia. A figura a seguir demonstra esquematicamente a sequência de agrupamentos para a obtenção de um painel FV.



Fonte: Adaptado de Minas Energy (2019).

As principais células FV conhecidas têm individualmente uma tensão muito baixa, sendo da ordem de 0,5 a 0,8V para as células de silício. Assim, para se conseguir níveis de tensão adequados às células são conectadas em série, produzindo uma tensão resultante equivalente à soma das tensões individuais de cada uma e um valor constante de corrente. As células são interligadas por malhas de fios de prata e encapsuladas em placas rígidas ou flexíveis para proteção mecânica contra as intempéries e isolamento elétrico.

Segundo o CRESESB (2014), no momento da fabricação do módulo FV é importante o cuidado com a seleção das células a serem reunidas, devido a suas características elétricas. A incompatibilidade destas características leva a módulos com baixa qualidade devido ao efeito *mismatch* (descasamento) pelo qual as células FV de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto e, em consequência, a eficiência global do módulo é reduzida. Desta forma um módulo FV composto por 60 células FV terá uma tensão nominal entre 30 e 48 V.

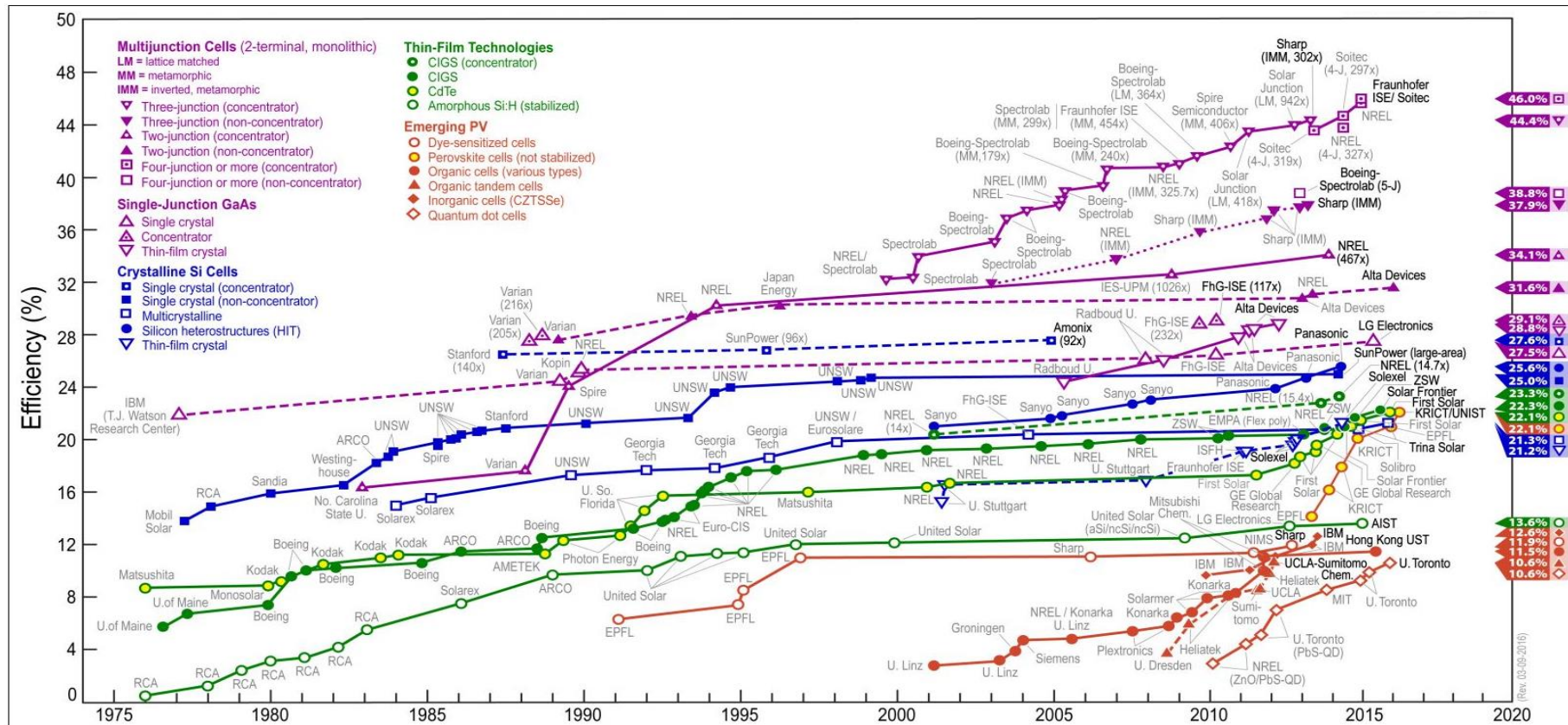
De acordo com Rütther (2004), a quantidade de módulos FV conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em CC. A corrente do gerador FV é definida pela conexão em paralelo dos painéis individuais ou dos *strings*. A potência instalada, normalmente especificada em CC, é dada pela soma da potência de pico dos módulos individuais.

Existem módulos rígidos e flexíveis, dependendo do tipo de célula FV utilizada. Os módulos rígidos geralmente utilizam como base mecânica uma ou mais lâminas de vidro temperado, com baixo teor de ferro, para melhorar sua transmitância à radiação solar. Podem ainda ser emoldurados com perfis de alumínio, para facilitar sua instalação em um painel, ou sem moldura, para sua utilização como parte de uma construção ou como revestimento, (RÜTHER, 2004).

Os módulos FV são projetados e fabricados para operar entre 25 e 30 anos. São produzidos em série, em grande quantidade e em fábricas automatizadas com a mínima interferência humana, permitindo uma significativa redução nos preços e assegurando a manutenção de produtos de alta qualidade.

APÊNDICE L – EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

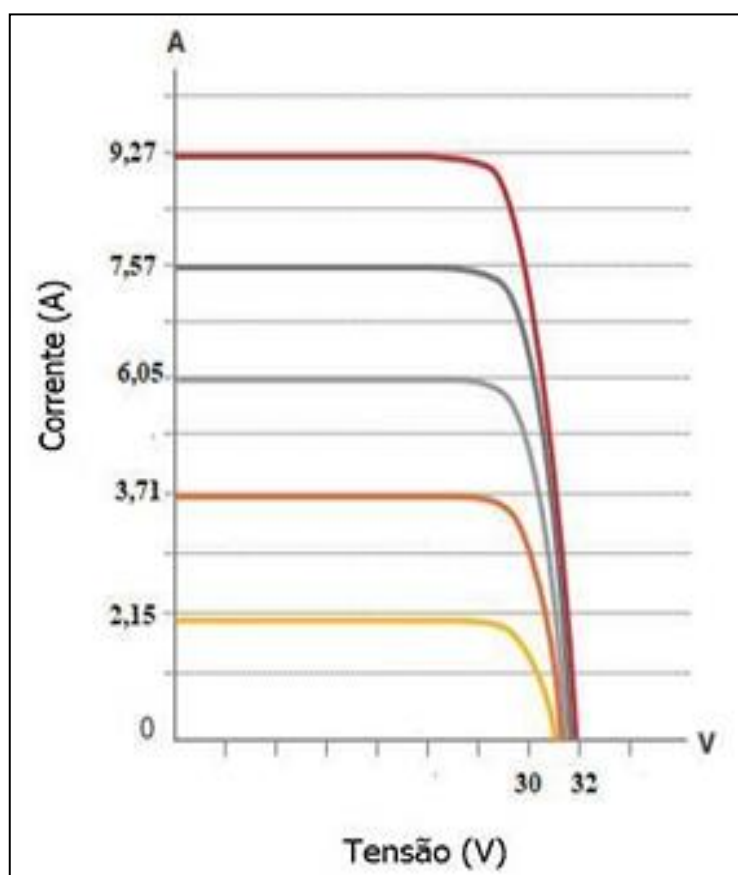
A eficiência de cada célula FV varia conforme seus materiais e processos construtivos. Pode-se observar na comparação de eficiência de conversão entre os principais tipos de células ao longo do tempo:



Fonte: NREL (2019). Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/celula-FV.html>. Acesso em 12/12/2020.

APÊNDICE M – EFEITO DA IRRADIÂNCIA

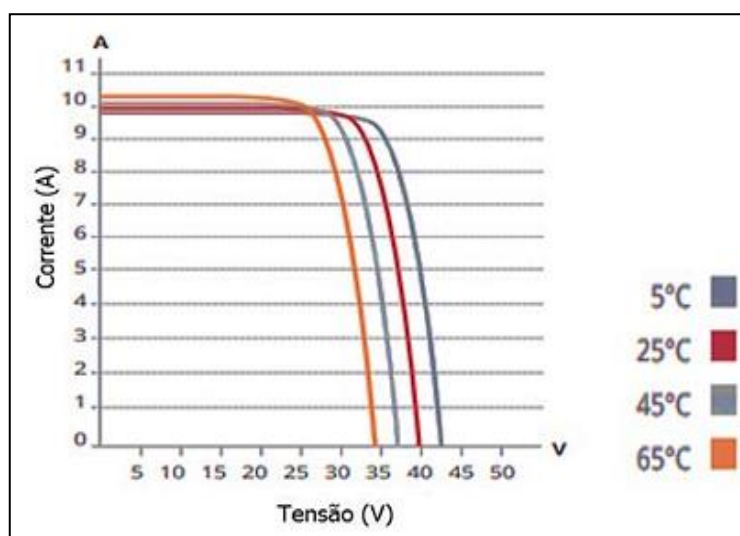
A corrente elétrica gerada pelo módulo FV aumenta com o aumento da irradiância solar. A I_{SC} tem um aumento linear com a irradiância. A Figura abaixo é uma curva característica $I \times V$ para um módulo FV de Silício Monocristalino de 60 células sob o efeito da variação da irradiância solar a uma temperatura de 25° C.



Fonte: Canadian Solar, 2019.

APÊNDICE N – EFEITO DA TEMPERATURA

O nível de irradiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que constituem os módulos FV. Normalmente as células FV operam em temperaturas acima de 25°C, pois parte da irradiação solar absorvida não é convertida em energia elétrica, e sim dissipada sob a forma de calor. A Figura abaixo é uma curva característica I x V para um Módulo de Silício Monocristalino de 60 células sob o efeito da variação da temperatura sob a Irradiância de 1000W/m², onde observa-se que há uma queda de tensão com o aumento da temperatura da célula. A corrente por sua vez, sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão.



Fonte: Canadian Solar (2019).

Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos FV são utilizados os coeficientes de temperatura (β , α , γ), os quais serão explicitados abaixo.

Conforme Equação abaixo, β é o coeficiente de variação da V_{oc} com a temperatura:

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T}$$

Onde:

ΔV_{oc} : é a variação da V_{oc} aberto para uma variação de temperatura de célula (ΔT).

Pode-se calcular a ΔV_{oc} para uma determinada temperatura, utilizando o coeficiente β , de acordo com a Equação abaixo:

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{stc}} \times (1 + \beta \times (T - 25))$$

A $V_{oc_{stc}}$ é a tensão de circuito aberto nas STC.

