

Análise da viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos no setor residencial, no Brasil e em Portugal

Gabriel Augusto Alves Marques

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores no âmbito da Dupla Diplomação com o Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ)

Orientado por:

Prof. Dr. Orientador: Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares

Prof. Dr. Orientador: Thiago Americano do Brasil

Bragança

Mai 2024

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, amigos e a todos os professores que participaram da minha caminhada acadêmica, pois sem eles não estaria concluindo esse ciclo e dando um novo passo na minha vida profissional.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus pais pelo apoio, conhecimento e oportunidades para que eu pudesse realizar esta dissertação, e esforços para me dar sempre o melhor, tornando possível que eu chegasse até aqui. Além de mim, o sucesso desta dissertação depende em grande parte do incentivo e orientação de muitos outros. Aproveito para expressar minha gratidão às pessoas que foram fundamentais para o sucesso do final deste trabalho.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Orlando Soares e Prof. Dr. Thiago Americado do Brasil, pelas orientações, discussões e sugestões para que eu pudesse desenvolver este trabalho. Além da Prof. Dra. Aline Gesualdi, que sempre está disponível para me ajudar, sendo um porto seguro acadêmico e pessoal.

Aos meus amigos da época do colégio que são uma família para mim, sempre me ajudando de diversas formas, por sempre me darem força, conselhos e me motivarem. Aos amigos que fiz na faculdade, sendo importantes para o meu desenvolvimento acadêmico e ao mesmo tempo proporcionando boas risadas e momentos de descontração no bloco L. Todos, mesmo de longe, sempre se fazem presente, ou seja, independente de onde eu esteja, nunca estou sozinho.

Indispensável falar sobre Bragança. A cidade que me proporciona as mais diversas emoções. Tudo sempre muito intenso, proporcionando um crescimento pessoal gigantesco. Agradecer a todos os amigos que fiz aqui, todas as experiências, vivências, de pessoas que me acolheram desde o primeiro dia. Amigos que hoje chamo de família, que fizeram tudo ser mais leve. As viagens, festas, caminhadas, proporcionaram conexões fortes, e hoje tenho amigos pelo mundo todo, sinto que em qualquer lugar, eu estou em casa.

Alguns nomes são indispensáveis, sendo fundamentais para elaboração deste trabalho. Infelizmente nem todos estarão presentes neste agradecimento, mas sempre presentes comigo, o que verdadeiramente importa. Sendo assim, agradecer ao Tairone, a Deborah, a Larissa Torres, a Ana Flávia, a Larissa Navas, a Laura, a Lara, a Carol, a Gionava, a Duda, ao Felipe, ao Lucas, ao Gustavo, a Maria, ao Marcos, ao Mathias, a minha fã Julia, a Milena, a Laís, ao Luiz, a Leticya, a Taiana e a Jacqueline. Os detalhes fazem muita diferença.

RESUMO

A crescente na busca por energia renováveis está relacionada, principalmente, ao aumento dos custos de vida, especialmente em Portugal, associado a tentativa de desvincular-se de fontes de energia fósseis. As microgerações solares fotovoltaicas, voltadas para autoconsumo, são uma solução emergente para os consumidores que buscam alívio e retorno financeiro. Tais sistemas são capazes de suprir as demandas elétricas residenciais, além da injeção do excedente na rede elétrica. Contudo, o sistema de compensação energética varia conforme as legislações vigentes de cada país. Atualmente, no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por força de lei e resoluções normativas (Lei 14.300 e a Resolução Normativa 1059, respectivamente) impuseram o marco legal da geração distribuída. Portugal, por sua vez, apresenta suas próprias regras e regulamentações no que tange o processo de compensação energética para a geração distribuída. Além disso, muitos consumidores são adeptos do mercado livre de energia, ao contrário do Brasil, onde a maior parte do fornecimento é ainda realizado através do mercado cativo, onde o preço do kWh tende a ser menos competitivo. A abordagem tem como proposta não apenas avaliar as legislações vigentes em cada país, como evidenciar em qual cenário esta fonte de energia renovável é mais viável. Além disto, este trabalho busca destacar as diferenças económicas e o retorno financeiro ao longo dos anos. Portanto, este trabalho tem como objetivo geral realizar uma análise no que concerne a viabilidade económica de sistemas solares fotovoltaicos no setor residencial entre Brasil e Portugal, levando-se em consideração os aspectos referentes aos respectivos sistemas de compensação energética, às condições solarimétricas de cada local e dos seus fatores de utilização médios. A metodologia deste trabalho é composta por seis etapas: análise das legislações vigentes, dimensionamento de duas instalações equivalentes, viabilidade económica dos sistemas, projeção no software PV*SOL, análise dos dados gerados pelo software e, por fim, a análise de qual país é mais vantajoso. Conclui-se assim que, com relação ao investimento inicial, Portugal apresenta-se como mais vantajoso, contudo, devido a diferença das legislações e preços de venda do excedente, o balanço financeiro é superior no Brasil.

Palavras-chave: Microgeração fotovoltaica; Autoconsumo; Viabilidade financeira;

ABSTRACT

The growing demand for renewable energy is mainly related to the increasing cost of living, especially in Portugal, and the attempt to break away from fossil fuel sources. Photovoltaic solar microgeneration systems, aimed at self-consumption, are an emerging solution for consumers seeking financial relief and returns. These systems are capable of meeting residential electrical demands, in addition to injecting excess power into the grid. However, the energy compensation system varies according to the prevailing legislation in each country. Currently, in Brazil, the National Electric Energy Agency (ANEEL), by law and regulatory resolutions (Law 14.300 and Normative Resolution 1059, respectively), has imposed the legal framework for distributed generation. Portugal, in turn, has its own rules and regulations regarding the energy compensation process for distributed generation. Additionally, many consumers in Portugal participate in the free energy market, unlike Brazil, where most supply is still through the captive market, where the price per kWh tends to be less competitive. The approach aims not only to evaluate the current legislation in each country but also to highlight in which scenario this renewable energy source is more viable. Furthermore, this work seeks to highlight the economic differences and financial returns over the years. Therefore, the general objective of this work is to conduct an analysis regarding the economic feasibility of residential photovoltaic solar systems in Brazil and Portugal, considering the aspects related to the respective energy compensation systems, the solar metric conditions of each location, and their average utilization factors. The methodology of this work consists of six stages: analysis of current legislation, design of two equivalent installations, economic feasibility of the systems, projection using PV*SOL software, analysis of the data generated by the software, and finally, the analysis of which country is more advantageous. It concludes that, regarding the initial investment, Portugal is more advantageous; however, due to differences in legislation and surplus sale prices, the financial balance is superior in Brazil.

Keywords: Photovoltaic microgeneration; Self-consumption; Financial viability;

Índice

1. Introdução	1
1.1. Objetivo	2
1.2. Organização do trabalho.....	2
2. Contextualização	4
2.1. Cenário de microgeração fotovoltaica no Brasil	4
2.2. Contexto histórico das Resoluções Normativas 482 e 1.059	5
2.3. Cenário de microgeração fotovoltaica em Portugal	7
2.4. Legislação portuguesa do SEN.....	10
3. Fundamentos teóricos	12
3.1. Energia solar fotovoltaica.....	12
3.2. Radiação e irradiação solar.....	12
3.2.1. Ângulos relevantes.....	15
3.3. Tipos de tecnologias de células fotovoltaicas	19
3.3.1. Silício Cristalino	19
3.3.2. Filmes finos	21
3.4. Módulos Fotovoltaicos	21
3.5. Inversores conectados à rede.....	25
3.5.1. MPPT (Rastreamento do ponto de máxima potência).....	26
3.5.2. Tipos de inversores	27
3.5.3. Inversor string x microinversor	27
3.6. Zero Grid ou Grid-Zero.....	29
3.7. Fator de utilização	30
4. Metodologia	32
4.1. Parâmetros técnicos	33
4.1.1. Irradiação	33
4.1.2. Orientação dos módulos	38
4.1.3. Módulos fotovoltaicos	38
4.1.4. Inversores.....	39
4.1.5. Dimensionamento	41
4.2. Viabilidade econômica	42
4.3. Simulação no software PV*SOL.....	45
	VI

4.3.1. Dados iniciais.....	45
4.3.2. Projeção 3D	46
4.3.3. Tarifas e taxas	47
5. Resultados e análise	49
6. Conclusão.....	60
6.1 Trabalhos futuros.....	61
Referências.....	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Crescimento da geração fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2023	5
Figura 2 - Potência gerada diária em Portugal entre 2019 e 2022, em MW	8
Figura 3 - Meta estipulada para alteração da matriz energética de Portugal em 2030	9
Figura 4 - Percurso da luz solar até o solo	13
Figura 5 - Radiação Solar média por regiões no Brasil	14
Figura 6 - Orientação do módulo no hemisfério Sul.....	15
Figura 7 - Norte Magnético e Geográfico da Terra	16
Figura 8 - Variação posição do sol ao longo do dia no hemisfério Sul	16
Figura 9 - Ângulo de inclinação dos módulos solares fotovoltaicos no verão do hemisfério sul	18
Figura 10 - Silício purificado (esquerda), silício fatiado (em cima) e célula monocristalina (embaixo)	20
Figura 11 - Arranjo de células solares em série	22
Figura 12 - Curvas características dos módulos.....	22
Figura 13 - Efeito causado pela variação da irradiação	23
Figura 14 - Efeito causado pela variação da temperatura na célula.....	24
Figura 15 - Módulo solar com diodo Bypass	24
Figura 16 - Curva I-V de um conjunto de módulos ligado em série; curva I-V para 1 - String de módulos sem diodo de by-pass, 2 -String de módulo com sombreamento, 3 -String de módulos sem sombreamento.....	25
Figura 17 - Sistema com microinversores.....	28
Figura 18 - Sistema com inversor string	28
Figura 19 - Etapas da metodologia	32
Figura 20 - Irradiação solar no município de Teresópolis, local da instalação do projeto	34
Figura 21 - Irradiação solar no município de Bragança, local de comparação	35
Figura 22 - Potência média mensal no município de Teresópolis	35
Figura 23 - Potência média mensal no município de Bragança.....	35
Figura 24 - Elevação solar anual no município de Teresópolis	37
Figura 25 - Elevação solar anual no município de Bragança.....	37
Figura 26 - Consumo no período de 1 ano.....	46
Figura 27 - Orientação dos módulos a sul geográfico com inclinação de 35° em relação ao solo,	46

Figura 28 - Orientação dos módulos a norte geográfico com inclinação de 23° em relação ao solo,	47
Figura 29 - Balanço energético em Bragança	49
Figura 30 - Balanço energético em Teresópolis.....	50
Figura 31 - Balanço financeiro acumulado Bragança	51
Figura 32 - Balanço financeiro acumulado Teresópolis	51
Figura 33 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2025	53
Figura 34 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2026	53
Figura 35 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2028	53
Figura 36 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2030	54
Figura 37 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2035	54
Figura 38 - Fator de utilização em Bragança	55
Figura 39 - Fator de utilização em Teresópolis.....	56
Figura 40 - Utilização da energia fotovoltaica em Bragança.....	57
Figura 41 - Utilização da energia fotovoltaica em Teresópolis	57
Figura 42 - Cobertura do consumo em Bragança	58
Figura 43 - Cobertura do consumo em Teresópolis.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo referente ao ano de 2021/2022	33
Tabela 2 – Dados da irradiação dos locais	36
Tabela 3 - Características dos módulos utilizados	39
Tabela 4 - Características dos inversores	40
Tabela 5 - Tarifas de compra e venda do kWh	44
Tabela 6 - Inflação dos países de estudo.....	48
Tabela 7 - Taxação progressiva da ENEL até 2050	48

LISTA DE ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BT - Baixa Tensão

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

ENEL - Entidade Nacional de Eletricidade

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GD - Geração Distribuída

GHI - Global Horizontal Irradiance

IMP - Corrente de Máxima Potência

ISC - Corrente de Curto-Circuito

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

MPP - Maximum Power Point

MPPT - Maximum Power Point Tracking

PNEC - 2030 Plano Nacional de Energia e Clima (2021 - 2030)

REN - Resolução Normativa

SEN - Sistema Elétrico Nacional

UPAC - Unidades de Produção para Autoconsumo

VOC - Tensão de Circuito Aberto

1. Introdução

A crescente procura por formas de suprir as demandas energéticas populacionais, associado às iniciativas mundiais contra os efeitos do aquecimento global (PNEC 2030 / acordo de Paris), proporciona o crescimento da utilização de fontes de energia renováveis. Dentre as inúmeras alternativas de fontes renováveis, há a solar fotovoltaica.

Uma das formas de melhor aproveitar essa fonte energética é a partir da instalação de usinas fotovoltaicas, compostas por módulos fotovoltaicos, seja em residências, comércio, indústrias ou parques fotovoltaicos. Sendo assim, a microgeração solar fotovoltaica torna-se uma alternativa para mitigar as perdas financeiras advindas de consecutivos reajustes na tarifa de energia, seja por reflexos do aquecimento global ou por questões geopolíticas. Contudo, a viabilidade da instalação é um fator preponderante, principalmente ao tratar-se do aspecto financeiro a nível residencial.

De forma a mitigar problemas no que tange o excesso de penetração solar fotovoltaica na rede elétrica, as leis que regem a compensação de energia elétrica estão em processo contínuo de ajuste pelos órgãos reguladores brasileiros. Desta modo, espera-se que o estímulo da modalidade da geração distribuída se mantenha, com prejuízo mínimo possível da qualidade da energia requerida pelos procedimentos de rede de distribuição locais.

No cenário brasileiro, o paradigma da geração fotovoltaica alterou-se por consequência da nova legislação, a Lei 14.300 [1], quando comparado ao que era realizado através da REN 482 [2]. Já no cenário português alterou-se recentemente a legislação, passando a haver o sistema de compensação para os excedentes injetados na rede. Contudo, no cenário português, as regras de compensação são bastante distintas das usufruídas no Brasil. O Decreto-Lei n.º 15/2022 [3], que rege a geração distribuída, privilegia o autoconsumo local, já que a compensação pelo excedente injetado tem tarifa extremamente baixa. Diante desta perspectiva, é interessante avaliar a viabilidade financeira de projetos de microgeração tanto no Brasil quanto em Portugal e compará-las.

Desta forma, diante deste cenário de tarifação progressiva da geração distribuída no Brasil, é importante estabelecer uma comparação no que tange a viabilidade financeira entre os dois países, até para analisar, mesmo com a tarifação, se o modelo ainda não é mais rentável que em outros países europeus, por exemplo. Sendo assim, o presente trabalho realiza uma análise comparativa da viabilidade financeira de projetos de microgeração solar fotovoltaica entre Brasil e Portugal, levando-se em consideração os aspectos referentes aos respectivos sistemas de compensação energética residencial, às condições solarimétricas de cada local e dos seus fatores de utilização médios.

1.1. Objetivo

Considerando o contexto introduzido neste trabalho até o momento, tem-se que o estudo tem como finalidade realizar uma análise comparativa no que concerne a viabilidade financeira de projetos de microgeração solar fotovoltaica entre Brasil e Portugal, levando-se em consideração os aspectos referentes aos respectivos sistemas de compensação energética residenciais, às condições solarimétricas de cada local e dos seus fatores de utilização médios. Além disso, outros objetivos subjacentes estão listados abaixo:

- Evidenciar as vantagens da microgeração solar fotovoltaica residencial;
- Comparação entre as legislações atuais nos dois países;
- Dimensionar duas microgerações residenciais equivalentes para cada local;
- Estimar a recompensa financeira a partir de parâmetros, tais como Taxa Interna de Retorno e Tempo de Retorno do Investimento, considerando as premissas locais, tais como custo de vida médio do cidadão de cada país, custo de equipamentos, índices de inflação e poder de compra da moeda.

1.2. Organização do trabalho

Visando atender o objetivo deste trabalho, este documento foi dividido em 6 capítulos. No Capítulo 1 realizou-se uma breve introdução do tema e o objetivo do trabalho. O Capítulo 2 aborda o cenário de microgeração e o enquadramento legal e normativo vigente nos respectivos países de estudo.

No Capítulo 3 são desenvolvidos os assuntos para a fundamentação teórica do trabalho, familiarizando o leitor com o tema. Alguns conceitos básicos foram abordados para melhor compreensão, como os ângulos envolvidos e necessários para potencializar a captação de radiação solar. Adicionalmente, aborda-se o funcionamento dos módulos fotovoltaicos e micro-inversores, equipamentos utilizados para captação e conversão de energia solar em elétrica.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia do projeto, explicitando quais foram os meios utilizados para a obtenção dos resultados obtidos. Já o Capítulo 5, discute os resultados obtidos, comparando-os respectivos projetos e analisando a viabilidade de ambas as gerações simuladas no software PV*SOL. O Capítulo 6 apresenta as conclusões e discussões finais do trabalho.

2. Contextualização

2.1. Cenário de microgeração fotovoltaica no Brasil

O Brasil é um país com ampla diversificação na matriz energética. Por sua localização privilegiada e seu vasto território, torna-se extremamente atrativo o aproveitamento de fontes renováveis, tal como solar fotovoltaica e eólica. Desta forma, atualmente, a fonte de energia solar fotovoltaica (somando-se geração centralizada e distribuída) figura-se como a segunda maior fonte de energia do país [4].

Acredita-se que o atual abrupto crescimento da geração renovável, principalmente na forma de microgeração distribuída fotovoltaica no país, esteja associada majoritariamente a questões econômicas, decorrentes do aumento das tarifas de energia, tendo como prováveis causas tanto a crise hídrica, ocorrida em 2021 no país, quanto o efeito causado pela pandemia do COVID-19 [5].

Outro fator preponderante para esse crescimento, especialmente no ano de 2022, está atrelado ao marco legal da geração distribuída (Lei 14.300), o qual foi instituído em janeiro de 2022, entrando em vigor a partir de janeiro de 2023. Ou seja, todos os projetos de geração distribuída homologados e/ou já operando, cuja solicitação de acesso ocorreram até ao dia 7 de janeiro de 2023, tornar-se-ão válidos considerando as regras anteriores de compensação previstas na Resolução Normativa n.º 482/2012 [2], até ao dia 31 de dezembro de 2045.

Os demais projetos, sem prerrogativa de direito adquirido, são regidos pelo Sistema de Compensação de Créditos previsto na Lei 14.300 [1], além das demais providências afixadas na Resolução Normativa 1.059 [6] e Resolução Normativa 1.000 [7].

Como evidenciado na Figura 1, a microgeração apresenta-se com um crescimento de quase 8 GW em relação ao ano de 2022. Ou seja, deve-se levar em consideração que, muito provavelmente, boa parte da geração até o mês de março é proveniente de projetos que tenham sido homologados ainda em 2022.

Assim, a Figura 1 apresenta a evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil no período 2012-2023. Nota-se um crescimento em especial na geração distribuída, indicada pela barra azul do gráfico, que no mês de Dezembro de 2023, representou 69% da fonte solar fotovoltaica brasileira.

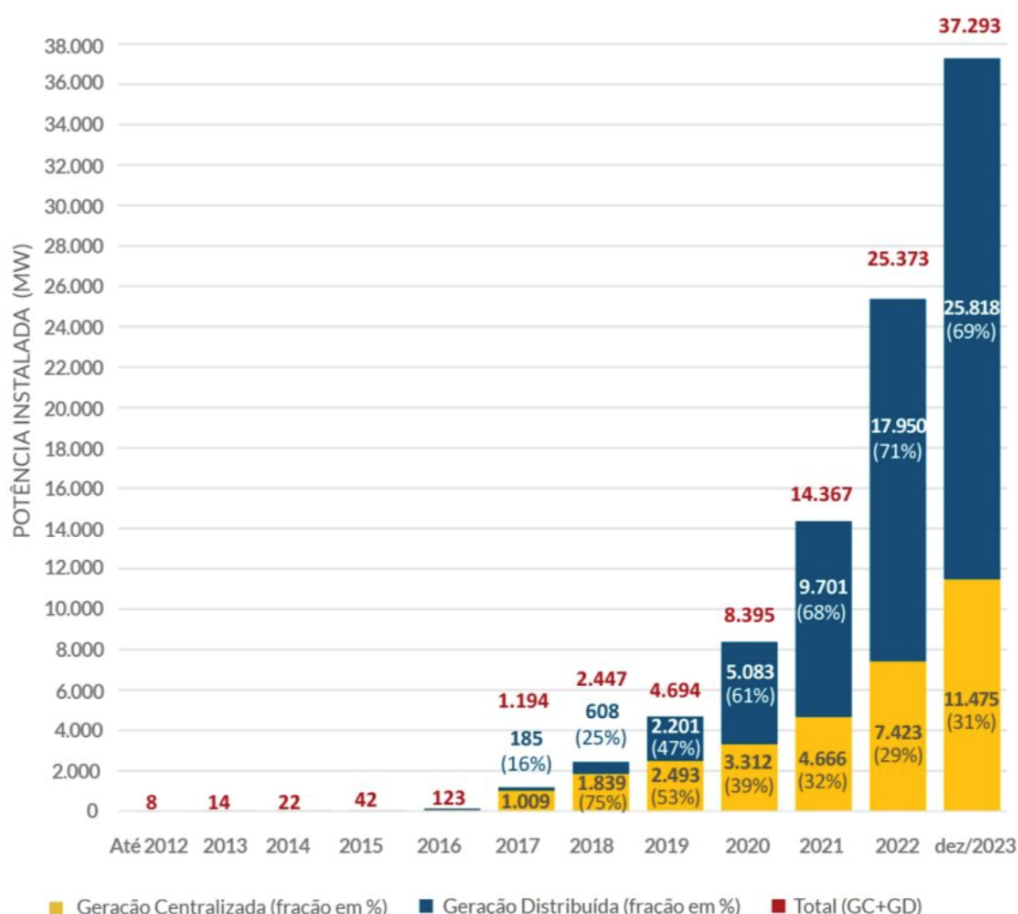


Figura 1 - Crescimento da geração fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2023

Fonte: [4]

2.2. Contexto histórico das Resoluções Normativas 482 e 1.059

Desde abril de 2012, qualquer cidadão brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica proveniente de fontes renováveis a partir da conexão do seu sistema à rede das concessionárias, recebendo créditos de energia na fatura de eletricidade, na forma de descontos. Essa possibilidade, criada pela Resolução Normativa nº 482/2012 [2] é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). De 2012 em diante, a REN 482 passou por três processos de revisão mais amplos, que em 2015, 2017 e 2021 deram origem às REN 687 [8], 786 [9] e 1000 [7], respectivamente.

