



# **Modelo Computacional para Análise do Fluxo de Potência em Sistemas com Parques Fotovoltaicos**

**Brenno Martins Mainente**

*Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão  
de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Energias  
Renováveis e Eficiência Energética.*

Orientado por

**Prof. Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares**

**Prof. Doutor Gustavo Kaefer Dill**

**Bragança**

**2019**



**Modelo Computacional para Análise do Fluxo de Potência em Sistemas com Parques  
Fotovoltaicos**

**Brenno Martins Mainente**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Energias Renováveis e Eficiência Energética**

**Bragança**  
**Setembro de 2019**

*A Deus, aos meus pais, demais familiares, à  
minha namorada e meus professores  
orientadores.*

**Brenno Martins Mainente**

## **Agradecimentos**

Aos meus pais, Giovanne Mainente e Glória Mainente que me apoiaram e incentivaram minha caminhada acadêmica desde cedo. Ao meu irmão Giovanni Mainente que é, e sempre será meu melhor amigo, e sua esposa Ana Luiza.

A minha namorada Isadora Vieira que me ajudou nas horas mais difíceis. Aos meus amigos de faculdade, pois sem eles, estes anos acadêmicos teriam sido mais difíceis, especialmente ao Douglas de Luna, Lucas Moreira, Felipe Vianna, Raquel Alves e Lucas Paiva.

Aos professores Orlando Soares e Gustavo Dill, que mesmo com todos os problemas ao decorrer do trabalho, se mantiveram me apoiando e me incentivando. Aos professores Marcos Teixeira, Paulo Victor e Tiago Rizzotto, que serviram de grande inspiração para trilhar este caminho acadêmico. Cito também aqui os professores Mauro Reis e Bráulio Chuco que se disponibilizaram prontamente para a resolução de diversos problemas burocráticos.

Agradeço ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) por ceder a versão acadêmica do programa ANAREDE.

**Brenno**

***“Per aspera ad astra.”***  
*Lucius Annaeus Seneca*

## Resumo

A introdução de novas fontes energéticas na matriz elétrica mundial trouxe consigo diversos fatores que devem ser considerados para o bom funcionamento do Sistema Elétrico de Potência ao qual está inserido. A alta volatilidade da energia solar fotovoltaica, decorrente da dependência de variáveis climáticas locais, pode levar a grandes flutuações de geração. Se a produção fotoelétrica for alterada subitamente, e a diferença carga-geração não puder ser suprida por outras fontes, esse evento pode levar a um aumento ou redução de tensão, resultando no desligamento de barras do sistema. A realização de estudos relacionados com esta tecnologia é indispensável, tendo em vista a perspectiva de crescimento exacerbado do seu uso em larga escala. Visando a fomentação de investigações na área, o desenvolvimento de *softwares* de caráter gratuito para realização dos estudos supracitados é essencial tendo em vista o crescimento acadêmico. Tendo isto posto, o presente trabalho foca-se no desenvolvimento de modelos computacionais para estudos em regime permanente de sistemas elétricos de potência com parques fotovoltaicos.

Palavras-chave:

Geração Solar Fotovoltaica, Energias Renováveis, Sistema Elétrico de Potência, Flutuação de Tensão, Afundamento de Tensão, Modelagem Fotovoltaica, Resolução do Fluxo de Potência, Newton-Raphson.

## **Abstract**

The introduction of new energy sources in the world electric matrix brought with it several factors that must be considered for the proper functioning of the Electric Power System to which it is inserted. The high volatility of photovoltaic solar energy, due to dependence on local climate variables, can lead to large fluctuations in generation. If the photoelectric output is suddenly changed, and the load-generation difference cannot be supplied by other sources, this event may lead to a voltage dip, resulting in undervoltage shutdown of the system buses. Studies related to this technology are indispensable, given the prospect of exacerbated growth of its use on a large scale. In order to foment investigations in the area, the development of free software to carry out these studies is essential, aiming academic growth. Having this in mind, the present teases focuses on the development of computational models for steady state studies of electric power systems with photovoltaic power plants.

### **Key-words:**

Photovoltaic Solar Generation, Renewable Energy, Electric Power System, Voltage Fluctuation, Voltage Sinking, Photovoltaic Modeling, Power Flow Resolution, Newton-Raphson.

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	MOTIVAÇÃO .....	1
1.2	OBJETIVOS .....	2
1.3	METODOLOGIA E TRABALHO REALIZADO .....	2
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	3
<b>2</b>	<b>CONTEXTUALIZAÇÃO.....</b>	<b>4</b>
2.1	PROBLEMÁTICA DOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS.....	4
2.2	ENERGIAS RENOVÁVEIS .....	6
2.3	ENERGIA SOLAR .....	7
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>9</b>
3.1	EFEITO FOTOVOLTAICO .....	9
3.1.1	Experiência de Philipp Lenard .....	9
3.1.2	Postulados de Einstein .....	10
3.1.3	Espectros de Emissão e Absorção de Fótons.....	11
3.1.4	Níveis de Energia.....	13
3.2	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	15
3.2.1	Níveis de Energia em Materiais Fotovoltaicos.....	16
3.2.2	Silício.....	17
3.2.3	Junção <i>pn</i> .....	18
3.2.4	Tecnologias com Base no Silício.....	19
3.2.4.1	Silício Cristalino .....	20
3.2.4.2	Silício Amorfo .....	21
3.3	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	22
3.3.1	Características Físicas.....	22
3.3.2	Arranjo.....	25
3.3.3	Orientação.....	26
<b>4</b>	<b>MODELAGEM.....</b>	<b>29</b>
4.1	MODELAGEM DO PAINEL SOLAR .....	29
4.1.1	Módulo Fotovoltaico Escolhido .....	29
4.1.1.1	Características Principais.....	30
4.1.2	Modelos Matemáticos de Células Fotovoltaicas .....	31
4.1.3	Influência das Resistências nas Curvas Características.....	32
4.1.4	Formulação Matemática .....	36
4.2	FLUXO DE POTÊNCIA .....	41
4.2.1	Matriz Y Barra.....	42
4.2.2	Tipos de Barras .....	45
4.2.3	Resolução do Fluxo de Potência.....	46
4.2.3.1	Newton-Raphson .....	46
<b>5</b>	<b>SIMULAÇÕES .....</b>	<b>54</b>
5.1	DADOS BASE .....	54
5.1.1	Dados Meteorológicos .....	54
5.1.2	Modelagem do Painel Fotovoltaico.....	57
5.1.3	Potência Gerada.....	59
5.1.4	Fluxo de Potência .....	60

5.2	ADEQUAÇÃO AO PROBLEMA PROPOSTO .....	61
5.2.1	Transformação em Barra PQ Negativa.....	61
5.2.2	Normatização Portuguesa .....	62
5.2.3	Curva de Carga Anual da RNT.....	63
5.2.4	Adaptação à Norma .....	65
5.3	RESULTADOS .....	66
5.3.1	Flutuação de Tensão Anual na Barra.....	66
5.3.1.1	Casos Estudados .....	69
5.3.1.1.1	Caso 1.1 e 2.1 – Patamar de Geração: Potência Média Anual.....	71
5.3.1.1.2	Caso 1.2 e 2.2 – Patamar de Geração: NOCT .....	76
5.3.2	Desligamentos de Barras Provocados por Sub/Sobretensão .....	80
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>83</b>
6.1	TRABALHOS FUTUROS .....	83
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>84</b>
<b>ANEXO A -</b>	<b>PRODUÇÃO, CONSUMO E VALOR DO PETRÓLEO.....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXO B -</b>	<b>SISTEMA IEEE57 BUS.....</b>	<b>95</b>
<b>ANEXO C -</b>	<b>IRRADIÂNCIA SOLAR E TEMPERATURA MENSAL .....</b>	<b>96</b>
<b>ANEXO D -</b>	<b>FLUXOGRAMA DE FORMAÇÃO DOS CÓDIGOS.....</b>	<b>98</b>
<b>ANEXO E -</b>	<b>VALIDAÇÃO DO CÓDIGO DE FLUXO DE POTÊNCIA.....</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO F -</b>	<b>TRANSFORMAÇÃO DA BARRA PV EM -PQ.....</b>	<b>103</b>
<b>ANEXO G -</b>	<b>POTÊNCIAS NA BARRA FOTOVOLTAICA POR CASO .....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXO H -</b>	<b>DESLIGAMENTOS POR BARRA PARA CADA CASO .....</b>	<b>110</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Reserva Mundial de Combustíveis Fósseis e suas Estimativas de Esgotamento .....	5
Figura 2: Evolução Anual dos Preços Médios Negociados dos Combustíveis Fósseis .....	6
Figura 3: Prospecção da Matriz Elétrica Mundial em 2050 [7] .....	7
Figura 4: Experiência de Phillippe Lenard [21] .....	10
Figura 5: Linhas de Fraunhofer [27] .....	12
Figura 6: Linhas de Absorção e Emissão Respetivamente do Hidrogênio [30].....	12
Figura 7: Níveis de Energia do Átomo de Hidrogênio [31] .....	14
Figura 8: Energia e Comprimento de Onda para Condução por Tipo de Material [23].....	16
Figura 9: Band Gap de Diferentes Materiais [33] .....	17
Figura 10: Polarização Direta e Reversa Respetivamente [43] .....	18
Figura 11: Estruturas Moleculares das Diferentes Células Baseadas em Silício [44].....	19
Figura 12: Célula Monocristalino, Policristalino e Amorfo Respetivamente [40] .....	20
Figura 13: Esquema Construtivo da Célula Fotovoltaica de Silício Cristalino [42] .....	21
Figura 14: Conexão entre Células [42].....	21
Figura 15: Módulos de Silício [45].....	23
Figura 16: Composição de um Módulo Fotovoltaico de c-Si [46] .....	23
Figura 17: Vista de Corte de um Thin Film com a-Si:H [42] .....	24
Figura 18: Conexão em Série entre Módulos [47] .....	25
Figura 19: Conexão em Paralelo entre Módulos [48].....	26
Figura 20: Variação da Área de Contato com a Inclinação entre o Sol e o Módulo .....	27
Figura 21: Carta Solar de Bragança do Primeiro Semestre [49] .....	27
Figura 22: Carta Solar de Bragança do Segundo Semestre [49] .....	28
Figura 23: Influência da Inclinação na Sombra das Fileiras [42].....	28
Figura 24: Canadian Solar CS6X310P [51] .....	29
Figura 25: Curvas Características I-V [51].....	30
Figura 26: Modelo Simplificado e Modelo de Dois Diodos Geral [52].....	31
Figura 27: Influência das Resistências nas Curvas Características .....	33
Figura 28: Modelo de Dois Diodos Geral [52].....	36
Figura 29: Evolução das Resistências para as Variáveis Climáticas.....	38
Figura 30: Atualização da Derivada da função $f(x)$ para Valores Aproximados de $x$ [55] ....	47
Figura 31: Temperatura e Irradiância Solar ao Longo das Horas do Ano.....	55
Figura 32: Temperatura Horária por Estação e suas Médias.....	56
Figura 33: Irradiância Solar Horária por Estação e suas Médias .....	56

Figura 34: Curvas Características no STC e NOCT do Módulo CS6X310P .....	57
Figura 35: Curvas Características do Módulo CS6X310P .....	58
Figura 36: Sobreposição das Curvas do <i>Datasheet</i> e as Geradas pelo Código .....	58
Figura 37: Potência Gerada Referente aos Dados Climáticos .....	59
Figura 38: Distribuição de Potência entre as Barras PV dos Sistema IEEE57.....	60
Figura 39: Comparação dos Dados Obtidos com os Dados do ANAREDE .....	61
Figura 40: Comparação dos Dados do Fluxo de Potência com a Troca do Tipo de Barra.....	62
Figura 41: Curva de Carga Anual da RNT .....	64
Figura 42: Alteração do Fluxo de Potência com a Inserção de Shunt na Barra com Subtensão .....	65
Figura 43: Determinação das Horas de Referência dos Patamares de Carga do Sistema Através da Geração Fotovoltaica .....	67
Figura 44: Fator Multiplicativo por Patamar de Geração .....	68
Figura 45: Nomenclatura dos Casos por Variável.....	70
Figura 46: Divisão de Potências para cada Fator de Potência Considerado.....	71
Figura 47: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.1.1 .....	72
Figura 48: Flutuação da Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.1.1.....	73
Figura 49: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.1.2 .....	74
Figura 50: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.1.2 .....	74
Figura 51: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.1.3 .....	75
Figura 52: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.1.3 .....	76
Figura 53: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.2.1 .....	77
Figura 54: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.2.1 .....	78
Figura 55: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.2.2 .....	78
Figura 56: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.2.2 .....	79
Figura 57: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano - Caso 1.2.3.....	79
Figura 58: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano - Caso 2.2.3 .....	80

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Acontecimentos Influenciadores no Preço dos Combustíveis Fósseis.....	6
Tabela 2: Tecnologias Fotovoltaicas [32] .....	15
Tabela 3: Características no <i>Datasheet</i> do Módulo CS6X310P [51] .....	30
Tabela 4: Considerações para a Complexidade por Modelo de Célula Fotovoltaica.....	32
Tabela 5: Variação da Curva Característica com a Resistência Paralela .....	33
Tabela 6: Variação da Curva Característica com a Resistência Série .....	34
Tabela 7: Intensidade na Relação entre Variáveis.....	34
Tabela 8: Vínculos entre Variáveis Considerados Fortes.....	34
Tabela 9: Variáveis Climáticas Consideradas e Resistências Encontradas.....	37
Tabela 10: Esparsidade do Sistema IEEE 57 Bus .....	45
Tabela 11: Tipos de Barras.....	46
Tabela 12: Variáveis Elétricas.....	57
Tabela 13: Limites de Tensão [67].....	63
Tabela 14: Extensão da Malha de Transmissão por Classe de Tensão [68].....	63
Tabela 15: Estabelecimento da Carga de Referência para a Simulação Anual .....	65
Tabela 16: Considerações de Geração por Barra.....	68
Tabela 17: Considerações por Simulação.....	69
Tabela 18: Considerações dos Casos 1.1 e 2.1 .....	71
Tabela 19: Considerações dos Casos 1.2 e 2.2 .....	76
Tabela 20: Número de desligamentos por sub/sobretensão para Cada Caso .....	81

## SIGLAS

**AC** – *Alternating Current*

**c-Si** – Silício Cristalino

**DC** – *Direct Current*

**IEEE** - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

**IRENA** - *International Renewable Energy Agency*

**LNEG** - Laboratório Nacional de Energia e Geologia

**m-Si** – Silício Monocristalino

**NOCT** - *Nominal Operating Cell Temperature*

**OPEP** - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

**p-Si** – Silício policristalino

**RNT** - Rede Nacional de Transporte

**SEP** - Sistema Elétrico de Potência

**STC** - *Standard Test Conditions*

# 1 Introdução

O avanço exponencial da tecnologia mundial traz consigo a necessidade de expansão da geração de energia. A energia elétrica vem assumindo caráter singular na matriz energética global, uma vez que sua aplicação vem se expandindo em diversas áreas. O avanço da tecnologia, o estoque finito de combustíveis fósseis somados ao crescimento de políticas ambientais, resultou na diversificação da matriz energética global.

Em escala global, o crescimento das energias renováveis se deve ao grande número de políticas ambientais. Nas últimas décadas, inúmeros acordos visando a proteção ambiental surgiram, incentivando a redução da emissão de gases nocivos ao meio ambiente. Percebe-se que o número destes tratados aumentou consideravelmente após a década de 70, concomitantemente à crise do petróleo. Isto denota uma forte característica política e econômica para a realização destes acordos. Independentemente da motivação, o cenário de energias renováveis ganhou grande investimento em pesquisas e projetos. Atualmente, o desenvolvimento das principais energias renováveis no cenário global – eólica e solar - atingiram um nível de maturidade que permite uma margem de retorno financeiro satisfatória, e, por conseguinte, uma disseminação cada vez maior em escala mundial.

Tendo em vista a prospecção de crescimento da matriz elétrica mundial, a maior parte do alto valor de energia é injetada em redes de distribuição e transmissão, e apesar do grande benefício no aproveitamento destes recursos, as principais fontes de geração renovável possuem idiosincrasias que denotam pouca confiabilidade quando inseridas em sistemas elétricos.