O coeficiente β é um valor negativo e para módulos de silício monocristalino com 60 células apresenta um valor de $-0,29\% / ^\circ\text{C}$.

Alguns fabricantes de módulos também informam o coeficiente de temperatura específico para a V_{mpp} (βV_{mppt}), que geralmente é maior que o β para V_{oc} (CRESESB, 2014).

- α é o coeficiente de variação da I_{sc} com a temperatura e é calcula conforme Equação abaixo:

$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T}$$

Onde:

ΔI_{sc} é a variação da I_{sc} para uma variação de temperatura de célula (ΔT).

Este coeficiente para módulos de silício monocristalino com 60 células FV é um número positivo e apresenta um valor de $0,04\% / ^\circ\text{C}$.

γ é o coeficiente de variação da P_{mpp} do módulo FV com a temperatura representado pela Equação abaixo:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{mpp}}{\Delta T}$$

Onde:

- ΔP_{mpp} : é a variação da P_{mpp} do módulo para uma variação de temperatura da célula (ΔT).

O valor típico para este coeficiente referente a módulos de silício monocristalino com 60 células é um número negativo e corresponde a $-0,39\% / ^\circ\text{C}$.

Pode-se definir a ΔP_{mpp} com a temperatura a partir das variações da I_{mpp} e V_{mpp} , a partir da Equação abaixo. Deve-se considerar que o α para a I_{sc} e I_{mpp} são iguais, e que o coeficiente de temperatura da V_{mpp} é βV_{mpp} . Os coeficientes dever ser expressos em %.

$$P_{mpp}(T) = V_{mpp}(T) \times I_{mpp}(T)$$

$$P_{mpp}(T) = V_{mpp_{stc}} \times (1 + \beta V_{mpp} \cdot \Delta T) \times I_{mpp_{stc}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$P_{mpp}(T) = V_{mpp_{stc}} \cdot I_{mpp_{stc}} \cdot \left(1 + (\alpha + \beta_{V_{mpp}}) \cdot \Delta T\right)$$

Os valores da $V_{mpp_{stc}}$ e $I_{mpp_{stc}}$ deverão ser considerados nas STC.

Em alguns casos o valor do $\beta_{V_{mpp}}$ não é informado, mas se pode determiná-lo através da Equação abaixo a partir dos coeficientes α e γ que geralmente são fornecidos pelos fabricantes dos módulos FV.

$$\gamma = \alpha + \beta$$

De acordo com CRESESB (2014), os valores desses coeficientes variam em função da tecnologia da célula FV. É comum encontrar referência sobre os coeficientes de temperatura nas folhas de dados técnicos fornecidas pelos fabricantes dos módulos. Quanto menores os coeficientes β e γ , menor é a perda de potência do módulo devida à temperatura.

Segundo o CRESESB (2014), para um cálculo simplificado da temperatura de operação de um módulo FV em determinadas condições ambientais pode-se utilizar a Equação abaixo.

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \times G$$

Onde: T_{mod} : temperatura do módulo FV (°C); T_{amb} : temperatura ambiente (°C); G : irradiância incidente sobre o módulo FV (W/m²); K_t : coeficiente térmico para o módulo FV, podendo ser adotado o valor padrão de 0,03, se não for conhecido (°C/W. m⁻²).

As STC não representam condições operacionais reais, na maioria dos casos. As normas definem uma temperatura nominal para a operação das células nos módulos, na qual as características elétricas podem se aproximar mais das características reais verificadas em campo. Cada módulo tem uma temperatura nominal para suas células, que é obtida quando o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância: 800 W/m², temperatura do ar: 20°C e sob uma ação de vento incidindo a 1m/s. Esta temperatura também é muitas vezes encontrada nas folhas de dados técnicos dos módulos, normalmente identificada pela sigla NOCT (condição na temperatura normal de operação do módulo) e geralmente está entre 40 e 50°C. A NOCT está ligada às propriedades térmicas e ópticas dos materiais utilizados na fabricação dos módulos. Os módulos com os mesmos coeficientes de temperatura (α , β e γ) e que tiver a menor NOCT terá o melhor desempenho, pois terá menos perdas relacionadas à temperatura, (ZILLES *et al.*, 2012).

Portanto com os dados da NOCT, pode-se calcular o coeficiente térmico (K_t) do módulo usando a Equação abaixo.

$$K_t = \frac{NOCT - 20}{800}$$

Onde: K_t : coeficiente térmico para o módulo FV ($^{\circ}\text{C}/\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$); $NOCT$: condição na temperatura normal de operação da célula módulo ($^{\circ}\text{C}$); 20 : temperatura ambiente definida para medida da NOCT ($^{\circ}\text{C}$); 800 : irradiância definida para a medida da NOCT (W/m^2).

APÊNDICE O – EFEITO DO SOMBREAMENTO

Os módulos de silício possuem células FV conectadas em série. Ocorrendo uma diminuição na intensidade da irradiância solar absorvida por uma célula ou mais, devido a um sombreamento parcial, haverá uma redução na corrente gerada pelas células sombreadas, por consequência irá limitar a corrente das demais células presentes no módulo. O efeito da redução de corrente irá propagar para os demais módulos ligados em série presente no painel solar, (CRESESB, 2014).

Segundo Gonçalves (2012), o efeito de sombreamento parcial pode ser ocasionado por edificações, vegetações, sujeiras ou quaisquer outros objetos que possam causar sombras sobre os módulos. Essa situação pode gerar perdas em média de 10% do total da energia produzida.

O sombreamento parcial além da perda de potência no gerador também pode causar danos ao módulo, uma vez que a potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao consumo é dissipada no módulo afetado, às vezes sobre apenas uma de suas células. Neste caso pode ocorrer o fenômeno conhecido como *pontos quentes*¹² (*hotspot*), que produz intenso calor sobre a célula afetada, com ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais, (RÜTHER, 2004).

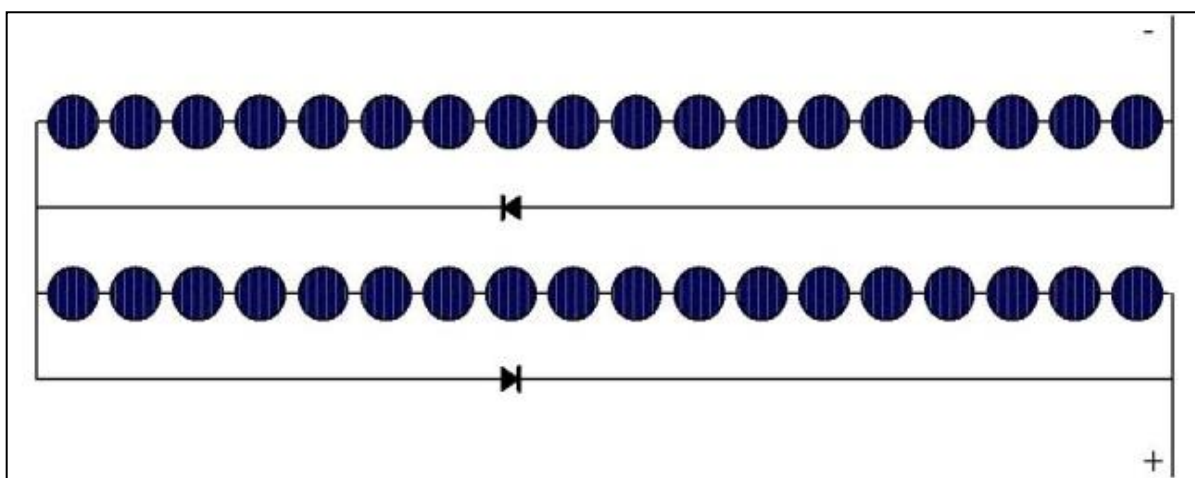
Para evitar a ocorrência de *pontos quentes*, os módulos são normalmente protegidos com *diodos de desvio*¹³ (*by-pass*), que oferecem um caminho alternativo para a corrente e, assim, limitam a dissipação de potência no conjunto das células FV sombreadas. Reduzindo simultaneamente a perda de energia e o risco de dano irreversível das células afetadas, inutilizando o módulo. Segundo o CRESESB (2014), os diodos de *by-pass* são conectados em antiparalelo com um conjunto de células ligadas em série, normalmente entre 15 e 30 células para cada diodo. Assim, o diodo ficará diretamente polarizado, quando o conjunto de células estiver sombreada, assim a corrente elétrica gerada pelas demais células irá fluir por ele.

Contudo, esse conjunto de células não contribuiu para a conversão de energia, mas também não se comportaram como carga para as demais células. Logo, quando as células não estiverem mais sobre efeito de sombreamento, o diodo de desvio ficará reversamente polarizado, não permitindo mais a passagem de corrente sobre ele. A Figura abaixo é um

¹² São áreas de temperatura elevada que podem afetar de forma significativa a eficiência do módulo fotovoltaico durante a geração de energia.

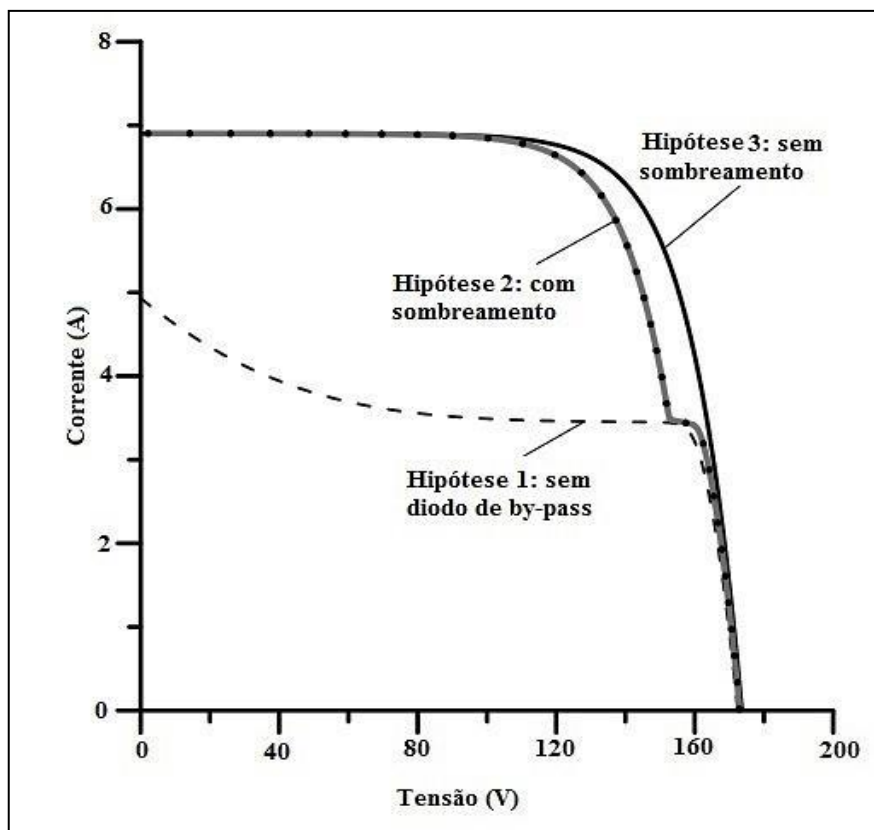
¹³ Diodo conectado em paralelo a uma ou mais células FV no sentido direto da corrente para permitir que a corrente do módulo transponha células sombreadas ou danificadas para evitar pontos quentes ou danos causados por células quentes resultantes de polarização reversa de tensão provocada pelas outras células FV que compõem o módulo fotovoltaico.

diagrama da ligação de diodos de desvio nos módulos FV em 36 células em série e um diodo de *by-pass* para cada 18 células.