A REN 482 tinha como premissa principal "*Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica*" [2]. Mesmo não estando mais vigente, vale enfatizar que foi a partir desta resolução que se originaram as demais, sendo base para as modificações necessárias de acordo com os problemas e as melhorias que julgam-se necessárias.

Como o Brasil figura-se em evolução neste ramo, é necessário alterar a legislação para que a mesma acompanhe e se atualize de acordo com o novo cenário. Os países que já usufruem desta fonte há mais tempo, possuem em suas respectivas legislações, adequações já vigentes de acordo com os respectivos cenários individuais. Sendo assim, baseando-se em legislações já vigentes, inseriu-se uma tarifação para a energia injetada, não presente na legislação anterior do país.

A Lei 14.300 GD [1] propõe um sistema de tarifação progressiva sobre parte da parcela da energia injetada na rede, relativa ao Fio B (que são os custos vinculados à utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até as residências, comércios, indústrias e propriedades rurais) da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD). Esta tributação incide somente sobre a quantidade de energia que é injetada na rede elétrica, estimulando a otimização dos sistemas para autoconsumo, já que o retorno financeiro está atrelado à geração do excedente do sistema [10]. Associado a esta Lei, está a REN 1059 [6].

A REN 1059, tem como premissa principal "*Aprimorar 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, e dá outras providências*" [6].

O Artigo 27 da Lei 14.300 trata do cálculo do faturamento de energia elétrica para unidades participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) que não são abrangidas pelo Artigo 26 da mesma lei. Essas unidades são geralmente consumidores que geram parte da energia que consomem, como é o caso de consumidores que possuem painéis solares em suas residências [1].

O faturamento dessas unidades deve considerar a incidência de certos percentuais sobre toda a energia elétrica ativa compensada. Esses percentuais correspondem a partes das tarifas que são destinadas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição de energia elétrica, à depreciação dos ativos de distribuição e aos custos de operação e manutenção do serviço de distribuição.

Os percentuais específicos são definidos como segue:

- 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;
- a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029 [11].

Esses percentuais indicam a porcentagem da energia elétrica gerada que será considerada para o cálculo do faturamento, com a ideia de que a participação aumente gradualmente ao longo dos anos, incentivando a geração de energia pelos próprios consumidores e promovendo o uso de fontes renováveis de energia.

2.3. Cenário de microgeração fotovoltaica em Portugal

No período atual, Portugal encontra-se em transição da matriz energética. As novas estratégias para o setor de energia, baseada na PNEC 2030, na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (ENH2) e os novos pacotes legislativos que surgiram com o Fit-for-55, além do REPowerEU, evidenciam esta transição. Consequentemente, o impacto destas alterações contribuem para a aceleração das centrais renováveis que estavam em desenvolvimento [12].

Em 2022 foram instalados 1.255 MW de potência renovável, um valor superior ao ano anterior, 2021, que correspondia a 764 MW. Desta forma, 57,2% da eletricidade atualmente em Portugal é proveniente das renováveis. Isto é resultado de um maior investimento nas fontes de energias renováveis (FER), assim como a simplificação dos processos de licenciamento [13].

Na Figura 2 , é possível observar a produção diária dos últimos 4 anos. Nota-se o sentido ascendente da produção proveniente da potência instalada, além da evidente sazonalidade, já que a produção desta fonte de energia está diretamente relacionada à incidência solar, mais presente entre os meses de abril a outubro no hemisfério Norte.

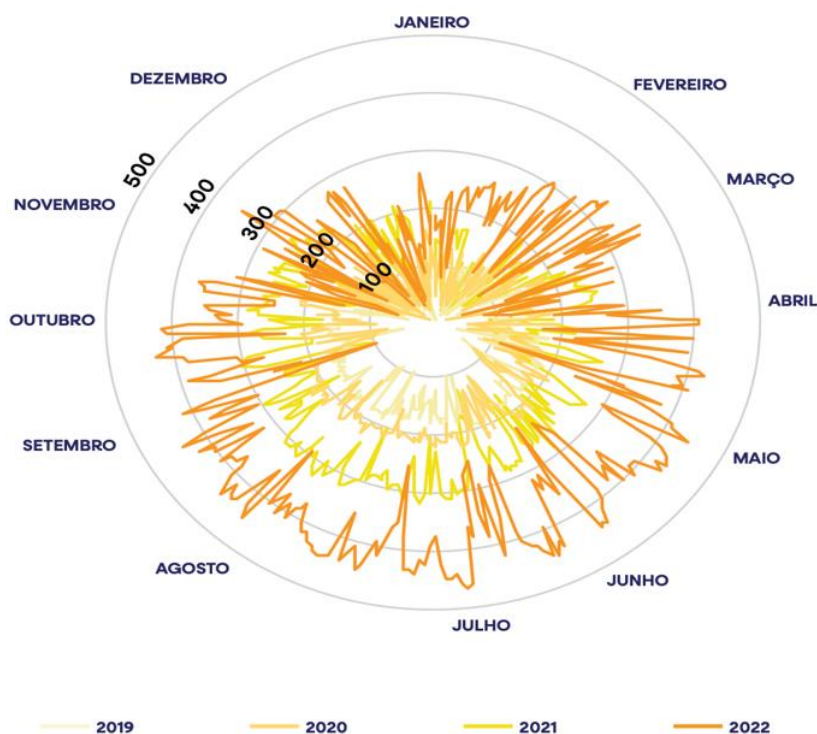


Figura 2 - Potência gerada diária em Portugal entre 2019 e 2022, em MW

Fonte: [14]

A potência instalada que mais tem crescido nos últimos anos é a fotovoltaica, totalizando 1.647 MW em 2021, valor superior em 53% face a 2020, 28% face a 2019 e 9 vezes superior em relação ao ano de 2011. Esta tecnologia representou, em 2021, 11% da potência total instalada de origem renovável, sendo que em 2011, o valor era de 1,6%, evidenciando assim este crescimento [15].

A tecnologia fotovoltaica apresenta-se com maior crescimento no ano de 2022, sendo instalados 863 MW nessa tecnologia, dos quais 374 MW foram em capacidade centralizada e 489 MW em capacidade descentralizada (geração distribuída). Até 2030, tendo em consideração atingir as metas estipuladas, prevê-se a continuação do crescimento acentuado da eletricidade solar fotovoltaica, tanto em geração centralizada quanto em distribuída, conforme ilustrado na Figura 3 [12].

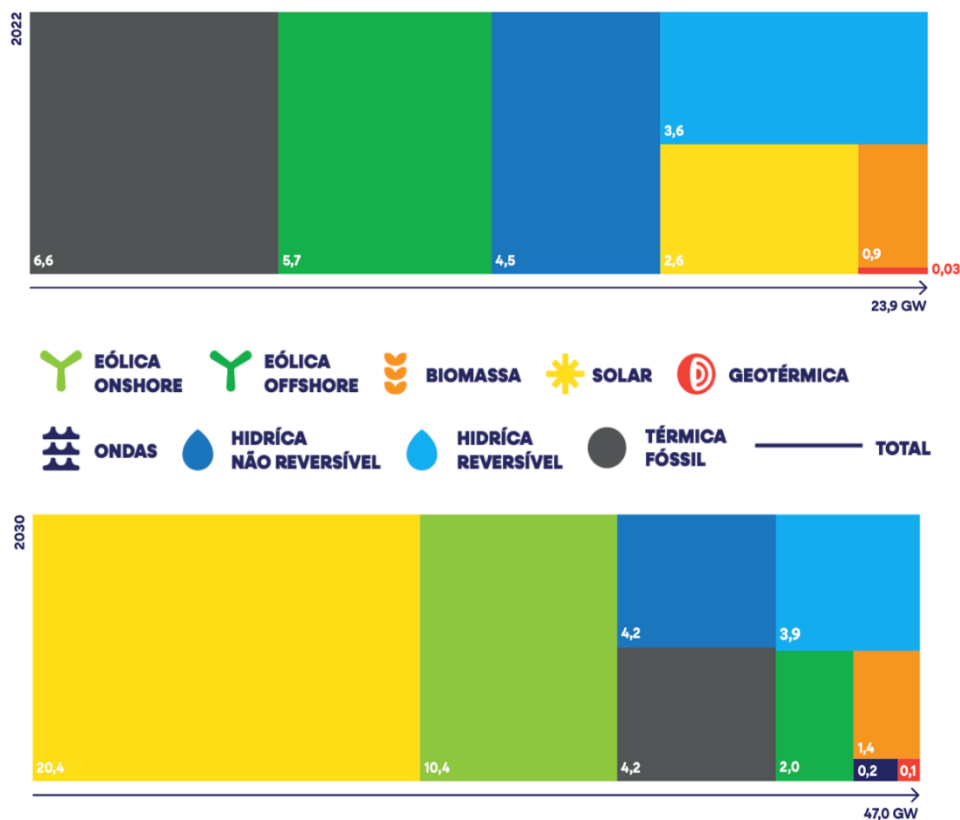


Figura 3 - Meta estipulada para alteração da matriz energética de Portugal em 2030

Fonte: [12]

Contudo, ressalta-se que os dados deste crescimento não se limitam exclusivamente à microgeração solar fotovoltaica. Como apresentado neste tópico, em 2022, a geração descentralizada superou a instalação centralizada. Mas a falta de dados anteriores interfere em uma análise profunda sobre o cenário de microgeração. Entretanto, devido à legislação que vigora em Portugal referente à venda do excedente de produção e injeção do mesmo na rede elétrica, estima-se que no âmbito residencial, a utilização de sistemas fotovoltaicos não seja predominante.

2.4. Legislação portuguesa do SEN

O sistema elétrico português difere-se do brasileiro em diversos aspectos. Primeiramente, ao contrário do Brasil, a disponibilidade de energia em Portugal tem caráter mais descentralizado, já que grande parte dos consumidores têm suas tarifas atreladas ao mercado livre de energia, em detrimento do mercado cativo regulado. Sendo assim, o cliente procura a empresa que mais lhe agrada, com melhor custo benefício. Por ser livre mercado, o preço do kWh varia de acordo com cada fornecedor, tanto para consumo quanto para venda. A partir disso, nota-se que a configuração da legislação também irá apresentar grande discrepância.

A legislação vigente é o Decreto-Lei (DL) n.o 15/2022, atuante desde 14 de janeiro de 2022. Este DL estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001 da União Europeia. Esta estabelece as novas regras do Sistema Elétrico Nacional (SEN), incluindo os sistemas de microgeração e autoconsumo. O Anexo III indica os artigos relevantes da legislação para o presente trabalho [16].

A alteração da legislação para o Decreto-Lei n.o 15/2022 [3] fez-se necessária devido à transição energética que decorre em Portugal. Este Decreto apresenta novas definições na agrupamento dos sistemas, redefinindo os conceitos de microgeração, minigeração, como potências das instalações e as nomenclaturas. Além disso, inclui-se normas para consumidores coletivos, com contratos coletivos, necessárias devido ao crescimento deste tipo de sistema. Contudo, a principal alteração, levando em conta sistemas de microgeração, em relação à venda do excedente.

O Decreto-Lei estabelece o modo de relação com o fornecedor de energia e com a ligação à rede. Anteriormente, a energia produzida era para consumo e o excedente era enviado à rede, mesmo sem taxa de compensação. Agora, tendo as características necessárias para ser constituído, a UPAC deve solicitar ao distribuidor de energia um Código do Ponto de Entrega (CPE) de produtor.

Os preços pagos pelos fornecedores de energia às UPAC variam de acordo com cada empresa. A volatilidade dos preços deve-se à demanda energética baseado no portal da OMIE, estima-se que os valores oscilam, na média, entre seis (0,06€) a um (0,01€) cêntimos por kWh, aproximadamente [17].

Ou seja, valor considerado baixo, principalmente se avaliar o capital inicial investido no sistema e a expectativa de retorno financeiro. Sendo assim, o retorno do investimento para se constituir uma UPAC pode ser mais dilatado no tempo. Contudo, destaca-se que o fato da instalação diminuir os custos da eletricidade da rede mensalmente, o que gera uma economia e a sensação de bem estar por usufruir de uma energia limpa.

Associado ao Decreto-Lei n.o 15/2022, tem-se o Decreto-Lei 72/2022 [18], que aprova medidas a simplificar os procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis, agilizando a autorização de energia solar no telhado dos edifícios existentes. Além disso, estipula-se a obrigatoriedade dos painéis solares nos telhados de todos os novos edifícios (já existente anteriormente), associado também a compensações financeiras aos municípios. Esta medida tem o objetivo de combinar a energia solar com as renovações de telhados, visando instalar energia solar em todos os edifícios públicos [16].

3. Fundamentos teóricos

3.1. Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é obtida pela conversão direta da luz em eletricidade, através do efeito fotovoltaico. Este efeito, relatado por Edmond Becquerel, em 1839, surge da diferença de potencial nos terminais da estrutura de um material semicondutor, a partir da absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade elementar do processo de conversão [19].

A busca por essa tecnologia teve como agente impulsionador a “corrida espacial”, travada no século XX durante a Guerra Fria. O principal fator para tal investimento deveu-se às características das células solares, por serem o meio mais adequado para captação da energia necessária para longos períodos de permanência no espaço, já que o reabastecimento seria inviável. Outra motivação foi a necessidade de energização dos satélites, fundamentais para expansão de diversos setores, como a telecomunicação [19].

Na década de 90, a produção de células fotovoltaicas atingiu 60 MWp, sendo o silício o material predominante. O elemento, que é o segundo mais abundante na Terra, tem sido explorado de diversas formas, como monocristalino, policristalino e amorfo. Entretanto, tem-se concentrado os esforços na busca por materiais alternativos, mais precisamente na área de filmes finos [19].

3.2. Radiação e irradiação solar

Antes de iniciar esse tópico, há um conceito relevante a ser explicado para melhor compreensão deste tema, que é a diferença entre radiação e irradiação. Radiação é a transmissão de energia através do meio, enquanto a irradiação é exposição à radiação.

A atmosfera terrestre recebe $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia proveniente do Sol. Sendo assim, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se como uma fonte energética inesgotável, havendo um enorme potencial de utilização para sistemas de captação e conversão em outras formas de energias, como térmica ou elétrica.

Como apresentado neste trabalho, as células fotovoltaicas, através do efeito fotovoltaico, são capazes de converter a energia solar em corrente elétrica, já que são componentes optoeletrônicos que convertem diretamente a irradiação solar em eletricidade [19].

A intensidade da radiação solar depende da distância entre o Sol e a Terra, podendo variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km ao longo do ano, devido às trajetórias de translação e o eixo terrestre. Denomina-se constante solar a taxa da irradiância solar, incidente perpendicularmente no limite exterior da atmosfera terrestre, por metro quadrado. A constante é referida como E_0 . Com isto, a irradiância E_0 varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio designado por constante solar, é $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$ [20].

Contudo, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. Existem diversos fatores que reduzem a radiação solar, como a reflexão, absorção (ozônio, vapor de água, oxigênio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). A radiação solar que realmente incide sobre o solo é constituída por uma componente direta (DNI) e por uma componente difusa (DIF) [20].

Calculando a quantidade total de irradiação solar que incide sobre a superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 . Este parâmetro varia de modo significativo de acordo com o local [20].

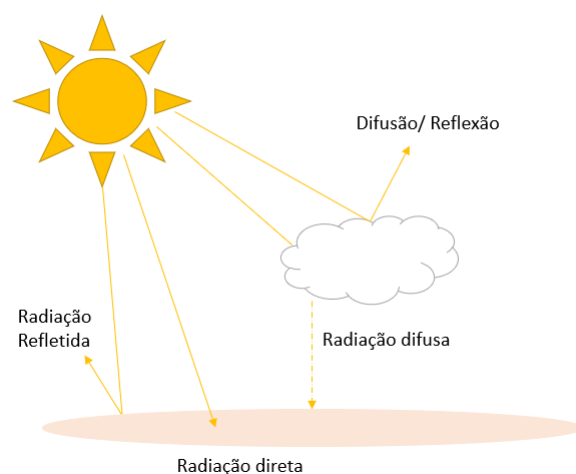


Figura 4 - Percurso da luz solar até o solo

O território brasileiro é um dos países que mais recebe radiação solar. Devido a sua localização geográfica e a sua extensão, obtém índices de irradiação que o tornam uma potência nesse aspecto. Segundo o artigo publicado na SciELO Brasil, a Alemanha, potência e referência no ramo de geração fotovoltaica, recebe 40% menos radiação do que o local menos ensolarado do Brasil. Prova-se assim, portanto, a capacidade, em boa parte ainda inexplorada, de geração fotovoltaica no Brasil [21].

Em média, de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, tem-se no Brasil uma incidência diária de 4,45 kWh/m² a 5,48 kWh/m², dependendo da região. Em particular, na região Sudeste, incide em média 5.6 kWh/m² por dia, como evidenciado na Figura 8 [22].

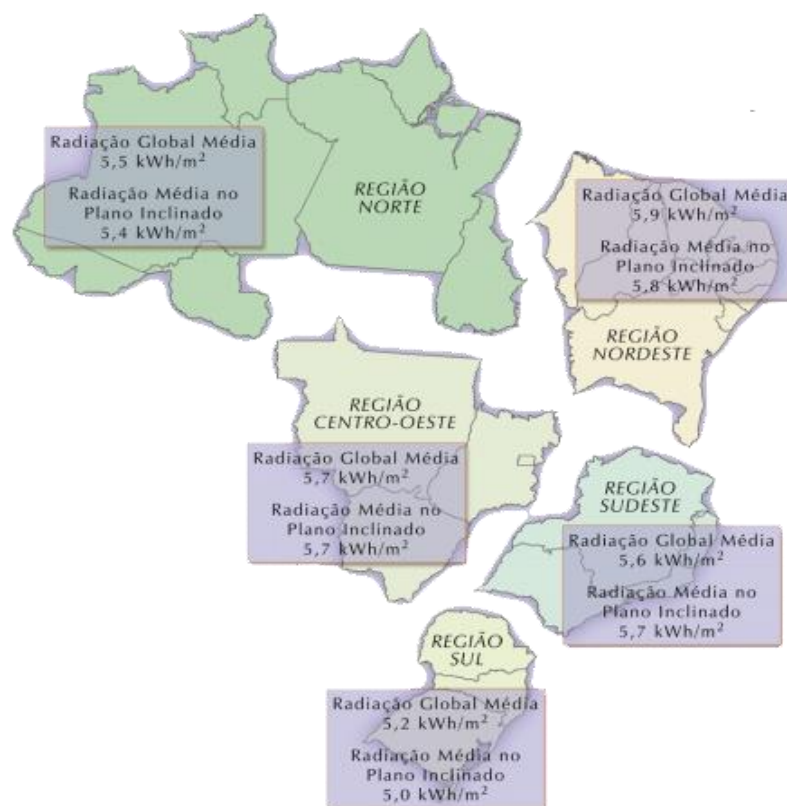


Figura 5 - Radiação Solar média por regiões no Brasil

Fonte: [23]

3.2.1. Ângulos relevantes

Os módulos fotovoltaicos, para apresentarem melhor eficiência na captação da radiação solar, precisam estar devidamente posicionados. O Sol varia sua posição de acordo com as horas do dia e os dias do ano, tornando-se primordial sua análise posicional durante este período. A variação da trajetória solar influencia na capacidade de captação e de geração, pois o ângulo de incidência com o módulo é alterado.

Ao projetar um sistema de geração solar fotovoltaico, assume-se que o ângulo de azimute seja 0° . Desta forma, o Norte corresponderia ao ângulo zero, e o sentido positivo é horário, sendo o Leste correspondente a 90° [20]. O ângulo azimutal é de extrema relevância dentro da projeção de qualquer instalação solar fotovoltaica. De acordo com Lamberts [24]. “o ângulo que a projeção do sol faz com a direção norte”. Sendo importante pontuar que o norte referido é o norte geográfico.