Tendo como base a energia solar fotovoltaica, foco do presente trabalho, a variabilidade intrínseca desta fonte pode causar efeitos negativos em um sistema elétrico de potência. Ao considerar grandes blocos de geração solar no sistema, a variação inesperada de produção elétrica, além de poder causar desvios na frequência, pode causar alterações indesejadas nas tensões de barras do sistema. Em alguns casos, isto leva ao acionamento de relés de sub/sobretensão, culminando na retirada de operação da barra em questão no sistema. A remoção desta barra traz consigo a desenergização de todas as linhas de transmissão adjacentes, o que altera as propriedades elétricas do sistema, eleva as perdas e por sua vez, causa maior queda de tensão entre barras, podendo culminar em uma série de desligamentos por subtensão em cadeia.

Desta maneira, estudos que simulem estas situações operacionais são de extrema importância para a definição de uma implantação segura dos recursos renováveis no sistema elétrico. A extrapolação simulacional de eventos extremos denota segurança na operação do SEP em momentos reais.

## 1.1 Motivação

O crescimento da energia fotovoltaica na matriz elétrica mundial requer estudos minuciosos tanto da tecnologia em questão quanto dos seus efeitos sobre a rede elétrica à qual está inserida. Estes estudos têm como objetivo o entendimento da tecnologia e a determinação

de métodos apropriados para sua utilização, estabelecendo um ponto de operação seguro e mais eficiente para o SEP.

## 1.2 Objetivos

Grande parte dos estudos feitos para análise em regime permanente são realizados através de *softwares* que requerem licença. Isto leva ao afunilamento do público alvo, que por sua vez, reduz a quantidade de investigações relacionadas à área. A possibilidade de utilização de um código de cunho gratuito impacta diretamente na difusão do conhecimento, e por conseguinte, no crescimento acadêmico.

Outra problemática é a variação atípica de geração elétrica, que pode ocasionar flutuações indesejadas nas tensões de barras do sistema. De maneira a solucionar tal adversidade, estudos são necessários neste quesito. Para isto, o presente trabalho visa proporcionar um *script* de natureza gratuita que aja neste ponto.

O objetivo do presente trabalho é o desenvolvimento de modelos computacionais independentes para aplicação em variados estudos, visando tanto a área de energias renováveis, quanto a realização de fluxos de potência. Para isto, o estudo é dividido em duas partes. A primeira seção é focada na modelagem de um painel fotovoltaico, de maneira a demonstrar todas as características inerentes a esta tecnologia, e a relação causal de pequenas alterações elétricas e estruturais no aproveitamento da luz solar. Concomitantemente, o segundo segmento visa a elaboração de um código para o equacionamento do fluxo de potência através do método iterativo Newton-Raphson. Os dois códigos desenvolvidos visam difundir o estudo em suas respectivas áreas, podendo sua utilização ser feita em conjunto ou separadamente.

## 1.3 Metodologia e Trabalho Realizado

O desenvolvimento do trabalho é embasado na transcrição teórica e formulações matemáticas para linguagem de programação, sendo o Matlab a linguagem utilizada. A validação dos códigos é auxiliada através de dados previamente adquiridos, contendo os valores iniciais inseridos e os resultados esperados. A validação do modelo de painel fotovoltaico é feita comparativamente com o *Datasheet* do módulo *Canadian Solar CS6X310*, que fornece os dados de entrada para o código e os valores elétricos nominais. Já a validação do código responsável pelo fluxo de potência é determinada através dos dados obtidos por um programa externo, ANAREDE, utilizado somente para verificação dos resultados.

Como objetivo secundário, para demonstração da utilidade prática dos códigos desenvolvidos, através de dados de temperatura e irradiância solar na cidade de Bragança, uma série anual de geração elétrica fotovoltaica é concebida. Estes dados servem de *input* para o código de fluxo de potência, que através de um processo iterativo, calcula este equacionamento para todas as horas do ano. No final, é analisada a quantidade de sub/sobretensão encontrada em cada hora do ano para todas as barras do sistema, sinalizando desligamentos de barras

provocados pela flutuação de tensão. Isto visa explicitar a influência da inconstância da geração solar em um sistema elétrico de potência.

## **1.4 Organização do Trabalho**

O capítulo inicial foca na introdução do objeto de estudo do trabalho, citando pontualmente sua relevância, a problemática associada e a proposta desenvolvida.

O segundo capítulo é voltado para o estabelecimento de premissas importantes, que estabelecem a importância do trabalho.

A terceira seção visa embasar todas as informações teóricas necessárias para o entendimento e desenvolvimento realizado no capítulo posterior.

O tópico referente a modelagem tem como objetivo esclarecer como o desenvolvimento do código foi abordado, tanto na lógica de desenvolvimento quanto na formulação matemática necessária.

O conteúdo disposto em Simulações é de fato o objeto de estudo. Sendo todo o trabalho científico desenvolvido mostrado gradualmente, das considerações iniciais até os resultados.

Por último as considerações finais são explicitadas de maneira a estabelecer uma ligação direta entre o cenário científico e suas necessidades de investigação, além das observações intuídas pelos resultados obtidos.

## 2 Contextualização

A atual distribuição de fontes primárias de energia utilizadas em escala mundial tem uma grande parcela suprida pelo petróleo, carvão e gás natural. A matriz energética no ano de 2018 contou com uma porção de 84,7% de participação de combustíveis fósseis, intuindo uma grande dependência deste tipo de fonte energética [1].

Nota-se um tímido crescimento das energias renováveis a partir dos anos 2000. Isto se deve principalmente a políticas de geração de energia elétrica através de fontes renováveis. O lento crescimento do percentual de participação associado às fontes sustentáveis se deve ao processo de desenvolvimento das tecnologias, bem como a disseminação de equipamentos no mercado [1].

Considerando a matriz elétrica global como uma pequena parcela da matriz energética, nota-se que a porção referente às energias renováveis é comparativamente maior. Isto se deve pela aplicação majoritária destas fontes ser voltada à geração de energia elétrica.

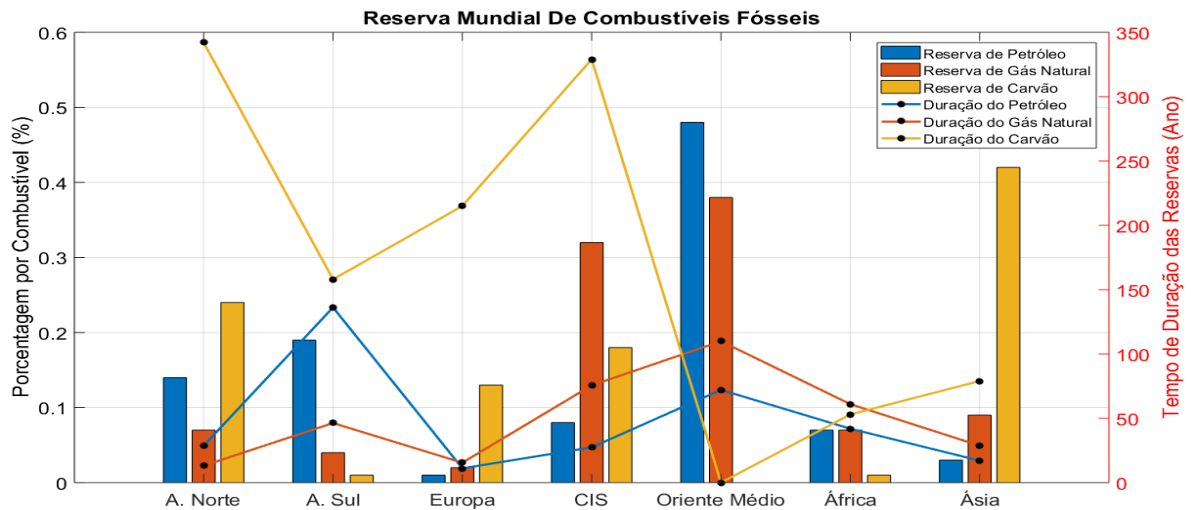
A energia provinda de hidrelétricas é uma fonte já bem estabelecida, e não apresenta crescimento palpável nos últimos anos. O número de normas e leis ambientais diminuem gradativamente o investimento e, por consequência, a construção de grandes hidrelétricas. Estes investimentos são redirecionados principalmente para a energia solar fotovoltaica e eólica, que representam a maior parte percentual entre as renováveis [2].

A tendência mundial é diminuir paulatinamente o consumo de combustíveis fósseis e expandir a capacidade instalada de energias renováveis, particularmente nas fontes eólica e solar fotovoltaica.

### 2.1 Problemática dos Combustíveis Fósseis

Grande parte da matriz energética mundial é baseada em combustíveis fósseis. Isto é um problema a médio prazo, tendo em consideração o tempo de duração das reservas comparado ao longo processo de formação destas fontes energéticas [3].

Desta maneira, desconsiderando a reposição destas fontes, os recursos encontrados na natureza são atribuídos ao país de origem. Isto sugere uma dependência de outros países que necessitam desta fonte primária de energia, colocando-os à mercê das condições impostas pelos portadores do recurso. A Figura 1 abaixo demonstra a distribuição mundial destas matérias primas, bem como o tempo previsto de duração para estes recursos [4].

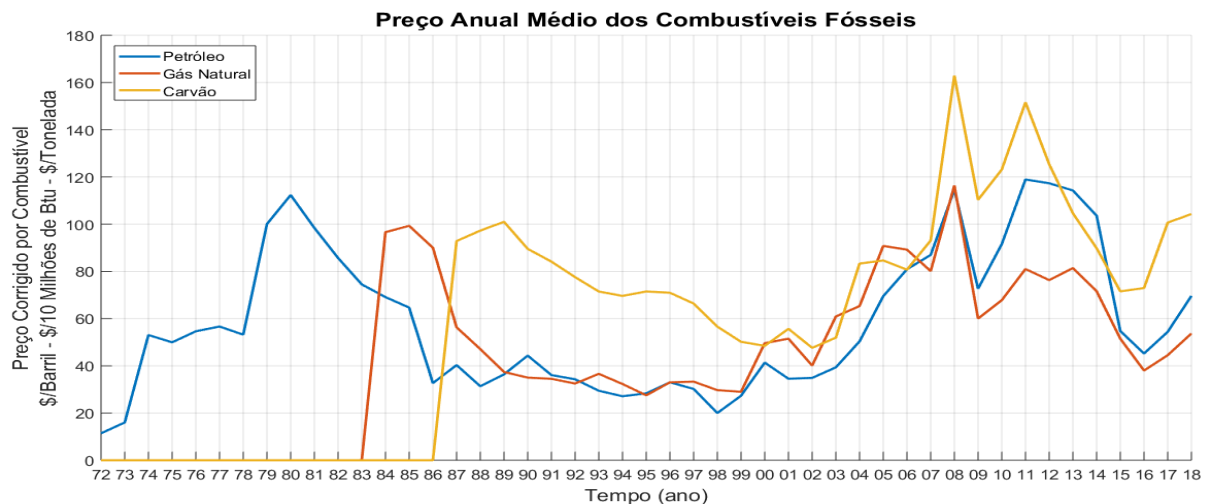


**Figura 1: Reserva Mundial de Combustíveis Fósseis e suas Estimativas de Esgotamento**

A disparidade nas reservas, bem como na produção e consumo local, atribui uma idiossincrasia volátil ao valor destes recursos, que podem variar bruscamente de acordo com eventos políticos, financeiros e até religiosos [1]. A disparidade é tão acentuada, que apenas dez países detêm 80% das reservas de combustíveis fósseis [4].

As figuras dispostas no Anexo A mostram a produção e consumo anual, respectivamente, para cada região, de 1972 até 2018. Ao associar a variação do preço negociado do petróleo, é estabelecida uma clara noção dos países mais atingidos por esta variação, devido à sua alta dependência deste recurso energético [4].

O Oriente Médio teve grande contribuição na exportação do petróleo para as potências mundiais principalmente na década de 70, localizadas na América do Norte e Europa, cujas diferenças de produção e consumo eram supridas pela Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) [4]. Como exemplo plausível da variação política no preço dos combustíveis fósseis, a crise de 1973/4 elevou para 331% o preço médio do petróleo, isto se deu por um motivo tanto político quanto religioso [4]. Como retaliação à guerra dos 6 dias ganha por Israel em 1967, uma coalisão de países árabes liderados pelo Egito e Síria contra-atacou Israel, dando início à guerra do Yom Kippur. Devido à divergência do posicionamento político destes lados na época da Guerra Fria, a OPEP elevou substancialmente o valor do petróleo, visando boicotar os países aliados de Israel [5].



**Figura 2: Evolução Anual dos Preços Médios Negociados dos Combustíveis Fósseis**

Não só o evento acima citado teve influência nos valores dos combustíveis fósseis, diversos eventos em escala global foram responsáveis por alterar drasticamente o preço comercializado destas fontes. Observando a Figura 2 acima, os principais picos coincidem com as situações exibidas na Tabela 1 [1].

**Tabela 1: Acontecimentos Influenciadores no Preço dos Combustíveis Fósseis**

Ano	Evento
1973	Guerra do Yom Kippur
1979	Revolução Iraniana
2003	Invasão do Iraque
2008	Crise Imobiliária Americana
2011	Primavera Árabe

A forte dependência de países exportadores, bem como a alta volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis levaram à busca da expansão da matriz energética em escala mundial, havendo grandes investimentos principalmente no setor elétrico para geração de eletricidade via fontes renováveis.

## 2.2 Energias Renováveis

Seja por motivos econômicos, políticos ou ambientais, nas últimas décadas constatou-se um crescimento constante no número de países que aderiram novas metas de geração sustentável e aproveitamento da eficiência energética. Logo, projetos e pesquisas na área, contribuíram para injeção de investimentos e expansão da matriz elétrica renovável [2].

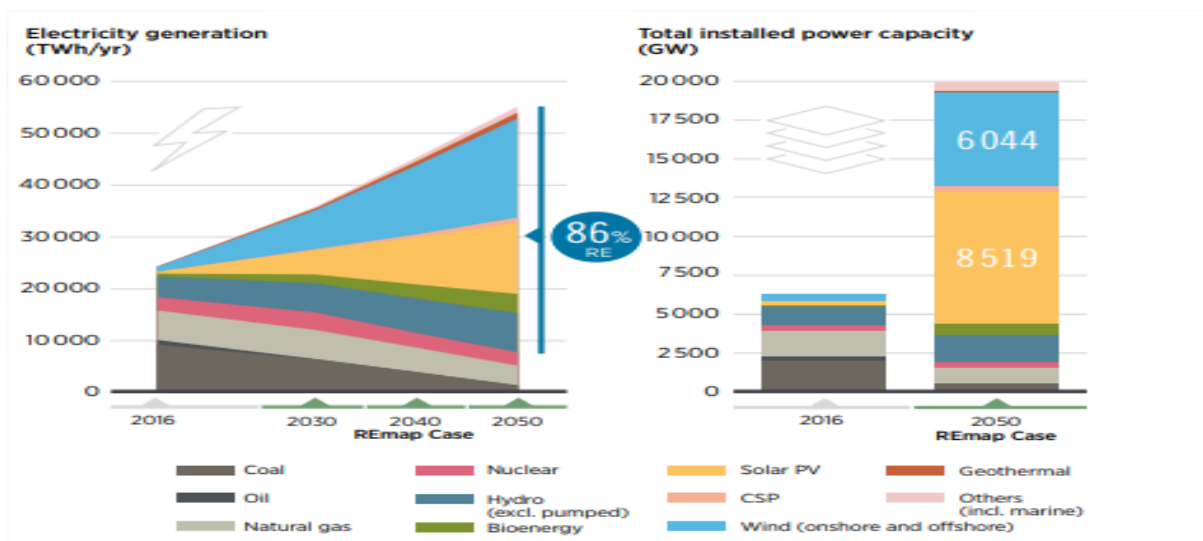
O aproveitamento dos recursos naturais disponíveis ao redor do globo é feito segundo vantagens geográficas e climáticas. Assim, para diferentes nações, há planos diferentes de expansão da matriz elétrica, de acordo com o melhor aproveitamento possível das fontes

regionais. Contudo, alguns destes recursos obtêm uma idiossincrasia inconstante, levando à certa incerteza quanto à disponibilidade deste recurso, e por conseguinte a geração elétrica.

De maneira geral, o aproveitamento das fontes ditas como renováveis tem características vantajosas e desvantajosas. A grande vantagem destas fontes está ligada ao não esgotamento destes recursos, ou o constante reaproveitamento destes. Além disto, a obtenção do combustível responsável primário não está associada a motivações políticas e econômicas.