Fonte: CRESESB (2014).

O efeito do sombreamento em um módulo de um *string* FV é explicitado nas curvas I x V de um conjunto de módulos ligados em série, conforme a figura a seguir. São apresentadas três hipóteses: sem sombreamento; com sombreamento; e sem o diodo de *by-pass*. Observa-se na Hipótese 1, uma queda na corrente gerada devido a dissipação de potência nas células e a formação de pontos quentes. A Hipótese 2 nota-se que existe uma queda na potência gerada devido à queda na corrente do módulo submetido ao sombreamento, que como consequência limita a corrente do *string* para um valor menor que o nominal. Na Hipótese 3 as correntes que fluem por cada módulo são iguais entre si, portanto a corrente do conjunto conectado em série não será limitada.



Fonte: Adaptado de CRESESB (2014).

O fusível FV é outro componente de proteção usado na saída de cada série no polo negativo e positivo. A sua função é proteger o *string* do fluxo de corrente reversa de um conjunto em série com tensão maior para um com tensão menor. Este componente nos últimos anos está sendo utilizado para substituir o diodo de proteção, pois o mesmo vem apresentando alto índice de falhas, prejudicando o SFV.

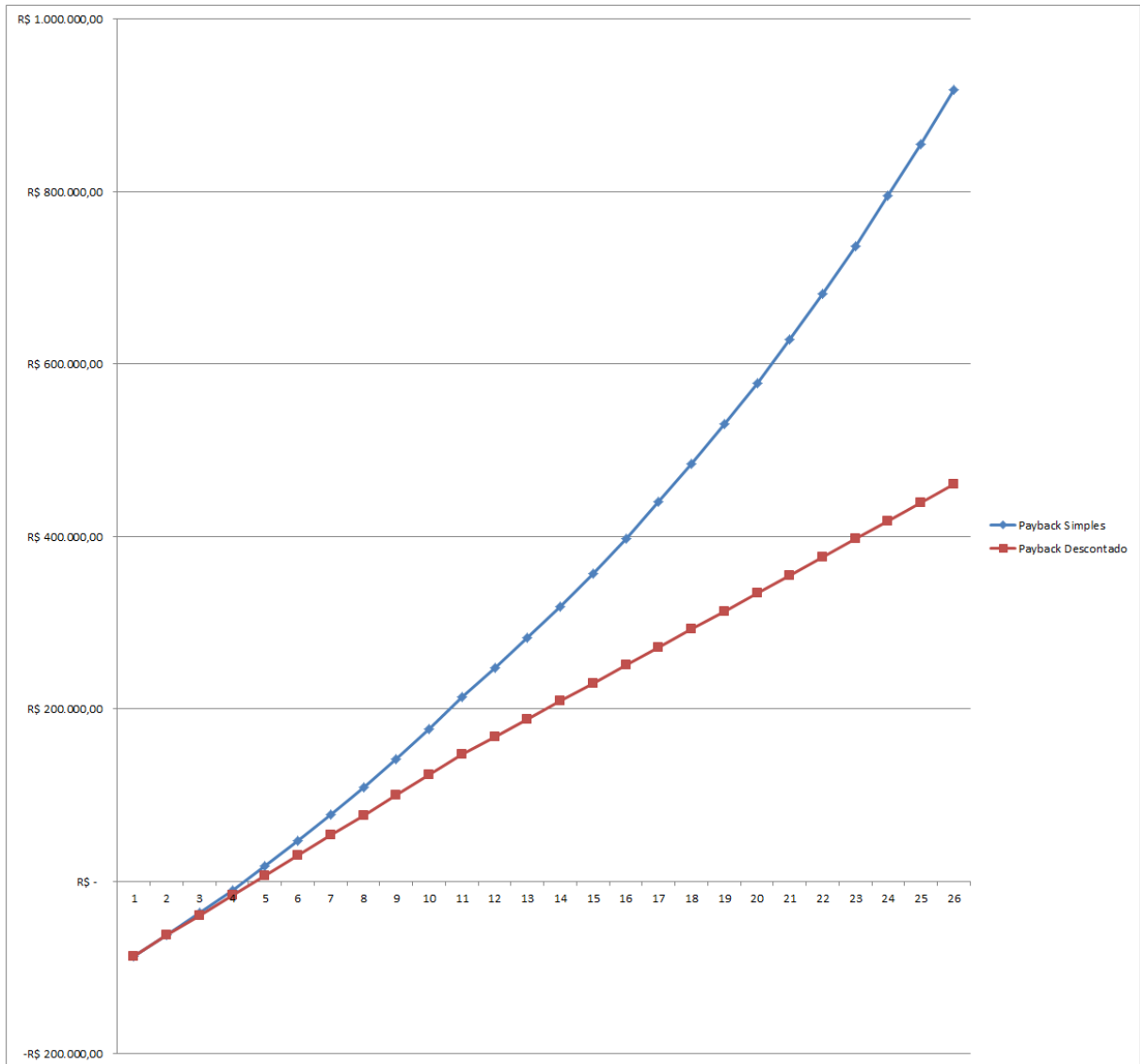
APÊNDICE P – INVERSORES

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em CA a partir de uma fonte de energia elétrica em CC. A energia elétrica de CC pode ser proveniente de diversas fontes, por exemplo, de módulos FV. A tensão CA de saída do inversor deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Com relação aos sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede elétrica.

No caso de SFV, os inversores podem ser divididos em duas categorias: inversor para conexão à rede, ou *grid-tie*, e inversor autônomos. O primeiro se o SFV estiver conectado à rede elétrica e o segundo se não estiver conectado à rede elétrica.

O inversor conectado à rede elétrica tem a tarefa de converter a energia elétrica CC produzida pelo gerador FV em energia CA, ele atua como fonte de corrente injetando corrente senoidal sincronizada com a tensão e a frequência da rede elétrica. A sua principal função consiste em estabelecer a ligação entre o gerador FV e a rede elétrica CA ou carga CA. Além disso, ele possui sistemas de proteção contra fuga de corrente, anti-ilhamento, rastreamento de máxima potência e outros.

APÊNDICE Q – GRÁFICOS DOS PAYBACKS SIMPLES E DESCONTADO DO PROJETO GD ESCOLHIDO



APÊNDICE R – EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE GDFV DA FLH (MANUAL DO FRONIUS)

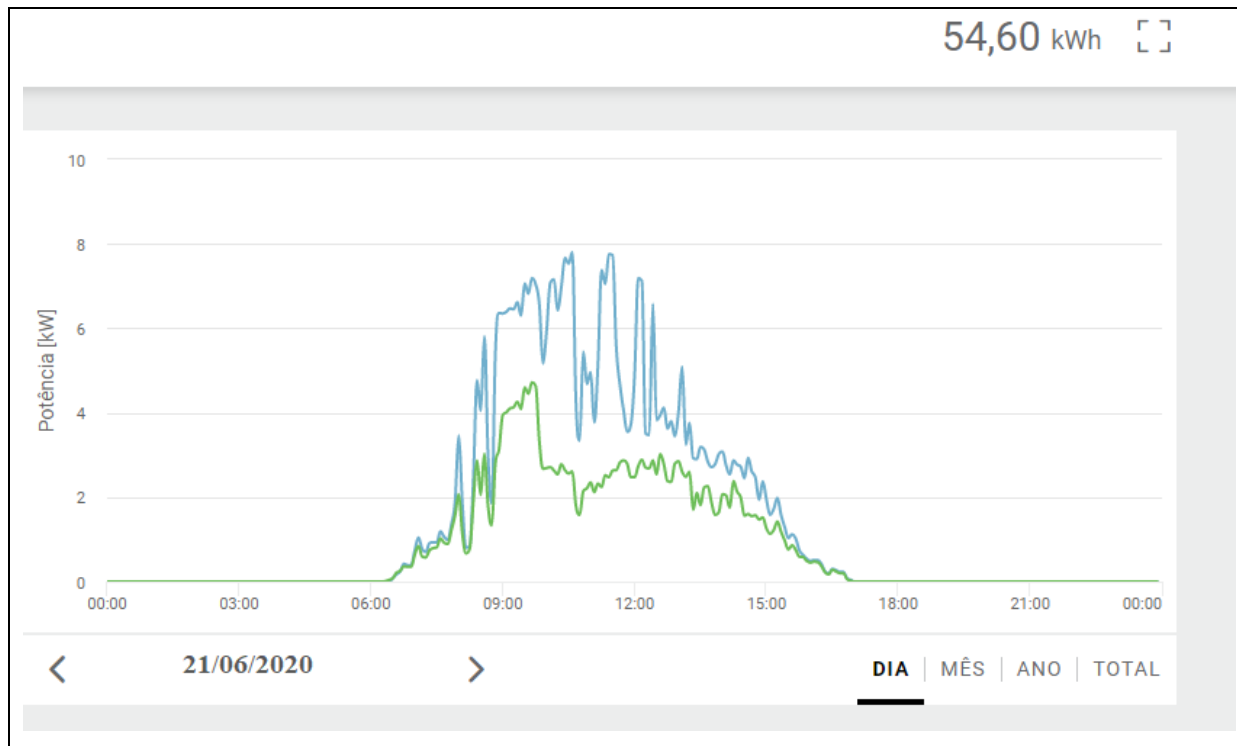
EQUIPAMENTO DATALOGGER FRONIUS.