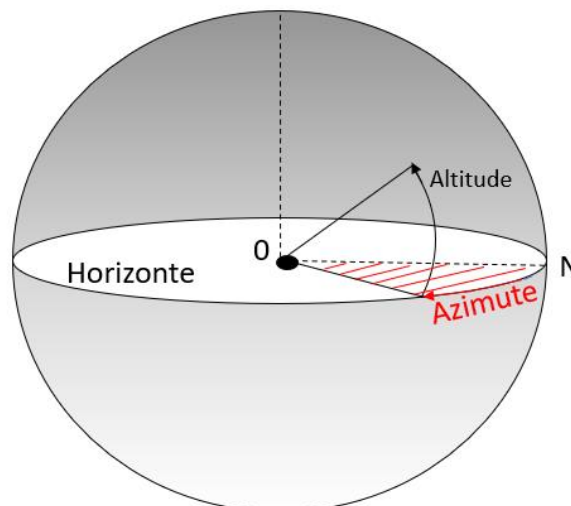


Figura 6 - Orientação do módulo no hemisfério Sul

O Norte Geográfico não corresponde ao Norte Magnético, sendo importante pontuar a diferença entre ambos. O geográfico é relativo ao movimento da Terra, referente ao eixo de rotação. Enquanto o magnético é resultado do campo magnético presente no planeta.

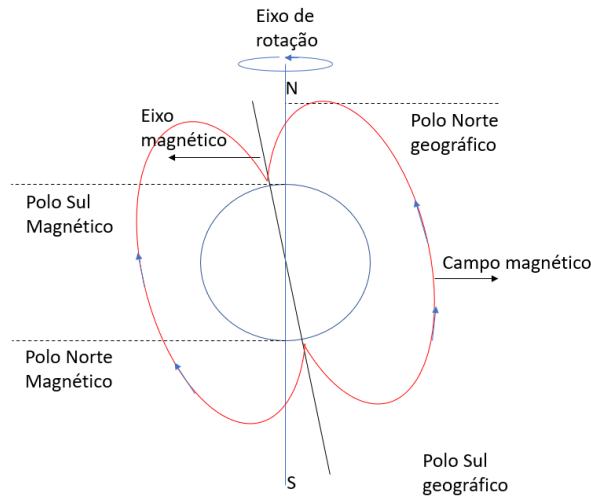


Figura 7 - Norte Magnético e Geográfico da Terra

Ao dimensionar um projeto solar fotovoltaico no hemisfério Sul, os módulos devem estar apontados em direção ao Norte Geográfico. Caso a instalação ocorra no hemisfério Norte, o sentido do módulo seria para o Sul geográfico. Sendo assim, estando os módulos devidamente orientados, temos então o ângulo de Azimute nulo. Vale pontuar que nem sempre é possível a nulidade do ângulo, mas busca-se minimizá-lo no intuito de maximizar a captação da radiação.

Outro ângulo relevante é o ângulo entre o módulo fotovoltaico e o solo. Devido a inclinação do eixo terrestre, a trajetória da posição do sol no céu muda de acordo com as horas, dias e meses. A Figura 8 indica essa variação em dois momentos distintos. Sendo assim, a incidência solar varia dentro de um ciclo anual, a partir de fenômenos conhecidos como Solstício e Equinócio.

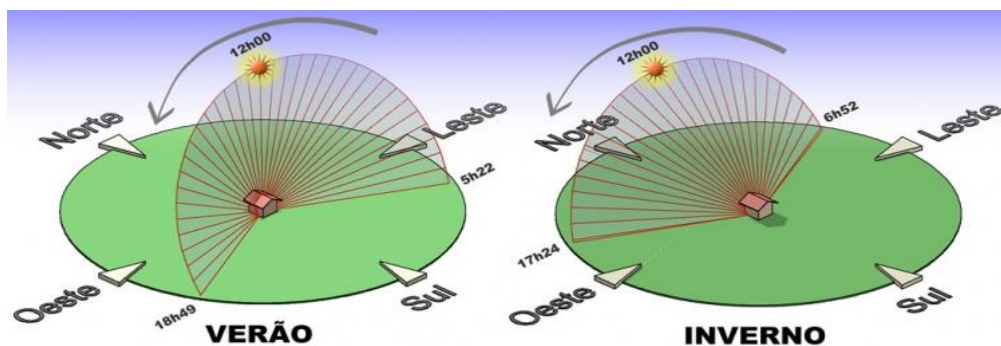


Figura 8 - Variação posição do sol ao longo do dia no hemisfério Sul

Fonte: [25]

O Solstício ocorre em dois momentos: no início tanto do verão quanto do inverno. Neste fenômeno, a incidência solar é maior no hemisfério de ocorrência de verão, devido à maior inclinação da Terra em relação ao seu eixo, tendo este hemisfério maior índice de irradiação solar, quando comparado ao outro hemisfério. Durante o acontecimento deste fenômeno, tem-se tanto o dia mais longo e a noite mais curta na estação do verão ou o dia mais curto com a noite mais longa no inverno [26].

Já o Equinócio representa a entrada das outras duas estações, primavera e outono. Nessa época, o eixo da Terra se encontra o mais reto possível, tendo uma incidência solar distribuída equilibradamente pela superfície terrestre. Nessa época, a duração de um dia é semelhante à de uma noite [26].

Através do conhecimento destes fenômenos, nota-se a importância da escolha do ângulo de inclinação dos módulos. O intuito de todo projeto é que a incidência dos raios solares seja sempre perpendicular à face frontal dos módulos, otimizando o sistema. Contudo, ao falar-se de estruturas fixas, a perpendicularidade nem sempre é passível de ocorrer.

Por muitas vezes, por uma questão espacial, os sistemas solares fotovoltaicos são inseridos em telhados residenciais, o que, por consequência, a inclinação do módulo corresponde à angulação do telhado. Isto pode não corresponder a melhor posição. A melhor orientação dos módulos varia de acordo com a localização e o período do ano que deseja-se otimizar o sistema. Para isto, existem cálculos que ajudam a determinar a escolha do ângulo de inclinação do módulo, se esta opção for possível.

Considerando-se o arranjo fotovoltaico localizado em latitude de coordenada L , buscase que a inclinação do módulo corresponda ao ângulo $L \pm 23,45^\circ$, sendo a soma dos ângulos para o solstício de inverno, e subtração para solstício de verão. O valor de adição ou subtração é decorrente do eixo de inclinação que a Terra possui, formando um ângulo de $23,45^\circ$, em relação ao eixo do movimento de translação em torno do Sol [27].

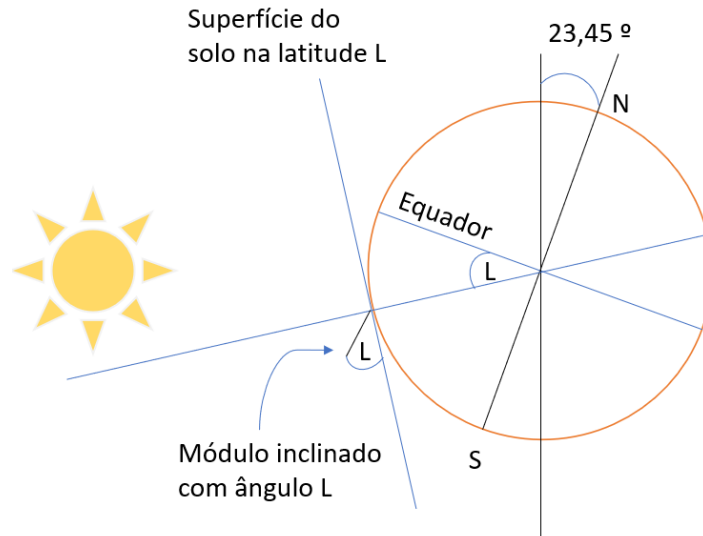


Figura 9 - Ângulo de inclinação dos módulos solares fotovoltaicos no verão do hemisfério sul

Resumidamente, para otimizar a geração no solstício de verão, o melhor ângulo de inclinação seria $L-23,45^\circ$ para o solstício de verão, e $L+23,45^\circ$ para o solstício de inverno. Contudo, no dimensionamento de um sistema fotovoltaico, o intuito é otimizar o sistema de acordo com o consumo de energia elétrica do cliente.

Desta forma, caso o consumo seja maior no verão e busque-se privilegiar também a geração no verão e não somente no solstício, o ângulo de inclinação recomendado é $L-15^\circ$, ao passo que no inverno seria $L+15^\circ$. O valor de 15° , em módulo, é recomendado por muitos autores por ser aproximadamente o valor médio entre os ângulos de declinação solar mínimo e máximo, entre os equinócios e os solstícios. Nos sistemas fixos, sem o intuito de privilegiar qualquer momento específico, a regra geral é inclinar os módulos com o valor da latitude L do local da instalação [27].

Sendo assim, atribuir o ângulo de inclinação do módulo ao da latitude local garante um desempenho constante ao longo do ano, sem privilegiar nenhuma estação em particular. Como dito anteriormente, há o acréscimo ou decréscimo de 15° caso deseje-se otimizar o período do inverno ou do verão, respectivamente. Contudo, esta regra nem sempre é válida, pois há fatores que influenciam na escolha da angulação, como fatores geográficos e climáticos. Além disso, a regra não vale para módulos que não estejam orientados para o Norte geográfico [27].

3.3. Tipos de tecnologias de células fotovoltaicas

Os módulos fotovoltaicos são os principais dispositivos de um sistema de geração solar fotovoltaica. Existem diferentes materiais e técnicas utilizadas na fabricação de células fotovoltaicas, o que, ao longo dos anos, proporcionou a evolução desta tecnologia, constituindo-se de três gerações até o presente momento. A primeira geração de células fotovoltaicas iniciou seu desenvolvimento na década de 50, a partir do silício cristalizado como material semicondutor, o qual ainda é o elemento mais empregado no mundo por sua alta eficiência em relação às outras células disponíveis comercialmente no momento [28].

A segunda geração de células, iniciada na década de 90, baseia-se na tecnologia de filme fino, que ainda busca espaço no mercado devido a baixa eficiência em relação às células de silício cristalizado. Ainda em busca da otimização dos sistemas solares fotovoltaicos, a partir de estudos sobre novos materiais e técnicas de fabricação, o que acarretou no surgimento de células solares fotovoltaicas com maior eficiência, dando início à terceira geração, como as tecnologias orgânicas, pontos quânticos (PQs), células multijunção, células de portadores quentes (hot carriers), células solares sensibilizadas por corantes (DSSC) e tecnologias de upconversion. Entretanto, o seu uso comercial ainda não é viável, já que os resultados obtidos em laboratório não foram satisfatórios para produção em escala [28].

3.3.1. Silício Cristalino

O silício cristalino é o material predominante na indústria de construção de células fotovoltaicas, sendo o silício monocristalino ou policristalino (tecnicamente conhecido como multicristalino), dominantes no mercado. As células fotovoltaicas de silício monocristalino possuem uma eficiência superior às policristalinas, pois são feitas de um único cristal de silício.

O silício purificado encontra-se no estado policristalino e, para utilização na fabricação da célula fotovoltaica de silício monocristalino, precisa ser monocristalizado, por meio da cultura de cristais [28]. A fabricação da célula de silício inicia-se a partir da extração do cristal de dióxido de silício. Este material é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. Este processo atinge um grau de pureza entre 98% e 99%, razoavelmente eficiente sob o ponto de vista energético e custo. No entanto, para aplicações fotovoltaicas, torna-se necessário que o grau de pureza alcance porcentagens maiores, na faixa de 99,9999% [19].



Figura 10 - Silício purificado (esquerda), silício fatiado (em cima) e célula monocristalina (embaixo)

Fonte: Adaptada de [28]

As células solares de silício monocristalino, assim como os módulos decorrentes delas, são facilmente identificadas por sua coloração uniforme. Células de silício monocristalino apresentam eficiência de 15% a 18% [28]. Devido ao seu processo de fabricação, alto nível de pureza e eficiência, o silício monocristalino apresenta custo elevado, quando comparado ao policristalino, por exemplo.

As células de silício multicristalino são economicamente mais vantajosas. Apesar do processo de fabricação ser semelhante em algumas etapas ao do monocristalino, com ambas sendo provenientes do silício purificado, a diferenciação se dá na cristalização do silício, que ocorre livremente, criando diversos cristais, sendo este o motivo pelo qual são denominados policristalinos.

Entretanto, este processo diminui a eficiência do material, pois os múltiplos cristais fazem com que os elétrons dos átomos se recombinem mais facilmente, o que contribui para o acréscimo nas perdas [28]. Devido ao processo de fabricação, as células de silício policristalino possuem custos menores, sendo financeiramente atrativa, apesar da eficiência ser menor, variando de 13% a 15% [28].

3.3.2. Filmes finos

Dentre as muitas tecnologias já disponíveis e as que estão em fase de pesquisa e desenvolvimento na área de células solares, podemos destacar as células fotovoltaicas de filmes finos (*thin-film cells*, do inglês). Esta tecnologia promete a diminuição do custo das células mantendo-se a confiabilidade, durabilidade e flexibilidade, além de propiciar boas características estéticas as mesmas.

Ao utilizar uma quantidade menor de material, diminui-se o consumo de energia durante a produção das células, reduzindo-se a complexidade dos processos e possibilita-se garantir a produção de células de filmes finos em larga escala a um preço competitivo e acessível. Estas células se diferenciam de outras tecnologias pela espessura das lâminas de material semicondutor utilizado em suas estruturas (em torno de $1\mu\text{m}$), o que possibilita uso de quantidades reduzidas de material por módulo, permitindo-se a utilização de substratos de baixo custo (aço, plástico, etc) para deposição dos filmes finos (o que diminui custos e possibilita a reciclagem/reaproveitamento dos materiais utilizados) [29].

Uma característica que diferencia as células de filmes finos, das células de silício cristalino é o tipo de interligação. No caso das células de silício cristalino, estas são soldadas de célula para célula, através de interligação externa, enquanto as células de filmes finos são interligadas monoliticamente, ou seja, são separadas eletricamente e interligadas em etapas estruturais, criando assim as finas ranhuras transparentes entre duas células individuais. Estas ranhuras são normalmente muito finas, de forma a maximizar a produção energética, porém podem ser utilizadas como um elemento estético e apresentarem diferentes espaçamentos [20].

3.4. Módulos Fotovoltaicos

Módulo fotovoltaico é termo técnico para placa solar ou painel solar, composto por células solares produzidas normalmente por silício, cuja função é converter a luz solar em energia elétrica fotovoltaica [30]. Pelas baixas tensões e correntes de saída em uma célula fotovoltaica, agrupam-se várias células, de 36 a 72 [30], formando assim um módulo. O arranjo das células nos módulos pode ser feito conectando-as em série ou paralelo.

Ao conectar em paralelo, soma-se as correntes de cada célula, sendo a tensão do módulo a mesma tensão da célula. A corrente produzida pelo efeito fotovoltaico é contínua [19]. Os arranjos de células fotovoltaicas em série são predominantes no mercado. Este arranjo consiste em agrupar o maior número de células em série, somando-se a tensão de cada célula [19].

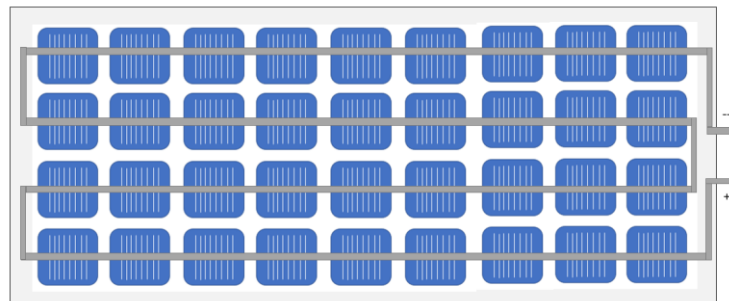


Figura 11 - Arranjo de células solares em série

Geralmente, a potência dos módulos é dada pela potência de pico. Além deste parâmetro, existem outras características elétricas que também caracterizam a funcionalidade do módulo. As principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos são: a Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}), a Corrente de Curto Circuito (I_{sc}), a Potência Máxima (P_m), a Tensão de Potência Máxima (V_{mp}) e por fim a Corrente de Potência Máxima (I_{mp}) [19].

A Figura 12 ilustra as curvas características dos módulos fotovoltaicos solares a partir dos parâmetros supracitados. As condições padrão para obtenção das curvas características dos módulos é definida pelo índice de irradiação solar de $1000W/m^2$, e temperatura da célula fotovoltaica fixada em $25^\circ C$ e massa de ar AM de 1,5 [31].

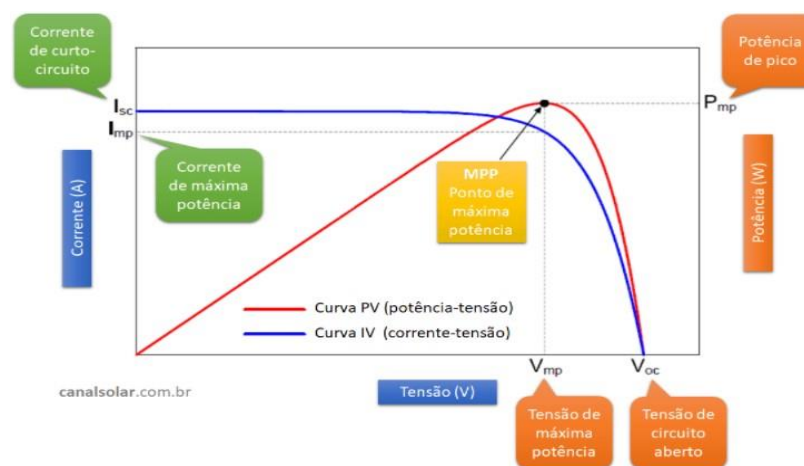


Figura 12 - Curvas características dos módulos

Fonte: [31]

Os dois principais fatores que alteram as características elétricas de um módulo são a irradiação e a temperatura das células. A corrente gerada nos módulos é diretamente proporcional à irradiação, aumentando-se linearmente com o aumento da mesma. Por outro lado, o aumento da temperatura na célula reduz a eficácia do módulo, variando-se assim os pontos de operação para potência máxima gerada [19].

A irradiação é o principal fator para a transformação da energia solar em elétrica, por ser a base do processo, já que sem a incidência de luz, não haveria geração. Desta forma, é evidente o porquê deste parâmetro estar diretamente associado à geração de corrente. A Figura 13 apresenta as variações da irradiação por metro quadrado e a corrente gerada, para um caso genérico de módulo.

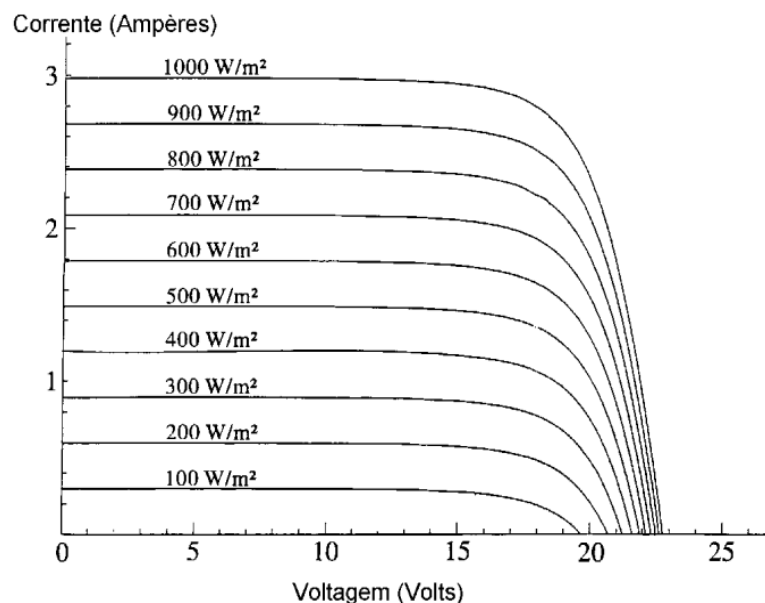


Figura 13 - Efeito causado pela variação da irradiação

Fonte: [19]

Como dito anteriormente, as células fotovoltaicas apresentam uma queda da produção quando dispostas sob temperaturas elevadas. O valor de Voc diminui aproximadamente 0,4% para cada grau Celsius acima da temperatura normal de operação, uma vez que a tensão de circuito aberto está correlacionada com o valor da banda proibida (gap band) do semiconductor. Devido à dependência da temperatura, tanto da corrente quanto da tensão, a potência de saída também é afetada, diminuindo cerca de 0,4% a 0,5% por grau Celsius. [32]. A representação da influência da temperatura na tensão Voc é demonstrada na Figura 14.