Estas motivações são muito acentuadas, e apesar de suas desvantagens, a maior parte do investimento mundial – cerca de 69,3% - é voltada para o desenvolvimento de fontes de energias renováveis [2]. As fontes de energias renováveis que se destacam em investimentos são a eólica e solar. Isto está diretamente ligado à larga possibilidade de aproveitamento destas fontes, sendo encontradas em abundância ao redor de todo o globo [2].

Este crescimento da geração elétrica através de fontes renováveis se deve principalmente à evolução tecnológica associada à estas fontes e, portanto, o barateamento das mesmas, tornando-as competitivas comparadas aos combustíveis fósseis. Tendo em vista o amadurecimento das tecnologias renováveis, a previsão de crescimento das mesmas supera em grande proporção as atualmente utilizadas em larga escala. A Figura 3 mostra a prospecção para a matriz elétrica mundial para o ano de 2050.



**Figura 3: Prospecção da Matriz Elétrica Mundial em 2050 [7]**

Observa-se a partir do gráfico acima que a capacidade instalada de energia elétrica será baseada majoritariamente em energia eólica e solar. Para maior aproveitamento e a utilização segura destas fontes, diversos estudos estão associados à implantação das mesmas.

## 2.3 Energia Solar

A energia disponibilizada pelo sol está presente de forma direta e indireta no cotidiano. Além da luminosidade e temperatura, outros fatores podem ser atribuídos à energia solar. A formação das correntes marítimas, dos ventos planetários, e de maneira mais ampla, da maior

parte na vida na terra através da fotossíntese nas plantas sendo o primeiro nível da cadeia alimentar.

A luminosidade direta do sol é uma enorme fonte de energia disponível em escala global. O sol emite uma irradiância sobre a terra de aproximadamente  $1367,5 \text{ W/m}^2$  [8], o que considerando a iluminação de metade da superfície terrestre [9], resulta em uma potência instantânea no valor de aproximadamente  $173 \times 10^{12} \text{ kW}$  [10].

Tomando como base o consumo de energia elétrica mundial durante o ano de 2018 no valor de 26.614,8 TW, a quantidade de energia disponibilizada pelo sol é muitas vezes maior que a necessidade global de eletricidade, sugerindo um grande benefício para o investimento na captação deste recurso. Para isto, a tecnologia fotovoltaica tem uma relevância singular [1].

O aproveitamento deste recurso cresceu de maneira exponencial nos últimos 10 anos [2], tendo sua aplicação concebida em diversas escalas, seja para geração distribuída ou para grandes fazendas solares.

O princípio de funcionamento da energia fotovoltaica está ligado à interação subatômica entre a luz solar e as estruturas dos materiais. Intui-se então, que diferentes materiais reagem desproporcionalmente em relação a luz solar, intuindo uma diversidade de tecnologias possíveis para a captação deste recurso.

O atual cenário da energia solar fotovoltaica mundial tem como alicerce as tecnologias baseadas em silício [11]. O amplo volume desta tecnologia utilizado em escala global, demanda a investigação científica tanto da tecnologia em si, quanto do impacto do seu uso na rede elétrica. Posto isto, este trabalho visa determinar bases para o desenvolvimento deste tipo de tecnologia.

## 3 Fundamentação Teórica

Neste capítulo serão abordados os conhecimentos técnicos que servirão de guia para o entendimento do tema proposto. Os fundamentos serão dispostos seguindo uma lógica sequencial, visando a aplicação das noções discorridas para o próximo passo da aprendizagem.

### 3.1 Efeito Fotovoltaico

O Efeito Fotovoltáico foi descoberto em 1839 por Becquerel onde foi constatada uma diferença de potencial nos terminais de um material semicondutor iluminado [12]. Este fenômeno está diretamente ligado com a transferência de energia a partir do contato de um fóton com um determinado material, excitando um elétron preso ao átomo e tornando-o um elétron livre [13].

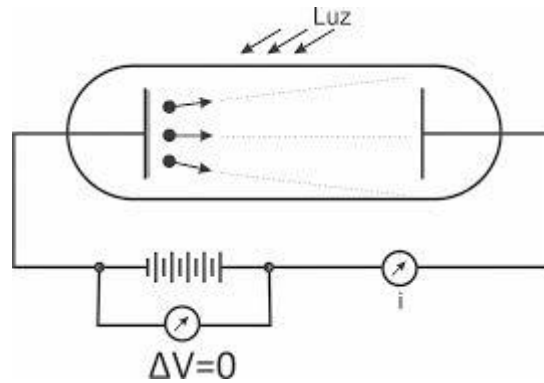
Em oposição às fontes geradoras de energia elétrica utilizadas atualmente – hidráulica, térmica e eólica – a energia fotovoltaica não gera eletricidade através da indução de corrente pela variação do fluxo magnético em espiras. O fenômeno nestes casos é baseado na mecânica clássica newtoniana, enquanto o evento fotoelétrico é embasado na física quântica.

Ao longo deste capítulo, o efeito será abordado para a compreensão do fenômeno e aplicação no modelo matemático desenvolvido.

#### 3.1.1 Experiência de Philipp Lenard

O físico francês Phillippe Lenard em 1902 foi o primeiro a fazer conclusões plausíveis a partir das suas observações sobre o efeito fotoelétrico [20].

Sua experiência foi baseada em um par de eletrodos, compostos por um ânodo e um cátodo, separados a uma certa distância dentro de um tubo com ar rarefeito – reduzindo a influência dos gases locais no experimento – e uma abertura para incidência luminosa voltada diretamente para o cátodo. A experiência contava com uma fonte de tensão regulável que auxiliava na orientação do campo elétrico entre os eletrodos visando tornar o experimento melhor observável. Este esquemático está disposto na Figura 4 [20].



**Figura 4: Experiência de Phillippe Lenard [21]**

Nesta experimentação, é observado que a corrente elétrica depende de três variáveis, o material do cátodo, a frequência e a intensidade da luz incidente. Ao projetar o feixe luminoso no cátodo, a corrente elétrica surge instantaneamente, não sendo dependente do módulo da intensidade luminosa [20, 21].

Por outro lado, a corrente só flui a partir de um determinado valor de comprimento de onda eletromagnético, intuindo uma frequência mínima de corte, que por sua vez, assume valores diferentes baseados no metal utilizado para a confecção do cátodo [20, 21].

Assim, a energia cinética do elétron ejetado é igual a energia do fóton incidente menos a energia utilizada para o seu deslocamento. Esta relação está disposta na Equação 3 abaixo [20, 21].

$$K_{el\acute{e}tron} = E_{f\acute{o}ton} - \Delta E \quad (1)$$

Onde:

$K_{el\acute{e}tron}$  = Energia Cinética do Elétron (eV)

$E_{f\acute{o}ton}$  = Energia do Fóton (eV)

$\Delta E$  = Energia de Ejeção do Elétron (eV)

Com  $\Delta V$  entre os eletrodos igual à zero – fonte de tensão desligada - o comportamento dos elétrons livres excitados pela luz é aleatório, propagando-se em diversas direções [20, 21]. A situação que confere energia cinética máxima ao elétron está ligada à ejeção da partícula de atributo mais energético e, portanto, o que necessita de menos energia para se desprender do material. Esta energia mínima recebe o nome de função trabalho ( $\emptyset$ ).

### 3.1.2 Postulados de Einstein

Em 1905, Einstein propôs três postulados que ajudaram a responder algumas indagações sobre radiações eletromagnéticas. Estas ponderações resolvem os impasses científicos acerca da experiência acima descrita [20, 21].

A partir da proposição de Planck acerca da quantização da energia baseada em múltiplos inteiros de  $h$  - constante de Planck - Einstein propõe o primeiro postulado. A luz não é contínua,

e sim quantizada, sendo um enorme conjunto de pequenos *quanta* com valores unitários de energia iguais a  $hf$  [20, 21].

O segundo postulado é referente a transmissão de energia entre o fóton e o elétron. A transferência se dá de forma completa, ou não se dá [20, 21].

E o terceiro e último postulado, propõe uma interação binária entre o par elétron-fóton. Não possibilitando assim a entrega da energia de um fóton para diversos elétrons. Desta maneira, a energia de um determinado fóton pode ser descrita pela Equação 2 abaixo [20, 21].

$$E_{fóton} = hf \quad (2)$$

Onde:

$E_{fóton}$  = Energia associada ao Fóton (eV)

$h$  = Constante de Planck ( $4,1356 \times 10^{-15}$  eV . s)

$f$  = Frequência associada ao Fóton (Hz)

A partir destas proposições, as indagações deixadas pela experiência de Phillippe Lenard passam a ter explicações razoáveis.

Pela transferência de energia fóton-elétron se dar de maneira completa a partícula colidida pelo fóton se torna imediatamente um elétron livre. Desta maneira, assim que o primeiro fóton com a frequência requerida entrega energia suficiente para um elétron, ao ser projetado para o ânodo, a corrente elétrica surge, de maneira quase instantânea. Explicando desta forma a primeira problemática encontrada por Lenard [20, 21].

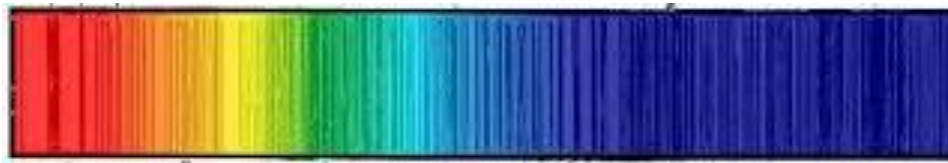
Da mesma maneira, considerando que a frequência de corte caracteriza o fóton com a menor energia possível para ejetar um elétron de um material, intui-se que a frequência de corte é igual à função trabalho dividida pela constante de Planck [20, 21].

Fica claro então que a função trabalho, bem como a frequência de corte, estão diretamente ligadas à estrutura atômica do material iluminado e, portanto, variam para materiais diferentes [20, 21]. De forma semelhante, a tensão de extinção da corrente elétrica também está associada ao material, visto que é uma variável dependente da função trabalho.

### 3.1.3 Espectros de Emissão e Absorção de Fótons

A primeira descoberta notável sobre os espectros luminosos se deu em 1666 por Isaac Newton [25]. Ao direcionar um feixe de luz branca para um prisma, a luz original é decomposta em diferentes cores, sendo o vermelho e o violeta os extremos do espectro. Isto se deve ao comprimento de onda associado às cores, que ao passar pelas fendas interatômicas são refratadas de maneiras diferentes [26].

Em 1814, o físico alemão Fraunhofer fez esta mesma experiência, tendo como fonte luminosa a luz solar. Notou-se a falta de algumas cores no anteparo utilizado, algo que não havia sido observado por Newton. Hoje sabe-se que isto se deve à absorção destas cores – frequências - pela atmosfera solar [26]. A Figura 5 exibe a descoberta do físico alemão e caracteriza o espectro solar com comprimentos de ondas absorvidos.



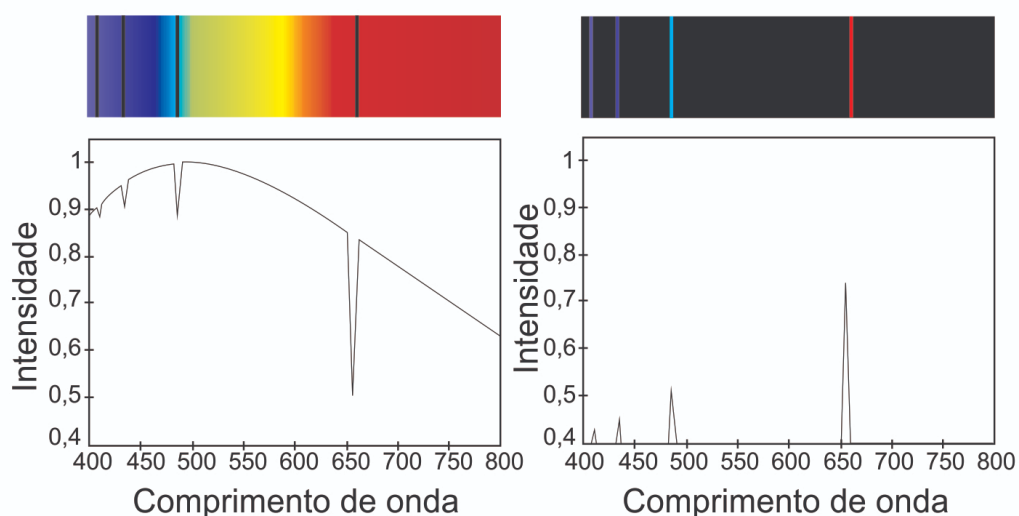
**Figura 5: Linhas de Fraunhofer [27]**

De forma oposta à absorção luminosa, há o espectro de emissão. Ao dispor energia para um átomo, os elétrons adquirem um nível mais alto de excitação, e ao retornar ao seu estado de energia original, este material emite luz. Isto pode ser feito aquecendo o material, como observado na lâmpada incandescente ou em fogos de artifício. Ao trespassar um prisma com esta luz emitida, o observado é o espectro de emissão de um átomo [27].

A energia fundamental associada aos átomos está diretamente ligada à temperatura ambiente, que através de uma proporcionalidade com a Constante de Boltzmann ( $1,380649 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ ) estipula um valor quantitativo para esta energia de aproximadamente  $\frac{1}{40}$  eV para a temperatura de 300 K. A energia inerente à um fóton com frequência na faixa da luz visível varia de 1,5 a 3 eV – Vermelho ao Violeta - aproximadamente, ou seja, muito maior que a energia do átomo em temperatura ambiente [28].

Isto explica o motivo pelo qual o espectro de absorção é um subconjunto do espectro de emissão, pois geralmente o átomo a temperatura ambiente está no nível menos energético, possibilitando sua passagem apenas do primeiro nível para os demais. Por outro lado, no espectro de emissão, é possível a passagem do elétron para níveis de energia que não sejam o nível mais baixo [29].

O funcionamento dos espectros de absorção e emissão serão explicados para o átomo mais simples, e este conhecimento pode ser replicado para os demais. O sueco Ångström mediu quatro espectros de emissão presentes no átomo de hidrogênio, que posteriormente foram utilizados como base para outro estudo. Estas medições são explicitadas na Figura 6.



**Figura 6: Linhas de Absorção e Emissão Respetivamente do Hidrogênio [30]**

Balmer, a partir das frequências encontradas desenvolveu uma formulação matemática para descrever o comportamento físico encontrado [29]. Após este estudo, diversos cientistas fizeram experimentações para diferentes regiões do espectro eletromagnético, estas áreas são classificadas por séries que levam o nome do estudioso associado.

O conceito de absorção e emissão de fótons como mecanismo de transferência de energia é de fácil entendimento segundo a mecânica clássica, porém, o fato de isto se dar somente em valores específicos de frequências – determinados pelas séries acima citadas - é algo que não é possível ser elucidado sem o auxílio dos conceitos de dualidade da partícula e dos níveis de energia.

### 3.1.4 Níveis de Energia

Os espectros de absorção e emissão de energia intuem uma influência precisa entre a matéria e a luz, somente havendo interação entre os dois para valores de frequências eletromagnéticas específicos. Por isto, o nível de energia de um átomo pode ser considerado discretizado.

Ao considerar um elétron de carga  $e^-$  circundando um núcleo  $e^+$  em uma órbita circular, a força centrípeta se dá pela interação entre as cargas. Determinando as energias potencial e cinética do sistema, e equiparando-as, obtém-se a energia total do sistema [26]. Considerando apenas isto, qualquer raio pode ser estipulado para a órbita do elétron, não sendo compatível com a teoria da quantização da energia. Portanto, falta uma consideração a ser feita para que esta teoria seja seguida.

Tendo como base a quantização da radiação já demonstrada, associada à constante de Planck, Bohr partiu deste princípio para discretizar seu sistema. Tendo como base a unidade de medida da Constante de Planck como uma medida de energia vezes uma medida de tempo, através de algebrismo, Bohr chegou em uma correlação de medidas com o momento angular. Desta maneira, equiparou-se as unidades de medidas entre  $h$  e o momento angular, demonstrando assim uma provável conexão entre ambas.