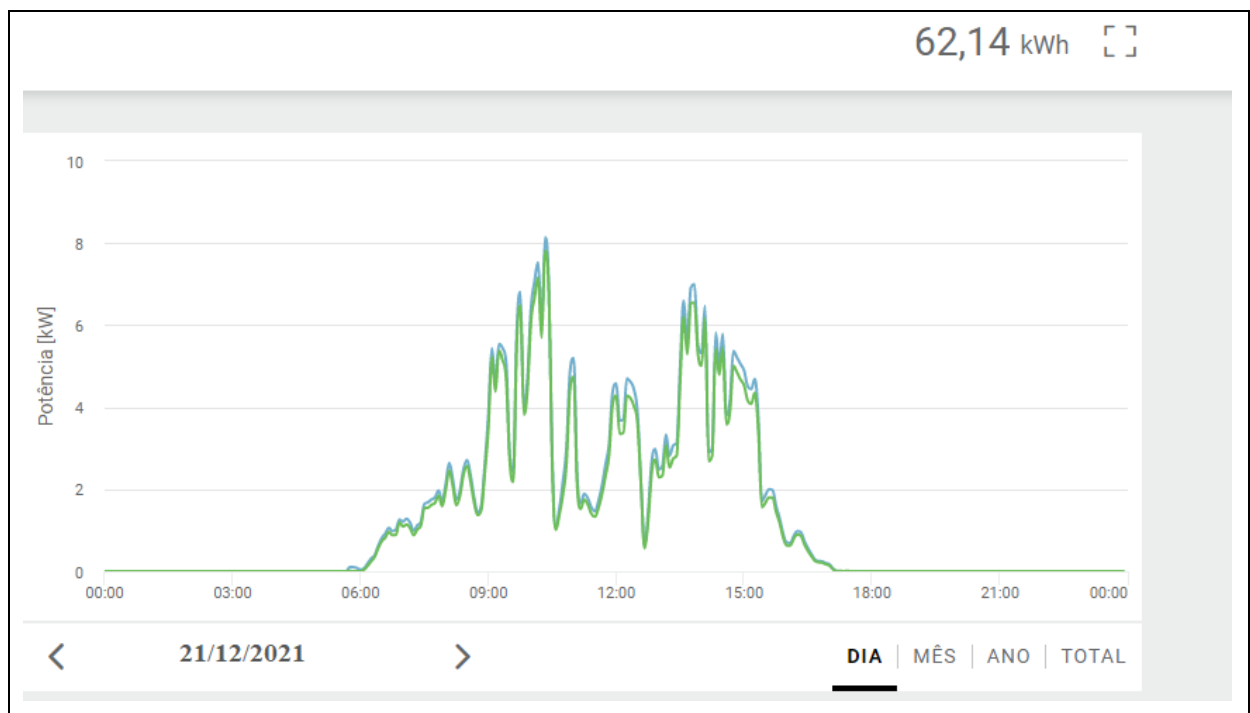
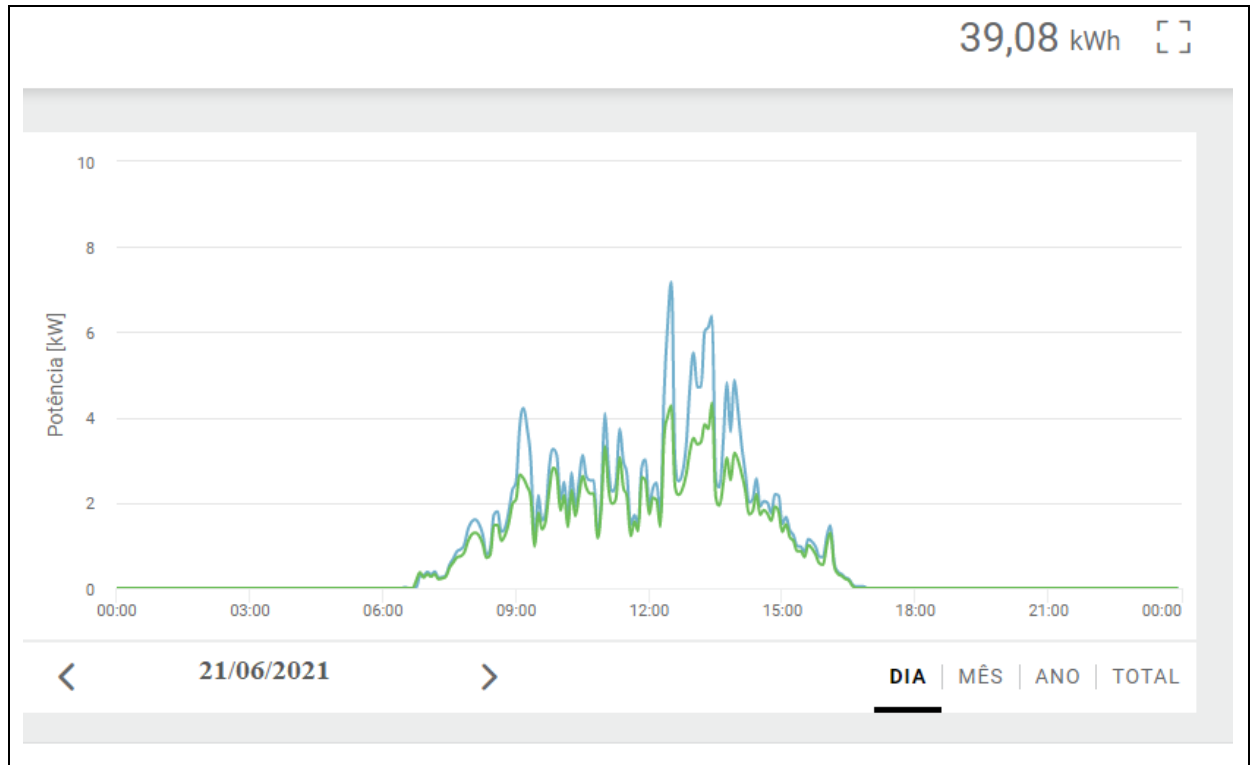
Fonte: Operating Instructions Fronius Energy Package (2022).

APÊNDICE S – GRÁFICOS PRODUZIDOS PELO DATALOGGER FRONIUS SOLAR WEB.

Gráficos 2020: Inversor 1 (em Azul) e Inversor 2 (em Verde).



Gráficos 2021: Inversor 1 (em Azul) e Inversor 2 (em Verde).



SENSOR DE TEMPERATURA FRONIUS DO MÓDULO FV



Sensor	PT1000
Faixa de medição	-20°C - +150°C
Tolerância	±0.8 °C (na faixa -20 °C a +100 °C)
Configuração	Sensor como películas adesivas para medição nas áreas, tecnologia de 2 condutores
Dimensão (largura)	50 mm
Dimensão (comprimento)	100 mm
Cabo de conexão	Cabo de cobre de 3 m, isolamento de silicone, extremidades livres, arruelas, resistência UV
Comprimento máx. do cabo (distância: Sensor Card/Box ao Sensor)	20 m

Fonte: <https://www.fronius.com/>, consultado em 07/11/2022.

SENSOR DE IRRADIAÇÃO SOLAR FRONIUS



Sensor	Sensor Si monocristalino
Tensão da medição	aprox. 70 mV a 1.000 W/m ² (valor preciso de calibração impresso no sensor)
Tolerância	±5 % no meio do ano
Temperatura ambiente admissível	-40°C - +85°C
Configuração	Construção resistente ao tempo de perfil de alumínio em formato Z
Dimensão (altura)	40 mm
Dimensão (largura)	40 mm
Dimensão (comprimento)	110 mm
Cabo de conexão	Cabo de cobre de 3 m, isolamento de silicone, extremidades livres, arruelas, resistência UV
Comprimento máx. do cabo (distância: Sensor Card/Box ao Sensor)	30 m

Fonte: <https://www.fronius.com/>, consultado em 07/11/2022.

DATAMANAGER BOX 2.0



DADOS GERAIS

Capacidade da memória	no máx. 4.096 dias
Tensão de alimentação	Alimentação de energia 12 V CC pelo Fronius Solar.Net Ring ou peça de conexão externa (não no escopo de fornecimento)
Consumo de energia	< 2,0 w 2,0="" w="">
Classe de proteção	IP 20
Dimensão (altura)	190 mm
Dimensão (largura)	114 mm
Dimensão (comprimento)	53 mm
Faixa de temperatura operacional	-20°C - +65°C

Fonte: <https://www.fronius.com/>, consultado em 07/11/2022.

INTERFACES

Ethernet (tomada RJ45)	LAN, 10/100 MBit / Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
RS422 (tomada RJ45)	Fronius Solar.Net IN
RS422 (tomada RJ45)	Fronius Solar.Net OUT
WLAN	Padrão de faíscas 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
6 entradas digitais	Conexão no receptor de controle de ondulação
4 entradas/saídas digitais	Conexão no receptor de controle de ondulação, gestão de carga
RS485	Modbus RTU SunSpec ou conexão do contador

Fonte: <https://www.fronius.com/>, consultado em 07/11/2022.

**APÊNDICE T – TABELAS DE DESVIOS ENTRE ENERGIA PREVISTA E
PRODUZIDA: SET/2019 - AGO/2020**

Desvios entre a Energia Real e Esperada – Parte 1.

SET-2019			
Energia(k Wh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.751	0,0%	0,8%
Energia real	2.728	-0,8%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação (W/m ²)	231,80	Potência instalada (kWp)	20,10
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,56	Dias	30
Taxa de Desempenho (TD)	82%		
OUT-2019			
Energia(k Wh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.997	0,0%	-4,6%
Energia real	3.143	4,9%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	244,40	Potência instalada(kWp)	20,10
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,87	Dias	31
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
NOV-2019			
Energia(k Wh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.749	0,0%	-6,9%
Energia real	2.952	7,4%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	231,68	Potência instalada(kWp)	20,10
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,56	Dias	30
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
DEZ-2019			
Energia(k Wh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.921	0,0%	-7,0%
Energia real	3.141	7,5%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	238,23	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,72	Dias	31
Taxa de Desempenho(TD)	82%		

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020).

Desvios entre a Energia Real e Esperada – Parte 2.

JAN-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.504	0,0%	-5,9%
Energia real	2.660	6,2%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	204,19	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	4,90	Dias	31
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
FEV-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.685	0,0%	-3,4%
Energia real	2.779	3,5%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	234,03	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,62	Dias	29
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
MAR-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.459	0,0%	-1,4%
Energia real	2.493	1,4%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	200,50	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	4,81	Dias	31
Taxa de Desempenho(TD)	82%		

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020).

Desvios entre a Energia Real e Esperada – Parte 3.

ABR-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.241	0,0%	8,7%
Energia real	2.061	-8,0%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	188,82	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	4,53	Dias	30
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
MAIO-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.097	0,0%	21,2%
Energia real	1.731	-17,5%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	171,02	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	4,10	Dias	31
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
JUN-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.550	0,0%	36,2%
Energia real	1.872	-26,6%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	214,84	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,16	Dias	30
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
JUL-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.554	0,0%	26,1%
Energia real	2.026	-20,7%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	208,31	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,00	Dias	31
Taxa de Desempenho(TD)	82%		
AGO-2020			
Energia(kWh)	Valor	Desvio em relação ao esperado	Desvio em relação ao real
Energia esperada	2.873	0,0%	13,0%
Energia real	2.543	-11,5%	0,0%
Variáveis	Valor	Variáveis	Valor
Média da irradiação(W/m ²)	234,32	Potência instalada(kWp)	20,1
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,62	Dias	31
Taxa de Desempenho(TD)	82%		

Fonte: Dados da pesquisa (dezembro/2020).

APÊNDICE U – PRODUÇÃO REAL, PRODUÇÃO ESPERADA E VARIÁVEIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Período: setembro/2019 até agosto/2020.