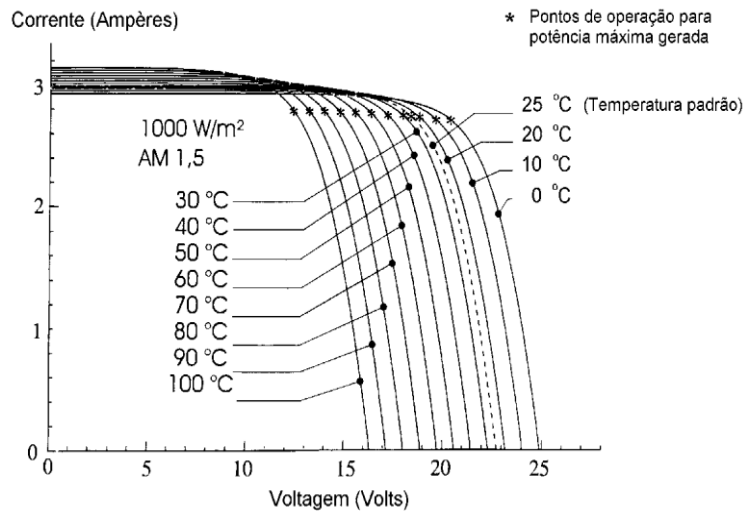


Figura 14 - Efeito causado pela variação da temperatura na célula

Fonte: [19]

Quando uma célula fotovoltaica de um módulo apresenta sombreamento, a potência de saída do módulo é impactada drasticamente, já que normalmente as células estão ligadas em série, comprometendo o funcionamento das demais células. Para que a corrente de um módulo não seja limitada por esta célula sombreada, usa-se o diodo “bypass”. Este diodo promove um caminho alternativo para a corrente, limitando a dissipação de calor na célula defeituosa ou que apresente sombreamento parcial. Geralmente, por questões de custo, o uso do diodo bypass é realizado em grupamentos de células, como apresentado na Figura 15, tornando-se mais viável economicamente do que conectar um diodo em cada célula [19].

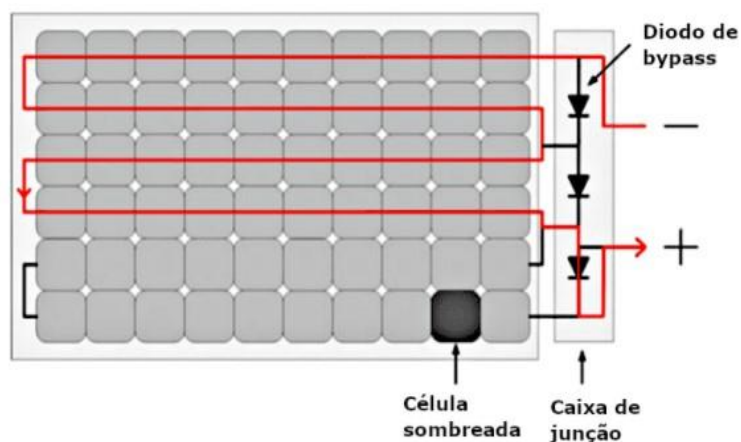


Figura 15 - Módulo solar com diodo Bypass

Fonte: [33]

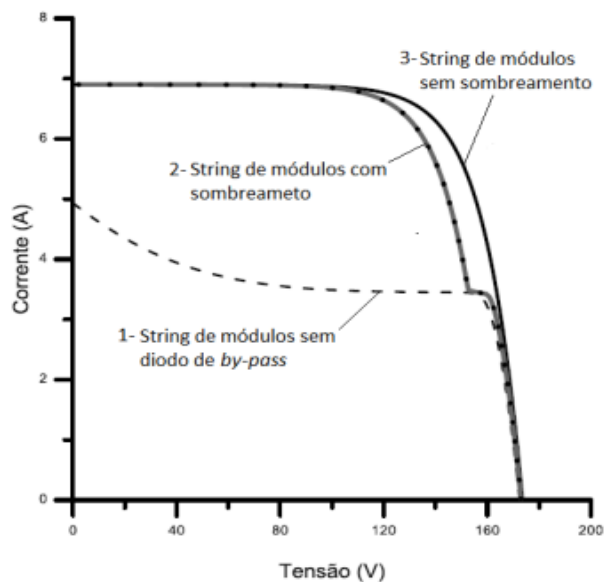


Figura 16 - Curva I-V de um conjunto de módulos ligado em série; curva I-V para 1 - String de módulos sem diodo de by-pass, 2 -String de módulo com sombreamento, 3 -String de módulos sem sombreamento

Fonte: [34]

3.5. Inversores conectados à rede

Os inversores são primordiais para qualquer instalação fotovoltaica, pois são responsáveis pela transformação da corrente contínua (CC) produzida pelos módulos em corrente alternada (CA), ajustando a frequência e o nível de tensão da rede com a qual está sincronizado.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados de duas formas, sendo conectados à rede (grid tie ou on-grid), ou off-grid, não estando interligado a rede elétrica. Este segundo, caracteriza-se por ser um sistema autônomo isolado, no qual há armazenamento de energia elétrica para o consumo nos momentos em que não há geração solar fotovoltaica. O sistema off-grid é vantajoso para o local em que o fornecimento de energia elétrica não é possível [35].

Já o sistema grid-tie está conectado à rede elétrica, podendo ser usufruído pelo consumidor ou por outro ponto da rede. Este sistema é mais comum, principalmente no cenário brasileiro, onde o armazenamento de energia ainda não é financeiramente viável. O inversor string é o tipo mais comumente utilizado em sistemas de energia solar residencial e empresarial, representando 50% de todos os inversores solares utilizados no mundo [35].

Com o objetivo de fornecer à rede elétrica a maior potência possível, o inversor deve funcionar no ponto de máxima potência (MPP) do gerador fotovoltaico, contudo o ponto de máxima potência pode variar de acordo com as condições meteorológicas. No inversor, normalmente, há o sistema de rastreamento do MPP, garantindo que o inversor seja constantemente ajustado ao ponto MPP do arranjo fotovoltaico. O sistema de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) consiste, basicamente, em um pré-estágio de amplificação CC conectado entre o arranjo fotovoltaico e o inversor (CC-CA internamente ao inversor comercial) [36].

3.5.1. MPPT (Rastreamento do ponto de máxima potência)

Como abordado anteriormente neste mesmo capítulo, há fatores que influenciam a curva da potência gerada em um sistema solar fotovoltaico, como o sombreamento parcial. Por causa da variação da irradiância, gera-se uma deformação na curva I-V e desloca-se o ponto de máxima potência, necessitando de um mecanismo de controle que verifique constantemente as modificações na curva I-V e seja capaz de encontrar o MPP.

Este dispositivo tem a capacidade de controlar o chaveamento do inversor, garantindo que o sistema fotovoltaico opere na tensão e corrente de máxima potência. Isso otimiza a extração de energia e previne perdas na produção das células solares caso o sistema opere em uma tensão diferente daquela que proporciona máxima potência. Esse processo é conhecido como rastreamento do ponto de máxima potência, ou MPPT [37].

O MPPT é uma funcionalidade intrínseca nos inversores de frequência, que, como dito anteriormente, é responsável por rastrear o ponto de máxima potência, viabilizando a operação do sistema de acordo com os parâmetros de cada equipamento. Como há variação do MPP, devido a fatores como radiação solar e temperatura ao longo do dia, é fundamental a presença do MPPT [38].

O MPPT faz com que os módulos atuem em seu ponto de máxima potência, não dependendo das condições de operação. Pelo fato de as condições de temperatura e irradiação em que operam os módulos fotovoltaicos mudarem aleatoriamente enquanto o inversor está em funcionamento, o recurso do MPPT torna-se ainda mais necessário para sistemas conectados à rede para maximizar constantemente a produção de energia, dando um maior rendimento para o sistema [38].

O funcionamento do MPPT é a partir de um simples algoritmo que consiste na perturbação na operação dos módulos, o que altera intencionalmente a tensão em seus terminais, e com isso é observado o que ocorre com a potência disponibilizada [38].

3.5.2. Tipos de inversores

Os inversores fotovoltaicos podem ser classificados em dois tipos principais: os autocomutados, que empregam transistores (BJT, MOSFET e IGBT), e os comutados pela rede, que utilizam tiristores (SCR, TRIAC e GTO). Os inversores autocomutados operam com estratégias de controle, pois os transistores podem ser ativados ou desativados em qualquer ponto do ciclo por meio de estratégias de modulação por largura de pulso (PWM), controladas por terminais de controle. Geralmente, a modulação ocorre em alta frequência, resultando em sinais de saída com baixo conteúdo harmônico.

Por outro lado, os inversores comutados pela rede ganham esse nome devido à comutação ser controlada pelo circuito de potência, que faz os tiristores mudarem do estado de condução para o estado de bloqueio quando a corrente que atravessa o dispositivo cai abaixo da corrente de manutenção de condução ou quando ocorre uma inversão de tensão entre o ânodo e o cátodo. Devido à alta produção de harmônicos em suas correntes de saída, os inversores comutados pela rede requerem redes de filtragem complexas, resultando em perdas para o sistema. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento, os inversores comutados passaram a ser adotados para potências mais elevadas, acima de 100 kW [37].

3.5.3. Inversor string x microinversor

Os inversores centrais ou inversores strings, tem como característica tensões de entrada mais altas (na ordem de 175V à 600V), dimensões elevadas e a necessidade de múltiplas entradas MPPTs para cada sub-arranjo, os quais geralmente encontram-se interligados em série.

Já os microinversores possuem tensões de operação mais baixas (na ordem de 20V à 60V), dimensões pequenas e os módulos interligados em paralelo, podendo cada microinversor estar associado a um único módulo ou a até quatro módulos, dependendo das características do equipamento [39].

As principais vantagens dos microinversores são decorrentes da sua disposição. Pelos módulos não estarem associados em string, avalia-se o desempenho do sistema de maneira quase individualizada por módulos, deixando o sistema mais flexível e facilitando o monitoramento. Como consequência, quando um módulo apresenta baixo rendimento, devido a sujeira, sombreamento ou qualquer outro fator que prejudique seu desempenho individual, o consequente impacto na geração do sistema como um todo é bastante inferior quando comparado a inversores string. As Figuras 17 e 18 apresentam um exemplo, diferenciando as duas disposições de sistemas e os reflexos quando apresentam um módulo ineficiente [39].

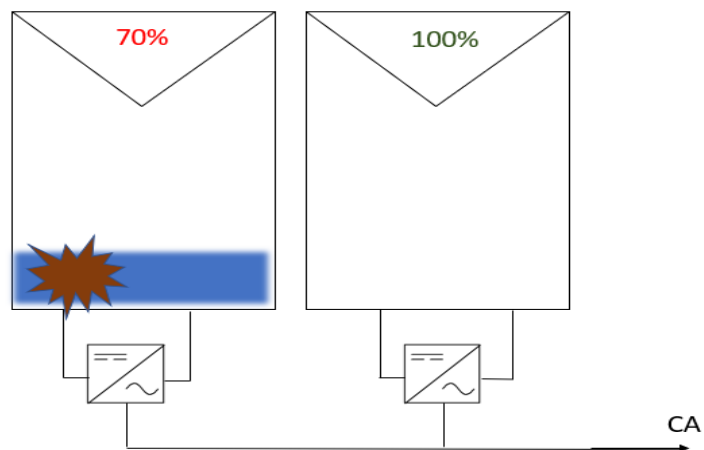


Figura 17 - Sistema com microinversores

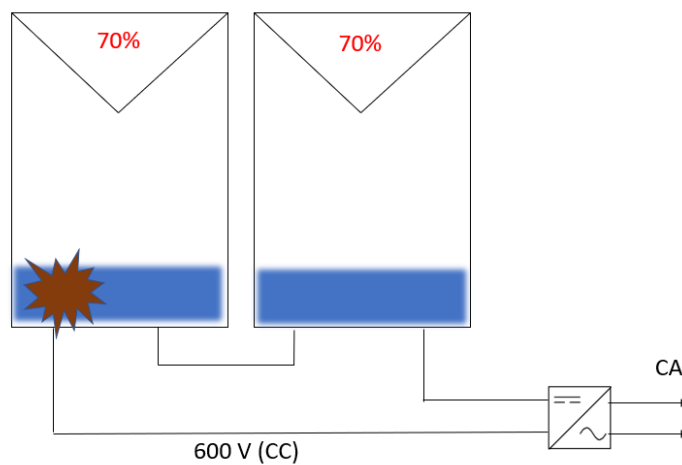


Figura 18 - Sistema com inversor string

A Figura 17 representa a disposição dos módulos com micro inversores individuais, ou seja, um micro inversor associado a cada módulo. Sendo assim, quando há qualquer tipo de problema, como no primeiro módulo à esquerda, apenas a placa ineficiente é prejudicada, que neste caso, tem a sua eficiência reduzida em 30%, enquanto o restante se mantém em 100%. Já na Figura 18, os painéis foram associados em string, contendo um inversor dimensionado para todo o sistema. Nota-se que quando um módulo é afetado, não só ele é prejudicado, mas todos os outros módulos passam a ter sua eficiência reduzida.

Desta forma, o sistema todo é prejudicado, e a longo prazo, a vida útil do módulo diminui, sendo a grande desvantagem desta disposição. Além disso, o sistema com microinversores pode ser modular, permitindo o acréscimo de novos módulos ao sistema, sem a necessidade de descarte ou alterações no sistema prévio [37].

Entretanto, os microinversores apresentam desvantagens também. Devido a estarem associados a um número inferior de módulos, necessita-se para sistemas maiores um número elevado de microinversores, podendo o gasto ultrapassar o valor de um inversor string. Além disso, a eficiência dos microinversores, embora próximos, ainda não atingem os mesmos níveis de um inversor string. Devido a esses motivos os microinversores são indicados para sistemas que serão instalados em telhados com muito sombreamento, para casos em que necessita-se utilizar painéis com diferentes orientações e em sistemas menores de até 1,5 kWp, ou que tenham a intenção de expandir o sistema ao longo do tempo [37].

3.6. Zero Grid ou Grid-Zero

O sistema Zero Grid é uma estratégia de controle de exportação de energia para a rede elétrica. Um sistema zero-grid fotovoltaico é projetado para operar de forma autônoma, sem depender da rede elétrica convencional, apesar de estar conectado à mesma. Este sistema se baseia na geração autônoma de energia solar fotovoltaica e armazenamento de energia para atender às necessidades elétricas de uma residência, reduzindo a dependência da rede elétrica convencional. No entanto, para garantir a eficácia e eficiência desses sistemas, é crucial realizar uma análise detalhada da curva de carga, que representa a variação do consumo de energia ao longo do tempo [40].

A análise da curva de carga em sistemas zero grid começa com a coleta e análise dos padrões de consumo de energia da instalação em questão. Isso envolve a identificação de picos de demanda de acordo com as horas do dia, que geralmente estão associados ao uso de eletrodomésticos de alta potência. Compreender esses padrões é fundamental para dimensionar adequadamente o sistema fotovoltaico e o armazenamento de energia necessário para atender à demanda [40].

A integração de energia solar fotovoltaica no sistema envolve o dimensionamento dos painéis solares e sua orientação e inclinação otimizadas para maximizar a geração de energia ao longo do dia, de acordo com a curva de carga identificada. Além disso, o armazenamento de energia garante o fornecimento de energia, permitindo que o excesso de energia gerado durante o dia seja armazenado para uso durante os períodos de baixa geração ou nenhuma, como à noite [40].

Uma vez que o sistema zero grid esteja em operação, é essencial monitorar continuamente a curva de carga e ajustar o sistema conforme necessário para garantir que as necessidades de energia sejam atendidas de forma eficiente e confiável. Isso pode envolver ajustes na configuração do sistema, a fim de otimizar a geração e o armazenamento de energia de acordo com as mudanças nos padrões de consumo ao longo do tempo [40].

Este sistema apresenta-se como solução para minimizar a barreira financeira existente na implementação de sistemas fotovoltaicos, já que o dimensionamento é otimizado para a produção dos momentos de pico de consumo ao longo do dia, podendo estar subdimensionado de acordo com a curva de carga. Além disso, no caso de Portugal, no qual a legislação não favorece a venda do excedente, este sistema apresenta-se como a principal alternativa no quesito viabilidade econômica.

3.7. Fator de utilização

Ao dimensionar um sistema elétrico, seja residencial ou não, sempre avalia-se os equipamentos presentes no local e a probabilidade de estes estarem a atuar simultaneamente. O fator de utilização elétrica refere-se à esta probabilidade de vários dispositivos elétricos serem usados simultaneamente em um sistema elétrico [41].

O fator de utilização elétrica é relevante em projetos de sistemas elétricos, planejamento de redes elétricas e dimensionamento de equipamentos elétricos, como condutores, disjuntores e transformadores. Ele é usado para determinar a carga total esperada em um sistema elétrico, levando em consideração o comportamento de múltiplos dispositivos conectados a ele. Este fator possui suma importância na prevenção de sobrecargas e falhas no sistema elétrico. Além disso, varia dependendo do tipo de carga, padrões de uso e características do sistema elétrico em questão [41].

A partir da análise do fator de utilização, cria-se a curva de carga do sistema elétrico em questão, que irá influenciar diretamente na forma de usufruir de uma geração fotovoltaica. Desta forma, entender este conceito é relevante para criação da curva de carga e análise dos momentos em que deve-se privilegiar a geração fotovoltaica a fim de otimizar o sistema e privilegiar o autoconsumo direto.

4. Metodologia

Este Capítulo apresenta a metodologia utilizada para o desenvolvimento do projeto. O fluxograma representado na Figura 19 indica as etapas do processo, as quais são detalhadas ao longo deste trabalho.

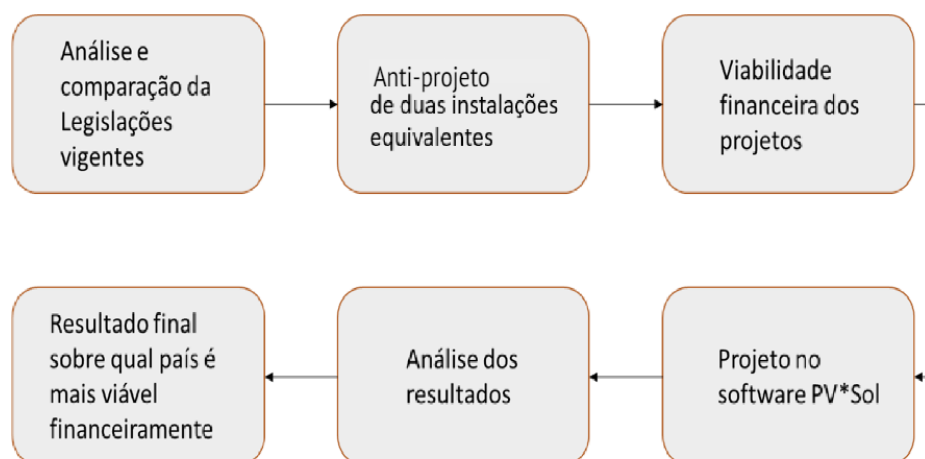


Figura 19 - Etapas da metodologia

A metodologia deste trabalho dividiu-se em seis etapas, sendo a primeira os estudos relacionados às legislações atuais vigentes em ambos os países. A segunda parte o dimensionamento das instalações, e na terceira etapa à coleta de dados referentes ao poder de compra em cada cenário, analisando os custos totais do projeto em relação à remuneração mínima e média de cada país.

Na quarta etapa, dimensiona-se duas instalações fotovoltaicas equipotentes, utilizando o software PV*SOL, comparando os dados gerados nos respectivos locais. Posteriormente, após os estudos e a avaliação dos dados coletados e gerados, estipula-se em qual local é mais viável para a instalação de microgeração fotovoltaica residencial para autoconsumo.

Vale ressaltar que para a realização deste trabalho, utilizou-se um estudo de caso de uma microgeração fotovoltaica residencial localizada na região serrana do Rio de Janeiro (BR). Os dados de consumo coletados desta residência no período de novembro de 2021 a outubro de 2022 serão utilizados como base para o dimensionamento de uma instalação localizada na região de Bragança (PT).

Estes dados são fundamentais para estipular a geração mínima necessária para suprir 100% do consumo de energia elétrica do consumidor. Avaliou-se então que, em média, o consumo da residência em questão era de aproximadamente 4000 kWh por ano, valor baseado na conta de luz de uma residência no Rio de Janeiro. Desta forma, o dimensionamento da UPAC em Bragança deve ser capaz de suprir essa demanda energética.

Tabela 1 - Consumo referente ao ano de 2021/2022

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	350
Fevereiro	269
Março	606
Abril	263
Maio	275
Junho	232
Julho	524
Agosto	158
Setembro	313
Outubro	311
Novembro	444
Dezembro	255
Anual	4000

4.1. Parâmetros técnicos

4.1.1. Irradiação

O local da instalação utilizado para comparação foi de acordo com as seguintes coordenadas (-22.397306°, -42.882011°), situado no município de Teresópolis, localizado na região serrana do estado do Rio de Janeiro, sendo a concessionária *ENEL* responsável pelo fornecimento da região. Por tratar-se de um sistema homologado antes das alterações, este ainda segue as determinações da resolução nº 482/2021 da ANEEL.

Contudo, com o objetivo de uma maior acurácia, opta-se por considerar a nova legislação em vigor, para um cálculo condizente com a realidade atual já que esta alteração influencia diretamente no retorno financeiro.

O local escolhido em Portugal para a análise comparativa da viabilidade do projeto foi cidade de Bragança, de acordo com as seguintes coordenadas (41.807285°, -006.75747°). Por tratar-se de uma comparação, todos os parâmetros envolvidos devem assemelhar-se ou serem otimizados, para a eficiência do resultado. Isto vale para orientação e ângulo azimutal. O fator de irradiação será exclusivo de cada local, pois é um fator que altera-se inevitavelmente. Para obtenção dos dados de irradiação, utilizou-se o Global Solar Atlas.

A partir do Global Solar Atlas (<https://globalsolaratlas.info>), cuja função é fornecer o acesso a dados de recursos solares e potencial de energia fotovoltaica ao redor do globo terrestre, nota-se que a região de instalação dispõe de uma alta recepção de irradiação solar, com a Figura 20 evidenciando a irradiação solar no município de Teresópolis. Mas, comparando as Figuras 20 e 21, percebe-se que, de acordo com o site, em Bragança a incidência solar é maior, na média anual, tendo maior capacidade de geração em relação a Teresópolis.