Ao estipular múltiplos inteiros de  $h$ , Bohr não obteve resultados, porém, através de experimentações, foi alcançada uma constante igual a  $\hbar = \frac{h}{2\pi}$ . Tendo isto posto, foi proposto que o valor do momento angular deve ser um múltiplo inteiro de  $\hbar$ . Desta maneira, foi possível obter a energia em cada nível de excitação do átomo.

$$E_N = -\frac{ke^2}{2r} = -\frac{1}{n^2} \times \frac{ke^2}{2a_B} = -\frac{1}{n^2} E_R \quad (3)$$

Onde:

$$k = \text{Constante Eletroestática } (9 \times 10^9 \text{ N} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{C}^2})$$

$E_N = \text{Energia no Nível Desejado (eV)}$

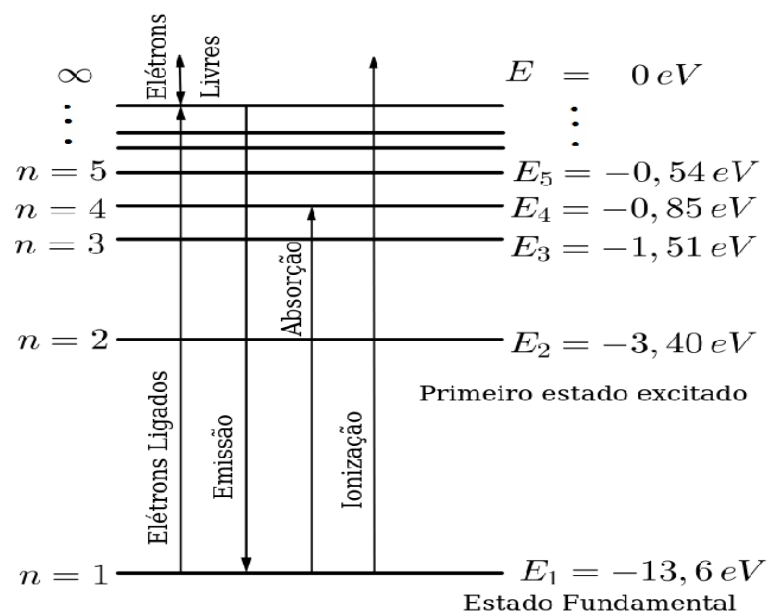
$E_R = \text{Energia de Rydberg para o Hidrogênio (13,6 eV)}$

$r = \text{Raio Atômico (nm)}$

$n = \text{Nível de Energia Desejado}$

$a_B = \text{Raio de Bohr (0,0529 nm)}$

Ao substituir o valor de  $n$  por números inteiros subsequentes, é demonstrado o diagrama de nível para o átomo de hidrogênio. Nota-se que a diferença entre níveis diminui a cada vez que o  $n$  aumenta, devido à característica quadrática do denominador. A Figura 7 explicita o diagrama em questão.



**Figura 7: Níveis de Energia do Átomo de Hidrogênio [31]**

Desta maneira, intui-se que para o nível fundamental do átomo o valor de energia  $hf$  do fóton para transformar a partícula em um elétron livre, deve ser igual ao  $\Delta E$  entre o nível de energia zero – desconexão entre átomo e elétron – e o nível em que o elétron se encontra – Nível 1 para sistemas sem excitação exterior – obtendo assim um valor de energia para o fóton mais energético necessário de 13,6 eV.

Estas considerações são feitas para átomos isolados, onde não há influências de ligações. Contudo, em um material formado por inúmeros átomos, a influência mútua é inevitável, e deve ser considerada para a definição dos níveis de energia. A ligação entre dois átomos gera um problema fundamental, dois elétrons não podem ocupar o mesmo nível energético, devido ao princípio de exclusão de Pauli. Com a aproximação dos elétrons entre os átomos distintos, a interação entre eles muda o nível fundamental de energia, separando-o em dois. Quanto mais próximos os elétrons estiverem, maior o módulo da separação dos novos níveis de energia [31].

Em uma rede cristalina, formada por conexões *lattice*, o grande número de átomos, e por conseguinte, de conexões interatômicas leva a uma divisão ainda maior dos níveis de energia do elétron. Estas excessivas divisões são então consideradas como um contínuo de

valores. Estas quantias são determinadas como a banda de valência e banda de condução e, portanto, entre as bandas se encontra a região proibida para os elétrons, denominada *Band Gap* [31].

A acomodação dos átomos na banda de valência se dá no estado de não excitação do sistema. Imaginando uma situação ideal onde a temperatura do material é 0K, não há incidência luminosa ou qualquer forma de transferência de energia para o material, nenhum elétron se encontrará na banda de condução [31].

Desta maneira, o fóton necessário para causar o efeito fotoelétrico pode adquirir qualquer valor dentro de um espectro de frequências, desde que este fóton possua uma energia  $hf$  que eleve o nível de energia do elétron para qualquer valor dentro da banda de condução [31].

### 3.2 Células Fotovoltaicas

Diferentes tecnologias são empregadas na atualidade para a conversão da luz solar em energia elétrica. As tecnologias predominantes no mercado atualmente são essencialmente duas: *Wafers* e Filme Fino. Existe, contudo subcategorias dentro de cada uma destas tecnologias. Existem também tecnologias em fase experimental, e, por conseguinte menos usuais no mercado [32]. A Tabela 2 estabelece uma subdivisão para as tecnologias.

**Tabela 2: Tecnologias Fotovoltaicas [32]**

<b>Tipo de Tecnologia</b>	<b>Composto</b>
<i>Wafer</i>	Monocristalino (m-Si)
	Policristalino (p-Si)
	Arsenieto de Gálio (GaAs)
Filme Fino Comercial - <i>Thin Film</i>	Silício Amorfo (a-Si)
	Silício Microcristalino
	Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS)
	Telureto de Cádmio (CdTe)
Filme Fino Experimental - <i>Thin Film</i>	Células Solares Sensibilizadas por Corantes (DSSC)
	Células Orgânicas
	Perovskite
	<i>Quantum Dot</i>

Devido ao grande *market share* das tecnologias embasadas em silício, somente estas serão aprofundadas no presente trabalho. A divisão da explicação será feita conforme listado.

- *Wafers* - Silício Cristalino
  - Monocristalino;
  - Policristalino.
- Filme Fino – *Thin Film*

- Silício Amorfo – a-Si:H;

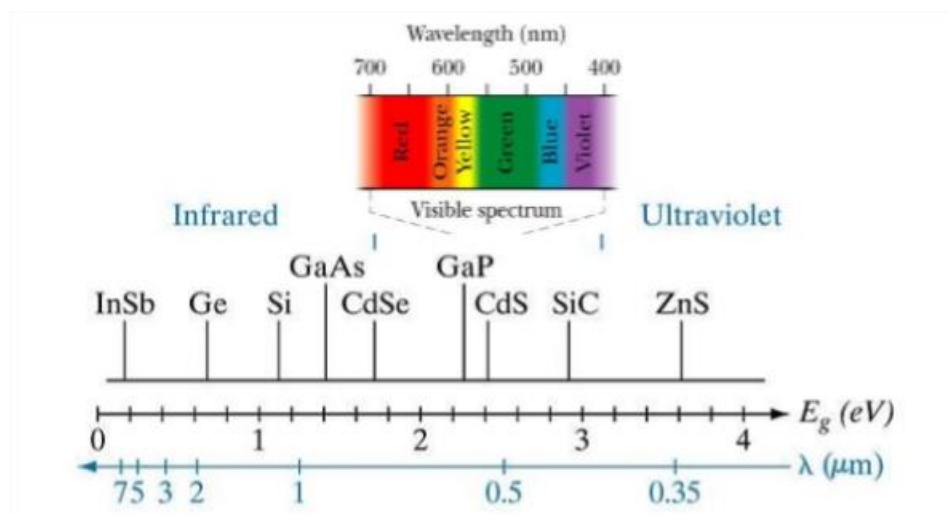
### 3.2.1 Níveis de Energia em Materiais Fotovoltaicos

Diferentes materiais cristalinos com estruturas de tetraedros são utilizados como materiais para geração de energia elétrica fotovoltaica.

Como exemplos básicos de estruturas fotovoltaicas, serão citadas três. Estas estruturas são separadas da seguinte maneira:

- Semicondutores IV: formados por apenas um tipo de átomo com quatro elétrons na última camada.
  - Silício (Si) e Germânio (Ge);
- Semicondutores III-V: formados por um átomo com três elétrons de valência e outro formado com cinco.
  - Arsenieto de gálio (GaAs), Fosfato de Gálio (GaP), Antimoneto de Gálio (GaSb);
- Semicondutores II-VI: formados por um átomo com dois elétrons de valência e outro formado com seis.
  - Sulfeto de Cádmio (CdS), Seleneto de Cádmio (CdSe), Telureto de Cádmio (CdTe).

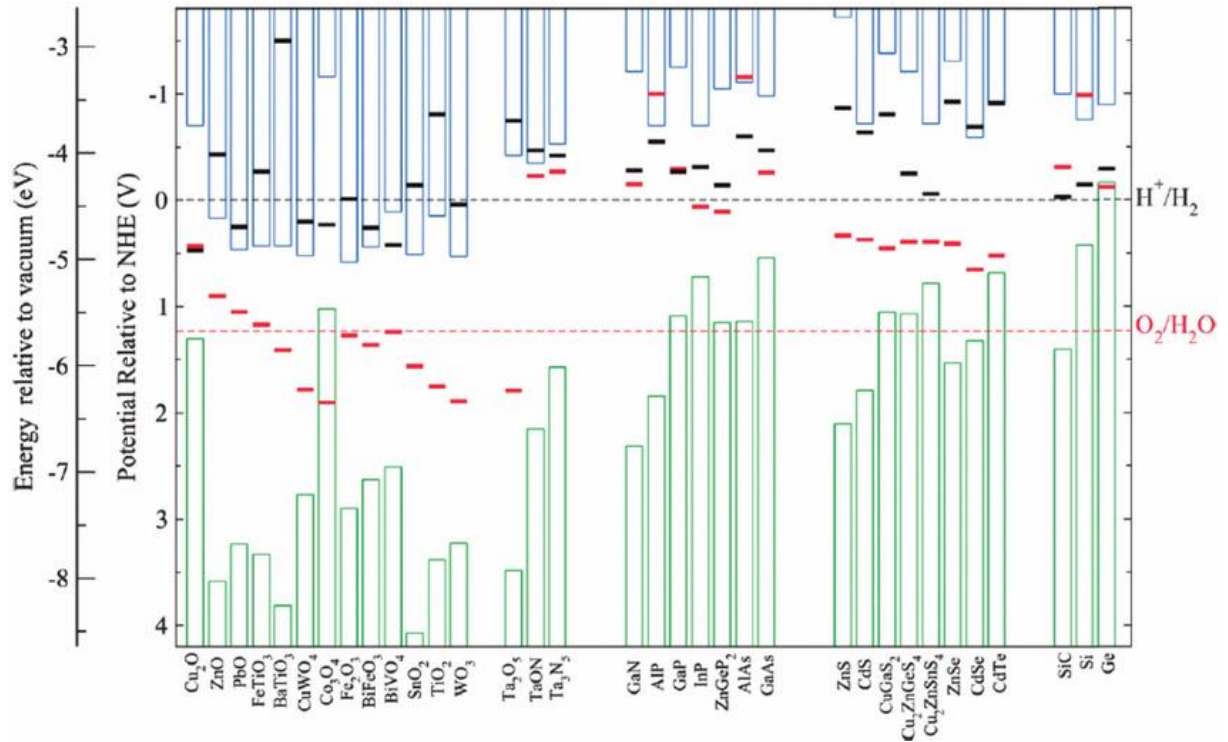
A Figura 8 mostra a relação de alguns materiais semicondutores com a largura de banda associada a eles e o comprimento de onda correspondente à esta energia  $hf$ .



**Figura 8: Energia e Comprimento de Onda para Condução por Tipo de Material [23]**

Devido as diferenças entre o arranjo das estruturas moleculares e nível de energia da camada de valência, cada cristal tem seus valores de energia máximo para a banda de valência

e mínimo para a banda de condução, inferindo valores e deslocamentos diferentes para o *Band Gap*. A Figura 9 exibe o valor da energia em eV, bem como os deslocamentos supracitados para diferentes semicondutores [31].



**Figura 9: Band Gap de Diferentes Materiais [33]**

Este gráfico foi retirado de um estudo de química, e por isto algumas das informações dispostas no gráfico não possuem relevância para este trabalho, como os elementos em preto e vermelho.

As barras verdes representam as bandas de valência e as azuis são associadas as bandas de condução por elemento. A energia necessária para elevar um elétron ao estado de elétron livre – em eV - está associada entre a diferença das bandas verdes e azuis. Os deslocamentos dos *Gaps* não assumem uma grande relevância para este mérito. O motivo para isto é a importância do delta de energia, e não dos valores inferiores e superiores ligados às bandas.

### 3.2.2 Silício

É o segundo elemento mais abundante no mundo, tornando sua obtenção fácil e consequentemente tendo seu preço de mercado relativamente baixo [38]. Há duas formas estruturais básicas para um composto deste material, Silício Cristalino e Silício Amorfo.

A estrutura cristalina é caracterizada por sua regularidade estrutural em nível molecular. Todos os átomos do material são organizados periodicamente nas três dimensões e, portanto, exibem a característica de maior organização que um material pode obter [39, 40]. A partir disto, intui-se que qualquer desordem provocada na estrutura molecular atribui um aspecto de não simetria ao material, sendo uma substância sem organização estrutural definida, é

classificado então como um material Amorfo. Percebe-se que a desorganização dos átomos pode se dar de inúmeras maneiras, atribuindo um amplo conjunto de estrutura molecular à esta classificação [27].

O silício é um átomo com quatro elétrons na camada de valência M, e forma ligações covalentes com seus semelhantes em sua vizinhança. Tomando como base sua estrutura cristalina, cada átomo de silício forma um ângulo de  $109,5^\circ$  com seu vizinho, tornando a estrutura, baseada em seu *lattice*, um tetraedro regular [28, 29].

Esta mesma propriedade pode ser encontrada por exemplo nos elementos Carbono (C) e Germânio (Ge), integrantes da família 4A. Além disto, pode ser verificada em compostos formados por átomos com 2-6 e 3-5 elétrons na camada de valência, como dito anteriormente.

### 3.2.3 Junção pn

A junção dos diferentes materiais dopados estabelece a direção do fluxo de energia no material. Há duas possibilidades de polarização para o conjunto pn, direta e reversa.

A região de contato entre os dois materiais é determinada como a região de depleção. Nesta zona, devido à diferença de carga dos materiais, ao polarizar os terminais da junção, os elementos em excesso de cada material são atraídos, resultando em uma região com elétrons em um lado e “lacunas” no outro.

Considerando o trajeto convencional da corrente elétrica - estabelecido como o fluxo do terminal positivo para o negativo - o movimento de “lacunas” tem seu início a partir de uma tensão definida pela fonte, maior que a diferença de potencial necessária para “romper” a zona de depleção.

Percebe-se que na polarização direta a região de depleção contempla um conjunto menor de portadores de cargas elétricas, intuindo uma pequena tensão necessária para romper a sua barreira elétrica. Por outro lado, o campo elétrico resultante da polarização reversa induz um aglomerado maior de cargas opostas em cada lado da região de depleção, resultando em uma grande resistência à passagem de corrente. As duas polarizações estão expostas na Figura 10.

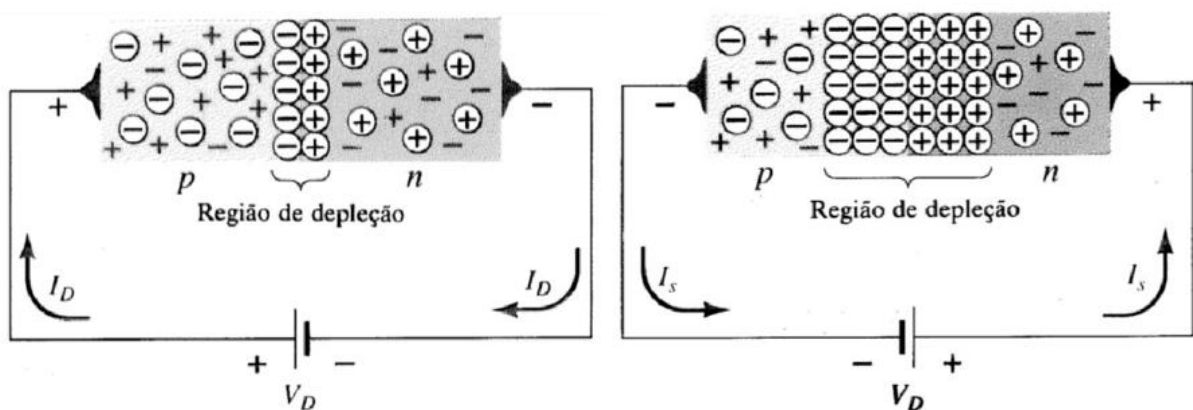


Figura 10: Polarização Direta e Reversa Respectivamente [43]

Desta maneira, a configuração estabelecida determina um fluxo natural para a corrente elétrica do Tipo P para o Tipo N em polarização direta. E ao considerar a polarização reversa, a passagem de elétrons não é permitida.