PRODUÇÃO REAL DO SISTEMA												
INVERSOR 1	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	1.394	1.602	1.511	1.608	1.362	1.426	1.273	1.073	974	1.117	1.176	1.357
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	122,33	140,57	132,62	141,08	119,54	125,17	111,69	94,18	85,44	98,04	103,13	119,00
Taxa de Desempenho (TD)	73,3%	77,3%	79,5%	79,6%	78,7%	76,8%	74,9%	69,3%	67,1%	63,4%	56,1%	68,3%
Fator de Capacidade(FC)	19,0%	21,1%	20,6%	21,2%	17,9%	20,1%	16,8%	14,6%	12,8%	15,2%	15,5%	17,9%
INVERSOR 2	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	1.333	1.540	1.440	1.533	1.298	1.352	1.220	987	757	754	851	1.188
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	153,30	177,07	165,54	176,21	149,20	155,43	140,29	113,54	87,07	86,77	97,78	136,50
Taxa de Desempenho (TD)	91,9%	97,4%	99,2%	99,4%	98,2%	95,4%	94,0%	83,5%	68,4%	56,1%	53,2%	78,3%
Fator de Capacidade(FC)	18,7%	20,9%	20,2%	20,8%	17,6%	19,6%	16,6%	13,8%	10,3%	10,6%	11,5%	16,1%
TOTAL	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	2.728	3.143	2.952	3.143	2.661	2.779	2.494	2.061	1.732	1.873	2.026	2.544
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	137,82	158,82	149,08	158,65	134,37	140,30	125,99	103,86	86,26	92,41	100,46	127,75
Taxa de Desempenho (TD)	82,6%	87,3%	89,4%	89,5%	88,4%	86,1%	84,5%	76,4%	67,8%	59,7%	54,7%	73,3%
Fator de Capacidade(FC)	18,8%	21,0%	20,4%	21,0%	17,8%	19,9%	16,7%	14,2%	11,6%	12,9%	13,5%	17,0%
PRODUÇÃO ESPERADA DO SISTEMA												
INVERSOR 1	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	1.396	1.521	1.395	1.482	1.271	1.362	1.248	1.137	1.064	1.294	1.537	1.458
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	136,85	149,10	136,78	145,34	124,57	133,57	122,32	111,48	104,34	126,84	150,73	142,95
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Fator de Capacidade(FC)	19,0%	20,0%	19,0%	19,5%	16,7%	19,2%	16,4%	15,5%	14,0%	17,6%	20,3%	19,2%
INVERSOR 2	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	1.355	1.476	1.354	1.439	1.233	1.322	1.211	1.104	1.033	1.256	1.492	1.415
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	136,85	149,10	136,78	145,34	124,57	133,57	122,32	111,48	104,34	126,84	150,73	142,95
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Fator de Capacidade(FC)	19,0%	20,0%	19,0%	19,5%	16,7%	19,2%	16,4%	15,5%	14,0%	17,6%	20,3%	19,2%
TOTAL	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Energia(kWh)	2.751	2.997	2.749	2.921	2.504	2.685	2.459	2.241	2.097	2.550	3.030	2.873
Produtividade (Yr)	136,85	149,10	136,78	145,34	124,57	133,57	122,32	111,48	104,34	126,84	150,73	142,95
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Fator de Capacidade(FC)	19,0%	20,0%	19,0%	19,5%	16,7%	19,2%	16,4%	15,5%	14,0%	17,6%	20,3%	19,2%
VARIÁVEIS												
	SET-19	OUT-19	NOV-19	DEZ-19	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20
Média da irradiação(W/m²)	231,80	244,40	231,68	238,23	204,19	234,03	200,50	188,82	171,02	214,84	247,06	234,32
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,56	5,87	5,56	5,72	4,90	5,62	4,81	4,53	4,10	5,16	5,93	5,62
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Potência instalada Inversor1(kWp)	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20
Potência instalada Inversor2(kWp)	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
Dias	30	31	30	31	31	29	31	30	31	30	31	31

Fonte: Dados da pesquisa

Período: Ano de 2020.

PRODUÇÃO REAL DO SISTEMA												
INVERSOR 1	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20	SET-20	OUT-20	NOV-20	DEZ-20
Energia(kWh)	1.345	1.450	1.254	1.079	979	1.121	1.173	1.353	1.487	1.534	1.277	1.566
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	118,11	127,31	110,05	94,50	85,87	98,40	102,92	118,73	130,50	134,54	112,20	137,33
Taxa de Desempenho (TD)	77,7%	78,2%	73,8%	69,5%	67,5%	63,6%	66,4%	68,1%	72,4%	77,3%	75,6%	78,9%
Fator de Capacidade(FC)	17,7%	20,4%	16,5%	14,7%	12,9%	15,3%	15,5%	17,8%	20,2%	20,2%	17,4%	20,6%
INVERSOR 2	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20	SET-20	OUT-20	NOV-20	DEZ-20
Energia(kWh)	1.281	1.375	1.201	998	768	757	845	1.178	1.423	1.461	1.140	1.452
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	147,25	158,05	137,95	114,60	88,35	87,01	97,03	135,47	163,50	168,02	130,80	166,78
Taxa de Desempenho (TD)	96,9%	97,0%	92,5%	84,3%	69,4%	56,2%	62,6%	77,7%	90,7%	96,5%	88,2%	95,8%
Fator de Capacidade(FC)	17,4%	20,0%	16,3%	14,0%	10,4%	10,6%	11,5%	16,0%	20,0%	19,8%	16,0%	19,7%
TOTAL	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20	SET-20	OUT-20	NOV-20	DEZ-20
Energia(kWh)	2.626	2.825	2.455	2.077	1.747	1.878	2.018	2.531	2.910	2.995	2.417	3.018
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	132,68	142,68	124	104,55	87,11	92,71	99,975	127,1	147,00	151,28	121,50	152,06
Taxa de Desempenho (TD)	87,3%	87,6%	83,1%	76,9%	68,5%	59,9%	64,5%	72,9%	81,6%	86,9%	81,9%	87,4%
Fator de Capacidade(FC)	17,6%	20,2%	16,4%	14,3%	11,7%	12,9%	13,5%	16,9%	20,1%	20,0%	16,7%	20,2%
PRODUÇÃO ESPERADA DO SISTEMA												
INVERSOR 1	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20	SET-20	OUT-20	NOV-20	DEZ-20
Energia(kWh)	1.271	1.362	1.248	1.137	1.064	1.294	1.296	1.458	1.507	1.456	1.176	1.357
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	124,57	133,57	122,32	111,48	104,34	126,84	127,09	142,95	147,78	142,75	115,26	133,00
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	77,7%	76,4%
Fator de Capacidade(FC)	16,7%	19,2%	16,4%	15,5%	14,0%	17,6%	17,1%	19,2%	20,5%	19,2%	16,0%	17,9%
INVERSOR 2	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20	SET-20	OUT-20	NOV-20	DEZ-20
Energia(kWh)	1.233	1.322	1.211	1.104	1.033	1.256	1.258	1.415	1.463	1.413	1.204	1.413
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	124,57	133,57	122,32	111,48	104,34	126,84	127,09	142,95	147,78	142,75	121,63	142,74
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Fator de Capacidade(FC)	16,7%	19,2%	16,4%	15,5%	14,0%	17,6%	17,1%	19,2%	20,5%	19,2%	16,9%	19,2%
TOTAL	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20	SET-20	OUT-20	NOV-20	DEZ-20
Energia(kWh)	2.504	2.685	2.459	2.241	2.097	2.550	2.554	2.873	2.970	2.869	2.380	2.770
Produtividade (Yr)	124,57	133,57	122,32	111,48	104,34	126,84	127,09	142,95	147,78	142,75	118,44	137,87
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	79,9%	79,2%
Fator de Capacidade(FC)	16,7%	19,2%	16,4%	15,5%	14,0%	17,6%	17,1%	19,2%	20,5%	19,2%	16,5%	18,5%
VARIÁVEIS												
	JAN-20	FEV-20	MAR-20	ABR-20	MAI-20	JUN-20	JUL-20	AGO-20	SET-20	OUT-20	NOV-20	DEZ-20
Média da irradiação(W/m²)	204,19	234,03	200,50	188,82	171,02	214,84	208,31	234,32	250,31	233,99	206,01	233,97
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	4,90	5,62	4,81	4,53	4,10	5,16	5,00	5,62	6,01	5,62	4,94	5,62
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Potência instalada Inversor1(kWp)	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20
Potência instalada Inversor2(kWp)	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
Dias	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Fonte: Dados da pesquisa.

Período: Ano de 2021.