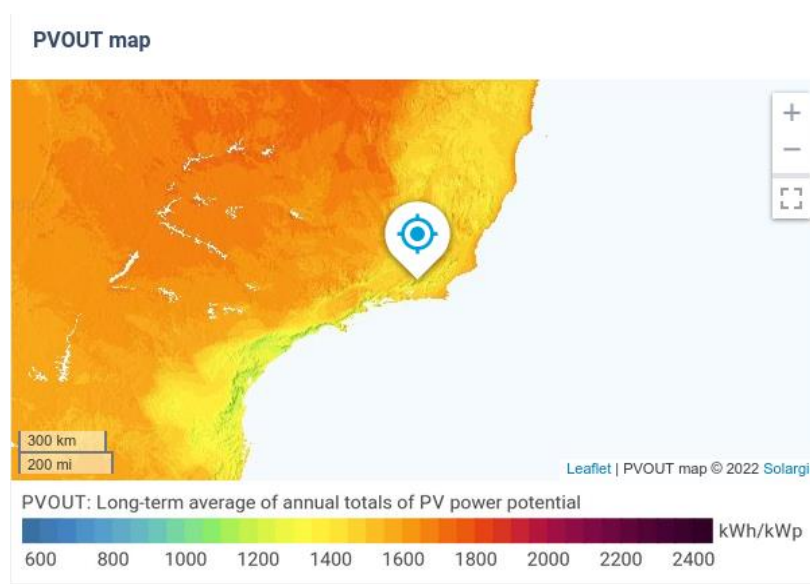


Figura 20 - Irradiação solar no município de Teresópolis, local da instalação do projeto

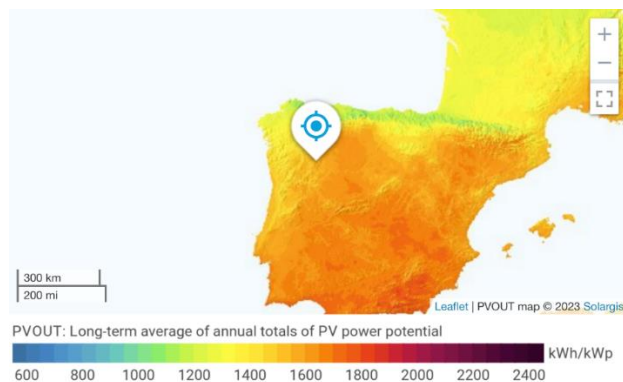


Figura 21 - Irradiação solar no município de Bragança, local de comparação

Assim, realizando uma consulta específica para ambas as regiões no site do Global Solar Atlas, obteve-se o histórico da média estipulada da geração mensal, apresentada nas Figuras 22 e 23. Por tratar-se de dois hemisférios distintos, a sazonalidade das estações se torna visível, alternando os meses de pico de produção, sendo sempre o verão a estação com maior capacidade de geração, alternando-se no inverno.

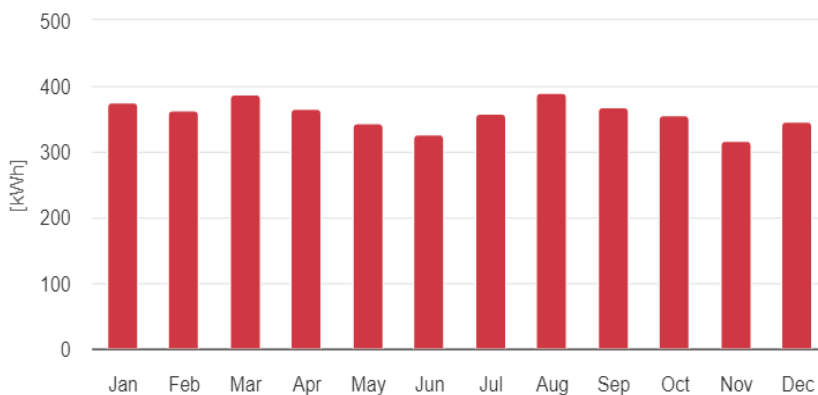


Figura 22 - Potência média mensal no município de Teresópolis

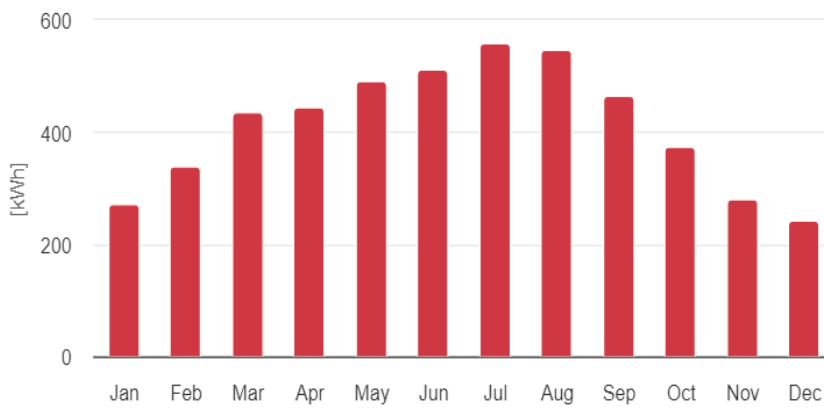


Figura 23 - Potência média mensal no município de Bragança

Por tratar-se de um país subtropical, no Brasil a variação ao longo do ano é menor se comparada a Portugal. A capacidade de geração no verão é inclusive superior à capacidade do verão brasileiro. Contudo, nos períodos de menor incidência, a capacidade portuguesa despenca, gerando valores menores que a metade do que os períodos de alta incidência do mesmo.

Tabela 2 – Dados da irradiação dos locais

	Teresópolis	Bragança	Unidades de medida
Irradiação normal directa (DNI)	1276,0	1918,8	kWh/m ²
Irradiação horizontal global (GHI)	1637,4	1939,4	kWh/m ²
Irradiação horizontal difusa (DIF)	748,1	539,2	kWh/m ²
Irradiação incidente no plano dos módulos FV otimizado (GTI opta)	1728,0	1919,0	kWh/m ²
Ângulo ótimo (OPTA)	23/0	35/180	°
Temperatura do ar (TEMP)	19,4	12,9	°C
Elevação do terreno (ELE)	809,0	687,0	m

Os valores de irradiação nominal evidenciam a distinção entre os locais, no qual Bragança atinge 1918,8 kWh/m² de irradiação normal (DNI), por ano. Enquanto em Teresópolis-RJ o valor é de 1276 kWh/m² de irradiação normal.

O período de incidência solar varia de acordo com o ano, considerando os fenômenos de solstícios e equinócio, previamente explicados no Capítulo 2. Sendo assim, o movimento do sol varia de acordo com a época e a hora como é apresentado na Figura 24 de Teresópolis e na Figura 25 do distrito de Bragança.

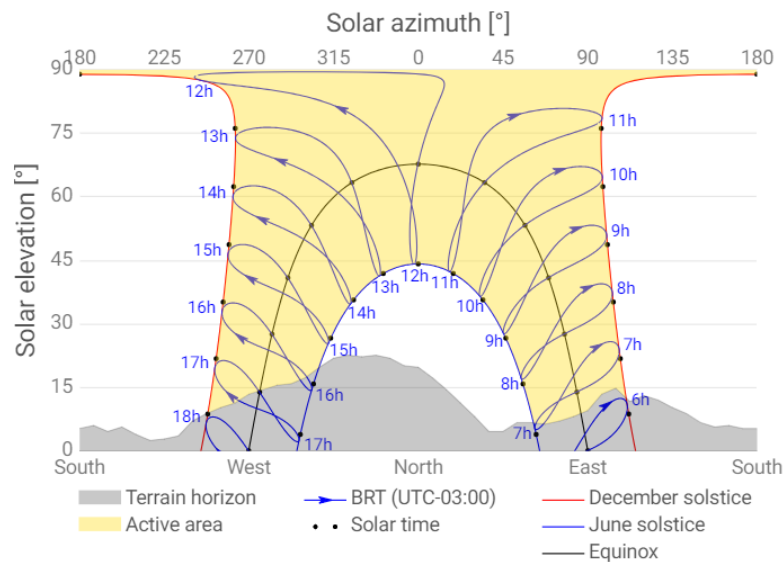


Figura 24 - Elevação solar anual no município de Teresópolis

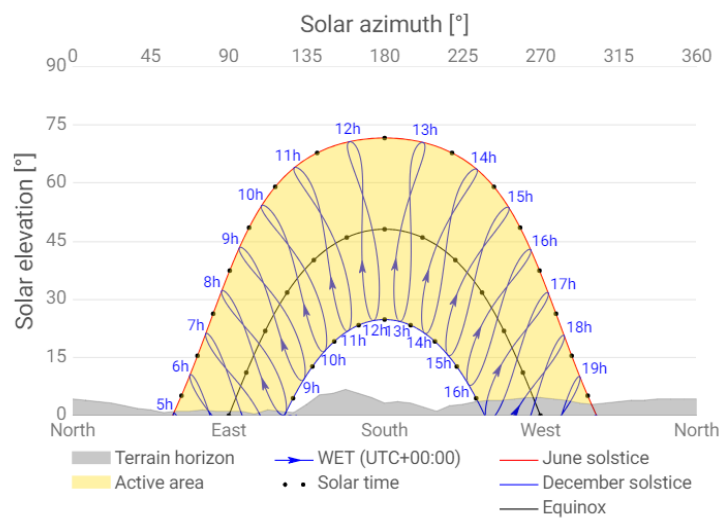


Figura 25 - Elevação solar anual no município de Bragança

Vale destacar que para esta análise de comparação, os efeitos de sombreamento não são relevantes, considerando que ambos os sistemas seriam ideais. Isto porque este parâmetro é peculiar de cada residência, e, porventura, pode interferir na análise final. Além disso, este fator não implica na viabilidade financeira, apenas em aspectos técnicos.

4.1.2. Orientação dos módulos

A disposição dos módulos também é um parâmetro que irá respeitar as características de cada local, sendo orientados de forma a maximizar a geração em cada local. Com intuito da obtenção de resultados que possam ser comparados com maior veracidade, optou-se por utilizar os valores ideais de orientação dos módulos, além da inclinação dos mesmos.

Sendo assim, os módulos foram dispostos seguindo a orientação do Global Solar Atlas para os dois casos. No cenário brasileiro, os módulos estão dispostos com ângulo azimutal de 0° e inclinação dos módulos de 23° em relação ao solo, ou seja, em um telhado com a mesma inclinação, cuja água aponta para a direção norte, sendo este o norte geográfico. Já em Bragança, a orientação dos módulos é o sul geográfico, com ângulo azimutal de 180° e 35° de inclinação em relação ao solo. Por tratar-se de uma análise de comparação, é imprescindível que estes dados sejam respeitados.

4.1.3. Módulos fotovoltaicos

O módulo utilizado no local da instalação foi determinado tendo em vista principalmente sua confiabilidade, especificações de potência e o fator financeiro. Desta forma, optou-se pelo módulo HiKu5 CS3Y-P da Canadian Solar. Este módulo apresenta estrutura policristalina, tipo de material comum quando se trata de projetos residenciais, por ter um custo benefício adequado, possuindo uma eficiência média entre 14 e 20 %.

Na análise de comparação, buscou-se módulos eficientes com melhor custo benefício no mercado português. A utilização de módulos diferentes deve-se ao cenário de cada local, já que o módulo da Canadian não apresenta ser vantajoso em relação ao custo benefício de outros modelos. Desta forma, optou-se pelo módulo AXIpremium XXL HC da empresa AXITEC.

Este módulo apresenta estrutura monocristalina, sendo mais eficiente que os módulos policristalinos. Este módulo possui uma eficiência média entre 20,5% e 21,5%. Apesar deste modelos serem normalmente mais caros no cenário brasileiro, em Portugal os preços são mais acessíveis, compensando no quesito custo benefício. A Tabela 3 apresenta alguns dados do Datasheet de ambos os módulos.

Tabela 3 - Características dos módulos utilizados

Parâmetros electricos	Canadian HiKu5 CS3Y-P (Teresópolis)	AXITEC AXIpremium XXL HC (Bragança)	Unidade de medida
Potência de saída (P _{máx})	445	550	Wp
Voltagem de operação (V _{mpp})	42,00	41,96	V
Corrente de operação (I _{mpp})	10,55	13,11	A
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	11,23	14,00	A
Voltagem de circuito aberto (V _{oc})	51,40	49,90	V
Eficiência	18,8	21,28	%

4.1.4. Inversores

O modelo de inversor utilizado no Rio de Janeiro foi o micro inversor DEYE SUN 1600-G3-US 220. A utilização desse modelo foi pré determinada na instalação, seguindo o modelo mais compatível e viável financeiramente com os módulos. Na análise de comparação, utilizou-se um inversor string. A escolha por este tipo de inversor deve-se à acessibilidade e viabilidade financeira. Então, o modelo escolhido é o GW3000-XS da GoodWe. A Tabela 4 apresenta alguns dados dos Datasheets fornecidos pelas empresas.

Tabela 4 - Características dos inversores

Parâmetros electricos	DEYE SUN1600G3-US- 220 (Teresópolis)	GoodWe GW3000- XS (Bragança)	Unidade de medida
Potência nominal de saída	1600	3000	W
Tensão nominal de saída	230	230	V
Tensão nominal MPPT	25 ~ 55	50 ~ 450	V
Máxima corrente de curto circuito MPPT	4 x 19,5	15,6	A
Máxima corrente de entrada MPPT	4 x 13	12,5	A
Número de rastreios MPPT	4	1	Un
Fator de potência	>0,99	0,8	kVAr
Eficiência máxima	96,5	97,6	%
Eficiência estática MPPT	99		%

4.1.5. Dimensionamento

Conforme dito anteriormente, o sistema fotovoltaico em questão deve ser capaz de gerar 4000 kWh, tendo como objetivo suprir praticamente todo o do consumo da residência. Para o sistema localizado em Teresópolis estipulou-se a necessidade de oito módulos de 445 Wp, sendo 3,56 kWp a potência de geração fotovoltaica. Contudo, os inversores utilizados operam com uma potência de saída de 1,6 kW. Desta forma, o sistema opera com 2 microinversores, totalizando 3,2 kW de potência.

Em média, estipula-se que o período diário de incidência solar no Brasil é de 5h equivalente (1000 W/m^2) [23]. Sendo assim, ao multiplicarmos a potência pela quantidade de horas, obtemos 16 kWh. Infelizmente, este valor é em casos teóricos, onde não há perdas e a eficiência é total. Desta forma, multiplica-se este valor por 0,8, o que corresponde a 80% (valor garantido pelas empresas fornecedoras ao longo de um período de 25 anos) de eficiência do sistema, adquirindo o valor de 12,8 kWh diário. Para saber o valor anual, multiplica-se por 365, valor correspondente aos dias do ano, retornando o valor de 4,672 MWh ou 4672 kWh. O valor obtido mostra-se superior ao consumido, sendo injetado o excedente de 672 kW para a concessionária anualmente.

No cenário de Bragança, respeita-se todos esses valores de geração para suprir o consumo de uma residência com valor equivalente. Por utilizar módulos de 550Wp, o dimensionamento altera-se, sendo necessário apenas seis módulos, obtendo 3,3 kWp. Por estarem dispostos em string, utiliza-se apenas um inversor ao invés de dois microinversores. Este inversor tem capacidade de 3,3kW.

Com relação ao período diário de incidência solar, este valor varia drasticamente em Bragança de acordo com as estações do ano [42]. Apesar das variações, estipula-se que a média diária anual assemelha-se a do Brasil. Desta forma, estipula-se 5h por dia, que, ao ser multiplicado pela potência, obtém-se o valor de 16,5 kWh. Considerando a eficiência do sistema de 80% (valor mínimo de eficiência garantida pelas empresas fornecedoras dos módulos ao longo dos 25 anos), atinge-se o valor de 13,2 kWh. Multiplicando pela quantidade de dias anuais, adquire-se o valor de 4,818 MWh ou 4818 kWh. Valor estimado superior ao valor da residência instalada na região serrana do Rio de Janeiro.

No cenário de comparação, a potência total do sistema é equivalente, contudo, como apresentado anteriormente, a escolha dos equipamentos foi de acordo com a acessibilidade comercial e financeira de cada país. Ou seja, estipulou-se que a utilização de seis módulos e que apenas um inversor é o ideal no cenário de Bragança. A diferença dos valores de potência do sistema está associada à diferença de potência dos módulos. Contudo, devido a capacidade instalada do inversor (valor realmente relevante), não haverá grandes alterações na análise de comparação.

4.2. Viabilidade econômica

A viabilidade econômica de um sistema é fundamental para que o projeto seja efetivamente instalado, já que muitas vezes os orçamentos são o principal obstáculo do ponto de vista do cliente. Ao instalar uma microgeração residencial, o cliente anseia por uma retorno financeiro e que este ocorra da forma mais breve possível. Contudo, este retorno varia de acordo com cada legislação e projeto.

A viabilidade econômica de um projeto inclui diversos fatores para que este seja concretizado. O fator preponderante é o poder aquisitivo ou poder de compra. O poder de compra está associado à capacidade de compra de bens e serviços através do salário.

No cenário brasileiro, a moeda (Real) é muito desvalorizada, com salários desproporcionais à capacidade de compra de alguns serviços, ou seja, de baixo poder aquisitivo. Em contrapartida, o Euro (moeda utilizada em Portugal) encontra-se valorizado com salários mais adequados, em comparação ao Brasil, capazes de suprir a maioria dos serviços [43].

Para avaliar a capacidade de compra de um produto, utiliza-se a equação do cálculo do PPC (paridade do poder de compra). A Paridade do Poder de Compra (PPC) de um país específico x (PPC_x) é um termo utilizado para descrever o fator de conversão da moeda do país x em dólares internacionais. Essa medida é calculada dividindo o valor da cesta internacional (q) em moeda local (M\$) no país x pelo valor da mesma cesta internacional em dólares americanos nos Estados Unidos. No qual, ($qM\$_x$) é o valor da cesta internacional em moeda local no país x , e $qUS\$_{us}$ é o valor da cesta internacional em US\$ nos Estados Unidos [43].

$$PPCx = (qM\$x) / (qUS\$us) \quad (1)$$

No caso deste trabalho, ao invés de utilizar o dólar como parâmetro, utilizou-se o Euro, já que esta é a moeda local portuguesa, facilitando assim os cálculos. Utilizando este cálculo, associado ao Índice Big Mac (The Big Mac Index), tem-se como resultado que o Real está 17,3% desvalorizado em relação ao Euro em julho de 2023, conforme apresentado no site *The Economist*. Sendo assim, o poder de compra dos brasileiros é inferior ao dos portugueses. Desta forma, ao calcular-se o valor final de uma instalação fotovoltaica no cenário brasileiro, este valor será acrescido de 17,3% [44].

Para comparação dos valores, de forma realista, utilizou-se um orçamento de uma empresa de energias renováveis localizada na cidade de Bragança, a APJ Energy Lda. Para um sistema de microgeração com 3.3kWp, o valor total da instalação é de 3.000 euros, em média, no ano de 2023. O sistema instalado na região serrana do Rio de Janeiro, custou, à época, o equivalente a 18.000 reais, no ano de 2021. Dados que não podem ser comparados por serem de épocas distintas.

Além disso, estes valores incluem mão de obra, cabeamentos, sistemas de proteção. Contudo, para uma análise mais realista, utilizou-se apenas do valor do kit fotovoltaico, que inclui os módulos e o inversor. Já que os valores de mão de obra são variáveis específicas e que podem ser atribuídos a qualquer valor. Desta forma, estipula-se que o valor do kit fotovoltaico em Bragança, de 3.3 kWp, é de 1268 euros, em agosto de 2023 (média de preço praticado de uma empresa referência no mercado em Bragança). No cenário brasileiro, de acordo com a Greener, o preço médio do kit fotovoltaico é de 2,28 reais o valor do Wp (Watt-pico) no mês de julho de 2023 [45]. Portanto, obtém-se o valor de 7524 reais. Contudo, pela desvalorização da moeda, este valor, acrescido os 17,3% (PPC), passa a ser de 8825 reais.

A taxa de câmbio passa a ser o da época, no qual o valor do euro era de 5,20 reais, em julho de 2023 [44]. Desta forma, os valores de comparação alteram-se os valores para o mesmo parâmetro, sendo comparados em euros. Portanto, o custo de 1268 euros o kit em Bragança e 1698 euros em Teresópolis, já incluso os 17,3% da desvalorização do real.

Com relação ao retorno financeiro, no atual sistema de compensação financeira (2024), no cenário brasileiro, este retorno passou a ser reduzido, devido a nova Lei 14.300 GD [1], como explicado no tópico 2.2. Já no cenário português, o retorno financeiro é menor devido ao Decreto-Lei (DL) n.o 15/2022 [3] favorecer principalmente o autoconsumo, apresentado no tópico 2.4. A Tabela 6 apresenta os valores de compra e venda do kWh nos dois países, sendo os valores de 0,200 euros [46] e 0,250 euros [47] para kWh consumido em Bragança e no Rio de Janeiro, respectivamente. É nítido que no cenário brasileiro a Lei de compensação é mais vantajosa mesmo após a alteração, principalmente se comparado aos preços de venda de 1 kWh em Portugal.