Assim, conclui-se que este tipo de junção do material semiconductor estabelece o fluxo de corrente unidirecional, mantendo um movimento ordenado de elétrons utilizado em diversos tipos de aplicações.

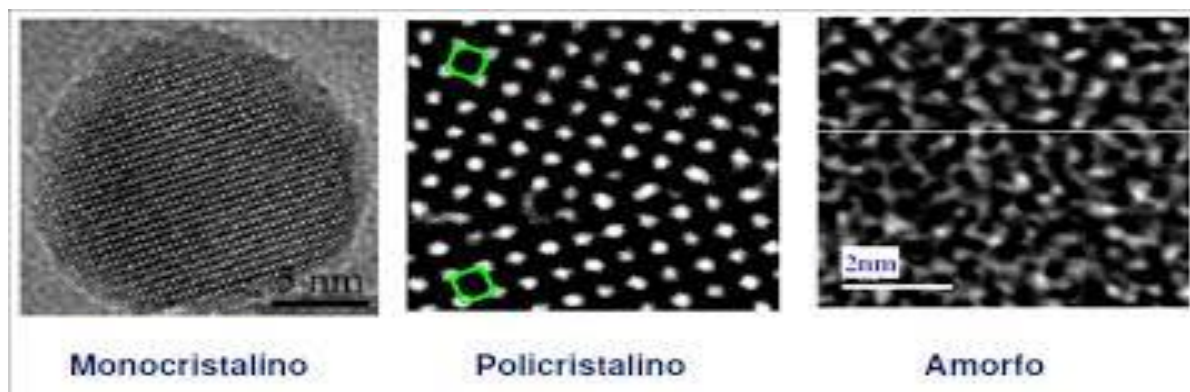
### 3.2.4 Tecnologias com Base no Silício

Há três tecnologias principais embasadas no elemento químico silício para a formação de células fotovoltaicas, são elas:

- Silício Monocristalino;
- Silício Policristalino;
- Silício Amorfo.

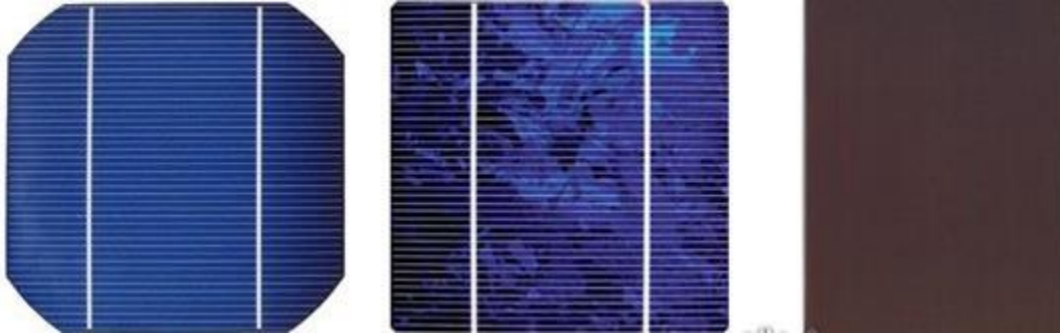
As duas primeiras, são largamente utilizadas, sendo responsáveis por mais de 95% da geração solar fotovoltaica mundial [10]. São compostas por tecnologias *Wafer*, que consistem em múltiplas células ligadas em série em um módulo fotovoltaico. Já o Silício Amorfo é confeccionado em filme fino, sendo mais maleável e tendo suas conexões facilitadas. Ao observar as desigualdades entre as tecnologias, a estrutura molecular dos materiais é o principal fator para a percepção das diferentes características entre eles.

Por ser formado por um único cristal, a estrutura molecular do silício monocristalino é totalmente organizada, criando “corredores” onde os elétrons transitam com menor atrito, diminuindo as perdas por efeito Joule. A célula policristalina, é composta por múltiplos cristais contendo cada um sua própria orientação de “corredores”, aumentando o atrito no limiar de cada cristal, e diminuindo assim a eficiência da célula em geral. Seguindo a mesma linha de raciocínio, a célula formada por silício amorfo tem sua eficiência ainda menor. Por este motivo, a eficiência média das células monocristalinas é maior que a da policristalina, que por sua vez, é maior que a do silício amorfo. Estas diferenças estruturais são explicitadas na Figura 11.



**Figura 11: Estruturas Moleculares das Diferentes Células Baseadas em Silício [44]**

Pode-se também atribuir à estrutura molecular, as sensibilidades à temperatura destes materiais. Devido à esta estruturação, o silício monocristalino é mais sensível à variação de temperatura, tendo a maior alteração das suas características base de tensão, corrente, e por consequência, potência, enquanto a variação das características do silício amorfo é a menor entre as três tecnologias.



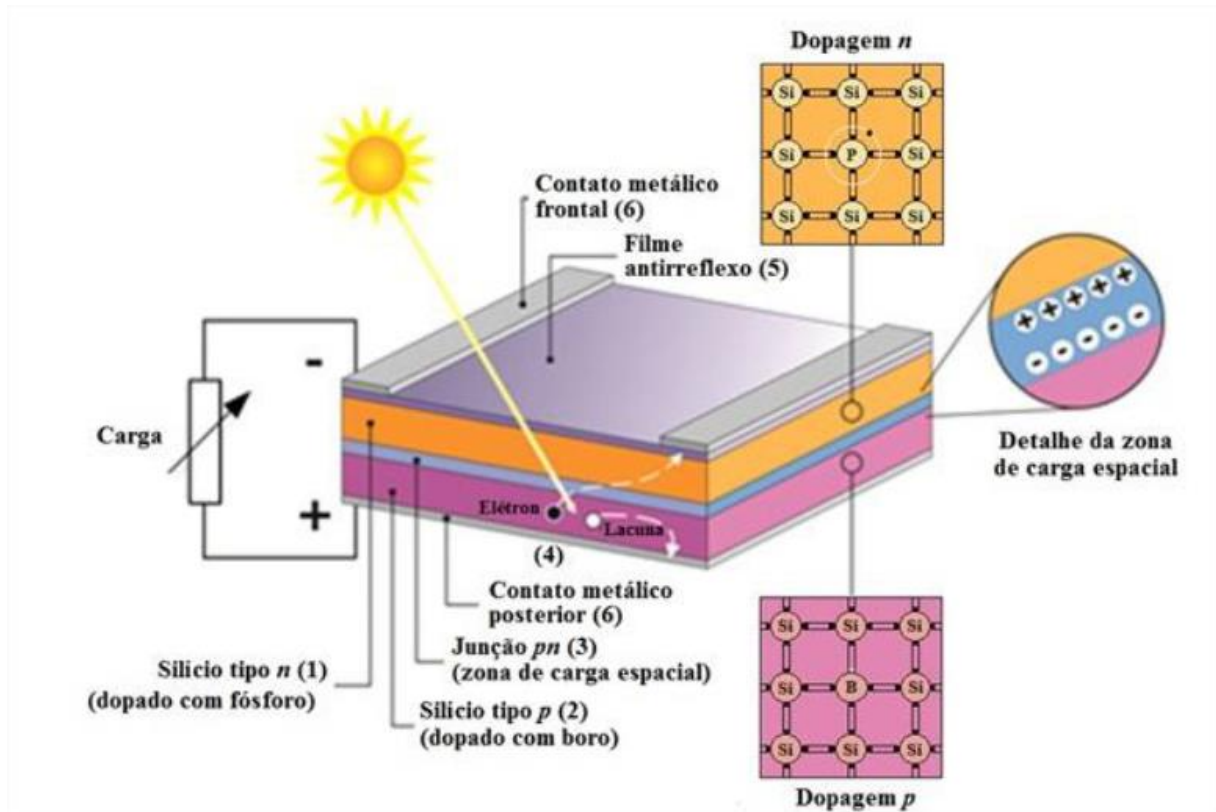
**Figura 12: Célula Monocristalino, Policristalino e Amorfo Respectivamente [40]**

Os formatos das células fotovoltaicas citadas anteriormente estão dispostos na Figura 12 acima, denotando características visuais que possibilitam facilmente a distinção das três tecnologias nas instalações onde são utilizadas.

### 3.2.4.1 Silício Cristalino

O processo de fabricação de um único cristal para a confecção da célula monocristalina é um processo mais complexo e oneroso, obtido através dos métodos *Czochralski* ou *Float Zone* [42]. Enquanto o primeiro consiste na formação de um único cristal, as células formadas por silício policristalino são formadas por blocos de cristais de diferentes formas e tamanhos, possibilitando maior flexibilidade quanto à uniformidade do material.

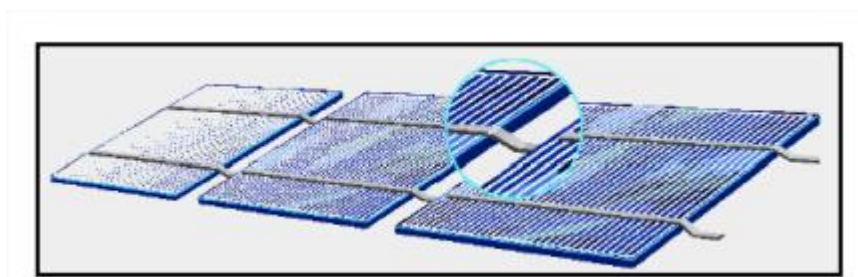
As tecnologias embasadas em silício cristalino, tanto monocristalino quanto policristalino, são classificadas como *Wafer* devido a forma como são concebidas. Os blocos de cristais formados no processo acima citado são fatiados com a menor largura possível e se transformam em “*wafers*”. Após texturização, processos de dopagem, aplicação de película antirreflexo e inserção dos contatos metálicos, o resultado é a obtenção das células fotovoltaicas [42]. A Figura 13 demonstra o esquema de construção de uma célula.



**Figura 13: Esquema Construtivo da Célula Fotovoltaica de Silício Cristalino [42]**

Ressalta-se que o esquema acima descrito representa um tipo de célula, podendo esta ser concebida utilizando dopagem com outros elementos.

A potência gerada por apenas uma célula não é o suficiente para aplicações em escala usual, por isto, as células são conectadas em série, tendo seu polo positivo conectado ao negativo do posterior, conforme exibido na Figura 14.



**Figura 14: Conexão entre Células [42]**

Desta forma, a junção das células cristalinas - m-Si ou p-Si – dão origem aos módulos fotovoltaicos, geralmente comercializados com 60 ou 72 células em série.

### 3.2.4.2 Silício Amorfo

A irregularidade estrutural molecular deste tipo de material é sua característica fundamental, de onde podem se intuídas diversas propriedades da mesma.

De maneira oposta ao observado no silício cristalino, o silício amorfo não tem sua estrutura regular tridimensional ao longo do material. Esta característica está associada ao fato de o material não necessitar uma alta energia para sua confecção, resultando em um processo diferente para conceber a célula.

Desta maneira, a célula fotovoltaica pode ser produzida com características laminares e dimensões maiores. Esta idiossincrasia construtiva o faz entrar na categoria de células *Thin film*.

A não regularidade estrutural proporciona diversas barreiras para os elétrons livres circulantes no material, aumentando as colisões subatômicas e diminuindo a eficiência global do material. Além disto, a alta energia e pressão associada à formação de materiais cristalinos não é presente neste material, o que resulta em uma densidade estrutural menor e por conseguinte uma menor densidade molecular. Este número inferior de átomos resulta diretamente numa produção reduzida de energia elétrica fotovoltaica, isto se deve pelo efeito fotovoltaico estar diretamente associado à quantidade de elétrons que podem ser desprendidos a partir da energia  $hf$  associada aos fótons incidentes.

### **3.3 Módulos Fotovoltaicos**

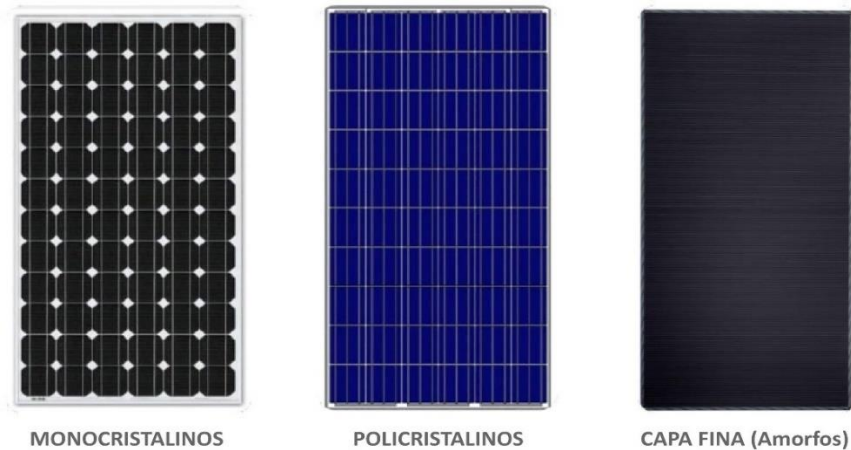
Em aplicações cotidianas, são comumente utilizados sistemas com diversos módulos fotovoltaicos, por isto considerações geográficas e elétricas devem ser feitas para conceber um projeto. Entender a característica individual de cada módulo e posteriormente aplicar estes conhecimentos em um conjunto fotovoltaico é de suma importância.

#### **3.3.1 Características Físicas**

Considerando o número discrepante de módulos a base de silício, comparado aos demais no mercado, este subcapítulo irá discorrer sobre estas tecnologias. Além disto, para a parte prática desenvolvida no trabalho, não foi utilizado outro tipo de módulo que não silício cristalino.

Os conhecimentos citados para as células fotovoltaicas serão extrapolados para a compreensão do funcionamento do módulo.

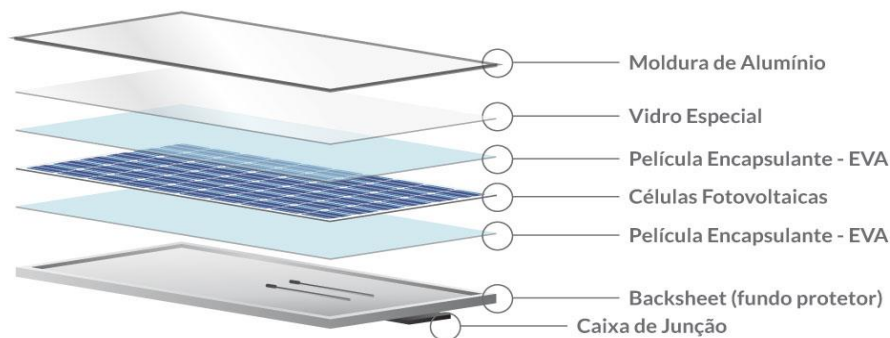
As principais diferenças físicas serão expostas separadamente, e podem ser observadas à priori na Figura 15.



**Figura 15: Módulos de Silício [45]**

- Silício Cristalino (c-Si)

A confecção dos módulos é feita através da conexão em série de diversas células fotovoltaicas, estas são depositadas entre camadas de encapsulantes, substrato e moldura, como disposto na Figura 16.



**Figura 16: Composição de um Módulo Fotovoltaico de c-Si [46]**

- Silício Monocristalino (m-Si)

O módulo fotovoltaico baseado nesta tecnologia de célula tem a cor uniforme e é caracterizada por espaços losangulares entre suas células. Estes espaçamentos são provenientes do formato cilíndrico do monólito de silício, que após ser laminado em finas camadas recebe um formato circular. Há, contudo, uma modificação deste formato original para um formato retangular com as pontas boleadas, visando maior aproveitamento da área disponível [40, 42].