PRODUÇÃO REAL DO SISTEMA												
INVERSOR 1	JAN-21	FEV-21	MAR-21	ABR-21	MAI-21	JUN-21	JUL-21	AGO-21	SET-21	OUT-21	NOV-21	DEZ-21
Energia(kWh)	1.470	1.373	1.690	1.147	1.211	1.030	1.042	1.370	1.418	1.481	1.208	1.171
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	128,96	120,40	148,18	100,50	106,33	90,30	91,45	120,28	124,56	129,89	105,90	102,61
Taxa de Desempenho (TD)	78,0%	76,1%	73,7%	69,1%	65,9%	62,2%	69,1%	66,9%	74,1%	75,1%	79,7%	76,5%
Fator de Capacidade(FC)	19,4%	20,0%	22,3%	15,6%	16,0%	14,0%	13,7%	18,1%	19,3%	19,5%	16,4%	15,4%
INVERSOR 2	JAN-21	FEV-21	MAR-21	ABR-21	MAI-21	JUN-21	JUL-21	AGO-21	SET-21	OUT-21	NOV-21	DEZ-21
Energia(kWh)	1.367	1.276	1.603	1.040	904	702	750	1.153	1.330	1.387	1.119	1.092
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	157,17	146,72	184,14	119,40	103,85	80,70	86,18	132,68	152,70	159,34	128,40	125,55
Taxa de Desempenho (TD)	95,0%	92,8%	91,6%	82,1%	64,3%	55,6%	65,1%	73,8%	90,9%	92,1%	96,6%	93,6%
Fator de Capacidade(FC)	18,6%	19,2%	21,8%	14,6%	12,3%	9,8%	10,2%	15,7%	18,7%	18,8%	15,7%	14,8%
TOTAL	JAN-21	FEV-21	MAR-21	ABR-21	MAI-21	JUN-21	JUL-21	AGO-21	SET-21	OUT-21	NOV-21	DEZ-21
Energia(kWh)	2.837	2.649	3.293	2.187	2.115	1.732	1.792	2.523	2.748	2.868	2.327	2.263
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	143,07	133,56	166,16	109,95	105,09	85,50	88,815	126,48	138,63	144,62	117,15	114,08
Taxa de Desempenho (TD)	86,5%	84,5%	82,7%	75,6%	65,1%	58,9%	67,1%	70,3%	82,5%	83,6%	88,1%	85,0%
Fator de Capacidade(FC)	19,0%	19,6%	22,0%	15,1%	14,1%	11,9%	12,0%	16,9%	19,0%	19,2%	16,1%	15,1%
PRODUÇÃO ESPERADA DO SISTEMA												
INVERSOR 1	JAN-21	FEV-21	MAR-21	ABR-21	MAI-21	JUN-21	JUL-21	AGO-21	SET-21	OUT-21	NOV-21	DEZ-21
Energia(kWh)	1.383	1.322	1.681	1.216	1.350	1.214	1.108	1.504	1.405	1.447	1.112	1.122
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	135,60	129,65	164,79	119,26	132,37	119,06	108,58	147,49	137,76	141,84	108,98	110,02
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Fator de Capacidade(FC)	18,2%	19,3%	22,1%	16,6%	17,8%	16,5%	14,6%	19,8%	19,1%	19,1%	15,1%	14,8%
INVERSOR 2	JAN-21	FEV-21	MAR-21	ABR-21	MAI-21	JUN-21	JUL-21	AGO-21	SET-21	OUT-21	NOV-21	DEZ-21
Energia(kWh)	1.342	1.284	1.631	1.181	1.310	1.179	1.075	1.460	1.364	1.404	851	1.188
Produtividade (Yr), (kWh/kWp)	135,60	129,65	164,79	119,26	132,37	119,06	108,58	147,49	137,76	141,84	85,92	119,95
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	64,7%	89,4%
Fator de Capacidade(FC)	18,2%	19,3%	22,1%	16,6%	17,8%	16,5%	14,6%	19,8%	19,1%	19,1%	11,9%	16,1%
TOTAL	JAN-21	FEV-21	MAR-21	ABR-21	MAI-21	JUN-21	JUL-21	AGO-21	SET-21	OUT-21	NOV-21	DEZ-21
Energia(kWh)	2.726	2.606	3.312	2.397	2.661	2.393	2.182	2.964	2.769	2.851	1.962	2.310
Produtividade (Yr)	135,60	129,65	164,79	119,26	132,37	119,06	108,58	147,49	137,76	141,84	97,45	114,98
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	73,3%	85,7%
Fator de Capacidade(FC)	18,2%	19,3%	22,1%	16,6%	17,8%	16,5%	14,6%	19,8%	19,1%	19,1%	13,5%	15,5%
VARIÁVEIS												
	JAN-21	FEV-21	MAR-21	ABR-21	MAI-21	JUN-21	JUL-21	AGO-21	SET-21	OUT-21	NOV-21	DEZ-21
Média da irradiação(W/m²)	222,27	235,29	270,12	202,00	216,97	201,66	177,98	241,75	233,34	232,50	184,59	180,33
Hora Sol Pleno Equivalente (h)	5,33	5,65	6,48	4,85	5,21	4,84	4,27	5,80	5,60	5,58	4,43	4,33
Taxa de Desempenho (TD)	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%	82,0%
Potência instalada Inversor1(kWp)	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20
Potência instalada Inversor2(kWp)	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Fonte: Dados da pesquisa

APÊNDICE V – TABELA DAS VARIÁVEIS.

Período: Setembro/2019 até Agosto/2020.

Mês	T _M (°C)	T _{M, Ref} (°C)	Y _{mp}	P _{FV} (kWp)	T _D	P _{condas} Mod	ΔP _{mp} (kW)	G _{sts} (W/m ²)	Irr (W/m ²)	P _{Esp} (kW)		P _{Prod.FV} (Wh)	P _{Real(kW)/} P _{Esp(kW)} (%)	
										Esperado	Real			
set/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	925	14,1	16,23	1.371,75	115,5%	
set/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	983	14,9	15,94	1.351,51	106,7%	
set/19	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	1.009	15,0	16,21	1.361,07	108,0%	
set/19	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	1.076	15,7	15,96	1.353,67	101,9%	
set/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	989	14,1	16,27	1.374,81	115,6%	
set/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.117	15,9	15,75	1.322,25	99,1%	
out/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	890	13,5	14,98	1.265,87	110,8%	
out/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	909	13,8	13,32	1.118,63	96,4%	
out/19	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	1.068	15,9	16,24	1.373,00	102,2%	
out/19	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	1.021	14,9	16,25	1.378,00	109,4%	
out/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.014	14,4	16,25	1.378,00	112,6%	
out/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.053	15,0	16,24	1.340,93	108,4%	
nov/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	703	10,7	12,95	1.098,06	121,2%	
nov/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	742	11,3	12,86	1.086,00	114,1%	
nov/19	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	882	13,1	15,35	1.301,64	117,0%	
nov/19	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	991	14,4	16,18	1.358,67	112,2%	
nov/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	957	13,6	16,09	1.360,01	118,1%	
nov/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	985	14,0	14,91	1.260,03	106,4%	
dez/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	599	9,1	10,94	925,18	120,2%	
dez/19	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	613	9,3	10,89	923,99	116,9%	
dez/19	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	852	12,7	15,31	1.285,44	120,8%	
dez/19	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	915	13,3	15,84	1.343,46	118,9%	
dez/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	850	12,1	14,87	1.260,30	122,9%	
dez/19	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	867	12,3	14,73	1.237,12	119,4%	
jan/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	851	12,9	15,25	1.293,01	117,9%	
jan/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	879	13,4	15,10	1.205,68	113,0%	
jan/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	1.026	15,3	16,01	1.353,62	104,9%	
jan/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	903	13,1	15,77	1.337,16	120,0%	
jan/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	939	13,4	16,13	1.354,34	120,7%	
jan/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.010	14,4	15,85	1.330,59	110,3%	
fev/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	638	9,7	11,40	958,06	117,6%	
fev/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	665	10,1	11,25	946,00	111,3%	
fev/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	657	9,8	11,37	963,54	116,3%	
fev/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	936	13,6	16,05	1.360,58	117,8%	
fev/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	983	14,0	16,22	1.376,11	115,9%	
fev/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.035	14,7	16,10	1.366,11	109,3%	
mar/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	788	12,0	13,97	1.185,07	116,7%	
mar/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	821	12,5	13,54	1.148,40	108,5%	
mar/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	995	14,8	16,00	1.356,72	108,1%	
mar/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	1.013,00	14,7	16,22	1.376,02	110,0%	
mar/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	992	14,1	16,25	1.374,94	115,1%	
mar/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.039	14,8	16,21	1.364,73	109,6%	
abr/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	911	13,8	13,75	1.154,44	99,3%	
abr/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	974	14,8	13,42	1.137,54	90,7%	
abr/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	1.073	16,0	15,83	1.329,14	99,2%	
abr/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	988	14,4	16,17	1.371,49	112,5%	
abr/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.052	15,0	16,25	1.377,96	108,5%	
abr/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.145	16,3	16,20	1.360,46	99,4%	
mai/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	780	11,9	11,96	1.011,23	100,9%	
mai/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	805	12,2	11,60	973,47	94,8%	
mai/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	1.041	15,5	14,44	1.224,32	93,3%	
mai/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	1.006	14,6	14,95	1.263,85	102,1%	
mai/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	981	14,0	14,74	1.246,33	105,6%	
mai/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	1.029	14,6	14,00	1.175,82	95,6%	
jun/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	770	11,7	11,06	928,30	94,5%	
jun/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	850	12,9	10,84	919,62	83,9%	
jun/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	998	14,8	13,92	1.180,52	93,8%	
jun/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	993	14,5	13,76	1.167,42	95,2%	
jun/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	931	13,3	13,24	1.111,43	99,9%	
jun/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	989	14,1	12,38	1.038,84	88,0%	
jul/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	918	14,0	12,83	1.084,62	92,0%	
jul/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	942	14,3	11,47	972,75	80,1%	
jul/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	1.111	16,5	15,32	1.286,15	92,7%	
jul/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	920	13,4	14,37	1.219,36	107,3%	
jul/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	883	12,6	13,18	1.106,94	104,9%	
jul/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	893	12,7	12,87	1.088,58	101,3%	
ago/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	973	14,8	16,21	1.374,51	109,6%	
ago/20	45	25	-0,0039	20,1	82,0%	7,8%	18,5	1.000	1.040	15,8	15,87	1.346,24	100,4%	
ago/20	50	25	-0,0039	20,1	82,0%	9,8%	18,1	1.000	998	14,8	16,21	1.370,40	109,2%	
ago/20	55	25	-0,0039	20,1	82,0%	11,7%	17,7	1.000	993	14,5	16,22	1.375,43	112,2%	
ago/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	830	11,8	13,66	1.147,30	115,6%	
ago/20	60	25	-0,0039	20,1	82,0%	13,7%	17,4	1.000	990	14,1	14,31	1.024,49	101,6%	
											Médias Globais		1.193,42	107,25%

Fonte: Dados da pesquisa.

APÊNDICE X – PRODUÇÃO ACADÊMICA

AUTORIA:

1. LUNA, M. A. R.; SANTOS, J. A. F. A.; CUNHA, F. B. F.; TORRES, E. A.. **Case Study of the Distributed Generation Photovoltaic System Installation connected to Electrical Grid in a Rest Home: Technical Economic Analysis of Coast and Benefit.** In: Científica Digital, Editora. (Org.). OPEN SCIENCE RESEARCH X. 1ed. São Paulo: Editora Científica Digital, v. X, p. 1557-1575, 2023: <https://doi.org/10.37885/230111874>
2. LUNA, M. A. R.; SANTOS, J. A. F. A.; CUNHA, F. B. F.; TORRES, E. A.. **Case Study of the Distributed Generation Photovoltaic System Installation connected to Electrical Grid in a Rest Home: Technical Economic Analysis of Coast and Benefit.** In: 16th SDEWES – Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2021, Dubrovnik. Book of Abstracts and online Proceedings of 16th SDEWES, 2021.
3. LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; MOUSINHO, M. C. A. M TORRES, E. A.. **Solar Photovoltaic distributed generation in Brazil: The Case of Resolution 482/2012.** Energy Procedia, Applied Energy Symposium and Forum Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid (REM2018), Rhodes, 2018: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036>
4. LUNA, M. A. R.; TORRES, E. A.. **Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica da Instalação de um Sistema Fotovoltaico conectado à Rede Elétrica em Salvador.** In: X CONEM – Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Salvador, 2018a.
5. LUNA, M. A. R.; TORRES, E. A.. **Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica da Instalação de um Sistema FV conectado à Rede Elétrica no Lar dos Idosos FLH.** In: XI CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Cuiabá, 2018b.