Tabela 5 - Tarifas de compra e venda do kWh

Data:	Preço de venda excedente (Injetada) (€/kWh)	Preço Doméstico Médio (Consumido) (€/kWh)
01/01/2024		
Portugal	0,060	0,200
Brasil	0,231	0,250

Estes valores, como apresentado anteriormente, são referentes a janeiro de 2024. No Brasil, o valor de venda do excedente varia de acordo com a taxa progressiva, apresentado no Capítulo 2, sendo o valor de 0,231 euros no ano de 2024 [47]. A Tabela 5 apresenta os devidos valores da venda do excedente com as devidas taxações até o ano de 2050.

No sistema português, a compensação varia de acordo com a empresa concessionária que comprará o excedente. Há alguns contratos que estabelecem valores fixos para a venda do excedente, independente do valor de venda, o preço mantém-se. Uma destas é a Ezu Energia, a qual paga seis centimos (0,06 €) (janeiro de 2024) no caso do contrato de valor fixo [48].

Desta forma, utiliza-se este valor como parâmetro para este estudo, e os valores disponibilizados pela concessionária responsável pela instalação em questão no Brasil, com a devida regressão da compensação financeira abordados no tópico 2.2, para a análise de comparação. Neste intuito, utiliza-se o software PV*SOL para esta análise, pois o próprio é capaz de gerar os devidos gráficos do retorno e do balanço financeiros.

4.3 Simulação no software PV*SOL

Um sistema de geração solar fotovoltaico residencial pode ser dimensionado de diversas maneiras. Contudo, a existência de métodos computacionais mostra-se viável e eficiente para a parametrização do sistema em questão. A utilização de softwares para esta finalidade permite a análise de parâmetros que já estão intrínsecos em sua programação, como o retorno financeiro ao longo dos anos. Para realização deste estudo, utilizou-se o software PV*SOL para o dimensionamento.

4.3.1. Dados iniciais

Iniciando o projeto, há a inserção de dados e valores no software. Inicialmente, há os dados do cliente e do projeto, que não são relevantes para os resultados deste trabalho. Posteriormente é requisitado o tipo de sistema, clima e rede. Nesta etapa é indicado se o sistema será integrado à rede ou não, se avaliará o consumo, dentre outras opções. Em ambos os cenários, os sistemas são On-Grid, conectados a rede elétrica pública. Justamente para avaliar o retorno financeiro com o excedente injetado na rede elétrica.

Relativamente aos dados climáticos de irradiação, ao escolher a localização da instalação, o próprio PV*SOL já adquire os valores através do seu banco de dados meteorológicos, Meteonorm 8.1. Depois são inseridos os dados referentes ao tipo de fornecimento pela concessionária responsável pelo local em questão. Desta forma, indica-se principalmente os níveis de tensão e o número de fases do padrão de entrada.

No caso do sistema ser com consumo (autoconsumo), é necessário prover os valores em kWh presentes no histórico de consumo de energia da instalação em questão, apresentados na Tabela 1 do Capítulo 4 e apresentados na Figura 26. Ao inseri-los, o software gera um diagrama de cargas correspondente aos valores de energia consumida em cada mês ao longo do ano, em kWh. Como dito anteriormente, estes valores serão utilizados para o cálculo de venda do excedente.

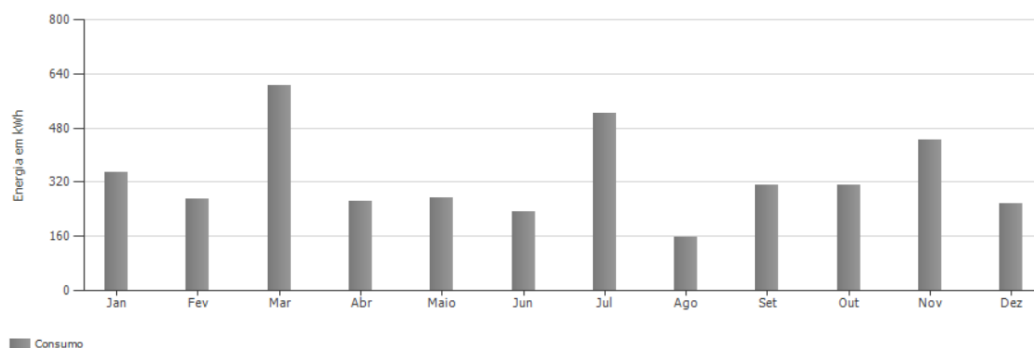


Figura 26 - Consumo no período de 1 ano

4.3.2. Projeção 3D

Na sequência de utilização do software, o segundo momento consiste na modelagem 3D. Nesta etapa, projetou-se as residências priorizando-se apenas a inclinação do telhado condizente com os ângulos de inclinação ótimos dos módulos fotovoltaicos em cada cenário. Após a confecção do modelo 3D do telhado, tem-se a alocação dos módulos fotovoltaicos.

Como referido anteriormente neste trabalho, em Bragança, os módulos devem estar orientados a sul geográfico, com inclinação de 35° e ângulo azimutal de 180° , como mostra a Figura 27.

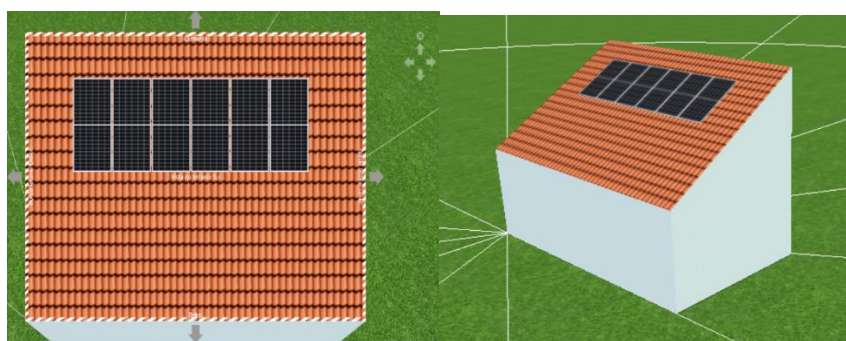


Figura 27 - Orientação dos módulos a sul geográfico com inclinação de 35° em relação ao solo, em Bragança

No cenário de Teresópolis-RJ, o ângulo azimutal ideal é 0° com inclinação dos módulos de 23° , ambos representados na Figura 28.

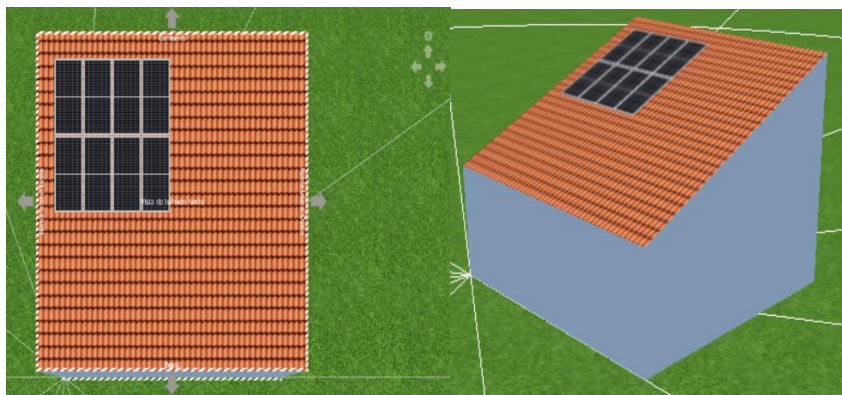


Figura 28 - Orientação dos módulos a norte geográfico com inclinação de 23° em relação ao solo, em Teresópolis

A partir desse passo, insere-se os respectivos inversores. Nesta etapa, também há o cabeamento entre os módulos e inversores, podendo ser feito automaticamente pelo software ou manualmente pelo projetista. A seguir, tem as perdas dos cabos e fiações. Contudo para esta análise, tem-se o valor fixo de 0,98% de perdas, valor padrão teórico.

4.3.3. Tarifas e taxas

Por fim, as taxas e tarifas das concessionárias fornecedoras de energia. O PV*SOL fornece alguns dados de algumas concessionárias, mas caso o local de instalação possua outra concessionária não registrada no sistema, tem-se a opção de adicionar uma nova concessionária, informando os valores da venda do kWh, associado aos valores da inflação anual. Sendo assim, inseriu-se os valores necessários para ambos os projetos.

Os valores de consumo do kWh presentes nesta etapa são referentes a janeiro de 2024. Já os valores do custo do projeto (kit fotovoltaico) é referente a julho de 2023. Para o cálculo correto, insere-se o custo total para realização dos projetos, indicado como investimentos amortizáveis. Em cima desse valor, aplica-se o percentual da inflação média, cujo valor é, à data deste estudo, de 4,3% Portugal [49] e 4,72% no Brasil [50] em 2023.

As tarifas de injeção e de energia também apresentam inflação, sendo o valor de 7,7% para inflação da eletricidade no estado do Rio de Janeiro no ano de 2023 [50]. Em Portugal, utilizou-se o valor da inflação geral, de 4,3% para ambas as tarifas [49]. Nota-se que, avaliando as taxas de inflação dos anos anteriores, a taxa de inflação de 2023 é atípica, sendo um valor elevado ao padrão médio português. Isto deve-se a particularidades, como a guerra na Ucrânia.

Tabela 6 - Inflação dos países de estudo

Ano de 2023	Inflação média	Inflação da eletricidade
Portugal	4,3%	4,3%
Brasil	4,7%	7,7%

Com relação as tarifas de consumo, em Bragança, utilizou-se as tarifas cujo valor é de 0,19 € (incluindo a tarifa de acesso às redes). Contudo, ainda há a tarifa de 0,35 € diários pela utilização dos serviços da rede elétrica. Sendo assim, utilizou-se neste trabalho o valor de 0,20 € o preço de consumo do kWh [46]. Em Teresópolis, as tarifas são da ENEL, sendo o valor de 0,25 € (valor da tarifa já com ICMS e acrescido os 17,3% da PPC) [47].

Com relação a venda do excedente, como dito anteriormente, em Bragança, utilizou-se o contrato proposto pela EZU, com valor de 0,06 € pela venda de 1 kWh [48]. No cenário brasileiro, devido a Lei 14.300, este valor sofre taxaço progressiva ao longo dos anos. Estes valores estão representados na Tabela 7. Novamente enfatiza-se que os valores sofreram a conversão da moeda utilizando o valor de conversão fixo de julho de 2023, cujo valor é de 5,2 [44], acrescido os 17,3% da desvalorização da moeda [44].

Tabela 7 - Taxação progressiva da ENEL até 2050

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028- 2030	2031- 2050
Preço de venda kWh (€)	0,241	0,231	0,221	0,210	0,200	0,190	0,184

5. Resultados e análise

Conforme os dados apresentados no Capítulo 4, tem-se, por meio dos respectivos gráficos gerados pelo software PV*SOL, os resultados relevantes, como o balanço financeiro e a previsão de retorno financeiro. Sendo assim, a partir dessas informações geradas pelos relatórios, pode-se realizar as comparações para identificar em qual dos países é mais viável economicamente a instalação de sistemas fotovoltaicos em residências.

Vale destacar que para uma análise mais assertiva, utilizou-se todos os valores em euros desde o início deste trabalho, com as devidas taxas de conversão e acrescido o percentual de 17,3% da desvalorização do real em relação ao euro, que representa a disparidade do poder de compra entre os dois países.

Os gráficos de previsão de rendimento gerados pelo software são uma comparação utilizando a metodologia do gráfico de barras, associado ao gráfico de linha (Figura 29 e 30). O gráfico de barras apresenta, na tonalidade amarela, a produção de energia fotovoltaica gerada, enquanto a tonalidade cinza indica o consumo (Tabela 1). A linha gerada é o excedente de produção.

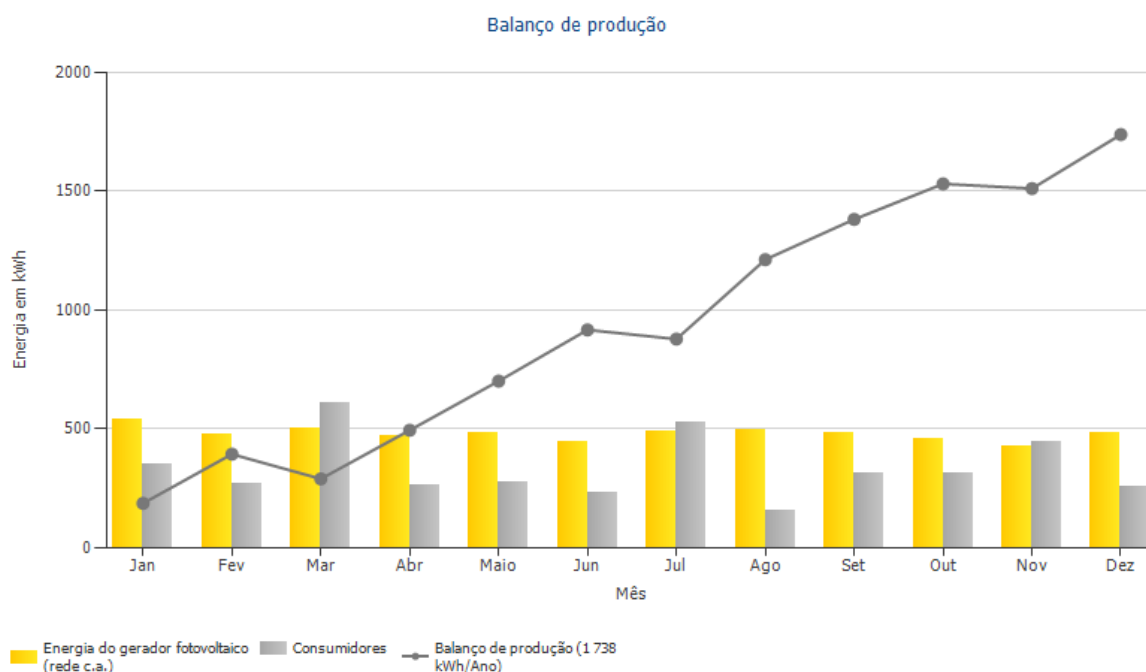


Figura 29 - Balanço energético em Bragança

O balanço energético indica uma crescente, já que a geração superou o consumo durante 9 dos 12 meses do ano em ambos os casos, indicam que o sistema está dimensionado corretamente. Como mostrado, a linha é o excedente acumulado ao longo de 1 ano. Nota-se que há um excedente na produção de mais de 1500 kWh/ano, que irá evidenciar as diferenças entre as leis de compensação financeira.

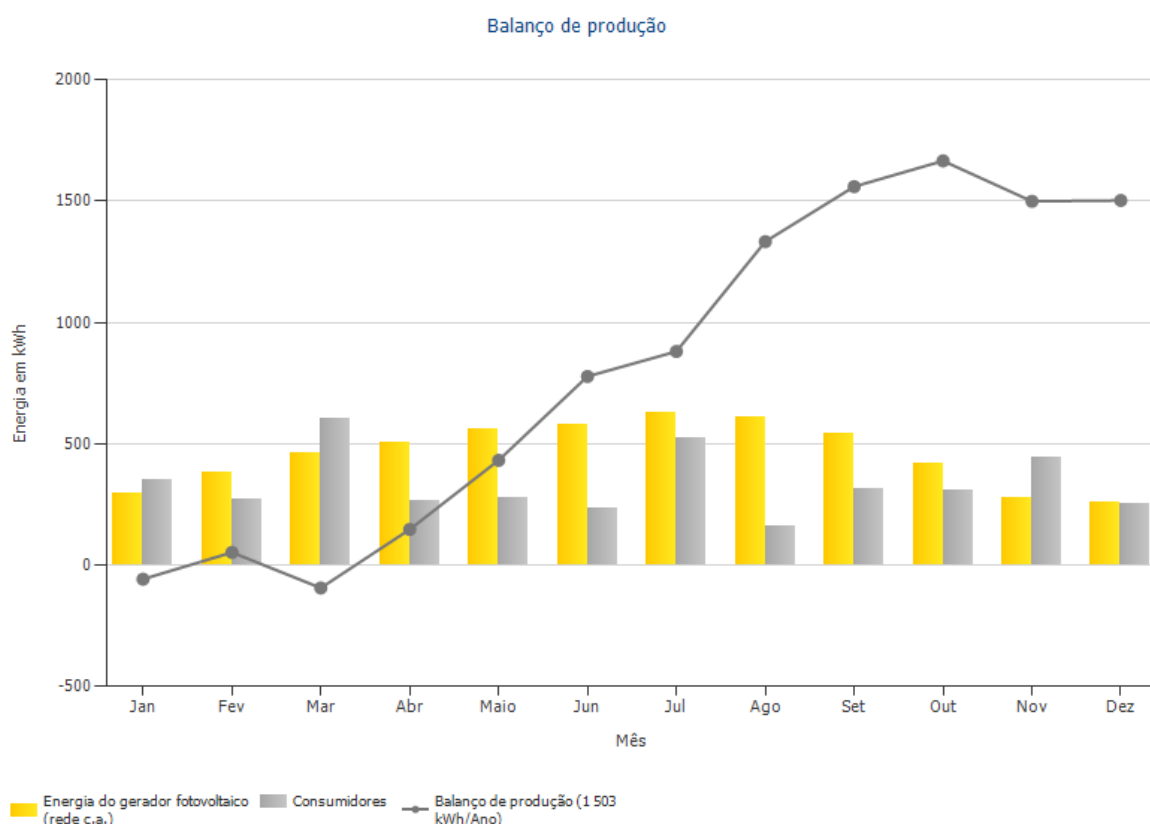


Figura 30 - Balanço energético em Teresópolis

Relacionado a isto, tem uma tem-se o gráfico do balanço financeiro acumulado. Ao iniciar o dimensionamento, naturalmente há um custo devido ao investimento inicial para realização do projeto. Contudo, com a diminuição no valor cobrado na fatura de energia, aliado a eventual venda do excedente, o projeto tende a apresentar retorno financeiro gradualmente ao longo do anos. As Figuras 31 e 32 apresentam balanço financeiro acumulado ao longo de 30 anos. Nota-se que, inicialmente, as barras estão negativas ou nulas devido ao investimento inicial, apresentado na secção 4.2 deste trabalho.