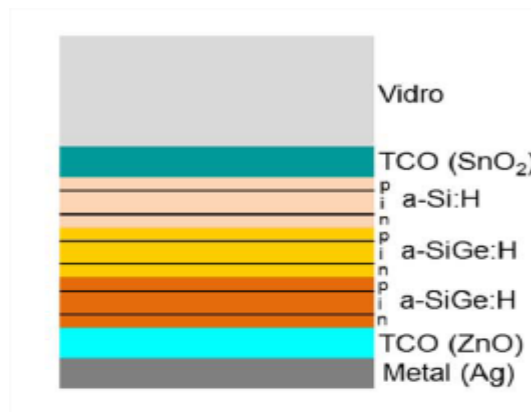
- Silício Policristalino (p-Si)

A aparência peculiar multifacetada da célula policristalina é sua característica visual mais marcante. Este aspecto de “escama de peixe” se dá pela junção de diversos blocos de cristais multiformes, caracterizados em sua fabricação. Contudo, sua superfície pode ter suas cores tratadas, para aparentarem uniformidade. A fabricação desta célula tem uma menor complexidade quando comparada à célula monocristalina, além de permitir um formato retangular, proporcionando um aproveitamento completo da área do módulo [40, 42].

De maneira comparativa, as características de fabricação da célula de silício policristalino facilitam o formato de fabricação da mesma, e maximizam a área utilizada em um módulo fotovoltaico. A menor complexidade na confecção da célula, somada ao aproveitamento máximo da área no módulo, resultam em um preço ligeiramente menor e uma eficiência célula-módulo, ligeiramente maior, tornando a tecnologia financeiramente competitiva comparada aos módulos monocristalinos [42].

- Silício Amorfo Hidrogenado (a-Si:H)

Devido a sua fabricação, a célula fotovoltaica pode ser feita em escalas maiores, não necessitando de conexão entre diversas células para a formação do módulo. Ao invés disto, o módulo é composto por apenas uma célula, e os contatos são feitos através de Óxido Condutivo Transparente (TCO). A Figura 17 mostra o esquema de camadas de uma célula de tripla junção baseada nesta tecnologia [40, 42].



**Figura 17: Vista de Corte de um Thin Film com a-Si:H [42]**

A figura acima representa um esquema de construção de módulos, havendo outras possibilidades construtivas variantes quanto aos materiais utilizados, espessuras e conseqüentemente, eficiência e flexibilidade [42].

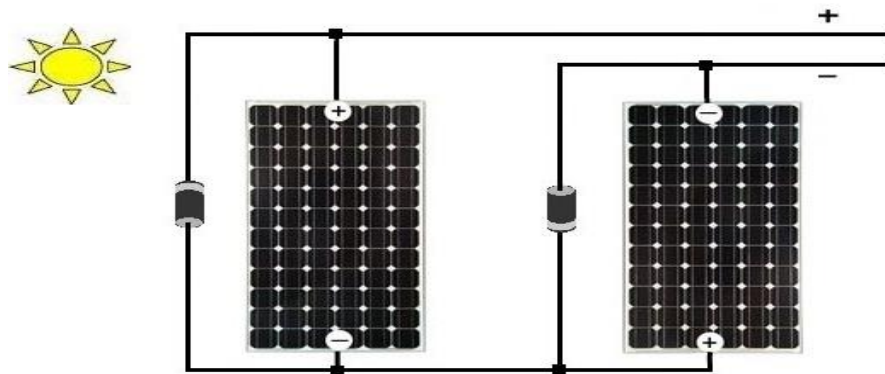
Se tratando do silício amorfo, por sua eficiência ser consideravelmente menor, a sua utilização é indicada quando não há preocupação com a área de ocupação dos painéis. Seu preço inferior, e a possibilidade de negociação de deságio devido ao grande volume de módulos, é uma pequena vantagem para projetos com potência definida e espaços grandes [42].

### 3.3.2 Arranjo

Os projetos fotovoltaicos visam adequar-se às mais diversas situações. O agrupamento de módulos é feito de maneira a adaptar a tensão e corrente geradas às necessidades de utilização do sistema.

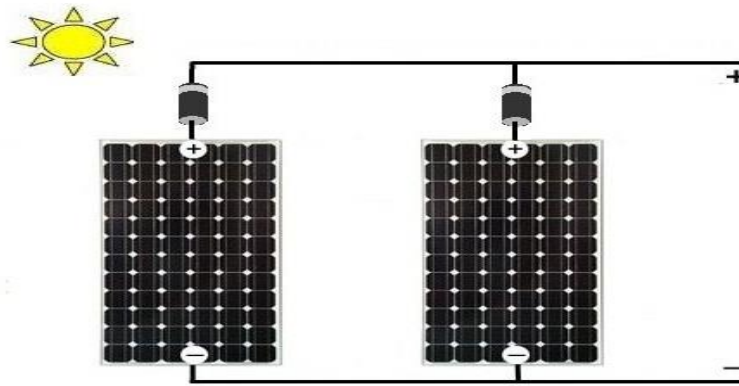
As conexões série ou paralelo dos módulos são definidas a partir do objeto de utilização destes. Há duas maneiras de utilizar a energia fotovoltaica, em corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA). A utilização da energia CC pode se dar de forma direta, utilizando a tensão e corrente de saída do painel para energização de um determinado equipamento. Porém, a maior parte da aplicação dos painéis é voltada para a rede elétrica doméstica ou para injeção em um sistema de distribuição/ transmissão de energia elétrica em corrente alternada. Nos dois casos, a transformação da energia gerada é feita através de um inversor [47, 48].

Este equipamento responsável por adequar a potência gerada à frequência da rede tem limitações elétricas inerentes a sua fabricação, e por conseguinte, o arranjo dos painéis solares tem grande influência destas características limitadoras do inversor. As Figuras 18 e 19 mostram os dois tipos de conexões entre módulos.



**Figura 18: Conexão em Série entre Módulos [47]**

Considerando as perdas inerentes ao efeito Joule, prioriza-se a ligação em série entre os módulos, aumentando a tensão gerada e mantendo a corrente nos níveis mais baixos possíveis. Esta situação só é desviada quando a conexão de diversos módulos em série gera uma tensão maior que a nominal suportada pelo inversor. A figura abaixo mostra a conexão dos painéis em paralelo [47].



**Figura 19: Conexão em Paralelo entre Módulos [48]**

Ao conectar os módulos em paralelo, a corrente do sistema passa a ser duas vezes maior que a conexão em série, mas isto permite manter o nível de tensão baixo para certas aplicações.

Em uma situação real, os módulos devem ser conectados de maneira à tensão e corrente de geração serem menores que o imposto pelo inversor. Isto leva a sistemas com blocos em série com tensão aceitável, ligados em paralelo, sendo a corrente gerada pelo número de blocos associados menor que o valor máximo permitido [47, 48].

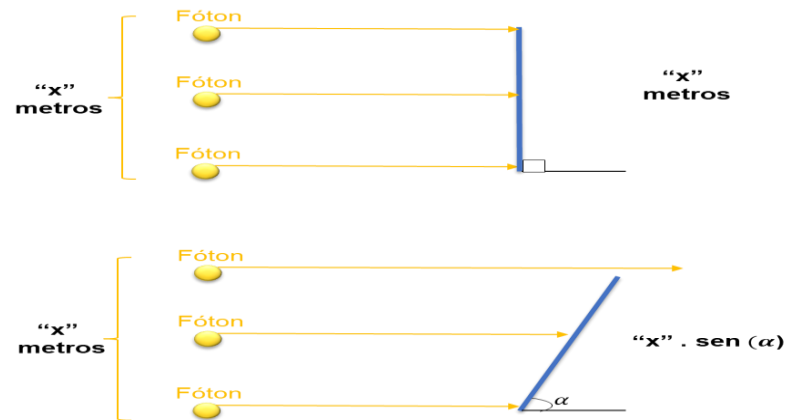
### 3.3.3 Orientação

Os arranjos de módulos fotovoltaicos podem ser instalados de três modos em relação ao sol.

- Instalação fixa;
- Sistema de orientação em um eixo;
- Sistema de orientação em dois eixos.

A orientação dos módulos em relação ao sol tem relação direta com a energia elétrica gerada. Considerando um sistema fixo para simplificação da explicação, a densidade luminosa fornecida pelo sol incide de maneiras diversas considerando a rotação e translação da terra.

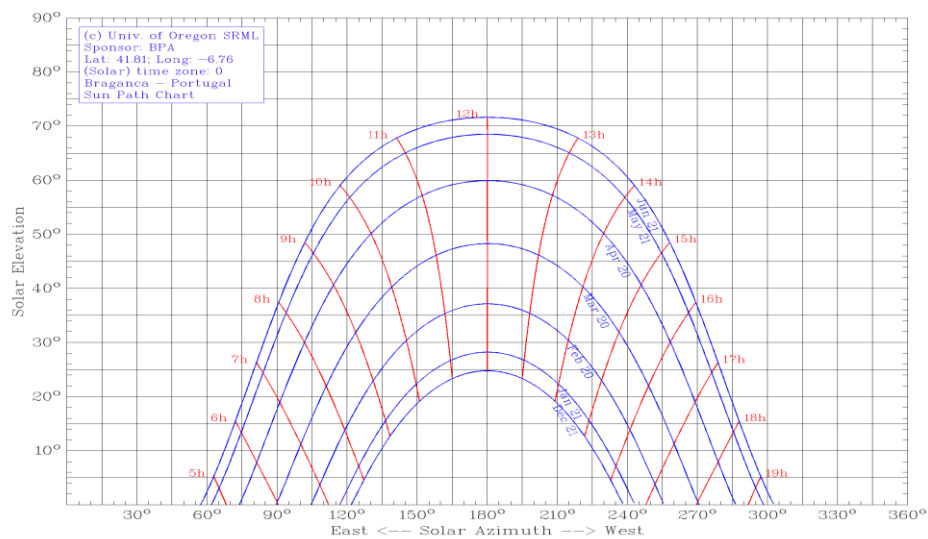
Posto isto, quando a luz solar atinge de maneira perpendicular os painéis, há a maior área de material semicondutor exposta à radiação eletromagnética e, portanto, maior geração de energia. Portanto, os módulos devem ser orientados de maneira a absorver a maior irradiação possível ao longo do ano. A Figura 20 mostra a influência da angulação entre o painel e o espectro luminoso.



**Figura 20: Variação da Área de Contato com a Inclinação entre o Sol e o Módulo**

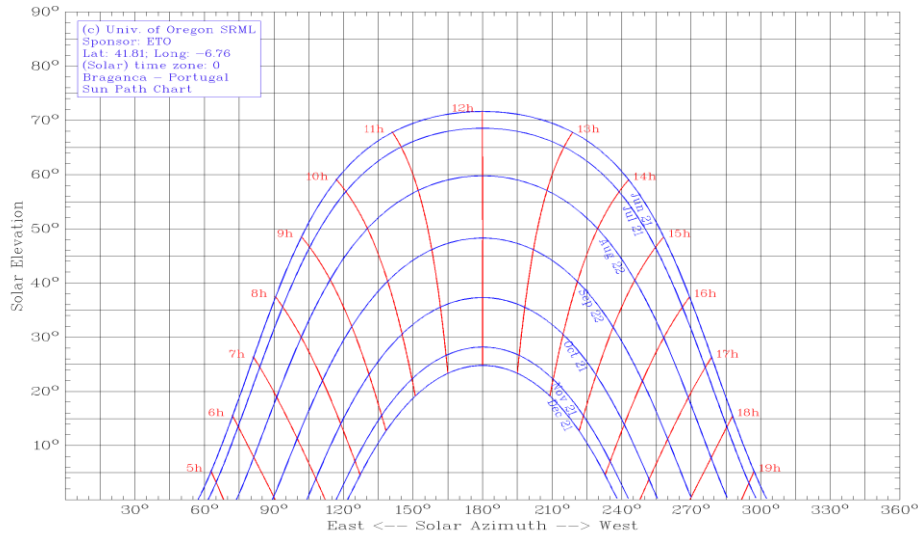
Ressalta-se que o esquema demonstrado extrapola as dimensões dos fótons visando demonstrar o efeito da inclinação. Além disto, pode-se estender este conceito ao azimute aplicado, que também muda a área de incidência luminosa.

Deve-se, então, adequar a orientação do sistema através do comportamento geográfico do sol em relação à terra. Isto pode ser feito através das cartas solares, que descrevem a movimentação do sol para as horas em alguns dias do ano. As cartas solares referentes à Bragança são explicitadas nas Figuras 21 e 22 abaixo.



**Figura 21: Carta Solar de Bragança do Primeiro Semestre [49]**

Nota-se que a altitude relativa do sol cresce com o passar dos meses, demonstrando claramente uma influência da inclinação da terra associada à translação planetária. Os meses de verão são os que apresentam maior altitude solar, devido à menor distância relativa entre o sol e a terra [50].

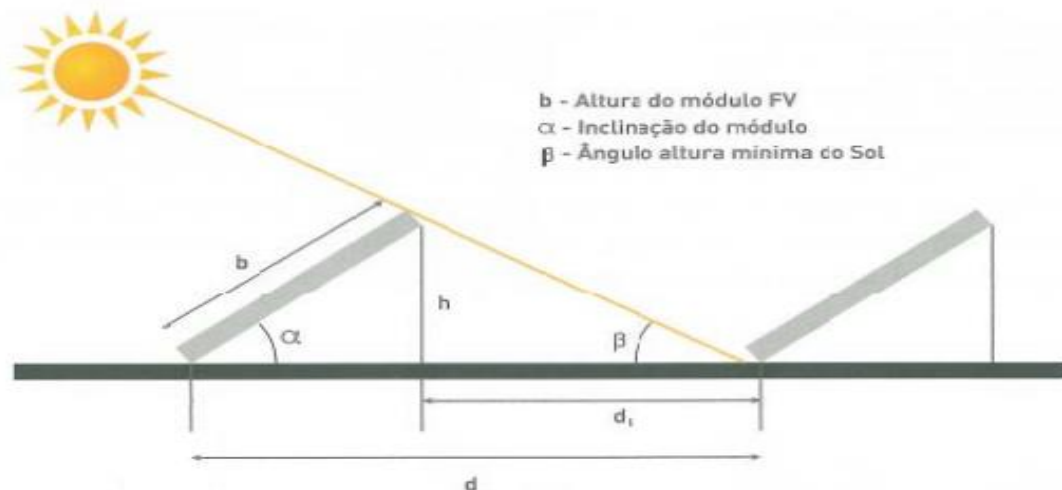


**Figura 22: Carta Solar de Bragança do Segundo Semestre [49]**

De maneira simétrica, após o meio do ano, há a redução da altura solar com o passar das estações [50].

Isto posto, intui-se que a latitude de instalação dos painéis está intimamente ligada com o ângulo ideal de instalação. Este ângulo apropriado tem seu menor valor na linha do equador e aumenta gradativamente em direção aos polos.

É de fácil entendimento, portanto, que inclinações menores resultam em sombras mais extensas, afetando diretamente a distância entre fileiras de painéis fotovoltaicos. A Figura 23 explicita a relação entre o ângulo de inclinação  $\alpha$  e a distância necessária entre módulos.



**Figura 23: Influência da Inclinação na Sombra das Fileiras [42]**

Percebe-se que lugares com altas latitudes são mais influenciados pelas sombras, gerando um problema na alocação do sistema em lugares com espaços que não permitam amplos afastamentos entre painéis.

Portanto, nota-se uma clara vantagem na utilização de sistemas de orientação solar de um ou dois eixos em detrimento aos módulos fixos na situação supracitada.

## 4 Modelagem

Neste capítulo serão abordados os princípios matemáticos para a realização dos códigos. Os códigos seguem as lógicas dispostas abaixo, bem como as formulações matemáticas dispostas nos subcapítulos posteriores. O Anexo D mostra o Fluxograma que define os passos operacionais inseridos nos códigos.

### 4.1 Modelagem do Painel Solar

Para determinação de uma série de geração elétrica, um código foi desenvolvido no Matlab. A fim de proporcionar a curva de geração elétrica fotovoltaica para os dados de temperatura e irradiância anual, foi concebida uma modelagem para um determinado painel fotovoltaico baseada em formulações matemáticas e nos dados fornecidos no *datasheet* pelo fabricante para um modelo específico.

#### 4.1.1 Módulo Fotovoltaico Escolhido

O módulo fotovoltaico escolhido foi o CS6X310P do fabricante Canadian Solar, sua escolha foi feita pela tecnologia ser baseada em silício cristalino e pela grande quantidade de módulos em circulação. A Figura 24 exibe o equipamento em questão.



**Figura 24: Canadian Solar CS6X310P [51]**

Os cenários hipotéticos apresentados neste trabalho têm como base para a geração solar este modelo, sendo utilizado em todas as simulações que necessitem de uma referência para parâmetros construtivos de um painel solar.