COAUTORIA:

1. SANTOS, J. A. F. A.; LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; MOUSINHO, M. C. A. M.; SILVA, M. S.; TORRES, E. A.. **Distributed Generation and Solar Photovoltaic Energy: The Case of Brazil.** In: Científica Digital, Editora. (Org.). OPEN SCIENCE RESEARCH X. 1ed. São Paulo: Editora Científica Digital, v. X, p. 1597-1616, 2023: <https://doi.org/10.37885/221211592>
2. SANTOS, J. A. F. A.; LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; MOUSINHO, M. C. A. M.; SILVA, M. S.; TORRES, E. A.. **Distributed Generation and Solar Photovoltaic Energy: The Case of Brazil.** In: 16th SDEWES – Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2021, Dubrovnik. Book of Abstracts and online Proceedings of 16th SDEWES, 2021.
3. SANTOS, J. A. F. A.; CUNHA, F. B. F.; LUNA, M. A. R.; MOUSINHO, M. C. A. M.; TORRES, E. A.. **Evolution, Opportunities and Risks of Distributed Generation in Brazil.** In: 14th SDEWES – Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2019, Dubrovnik. Book of Abstracts and online Proceedings of 14th SDEWES. Zagrebe, Croácia: SDEWES, 2019.
4. SANTOS, J. A. F. A.; LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; SILVA, M. S.; TORRES, E. A.. **Geração Distribuída no Brasil: Análise de sua Evolução e Aspectos Regulatórios.** In: ABAR 2017 – X Congresso Brasileiro de Regulação, 2017, Florianópolis-SC. Anais do ABAR 2017. Brasília: ABAR - Associação Brasileira de Agências de Regulação, 2017. v. Único. p. 1322-1336.
5. CUNHA, F. B. F.; SANTOS, J. A. F. A.; LUNA, M. A. R.; SILVA, M. S.; TORRES, E. A.. **Geração de Renda e Energia em Juazeiro/BA: Contribuições da Resolução ANEEL N° 4.385/2013 para Inserção da Energia Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** In: ABAR 2017 – X Congresso Brasileiro de Regulação, 2017, Florianópolis-SC. Anais do ABAR 2017. Brasília: ABAR - Associação Brasileira de Agências de Regulação, 2017. v. Único. p. 1362-1376.

ANEXO A – LEI Nº 14.300/2022: MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Diário Oficial da União

Publicado em: 07/01/2022 | Edição: 5 | Seção: 1 | Página: 4

Órgão: Atos do Poder Legislativo

LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022

Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

I - autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

II - autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

III - consórcio de consumidores de energia elétrica: reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

IV - Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): encargo setorial estabelecido pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

V - consumidor-gerador: titular de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora;

VII - empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento;

VIII - excedente de energia elétrica: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de titularidade de consumidor-gerador, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, em que o excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade geradora, a critério do consumidor-gerador titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

IX - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

X - geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XII - microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento;

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

Parágrafo único. Para todas as unidades referidas no **caput** do art. 26 desta Lei, o limite de potência instalada de que trata o inciso XIII do **caput** deste artigo é de 5 MW (cinco megawatts) até 31 de dezembro de 2045.

CAPÍTULO II

DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO E DE AUMENTO DE POTÊNCIA

Art. 2º As concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares.

§ 1º Os contratos firmados entre o consumidor e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica para fins de acesso ao sistema de microgeração ou minigeração distribuída devem ser celebrados com a pessoa física ou jurídica, consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, indicado como titular o da unidade consumidora na qual a microgeração ou minigeração distribuída será ou está instalada na ocasião da solicitação de acesso, garantida a possibilidade de transferência da titularidade antes ou depois da conexão da microgeração ou minigeração distribuída.

§ 2º Para realização de solicitações de acesso de uma unidade consumidora nova, com microgeração ou minigeração distribuída, as distribuidoras deverão efetuar concomitantemente a solicitação de conexão de uma nova unidade consumidora e a solicitação de parecer de acesso para microgeração ou minigeração distribuída conforme as disposições regulatórias.

§ 3º A Aneel deverá estabelecer um formulário-padrão para a solicitação de acesso para microgeração e minigeração distribuída, que deve ser protocolado na distribuidora, acompanhado dos documentos pertinentes, não cabendo a ela solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos formulários padronizados, e a distribuidora deverá disponibilizar ao acessante todas as informações necessárias para elaboração dos projetos que compõem a solicitação de acesso.

§ 4º Na hipótese de vício formal sanável ou de falta de documentos nos estudos de responsabilidade do acessante necessários à elaboração dos projetos que compõem o parecer de acesso, a distribuidora acessada notificará o acessante sobre todas as pendências verificadas que deverão ser sanadas e protocoladas na distribuidora acessada em até 30 (trinta) dias contados da data de recebimento da notificação formal da distribuidora para esse fim, facultado prazo distinto acordado entre as partes.

Art. 3º Os consumidores participantes de consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada, na forma prevista nesta Lei, poderão transferir a titularidade das contas de energia elétrica de suas unidades consumidoras participantes do SCEE para o consumidor-gerador que detém a titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída desses empreendimentos.

Art. 4º Os interessados em implantar projetos de minigeração distribuída devem apresentar garantia de fiel cumprimento, nos seguintes montantes, conforme regulamentação da Aneel:

I - 2,5% (dois e meio por cento) do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) e inferior a 1.000 kW (mil quilowatts); ou

II - 5% (cinco por cento) do investimento para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW (mil quilowatts).

§ 1º Ficam dispensadas da obrigação de que trata o **caput** deste artigo as centrais de microgeração ou minigeração distribuída enquadradas na modalidade de geração compartilhada por meio da formação de consórcio ou cooperativa e enquadradas na modalidade de múltiplas unidades consumidoras.

§ 2º Os projetos com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) que estejam com parecer de acesso válido na data de publicação desta Lei devem apresentar as garantias de fiel cumprimento na forma deste artigo em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 3º O disposto no § 2º deste artigo não se aplica caso seja celebrado contrato com a distribuidora em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 4º O não cumprimento das disposições constantes dos §§ 2º e 3º deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.

§ 5º Os valores referentes à execução da garantia de fiel cumprimento devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária.

§ 6º O interessado poderá desistir da solicitação a qualquer tempo, e a garantia de fiel cumprimento será executada caso a desistência ocorra após 90 (noventa) dias da data de emissão do parecer.

§ 7º A garantia de fiel cumprimento vigorará até 30 (trinta) dias após a conexão do empreendimento ao sistema de distribuição.

§ 8º Regulamentação da Aneel definirá as condições para execução da garantia de fiel cumprimento, bem como para restituição dos valores aos interessados, nas mesmas condições em que foi prestada.

Art. 5º Fica vedada a transferência do titular ou do controle societário do titular da unidade com microgeração ou minigeração distribuída indicado no parecer de acesso até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora, assegurada a destinação de créditos de energia às unidades consumidoras beneficiárias, a partir do primeiro ciclo de faturamento subsequente ao do pedido.

Parágrafo único. A não observância da vedação prevista no **caput** deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.

Art. 6º Fica vedada a comercialização de pareceres de acesso.

Art. 7º O prazo estabelecido para conclusão das melhorias e dos reforços de rede indicado no parecer de acesso poderá ser prorrogado, mediante comprovação de evolução do licenciamento ambiental ou das obras de implantação da usina a ser comunicada pelo acessante à distribuidora, o que implicará, por conseguinte, postergação do pagamento dos vencimentos dos contratos de uso do sistema de distribuição da concessionária.

CAPÍTULO III

DAS RESPONSABILIDADES FINANCEIRAS

Art. 8º Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou de alteração da conexão existente para instalação de microgeração ou minigeração distribuída, deve ser calculada a participação financeira da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como a eventual participação financeira do consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída será instalada, consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela Aneel.

§ 1º A responsabilidade de que trata o **caput** deste artigo abrange todos os custos referentes à ampliação de capacidade ou à reforma de subestações, de alimentadores e de linhas já existentes.

§ 2º O custo da obra deve considerar os critérios de mínimo dimensionamento técnico possível e de menor custo global para a conexão da central de microgeração e minigeração distribuída, observados as normas e os padrões de qualidade da prestação do serviço e de investimento prudente definidos pela Aneel.

§ 3º Se houver opção pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica ou pelo consumidor interessado na conexão da microgeração ou minigeração distribuída em realizar obras com dimensões maiores do que as estabelecidas no parecer de acesso, os custos adicionais deverão ser arcados integralmente pelo optante e ser discriminados e justificados perante a outra parte.

§ 4º A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição da microgeração distribuída.

§ 5º Os custos de adequação do sistema de medição para conexão da minigeração distribuída são de responsabilidade do interessado.

§ 6º Os custos de eventuais melhorias ou de reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída serão integralmente arcados pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, não havendo participação financeira do consumidor.

§ 7º O consumidor-gerador interessado na conexão de central de microgeração ou minigeração distribuída pode optar por tensão diferente da informada pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, conforme as tensões definidas em regulamento específico, desde que haja viabilidade técnica do subsistema elétrico, e são de sua responsabilidade os investimentos adicionais necessários a esse atendimento.

CAPÍTULO IV

DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 9º Podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras:

I - com microgeração ou minigeração distribuída com geração local ou remota;

II - integrantes de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;

III - com geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada;

IV - caracterizados como autoconsumo remoto.

Parágrafo único. Não poderão aderir ao SCEE os consumidores livres que tenham exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, ou consumidores especiais que tenham adquirido energia na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Art. 10. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica não pode incluir consumidores no SCEE quando for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o

consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em real por unidade de energia elétrica.

Art. 11. É vedado novo enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, de concessão, de permissão ou de autorização no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou tenham entrado em operação comercial para geração de energia elétrica no ACL ou no ACR ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, no ACR, e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deve identificar esses casos perante a Aneel.

§ 1º Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel.

§ 2º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída.

§ 3º (VETADO).

Art. 12. A cada ciclo de faturamento, para cada posto tarifário, a concessionária de distribuição de energia elétrica, conforme o caso, deve apurar o montante de energia elétrica ativa consumido e o montante de energia elétrica ativa injetado na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em sua respectiva área de concessão.

§ 1º O excedente de energia elétrica de um posto tarifário deve ser inicialmente alocado no mesmo posto tarifário e sequencialmente para outros postos tarifários da mesma unidade consumidora que gerou a energia elétrica e, posteriormente, para uma ou mais das opções a seguir:

I - mesma unidade consumidora que injetou a energia elétrica, para ser utilizado em ciclos de faturamento subsequentes, transformando-se em créditos de energia elétrica;

II - outras unidades consumidoras do mesmo consumidor-gerador, inclusive matriz e filiais, atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica;

III - outras unidades consumidoras localizadas no empreendimento com múltiplas unidades consumidoras que injetou a energia elétrica; ou

IV - unidades consumidoras de titular integrante de geração compartilhada atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

§ 2º No caso de excedente de energia a que se refere o § 1º deste artigo, quando a unidade consumidora estiver em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso.

§ 3º Sempre que o excedente ou o crédito de energia elétrica forem utilizados em unidade consumidora do Grupo A, em postos tarifários distintos do que foi gerado, deve-se observar a relação entre as componentes tarifárias que recuperem os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor e respectivos encargos do posto em que a energia elétrica foi gerada e a do posto em que foi alocada, aplicável à unidade consumidora que os recebeu.