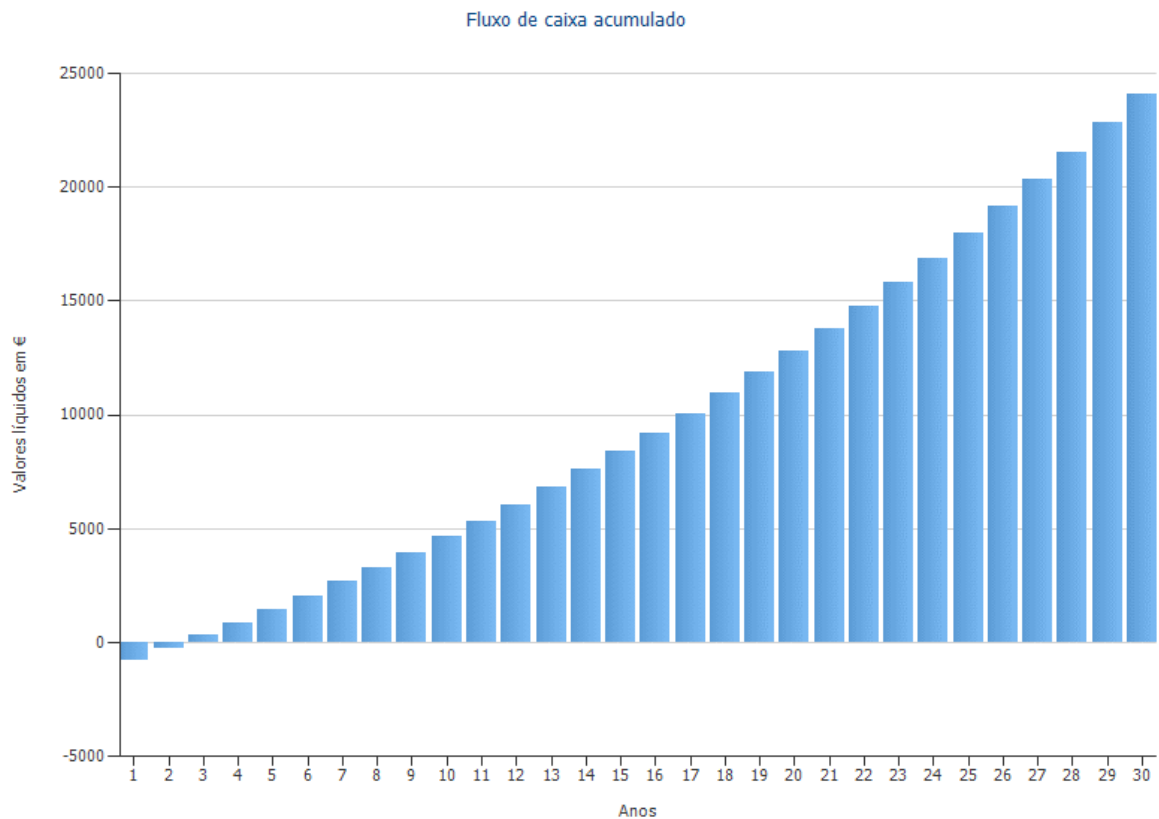


Figura 31 - Balanço financeiro acumulado Bragança

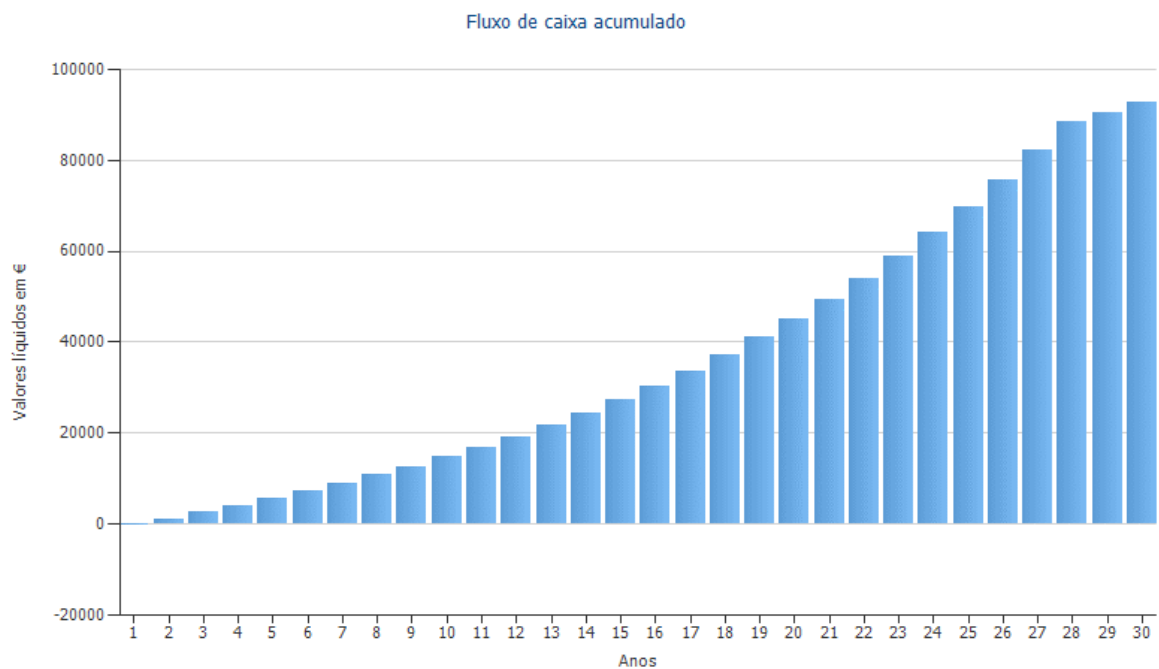


Figura 32 - Balanço financeiro acumulado Teresópolis

No primeiro caso (Figura 31), o retorno financeiro inicia-se a partir do 3 ano após a instalação. Como a tarifa pelo venda do excedente é baixo (Tabela 5), o fluxo ao fim de 30 anos aproxima-se dos 25.000 euros. Já no segundo caso (Figura 32), o retorno já acontece no segundo ano pós instalação, com um acumulo em torno de 90.000 euros ao longo dos 30 anos, mostrando claramente como, apesar da alteração da nova lei de compensação, ainda é extremamente vantajoso a venda do excendendo no cenário brasileiro se comparada ao cenário português.

Nota-se que, no cenário português, o gráfico segue quase uma crescente linear, utilizando a premissa de uma taxa fixa de venda do excedente (Tabela 5) e com uma inflação relativamente baixa (Tabela 6). Entretanto, no Brasil, o fluxo tende da estagnar ao fim dos anos, quando a taxação está maior e com valor constante. Vale estacar que, ao simular diversos cenários no software, variando o ano de instalação da microgeração residencial, o valor do balanço financeiro é significativamente inferior quanto mais tardia foi a instalação, já que a estagnação dos valores de venda ocorre mais rapidamente. Contudo, dentre deste cenário, financeiramente, ainda é mais vantajosa a legislação brasileira do que a portuguesa no aspecto de compensação financeira relativa a venda do excedente elétrico.

As Figuras 33 a 37 apresentam a variação do balanço financeiro no cenário brasileiro de acordo com os anos de instalação. Como dito anteriormente, a diferiçã da instalação resulta em um balanço financeiro menor e com facilidade à estagnação.

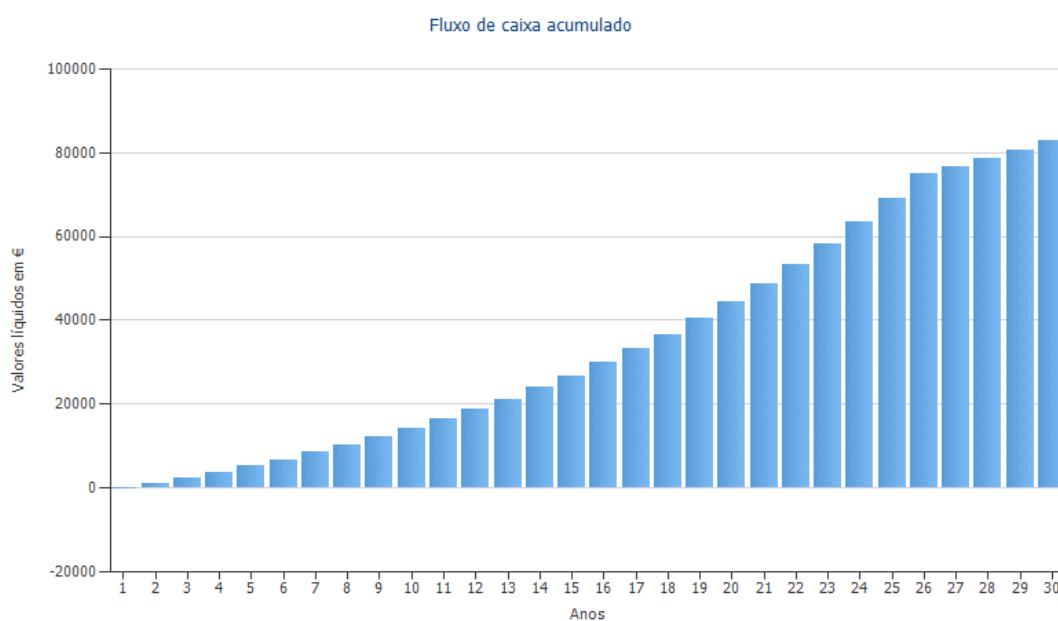


Figura 33 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2025

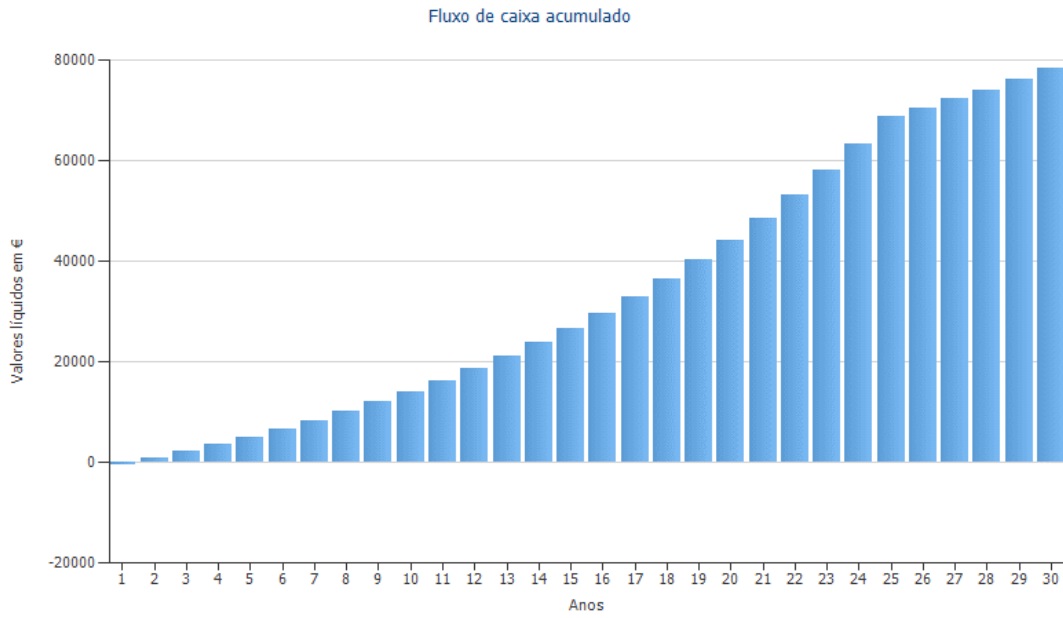


Figura 34 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2026

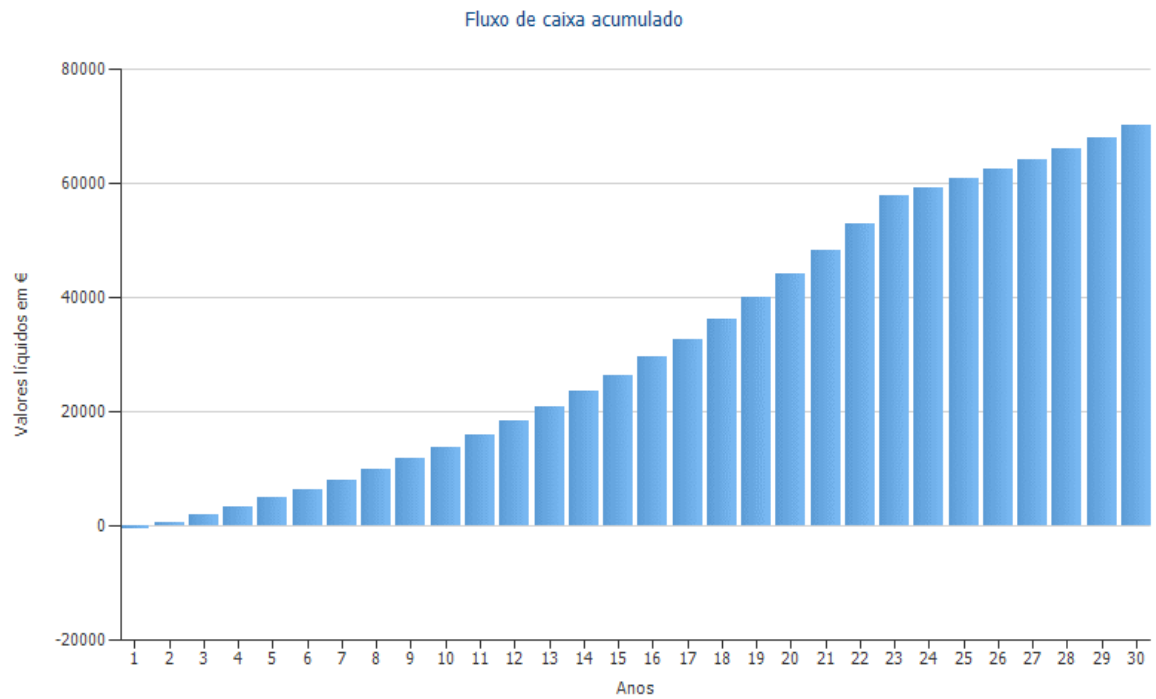


Figura 35 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2028

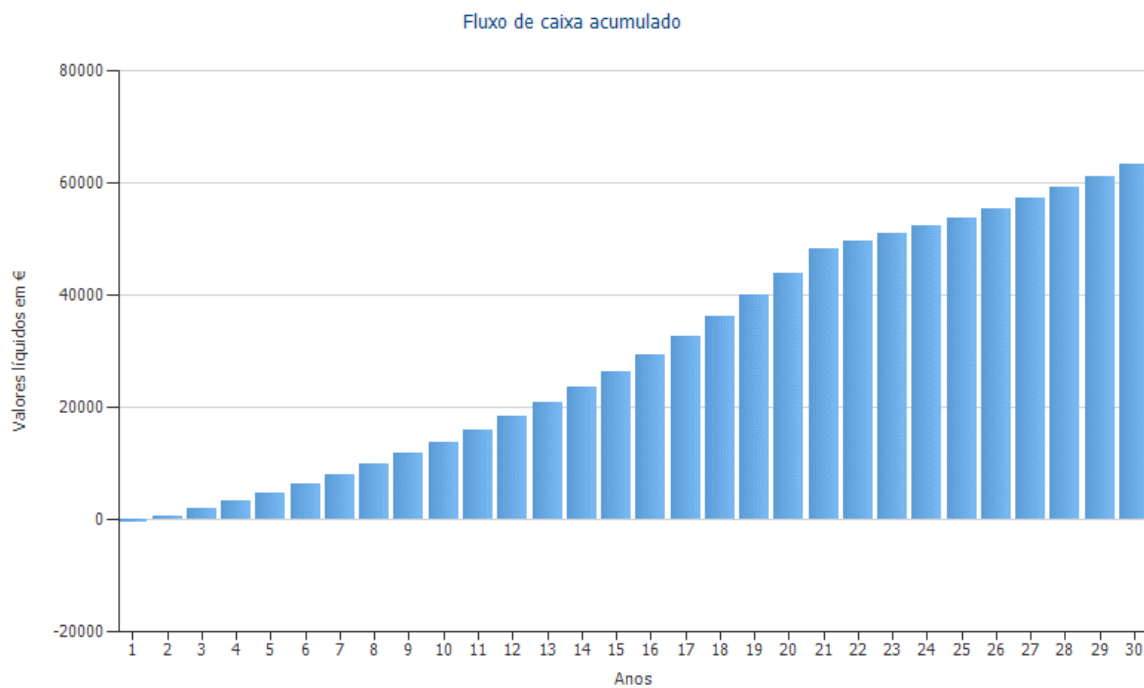


Figura 36 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2030

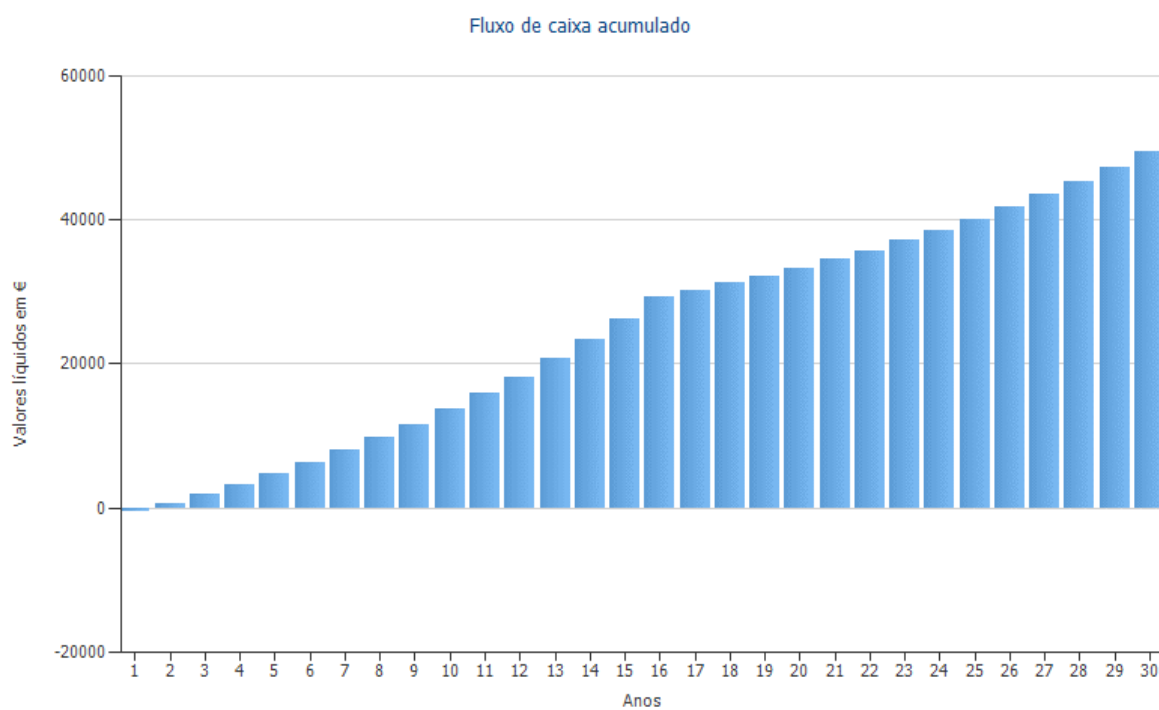


Figura 37 - Balanço financeiro para instalação no Brasil em 2035

Por tratar-se de uma taxaço progressiva na energia injetada, o que, inicialmente, apresenta-se como uma exponencial, estagna-se com o passar do tempo, tornando-se cada vez mais uma constante. Destaca-se também que o valor final do fluxo   drasticamente inferior a fim dos 30 anos, principalmente ao ser instalada e 2035. Em Portugal, por utilizar uma taxaço constante neste estudo, o gráfico do balanço financeiro   semelhante independente do ano em que for instalado o sistema fotovoltaico.

Outra análise   a da utiliza o da energia que   gerada se   interessante no intuito de avaliar o quanto se utiliza diretamente a gera o fotovoltaica e o quanto   injetado na rede elétrica. Por serem duas residências, normalmente, o período de maior gera o não condiz com o período em que os residentes estão a usufruir da energia elétrica. Desta forma, uma parcela significativa da gera o   injetado na rede, como pode ser analisado nas Figuras 38 e 39, que apresenta os fatores de utiliza o obtidos para ambas as instala es.

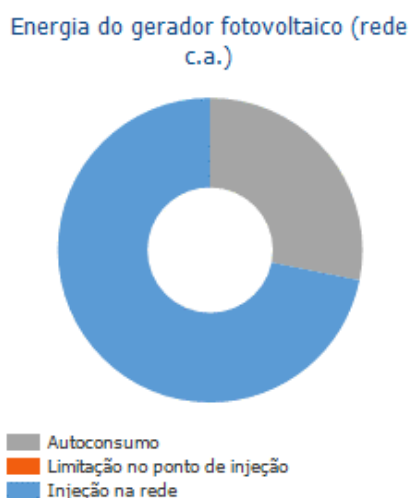


Figura 38 - Fator de utiliza o em Bragança

O fator de utiliza o está diretamente atrelado   curva de carga de cada caso. Na simula o em Bragança, o software não dispõe de uma curva de carga específica para a cidade. Desta forma utilizou-se uma curva de carga genérica com picos de fim de tarde. A escolha desta curva deve-se a semelhança a curva de carga do Rio de Janeiro e por ser, normamlmente, o período em que maior parte da popula o encontra-se em casa e usufruindo da rede elétrica.

Novamente o software avaliou o autoconsumo direto do sistema e o consumo que é coberto pela sistema fotovoltaico. Em Bragança, 28,1% é autoconsumo direto, valor dentro do valor esperado neste tipo de instalação.

Na simulação em Teresópolis, utilizou-se a curva de carga residencial da ENEL no estado do Rio de Janeiro. Esta curva de carga é uma curva específica baseado na utilização da energia nessa região. Desta forma o software avalia o autoconsumo direto do sistema e o consumo que é coberto pela sistema fotovoltaico, no qual, no projeto de Teresópolis, 24,7% é autoconsumo direto.

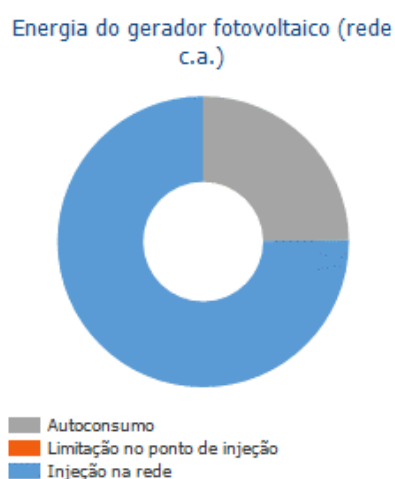


Figura 39 - Fator de utilização em Teresópolis

A Figura 40 indica a geração fotovoltaica e qual o destino da energia gerada. As barras em cinza indicam o autoconsumo direto da produção, enquanto as barras em azul indicam o que é injetado na rede elétrica. Nota-se que, pela justificativa apresentada no parágrafo acima, uma parcela significativa é injetada. Como a venda do excedente não tão é vantajoso no cenário português, entende-se que a utilização de sistemas zero-grid ou a utilização de sistemas híbridos com baterias apresenta-se como mais vantajoso neste aspecto. Vale destacar que a desvantagem é relativa a venda do excedente, pois o retorno financeiro deste investimento ainda é vantajoso considerando a queda dos valores nas fatutas de eletricidade.

Entretanto, no cenário brasileiro, apresentado na Figura 41, como a venda do excedente ainda mostra-se extremamente vantajoso, tanto o consumo direto quanto a injeção na rede são benéficos, apesar da injeção ser maior do que o autoconsumo direto.