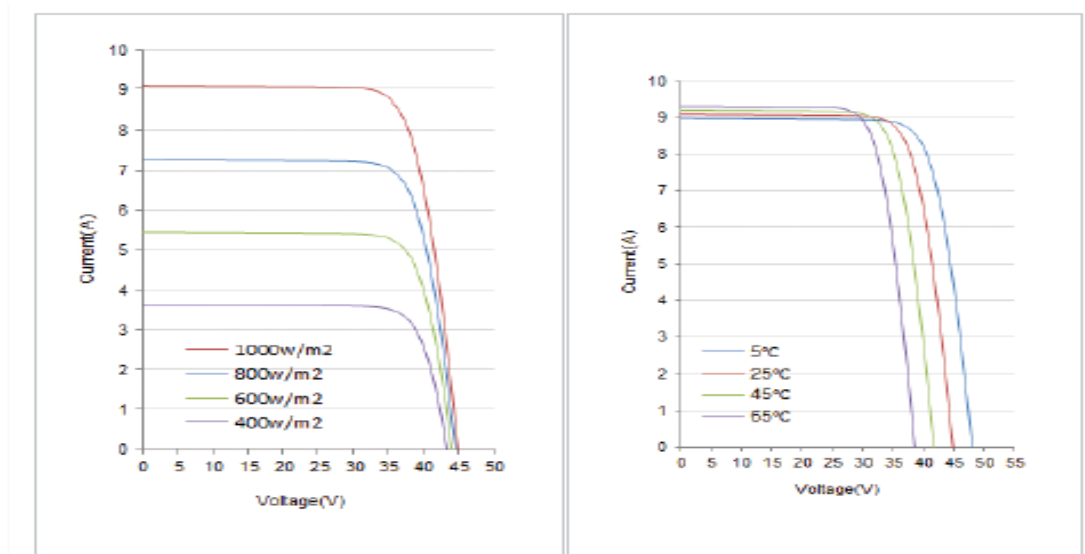
### 4.1.1.1 Características Principais

As idiossincrasias deste modelo disponibilizadas pelo fabricante são mostradas na Tabela 3 [51].

**Tabela 3: Características no *Datasheet* do Módulo CS6X310P [51]**

Dados Elétricos	STC	NOCT
Potência Máxima Nominal (Pmax)	310 W	225 W
Tensão de Operação Ótima (Vmp)	36,4 V	33,2 V
Corrente de Operação Ótima (Imp)	8,52 A	6,77 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	44,9 V	41,3 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	9,08 A	7,36 A
Eficiência do Módulo	16,16%	
Tolerância de Potência	+5W	
Coeficiente de Temperatura (Pmax)	-0,43%/°C	
Coeficiente de Temperatura (Voc)	-0,34%/°C	
Coeficiente de Temperatura (Isc)	0,065%/°C	
Temperatura de Operação Nominal da Célula	45±2°C	

As formulações matemáticas são alicerçadas nestes dados, e resultam nas curvas características I-V e P-V do módulo em questão. Para validação dos resultados obtidos na simulação, serão comparadas as curvas fornecidas pelo fabricante com as curvas obtidas pelo código. A Figura 25 mostra as curvas características disponibilizadas no *Datasheet*, tendo como referência para o primeiro gráfico a Temperatura de operação da célula de 25°C, e para o segundo gráfico a Irradiância Solar de 1000 W/m<sup>2</sup> [51].



**Figura 25: Curvas Características I-V [51]**

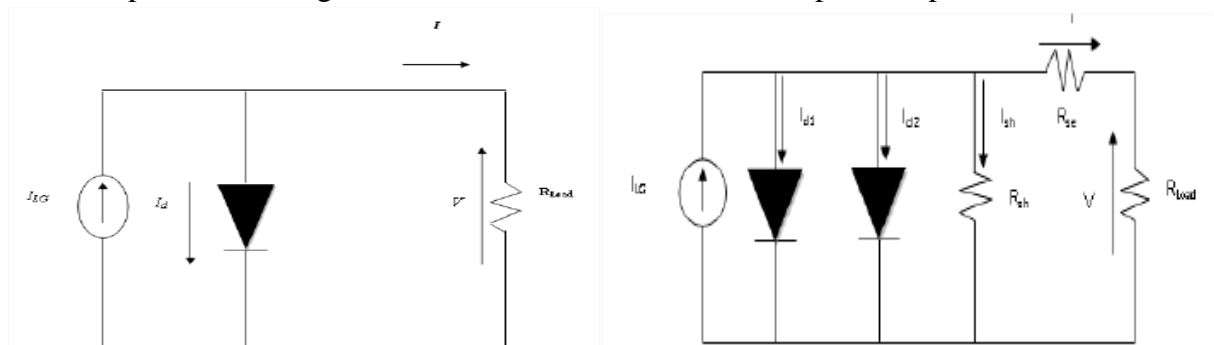
Os gráficos acima são fornecidos, portanto, nas especificações climáticas do STC. Com o intuito de aprofundar a análise, será gerado não somente o gráfico para as variáveis no STC mas também para o NOCT. Após isto, as potências no ponto de potência máxima serão confrontadas com as informações fornecidas no *Datasheet*.

Ao analisar as curvas I-V dispostas na figura acima, percebe-se que há correlações entre as variáveis elétricas e as condições climáticas. No primeiro gráfico, com a temperatura constante e a variação da irradiância solar, é observada uma variação brusca na corrente, porém uma variação ínfima na tensão. No segundo gráfico, tendo sua irradiância constante e temperatura variável, constata-se o oposto do observado no primeiro gráfico. Isto intui uma maior conexão para os pares de variáveis Irradiância -Corrente e Temperatura-Tensão.

#### 4.1.2 Modelos Matemáticos de Células Fotovoltaicas

Há, atualmente, diversos modelos para representação dos módulos fotovoltaicos. Serão abordados neste tópico os diferentes níveis de complexidade entre eles [42, 52, 53].

Com o intuito de simplificar a explicação dos diversos esquemas, serão esclarecidas as considerações feitas para os modelos com menor e maior complexidade entre os tratados neste trabalho, presentes na Figura 26, e estes conhecimentos serão replicados para os intermediários.



**Figura 26: Modelo Simplificado e Modelo de Dois Diodos Geral [52]**

O Modelo Simplificado é o mais básico. É utilizado para descrever o funcionamento da célula fotovoltaica ideal. Para fins práticos, este modelo considera somente a fonte de corrente fotovoltaica e a corrente de saturação devido à natureza semicondutora da célula, desconsiderando, portanto, perdas causadas por diversos agentes [42, 52].

O modelo mais complexo abordado é chamado neste trabalho de Modelo de Dois Diodos Geral. Este modelo apresenta a complexidade mais elevada, e por conseguinte a maior verossimilhança comparado aos demais. Abaixo estão dispostos os itens considerados, bem como sua explicação para retratação da realidade.

- $I_{LG} = \text{Fonte de Corrente}$ 
  - Corrente gerada devido à exposição do material semicondutor à irradiância solar, possibilitando o efeito fotovoltaico [42, 52, 53].

- $I_{D1}$  = *Corrente de Saturação Reversa*
  - Corrente de saturação reversa devido ao fluxo de energia elétrica que transpassa o material semicondutor [42, 52, 53].
  
- $I_{D2}$  = *Corrente de Difusão*
  - Representação da recombinação de elétrons-lacuna ocorridos no material semicondutor [42, 52, 53].
  
- $R_{sh}$  = *Resistência em Paralelo*
  - Estabelece uma intensidade para correntes de fuga que ocorrem pela lateral da célula fotovoltaica [42, 52, 53].
  
- $R_{sh}$  = *Resistência em Série*
  - Representa múltiplas adversidades que se opõe à passagem da corrente elétrica entre os terminais da célula fotovoltaica [42, 52, 53].

Entre estes extremos existem outros modelos, cada qual considerando um fator diferente para representação dos fenômenos que ocorrem em uma situação real. A Tabela 4 explicita as considerações de cada modelo para retratação da realidade de acordo com o grau de proximidade desejado.

**Tabela 4: Considerações para a Complexidade por Modelo de Célula Fotovoltaica**

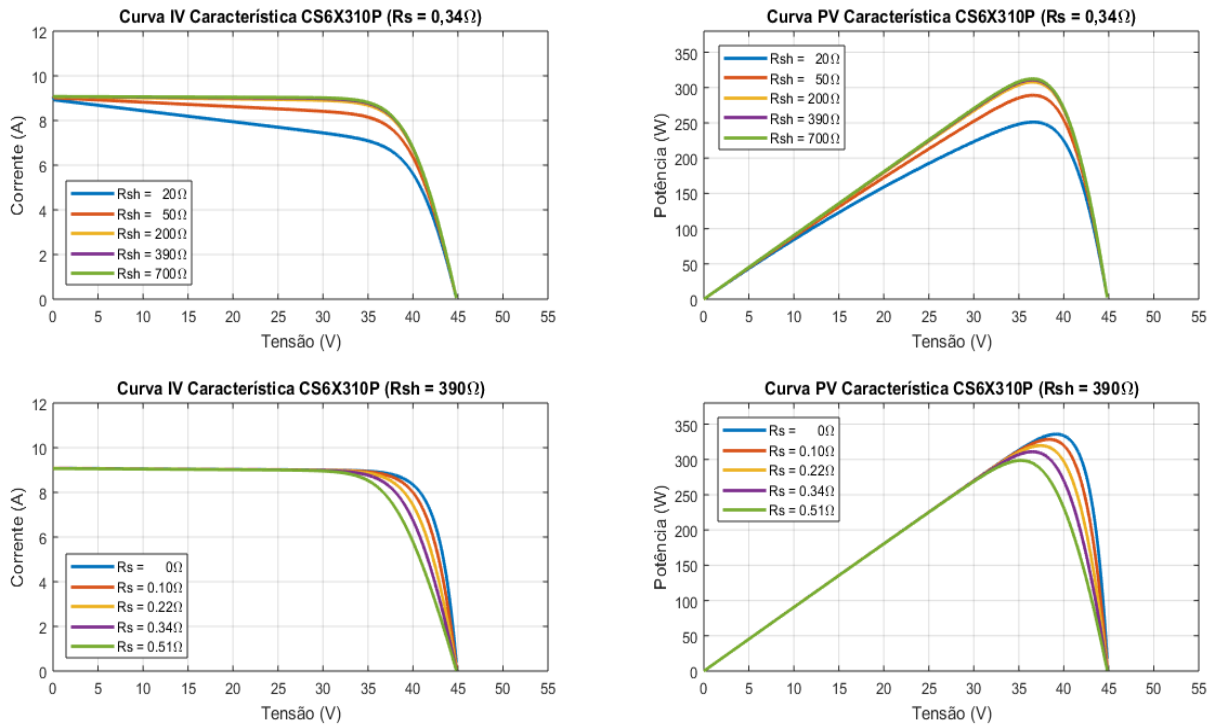
Modelo	Diodo 1	Resistência em Série (Rs)	Resistência em Paralelo (Rsh)	Diodo 2
Simplificado	✓	-	-	-
Aproximado	✓	✓	-	-
Geral	✓	✓	✓	-
Dois Diodos Aproximado	✓	✓	-	✓
Dois Diodos Geral	✓	✓	✓	✓

Como observado na tabela acima, percebe-se que o grau de detalhamento mais completo entre os citados é obtido no Modelo Dois Diodos Geral. Portanto, este modelo foi o escolhido como base para a modelagem da célula fotovoltaica neste trabalho.

### 4.1.3 Influência das Resistências nas Curvas Características

Além da escolha da complexidade do modelo, faz-se necessária a correta determinação das resistências do circuito, tanto a resistência em série como a em paralelo, visto que estes dados não são fornecidos pelo fabricante. Além disto, as resistências intrínsecas ao painel fotovoltaico real variam de acordo com as condições climáticas, requerendo maior detalhamento quanto ao funcionamento dele.

Esta diferença nos valores resistivos se deve principalmente pela desproporção brusca na potência gerada para valores discrepantes de irradiância solar e temperatura em múltiplos momentos de operação do painel, resultando assim em uma diferença de tensão e corrente para estes valores pontuais. A Figura 27 exibe a influência das resistências nas curvas I-V.



**Figura 27: Influência das Resistências nas Curvas Características**

Ressalta-se que, ao longo do estudo, notou-se um vínculo claro entre os valores de resistências e as variáveis elétricas, as Tabelas 5 e 6 abaixo demonstram o nível de variação percentual das variáveis elétricas para a alteração de uma das resistências.

**Tabela 5: Variação da Curva Característica com a Resistência Paralela**

Rsh ( $\Omega$ )	Vmpp Calculado (V)	Erro Percentual da Tensão (%)	Impp Calculado (A)	Erro Percentual da Corrente (%)	Pmpp Calculado (W)	Erro Percentual da Potência (%)
20	36,63971	0,659%	6,85345	19,560%	251,10826	19,031%
50	36,55792	0,434%	7,90855	7,177%	289,12015	6,774%
200	36,55792	0,434%	8,42304	1,138%	307,92876	0,709%
390	36,47614	0,209%	8,52524	0,062%	310,96790	0,271%
700	36,47614	0,209%	8,56408	0,517%	312,38455	0,728%

**Tabela 6: Variação da Curva Característica com a Resistência Série**

$R_s$ ( $\Omega$ )	V <sub>mpp</sub> Calculado (V)	Erro Percentual da Tensão (%)	I <sub>mpp</sub> Calculado (A)	Erro Percentual da Corrente (%)	P <sub>mpp</sub> Calculado (W)	Erro Percentual da Potência (%)
0	39,17505	7,624%	8,57358	0,629%	335,87019	8,301%
0,1	38,35719	5,377%	8,56451	0,522%	328,51068	5,927%
0,22	37,45756	2,905%	8,53543	0,181%	319,71632	3,092%
0,34	36,47614	0,209%	8,52524	0,062%	310,96790	0,271%
0,51	35,24936	3,161%	8,47303	0,551%	298,66897	3,695%

Ao variar o módulo das resistências, os valores de tensão e corrente acompanham esta alteração, tendo como determinador de intensidade principal a resistência variante. Estas ligações observadas nos erros percentuais na tabela acima. Para simplificação, a relação entre variáveis é exposta na Tabela 7.

**Tabela 7: Intensidade na Relação entre Variáveis**

-	Tensão	Corrente
<b>Resistência em Série</b>	Forte	Fraca
<b>Resistência em Paralelo</b>	Fraca	Forte

Pode-se então, extrapolar esta relação, ligando-a também às variáveis climáticas. A Tabela 8 mostra as relações - horizontalmente - entre variáveis consideradas Fortes.

**Tabela 8: Vínculos entre Variáveis Considerados Fortes**

Variável Climática	Variável Elétrica	Resistência
Irradiância Solar	Corrente	Resistência em Paralelo
Temperatura	Tensão	Resistência em Série

Para a escolha destas resistências alguns métodos foram estudados ao decorrer do trabalho e podem ser abordados. Abaixo, estas metodologias são descritas.

- Resistências Fixas

Através de experimentação, os valores de resistência série e paralela são alterados na formulação matemática até a obtenção dos valores de tensão, corrente e potência no ponto de potência máxima fornecidos pelo fabricante. Este método pode ter como base os valores no STC ou NOCT, e utiliza um valor único para todo e qualquer dado de temperatura e irradiância solar.

Para condições próximas às escolhidas, este modelo é satisfatório, porém, com o afastamento destas condições – STC ou NOCT – o valor percentual de erro para a potência gerada é alto, tornando-o uma solução pouco atrativa.

- **Incremento Fixo**

Como no método anterior, são escolhidos valores para as resistências através de experimentação. Estes valores obtidos são determinados como iniciais e através de um método iterativo, há a soma ou subtração de incrementos fixos previamente determinados para os valores de resistência série e paralela, cada qual com seu *step*, até o critério de parada ser satisfeito.

A cada iteração os valores calculados no ponto de potência máxima são comparados com os esperados e sua diferença comparada com o erro definido. Para o dimensionamento correto destas resistências, é recomendado a escolha de valores iniciais que se encontrem no “meio” das escalas consideradas de temperatura e irradiância.

Há, contudo, limitações neste procedimento. O parâmetro de parada pode ser determinado tendo como base a corrente e tensão no ponto de potência máxima, ou pela potência no mesmo ponto.