§ 4º O consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída pode solicitar alteração dos percentuais ou da ordem de utilização dos excedentes de energia elétrica ou realocar os excedentes para outra unidade consumidora do mesmo titular, de que trata o § 1º deste artigo, perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, e esta terá até 30 (trinta) dias para operacionalizar o procedimento.

Art. 13. Os créditos de energia elétrica expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento em que foram gerados e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor participante do SCEE faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

§ 1º Os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações em razão da variação nos valores das tarifas de energia elétrica.

§ 2º Para abatimento do consumo, devem ser utilizados sempre os créditos mais antigos da unidade consumidora participante do SCEE.

§ 3º Os créditos de energia elétrica existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor participante do SCEE perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica serão mantidos em nome do titular pelo prazo estabelecido no caput deste artigo, exceto se houver outra unidade consumidora sob mesma titularidade de pessoa física ou jurídica, inclusive matriz e filiais, consórcio, cooperativa ou condomínio voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, atendida pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, e poderão ser, nesse caso, realocados para a respectiva unidade consumidora remanescente.

§ 4º A não solicitação de alocação dos créditos do consumidor-gerador para determinada unidade em até 30 (trinta) dias após o encerramento da relação contratual implicará a realocação automática pela concessionária para a unidade de maior consumo e assim sucessivamente, até a compensação integral dos créditos remanescentes.

§ 5º Para os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada, caso exista saldo de créditos acumulado na unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, o consumidor-gerador titular da unidade consumidora pode solicitar, com antecedência de 30 (trinta) dias prévios ao fim da relação contratual, a distribuição do saldo existente para outras unidades consumidoras de consumidores que façam parte dos referidos empreendimentos.

Art. 14. O consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia elétrica na forma deste artigo e estabelecer o percentual que será alocado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento, a seu critério.

Parágrafo único. Nos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, os excedentes de energia somente podem ser alocados para as unidades consumidoras que fazem parte do referido empreendimento atendidos pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

Art. 15. Os excedentes de energia provenientes de geração distribuída em unidades geradoras atendidas por permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica onde a permissionária de distribuição de energia elétrica se encontra localizada, atendidas as normas estabelecidas pela Aneel.

Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade

consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente.

§ 1º Para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no **caput** do art. 26 desta Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente.

§ 2º O valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W (mil e duzentos watts) deve ter uma redução de até 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o **caput** deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o **caput** deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei.

Art. 18. Fica assegurado o livre acesso ao sistema de distribuição para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mediante o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. No estabelecimento do custo de transporte, deve-se aplicar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia.

Art. 19. As bandeiras tarifárias incidem somente sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado e não se aplicam sobre a energia excedente que foi compensada conforme estabelecido no art. 12 desta Lei.

Art. 20. As instalações de iluminação pública poderão participar do SCEE, caso em que a rede pública de iluminação do Município será considerada uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, desde que atendidos os requisitos regulamentares da Aneel.

CAPÍTULO V

DAS CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

Art. 21. Para todos os efeitos regulatórios, será considerada exposição contratual involuntária, entre outras hipóteses previstas em regulamento ou disciplinadas pela Aneel, a sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de microgeração e minigeração distribuídas.

Art. 22. A partir de 12 (doze) meses após a publicação desta Lei, a CDE custeará as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE nas distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh (setecentos gigawatts-hora) por ano.

Parágrafo único. Os custos de que trata o **caput** deste artigo serão suportados somente pelas unidades consumidoras que compram energia em condições reguladas.

Art. 23. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da Aneel.

Parágrafo único. A Aneel regulamentará o disposto no **caput** deste artigo quanto à contratação de serviços ancilares a ser realizada por meio de chamada pública, com vistas à melhoria da eficiência e da capacidade, à postergação de investimentos por parte da concessionária em suas redes de distribuição, bem como a ações que propiciem a redução do acionamento termelétrico nos sistemas isolados com o objetivo de reduzir o uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Art. 24. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deverá promover chamadas públicas para credenciamento de interessados em comercializar os excedentes de geração de energia oriundos de projetos de microgeradores e minigeradores distribuídos, nas suas áreas de concessão, para posterior compra desses excedentes de energia, na forma de regulamentação da Aneel.

CAPÍTULO VI

DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

Art. 25. A CDE, de acordo com o disposto nos incisos VI e VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, na forma do art. 27 desta Lei, e o efeito decorrente do referido custeio pela CDE será aplicável somente às unidades consumidoras do ambiente regulado.

Parágrafo único. As componentes tarifárias serão custeadas na forma do **caput** deste artigo, a partir de 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei, e serão parcialmente custeadas na forma das disposições transitórias desta Lei.

Art 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:

I - existentes na data de publicação desta Lei; ou

II - que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

§ 1º O faturamento das unidades referidas neste artigo deve observar as seguintes regras:

I - todas as componentes tarifárias definidas nas disposições regulamentares incidem apenas sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia elétrica injetada no referido mês com o eventual crédito de energia elétrica acumulado em ciclos de faturamento anteriores, observado o art. 16 desta Lei;

II - o faturamento da demanda, para as unidades consumidoras com minigeração distribuída pertencentes e faturadas no Grupo A, deve:

a) ser realizado conforme as regras aplicáveis às unidades consumidoras do mesmo nível de tensão até a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei; e

b) considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia, na forma do art. 18 desta Lei, após a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei.

§ 2º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis quando, 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei, ocorrer:

I - encerramento da relação contratual entre consumidor participante do SCEE e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, exceto no caso de troca de titularidade, hipótese na qual o direito previsto no caput deste artigo continuará a ser aplicado em relação ao novo titular da unidade consumidora participante do SCEE;

II - comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor; ou

III - na parcela de aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída cujo protocolo da solicitação de aumento ocorra após 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei.

§ 3º Os empreendimentos referidos no inciso II **docaput** deste artigo, além das disposições dos arts. 4º, 5º e 6º desta Lei, devem observar os seguintes prazos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de emissão do parecer de acesso:

I - 120 (cento e vinte) dias para microgeradores distribuídos, independentemente da fonte;

II - 12 (doze) meses para minigeradores de fonte solar; ou

III - 30 (trinta) meses para minigeradores das demais fontes.

§ 4º A contagem dos prazos estabelecidos no § 3º deste artigo fica suspensa enquanto houver pendências de responsabilidade da distribuidora ou caso fortuito ou de força maior.

§ 5º Compete à distribuidora acessada implementar e verificar o cumprimento das disposições deste artigo.

§ 6º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis em caso de não cumprimento dos prazos previstos no § 3º deste artigo pelo consumidor-gerador.

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;

II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;

III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;

IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;

V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;

VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;

VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

§ 1º Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW (quinhentos quilowatts) em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:

I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;

II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e

IV - da regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

§ 2º Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031.

CAPÍTULO VII

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 28. A microgeração e a minigeração distribuídas caracterizam-se como produção de energia elétrica para consumo próprio.

Parágrafo único. (VETADO).

Art. 29. Para a outorga de autorização de usinas fotovoltaicas pela Aneel destinadas ao ACL ou à autoprodução de energia elétrica, deverá ser apresentado estudo simplificado que contenha os dados de pelo menos 1 (um) ano de medição realizada por meio de medição satelital ou estação solarimétrica instalada no local do empreendimento, juntamente com o sumário de certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base na série de dados apresentada.

Art. 30. A Aneel e as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, a fim de cumprir as disposições desta Lei, deverão adequar seus regulamentos, suas normas, seus procedimentos e seus processos em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei.

Art. 31. Qualquer alteração de norma ou de procedimento das distribuidoras relacionada à microgeração ou minigeração distribuída ou às unidades consumidoras participantes do SCEE deverá ser publicada com prazo mínimo de 90 (noventa) dias para sua entrada em vigor.

Art. 32. A Aneel promoverá a divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos das centrais de microgeração e minigeração distribuída de forma a manter a transparência das informações à sociedade.

Art. 33. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 2º

§ 5º

IV - geração distribuída." (NR)

"Art. 2º-D Os montantes de energia elétrica de excedentes das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, em função da variação de mercado provocada pela geração distribuída, serão considerados exposição contratual involuntária."

Art. 34. O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar acrescido do seguinte § 1º-J:

"Art. 26.

§ 1º-J As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo também são aplicáveis aos microgeradores e minigeradores distribuídos....." (NR)

Art. 35. Para fins desta Lei, os projetos de microgeração e minigeração distribuídas serão considerados sistemas de geração de energia renovável elegíveis para enquadramento no inciso VI do caputê no § 3º do art. 1º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Parágrafo único. A Aneel deve garantir que as contratações de que trata o inciso IV do § 5º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, sejam feitas por processos de concorrência por meio de chamadas públicas.

Art. 36. Fica instituído o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.

§ 1º Os recursos financeiros do PERS serão oriundos do Programa de Eficiência Energética (PEE), de fontes de recursos complementares, ou ainda de parcela de Outras Receitas das atividades exercidas pelas distribuidoras convertida para a modicidade tarifária nos processos de revisão tarifária.

§ 2º A distribuidora de energia elétrica deverá apresentar plano de trabalho ao Ministério de Minas e Energia que contenha, no mínimo, o investimento plurianual, as metas de instalações dos sistemas, as justificativas para classificação do rol de beneficiados, bem como a redução do volume anual do subsídio da Tarifa Social de Energia Elétrica dos consumidores participantes do PERS.

§ 3º A distribuidora de energia elétrica promoverá chamadas públicas para credenciamento de empresas especializadas e, posteriormente, chamadas concorrenciais para contratação de serviços com o objetivo de implementar as instalações dos sistemas fotovoltaicos, locais ou remotos, ou de outras fontes renováveis.

§ 4º O consumidor participante do PERS será faturado pela distribuidora de energia elétrica com base na regra do art. 17 desta Lei, e os volumes de energia excedentes oriundos da geração nas unidades atendidas pelo PERS poderão ser adquiridos pela distribuidora, conforme regulação da Aneel.

§ 5º Caberá à Aneel adaptar as normas pertinentes, no que couber, para viabilizar a formação dos recursos estabelecidos no § 1º deste artigo e demais medidas para a operacionalização dos procedimentos estabelecidos, e realizar o acompanhamento físico e contábil do PERS.

§ 6º As contratações a que se refere o § 3º deste artigo deverão ser feitas por processos de concorrência por meio de chamadas públicas, na forma da regulamentação da Aneel.

Art. 37. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 6 de janeiro de 2022; 201º da Independência e 134º da República.

JAIR MESSIAS BOLSONARO

Marcelo Pacheco dos Guarany

Bento Albuquerque

Este conteúdo não substitui o publicado na versão certificada.

ANEXO B – RELATÓRIO FOTOVOLTAICO PRODUZIDO PELO APLICATIVO DA PREFEITURA MUNICIPAL DE SALVADOR/BA

O aplicativo Solar da Prefeitura de Salvador/BA é interessante e útil para a realização de uma avaliação preliminar do potencial FV dos telhados da cidade:



Fonte: Prefeitura Municipal de Salvador (2022): <https://geo.salvador.ba.gov.br/solar/>.