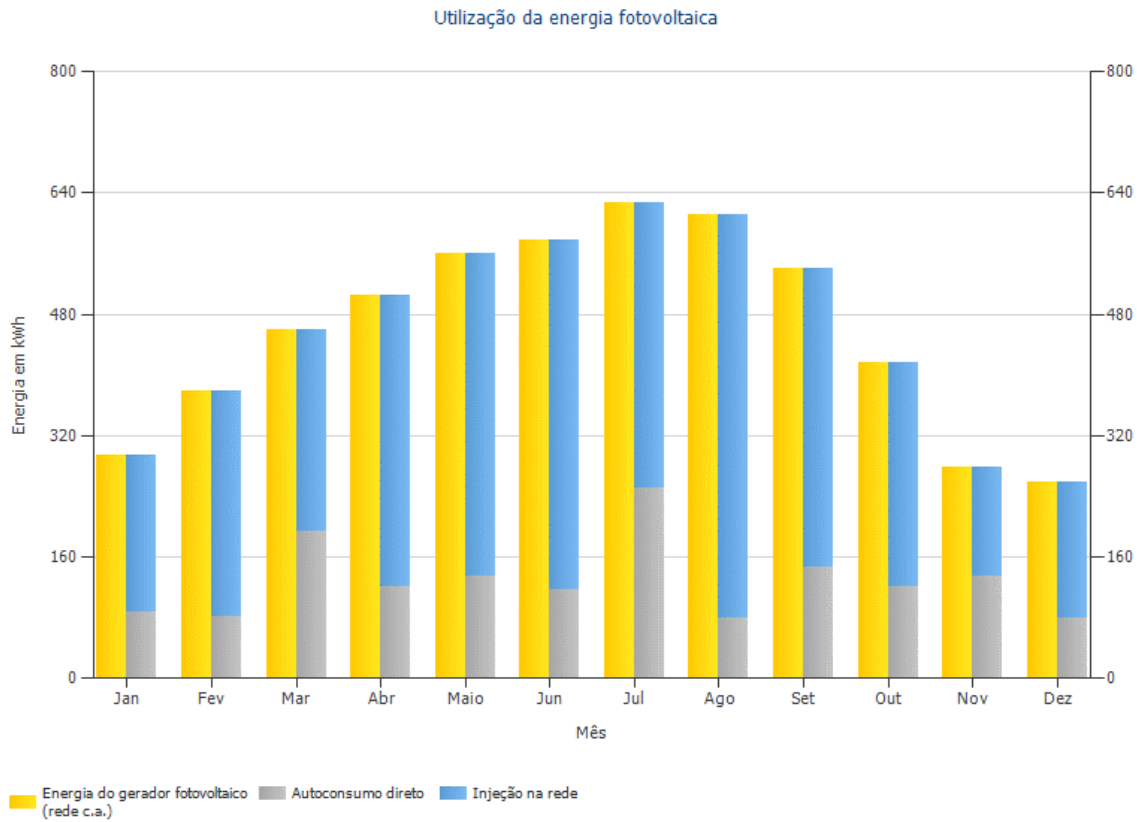


Figura 40 - Utilização da energia fotovoltaica em Bragança

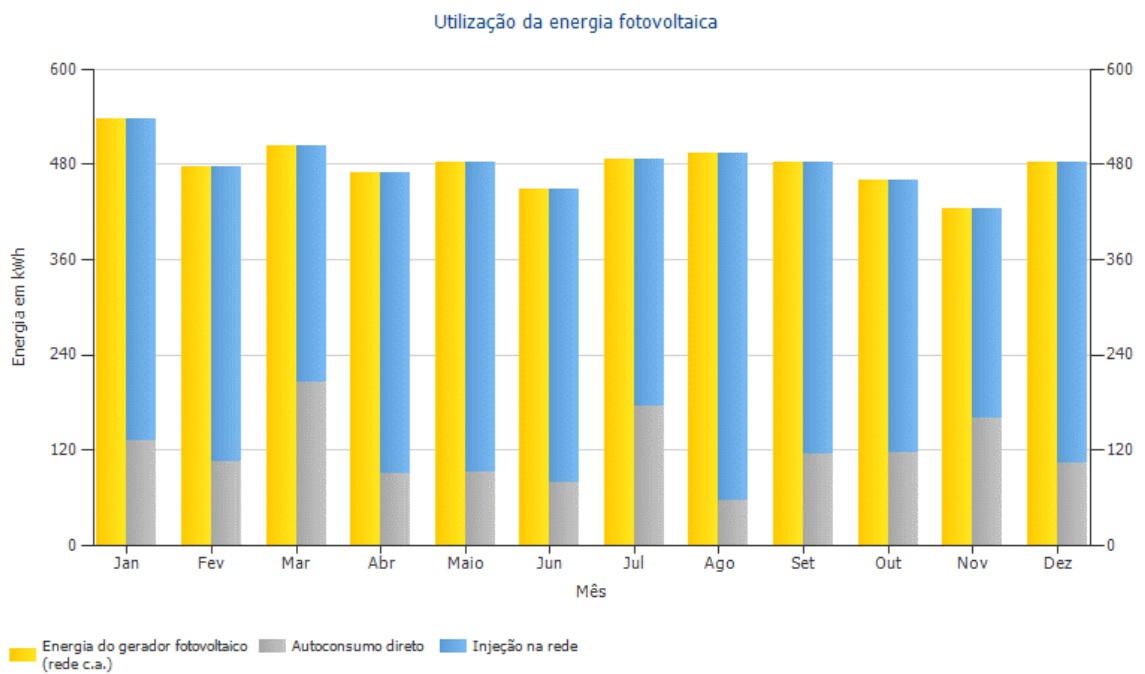


Figura 41 - Utilização da energia fotovoltaica em Teresópolis

Ainda seguindo a mesma vertente, obtêm-se os gráficos da cobertura do consumo, que representam, dentro do consumo inserido ao longo do ano (Tabela 1), a proporção de quanto do consumo está coberto pelo sistema fotovoltaico e o quanto está coberto pela rede elétrica do local. Nota-se na Figura 43 que, em Teresópolis, a maior parte do consumo provém da utilização da rede elétrica, sendo dominante em todos os meses do ano.

Em Bragança, apresentado na Figura 42, em alguns meses do ano, a maior parte do consumo provem da energia fotovoltaica gerada, cenário que apresenta-se como o mais indicado quando dimensiona-se um sistema fotovoltaico On-Grid. Está diferença entre os dois cenários é proveniente da curva de carga estabelecida em cada local.

Vale ressaltar que apesar da produção ser superior ao consumo em boa parte do ano, isto não impede o consumo a partir da rede elétrica, já que muitas das vezes a utilização da energia em uma residência é majoritariamente nos períodos em que não há geração de energia fotovoltaica, resultando num déficit energético.

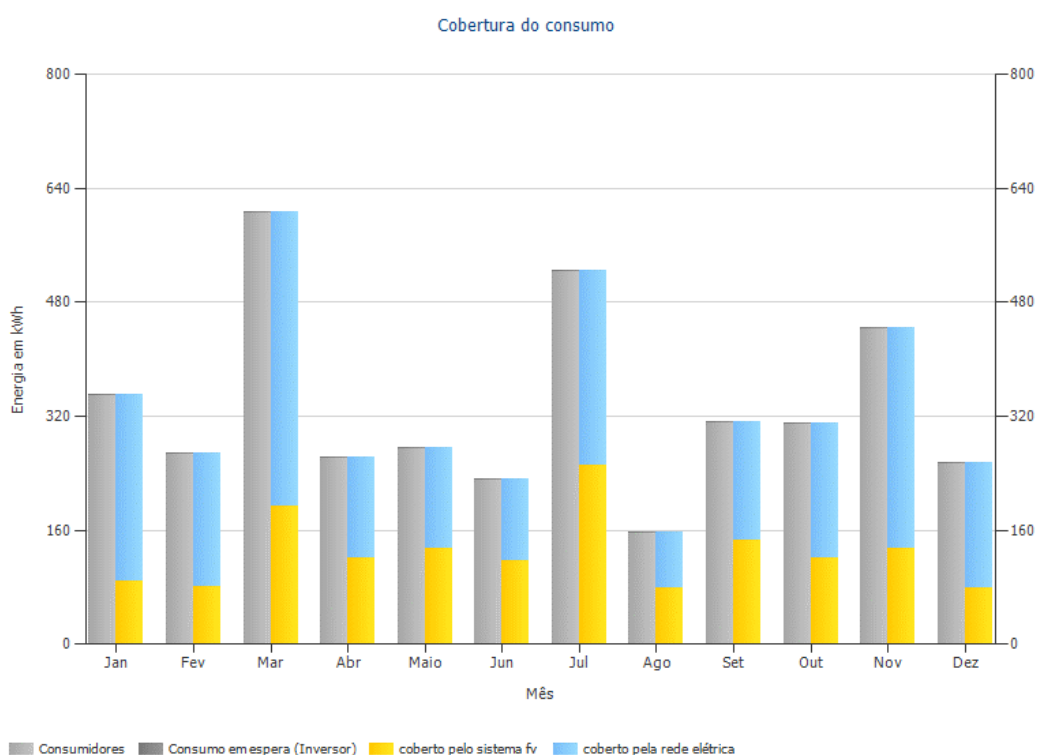


Figura 42 - Cobertura do consumo em Bragança

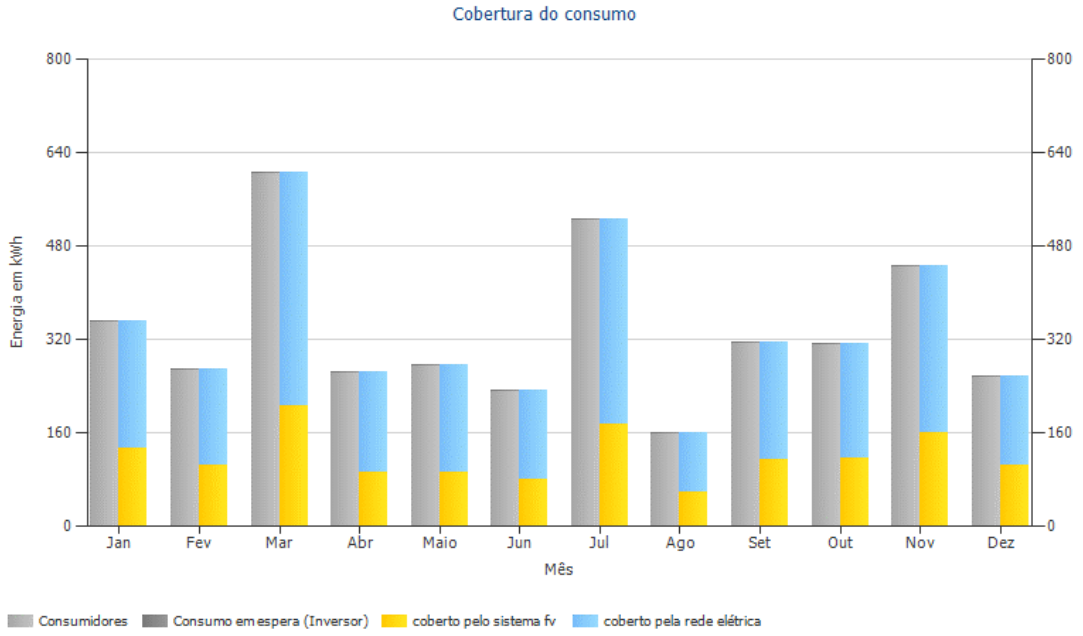


Figura 43 - Cobertura do consumo em Teresópolis

6. Conclusão

Como foi ressaltado ao longo do projeto, devido às crescentes procuras por gerações fotovoltaicas residenciais, a viabilidade para realização desses projetos torna-se fundamental quando pretende-se manter este crescimento. Sendo assim, este trabalho buscou de forma prática comparar dois sistemas solares fotovoltaicos em países distintos, evidenciando a diferença da viabilidade financeira entre ambos, averiguando que o cenário brasileiro apresenta-se como mais vantajoso a longo prazo.

Para isso, comparou-se as legislações vigentes de cada local e o funcionamento dos respectivos sistemas elétricos nacionais. Seguidamente, a análise dos parâmetros técnicos e de cada local, associado a viabilidade financeira dentro de cada cenário. O estudo sobre os métodos de compensação por injeção do excedente na rede elétrica, para assim estipular em qual caso há um retorno financeiro mais rápido a longo prazo. Para análise de comparação, utilizou-se o software PV*SOL, que retornou com estes dados graficamente. Os valores gerados no software, para cada caso, foram comparados e analisados, associados aos cálculos presentes no tópico 4.3. deste trabalho.

Conclui-se que os valores evidenciam a diferença das leis de compensação financeira, no qual o retorno financeiro é quase que imediato no cenário brasileiro. A maior dificuldade deste cenário esta atrelada ao baixo poder de compra. Mas é nítido que o investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais é extremamente vantajoso no Brasil.

No cenário português, a principal vantagem é com relação ao poder aquisitivo associado ao baixo custo inicial de uma instalação relativo ao ordenado mínimo. Como a diferença do valor inicial de investimento é levemente superior ao ordenado mínimo, o investimento nesta fonte de energia é mais acessível a população. Contudo a venda do excedente não apresenta-se como vantajosa, já que o valor de venda do kWh é baixo. Mas vale ressaltar que, mesmo assim, ainda é um investimento vantajoso financeiramente, além de estar atrelado a satisfação pessoal de estar contribuindo com a mudança da matriz energética associada a diminuição das faturas mensais de eletricidade.

Ao fim deste trabalho, conclui-se que o investimento em um projeto de autoconsumo é mais acessível em Portugal. Em contrapartida, o retorno financeiro é lento devido ao Decreto-Lei n.º 15/2022 [3] de compensação de venda do excedente. Já no Brasil, o retorno financeiro ainda é extremamente vantajoso, mesmo com a nova Lei 14.300 [1]. Contudo, o investimento inicial para projetos de microgeração solar fotovoltaica ainda não é financeiramente acessível em relação ao ordenado mínimo.

6.1 Trabalhos futuros

Ao fim deste trabalho, surge algumas possibilidades para a realização de trabalhos futuros. Primeiramente, uma simulação mais detalhada associada a uma análise com a utilização de baterias, avaliando em qual cenário o retorno financeiro seria mais vantajoso. Se possível, um dimensionamento com maior equiparidade, com os mesmo módulos e inversores, considerando as dificuldades locais para a aquisição dos mesmos.

Por este trabalho tratar-se de duas instalações reais com dados de geração, optar por uma simulação no qual a escolha a escolha da concessionárias fornecedoras de energia seja a mais vantajosa, já que neste trabalho não houve escolhas, apenas a utilização de dados já pré-determinados na instalação.

Referências

- [1] DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, “Lei 14.300,” 07 01 2022. [Online]. Available: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>.
- [2] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482,” 2012.
- [3] Diário da República, “Decreto-Lei n.º 15/2022,” 06 01 2022. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>. [Acesso em 2023 07 14].
- [4] “ABSOLAR,” 5 Janeiro 2024. [Online]. Available: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.
- [5] ABSOLAR, “Associação Brasileira de Energia Solar,” 08 03 2022. [Online]. Available: <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-solar-no-brasil-atinge-14-gw-potencia-equivalente-a-usina-de-itaipu/>.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.059,” 07 02 2023. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>.
- [7] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1.000,” 2021.
- [8] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687,” 2015.
- [9] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA No 786,” 2017.
- [10] R. Marques, “Canal Solar,” 18 01 2022. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. [Acesso em 20 03 2024].
- [11] Jusbrasil, “artigo-27-da-lei-n-14300,” 06 01 2022. [Online]. Available: <https://www.jusbrasil.com.br/topicos/496822033/artigo-27-da-lei-n-14300-de-06-de-janeiro-de-2022>. [Acesso em 26 01 2024].
- [12] APREN, “anuario brochura,” 2023. [Online]. [Acesso em 10 08 2023].
- [13] APREN, “boletim eletricidade renovaveis 2022,” Dezembro 2022. [Online]. [Acesso em 10 08 2023].
- [14] APREN, “Eletricidade renovável em revista 2023,” 2023. [Online]. [Acesso em 20 07 2023].
- [15] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia, Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística, “Energia em Números - Edição 2022,” Junho 2022. [Online]. [Acesso em 14 07 2023].
- [16] M. Prado, “Novas regras para acelerar instalação de centrais solares entram em vigor esta quinta-feira,” 19 10 2022. [Online]. Available: <https://expresso.pt/economia/2022-10-19-Novas-regras-para-acelerar-instalacao-de-centrais-solares-entram-em-vigor-esta-quinta-feira-535c10c0>.

- [17] OMIE, “O mercado de eletricidade está estruturado em um mercado diário, um mercado intradiário de leilões e um mercado intradiário contínuo,” 26 03 2024. [Online]. Available: <https://www.omie.es/pt/spot-hoy>.
- [18] Diário da República, “Decreto-Lei n.º 72/2022,” 19 10 2022. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2022/10/20200/0001500020.pdf>.
- [19] S. d. S. Brito, “CRESESB,” 2006. [Online]. Available: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf.
- [20] E. R. Portal Energia, “Portal Energia, Energias Renováveis,” Janeiro 2004. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>.
- [21] C. C. d. S. Orlando Moreira Júnior, “Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha,” *SciELO - Scientific Electronic Library Online*, Junho 2020.
- [22] E. B. Pereira, Atlas Brasileiro de Energia Solar, São José dos Campos - Brasil: INPE, 2017, p. 80.
- [23] E. B. Pereira, Atlas Brasileiro de Energia Solar, São José dos Campos: INPE, 2006, p. 64.
- [24] R. Lamberts, “Laboratório de Eficiência Energética em Edificações - LabEEE da UFSC,” 2022. [Online]. Available: <https://labeee.ufsc.br/sites/default/files/disciplinas/Aula-Orientacao%20e%20Diagrama%20solar.pdf>.
- [25] DTABACH, “DTABACH,” 26 Setembro 2006. [Online]. Available: <https://dtabach.com.br/arquitetura/artigo/face-norte-mitos-verdades>.
- [26] R. Sousa, “Mundo Educacao,” 2020. [Online]. Available: <https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/solsticios-equinocios.htm>.
- [27] M. Villalva, “Canal Solar,” 11 Julho 2020. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/como-determinar-o-angulo-de-inclinacao-dos-modulos-fotovoltaicos/>.
- [28] “Portal Solar,” 2014-2023. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html#ancora2>.
- [29] M. A. D. Lacroix, “Uso de células fotovoltaicas de filmes finos para geração de energia elétrica em edifícios urbanos: estimativa de potencial,” Dissertação de Mestrado, 2013.
- [30] “Portal Solar,” 2014-2023. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/modulo-fotovoltaico>.
- [31] M. Villalva, “Canal Solar,” 10 Marco 2019. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/entendendo-as-curvas-iv-e-pv-dos-modulos-fotovoltaicos/>.
- [32] T. B. Teixeira, “Monografia apresentada ao programa de pós-graduação em Física,” Belo Horizonte, 2008.
- [33] M. Vinturini, “Canal Solar,” 11 Outubro 2019. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/diodos-de-bypass-e-hot-spots-dos-modulos-fotovoltaicos/>.

- [34] J. T. Pinho e M. A. Galdino, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,” Rio de Janeiro, 2014.
- [35] “Portal Solar,” 2014-2023. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>.
- [36] P. Reis, “Portal Energia Energias Renovaveis,” 29 Setembro 2018. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/como-saber-inclinacao-painel-solar-fotovoltaico/>.
- [37] R. R. D. GODOI, “Análise Comparativa de Desempenho de Inversor String e Microinversor,” Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica, Uberlândia, 2018.
- [38] M. G. VILLALVA, Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações, São Paulo: Saraiva, 2015.
- [39] “Portal Solar,” 2014-2023. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>.
- [40] J. P. d. Souza, “Grid-Zero - Como funciona - suas aplicações e homologação na distribuidora de energia elétrica,” 13 08 2022. [Online]. Available: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/grid-zero---como-funciona---suas-aplicacoes-e-homologacao-na-distribuidora-de-energia-eletrica>.
- [41] A. P. Feltrin, “UNESP,” 2014. [Online]. Available: <https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/capitulo-1-2014-2s.pdf>. [Acesso em 03 30 2024].
- [42] Climate Data, “pt.climate-data.org,” [Online]. Available: <https://pt.climate-data.org/europa/portugal/braganca/braganca-141/>. [Acesso em 12 10 2023].
- [43] S. Kilsztajn, “Paridade do poder de compra, renda percapita e outros indicadores econômicos,” em *PESQUISA & DEBATE, SP, volume 11, número 2 (18)*, 2000, pp. 93 - 106.
- [44] The Economist, “Our Big Mac index shows how burger prices are changing,” 25 01 2024. [Online]. Available: <https://www.economist.com/big-mac-index>. [Acesso em 15 01 2024].
- [45] Greener, “Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico 2024,” 2024. [Online]. Available: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2024/03/Estudo-GD-2024-V1.2.pdf>. [Acesso em 10 01 2024].
- [46] edp, “Tarifário de eletricidade e gás natural,” 2024. [Online]. Available: <https://www.edp.pt/particulares/energia/tarifarios/>. [Acesso em 01 2024].
- [47] ENEL 2024, “Taxas, Tarifas e Impostos,” 2024. [Online]. Available: https://www.enel.com.br/pt/Tarifas_Enel.html. [Acesso em 01 2024].
- [48] EZU Energia, “Venda de excedente,” EZU, 2024. [Online]. Available: https://ezu.pt/venda_de_excedente. [Acesso em 10 12 2023].
- [49] Instituto Nacional de Estatística - INE, “Taxa de variação média do IPC fixou-se em 4,3% em 2023 e a taxa de variação homóloga diminuiu para 1,4% em dezembro - Dezembro de 2023,” 11 01 2024. [Online]. [Acesso em 20 01 2024].

[50] Portal Solar, “Conta de luz acumula alta de 9,52% no Brasil em 2023,” 11 01 2024.
[Online]. [Acesso em 20 01 2024].