A vantagem do primeiro processo é a separação do critério de parada para cada resistência, visto que cada resistência está fortemente ligada com uma das variáveis elétricas e fracamente ligada à outra (Tabela 7), conferindo mais robustez ao sistema. Porém, a formulação matemática encontrada para determinação dos valores esperados da corrente e tensão no ponto de potência máxima não são satisfatórias, conferindo valores incorretos de potência.

Quanto ao segundo método, pelo critério de parada ser a potência, há maior proximidade quanto ao valor esperado. Contudo, a determinação de apenas um critério de parada tanto para a resistência em série quanto para a resistência em paralelo impede que um dos valores deixe de ser atualizado até que o código retorne à potência esperada. Isso resulta em uma definição não minuciosa nos valores de corrente e tensão, além das resistências, gerando então, um *step* maior de integração para a potência.

- **Rampa**

Este método se assemelha ao anterior, porém é baseado na determinação das resistências série e paralela em dois pontos de operação – STC e NOCT – culminando em uma relação linear entre estes pontos. A partir destes pontos, é feita uma reta ligando-os e seus valores são extrapolados para obtenção de resistências para qualquer valor de irradiância e/ou temperatura. Para a linearização dos valores, a relação pode ser feita tendo como base a irradiância solar, a temperatura, ou ambos.

- **Newton -Raphson**

Método não-linear iterativo para determinação dos valores das resistências, determina-se um ponto de partida e rapidamente há a convergência para os valores desejados a partir da derivada da equação de referência. Há diferentes considerações para este método, fazendo uso de quantidades diferentes de parâmetros além de diferentes formas de obtenção

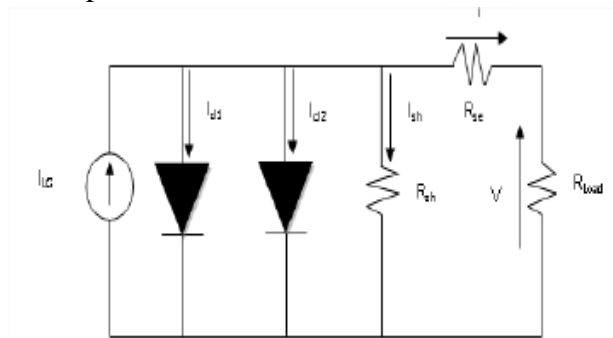
do valor inicial. É tido como um dos métodos que obtêm resultados mais próximos ao esperado e solução mais rápida, devido ao seu *step* variável [52, 53, 54, 55].

O tempo de processamento do modelo depende em grande parte da determinação das resistências. Quanto maior o número de iterações para o cálculo destas, maior o tempo de simulação. Em se tratando de simulações com valores pontuais de temperatura e irradiância solar, a diferença na rapidez de processamento destes métodos não é um impeditivo para suas escolhas, porém, no caso do presente trabalho, onde são feitas sucessivos cálculos para valores de temperatura e irradiância solar em cada hora do ano, a desigualdade no tempo de simulação é considerável.

Posto isto, o método escolhido foi o da rampa. Esta metodologia oferece resultados satisfatórios e por não haver iterações em sua resolução, o tempo de processamento é consideravelmente pequeno.

#### 4.1.4 Formulação Matemática

Serão estabelecidas neste tópico as considerações matemáticas utilizadas como alicerce para o desenvolvimento do código. Para isto, será explicado o modelo mais complexo, e este conhecimento será replicado para os outros modelos.



**Figura 28: Modelo de Dois Diodos Geral [52]**

Segundo o diagrama mostrado na Figura 28, conclui-se que a corrente fornecida na saída do módulo fotovoltaico é resultante da diferença da corrente gerada pelo efeito fotovoltaico e as correntes que não trespasam a carga (Diodos e Resistência em Paralelo). Já a tensão de saída é definida pela quantidade de diodos - células fotovoltaicas - em série, subtraída da queda de tensão provocada pela resistência em série.

Como dito no subcapítulo anterior, a escolha das resistências é baseada no método de Rampa, sendo o primeiro passo, a obtenção das resistências por experimentação tanto no STC quanto no NOCT. Os valores encontrados estão descritos na Tabela 9:

**Tabela 9: Variáveis Climáticas Consideradas e Resistências Encontradas**

Variável	STC	NOCT
Temperatura na Célula	25 °C	45 °C
Irradiância Solar	1000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>
Resistência em Paralelo	390 Ω	340 Ω
Resistência em Série	0,34 Ω	0,39 Ω

A formação das retas visando a definição das resistências para qualquer situação climática foi dividida em duas partes, seguindo a relação de intensidades anteriormente percorrida.

$$R_{SH} = R_{SH_{STC}} - \frac{R_{S_{STC}} - R_{S_{NOCT}}}{(G_{STC} - G_{NOCT})} \times (G_{STC} - G) \quad (4)$$

Onde:

$R_S$  = Resistência em Série do Ponto de Operação (Ω)

$R_{SH}$  = Resistência em Paralelo do Ponto de Operação (Ω)

$G$  = Irradiância Solar do Ponto de Operação (W/m<sup>2</sup>)

$R_{S_{STC}}$  = Resistência em Série no STC (Ω)

$R_{SH_{STC}}$  = Resistência em Paralelo no STC (Ω)

$R_{S_{NOCT}}$  = Resistência em Série no NOCT (Ω)

$R_{SH_{NOCT}}$  = Resistência em Paralelo no NOCT (Ω)

$G_{STC}$  = Irradiância Solar no STC (W/m<sup>2</sup>)

$G_{NOCT}$  = Irradiância Solar no NOCT (W/m<sup>2</sup>)

$$R_S = R_{S_{STC}} - \frac{R_{S_{STC}} - R_{S_{NOCT}}}{(T_{c_{STC}} - T_{c_{NOCT}})} \times (T_{c_{STC}} - T_c) \quad (5)$$

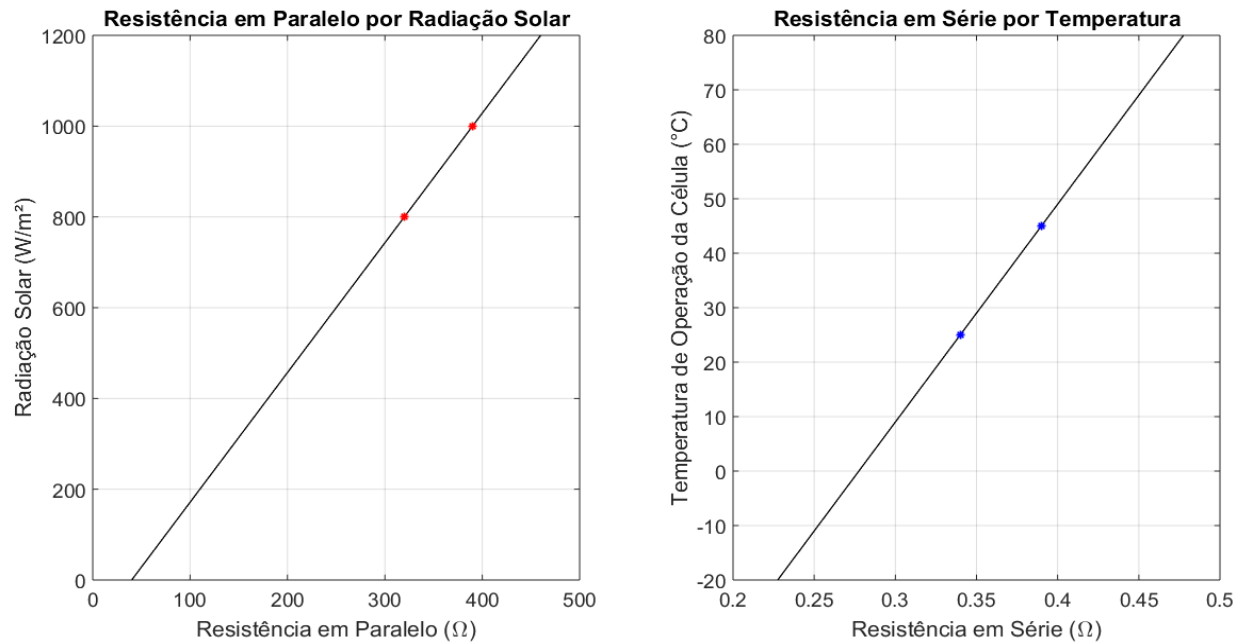
Onde:

$T_c$  = Temperatura de Operação da Célula (°C)

$T_{c_{STC}}$  = Temperatura de Operação da Célula no STC (°C)

$T_{c_{NOCT}}$  = Temperatura de Operação da Célula no NOCT (°C)

A Figura 29 mostra a evolução de cada resistência para as variáveis climáticas com base nas equações supracitadas.



**Figura 29: Evolução das Resistências para as Variáveis Climáticas**

Em posse destas variáveis, é possível iniciar o processo para obtenção das curvas I-V e P-V, destarte, a corrente e tensão no ponto de potência máxima. Tendo em vista a discrepância na corrente e tensão provocada pela variação de temperatura, é necessário estabelecer as bases de dados para esta variável, tanto ambiente, quanto de operação da célula [56].

$$T_c = T_{amb} + (T_{NOCT} - 20) \times G / 800 \quad (6)$$

Onde:

$T_c$  = Temperatura de Operação da Célula (°C)

$T_{amb}$  = Temperatura Ambiente (°C)

$T_{NOCT}$  = Temperatura de Operação da Célula no NOCT (°C)

$G$  = Irradiância Solar ( $W/m^2$ )

A partir destes dados de temperatura, os mesmos são transformados de Graus Celsius para Kelvin. A primeira variável a ser encontrada é a tensão térmica dos diodos [52].

$$V_{T1} = \frac{N_S \times k \times A_1 \times T_K}{q_c} \quad (7)$$

$$V_{T2} = \frac{N_S \times k \times A_2 \times T_K}{q_c} \quad (8)$$

Onde:

$k$  = Constante de Boltzmann ( $1,602176634 \times 10^{-19} \frac{J}{K}$ )

$V_{T1}$  = Tensão Térmica do Diodo 1 (V)

$V_{T2}$  = Tensão Térmica do Diodo 2 (V)  
 $A_1$  = Fator de Idealidade do Diodo 1 (1)  
 $A_2$  = Fator de Idealidade do Diodo 2 (2)  
 $N_S$  = Número de Células Fotovoltaicas em Série  
 $q_C$  = Carga do Elétron ( $1,380649 \times 10^{-23}$  C)  
 $T_K$  = Temperatura de Operação da Célula (K)

Isto posto, as variáveis elétricas são atualizadas com os coeficientes de temperatura para a tensão e corrente disponibilizados pelo fabricante nas formulações matemáticas [52].

$$Isc_T = Isc + \left( Isc \times \left( \frac{Kt_{Isc}}{100} \right) \right) \times (Tc - 25) \quad (9)$$

Onde:

$Isc_T$  = Corrente de Curto Circuito Atualizada pela Temperatura (A)  
 $Isc$  = Corrente de Curto Circuito (A)  
 $Kt_{Isc}$  = Coeficiente de Temperatura para Corrente de Curto Circuito ( $A_{\%}/^{\circ}C$ )

$$Voc_T = Voc + \left( Voc \times \left( \frac{Kt_{Voc}}{100} \right) \right) \times (Tc - 25) \quad (10)$$

Onde:

$Voc_T$  = Tensão de Circuito Aberto Atualizada pela Temperatura (V)  
 $Voc$  = Tensão de Circuito Aberto (V)  
 $Kt_{Voc}$  = Coeficiente de Temperatura para Tensão de Circuito Aberto ( $V_{\%}/^{\circ}C$ )

Além de corrigir as variáveis em função da temperatura, faz-se necessária a correção para a variação da irradiância solar [52].

$$Isc_{OP} = Isc_T \times \frac{G}{G_{Ref}} \quad (11)$$

Onde:

$Isc_{OP}$  = Corrente de Curto Circuito de Operação (A)

$$Voc_{OP} = Voc_T + \left( \left( \frac{A1 + A2}{S} \right) \right) \times \left( \frac{Ns \times k \times Tk}{q} \right) \times \log \left( \frac{G}{G_{stc}} \right) \quad (12)$$

Onde:

$Voc_{OP}$  = Tensão de Circuito Aberto de Operação (V)  
 $S$  = Relação entre os Fatores de Idealidade ( $A_1 + A_2$ )

Dando seguimento às equações, é necessário definir o comportamento de cada corrente do circuito, para obtenção da corrente útil [52, 57].

$$I_{LG} = N_P \times I_{SCOP} \quad (13)$$

Onde:

$I_{LG}$  = Fonte de Corrente (A)

$N_P$  = Número de Células Fotovoltaicas em Paralelo

Definida a fonte de corrente, basta retirar os elementos parasitários que drenam parte da corrente total de forma à não transferência total da energia para a carga.

$$I_{SN} = \left( I_{LG} - \frac{V_{OCOP}}{R_{SH}} \right) / \left( e^{\frac{V_{OCOP}}{V_{T1}}} + e^{\frac{V_{OCOP}}{V_{T2}}} - 2 \right) \quad (14)$$

Onde:

$I_{SN}$  = Corrente de Saturação Nominal (A)

$$I_{S1} = N_P \times I_{SN} \times \left( \frac{Tk}{T_{ref}} \right)^3 \times e^{\left[ \frac{q \times Eg}{k \times A_1} \times \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{Tk} \right) \right]} \quad (15)$$

$$I_{S2} = N_P \times I_{SN} \times \left( \frac{Tk}{T_{ref}} \right)^3 \times e^{\left[ \frac{q \times Eg}{k \times A_2} \times \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{Tk} \right) \right]} \quad (16)$$

Onde:

$I_{S1}$  = Corrente de Saturação do Diodo 1 Atualizada pela Temperatura (A)

$I_{S2}$  = Corrente de Saturação do Diodo 2 Atualizada pela Temperatura (A)

$E_G$  = Largura de Banda do Silício Policristalino (1,12 eV)

$$I_{SH} = \frac{V + (I \times R_S)}{R_{SH}} \quad (17)$$

Onde:

$I_{SH}$  = Corrente que Transpassa a Resistência em Paralelo (A)

$V$  = Tensão de Operação Pontual (V)

$I$  = Corrente de Operação Pontual (A)

$$I = I_{LG} - I_{S1} \times \left( e^{\left( \frac{V+(I \times R_S)}{V_{T1}} \right)} - 1 \right) - I_{S2} \times \left( e^{\left( \frac{V+(I \times R_S)}{V_{T2}} \right)} - 1 \right) - I_{SH} \quad (18)$$

Onde:

$I$  = Corrente Útil na Saída do Módulo Fotovoltaico (A)

Com isto, uma curva I-V é formada através do cálculo da corrente para diversos valores de Tensão – de zero à tensão de circuito aberto corrigida – com *steps* de tensão variáveis de acordo com o nível de detalhamento desejado. Pontua-se que o maior detalhamento dos dados resulta numa maior quantidade dos mesmos e, portanto, em um tempo de processamento maior.

Para a obtenção da curva P-V, basta a multiplicação entre os vetores de tensão e corrente.

$$P = V \cdot I \quad (19)$$

Onde:

$P =$  Potência de Operação Pontual (W)

## 4.2 Fluxo de Potência

O desenvolvimento de um código para realização do fluxo de potência em um SEP se faz essencial para a análise em regime permanente do sistema. O código supracitado foi desenvolvido aplicando-se o método de resolução não linear Newton-Raphson, através do software Matlab.

O sistema de cinquenta e sete barras do IEEE foi escolhido como base para a realização do estudo em questão. Ressalta-se que pela sua estrutura intrincada, o diagrama adquire uma característica de pouca notabilidade. Portanto, o sistema é exposto de maneira amplificada no Anexo B.

O código para determinação do fluxo de potência foi baseado em princípios físicos e matemáticos, dividido da seguinte maneira:

- Matriz de Admitâncias Y Barra;
- Resolução do Fluxo de Potência.

Visando o início da formulação matemática, é necessário um conjunto de dados base para o cálculo das tensões e ângulos nas barras e conseqüentemente a determinação do fluxo de potência. As variáveis iniciais necessárias são fornecidas através de um arquivo pelo IEEE e são descritas abaixo:

- Dados do Sistema
  - Potência Base
- Dados de Barra
  - Número da Barra;
  - Tipo da Barra;
  - Tensão Especificada;
  - Ângulo Especificado;
  - Geração de Potência Ativa;

- Geração de Potência Reativa;
  - Carga de Potência Ativa;
  - Carga de Potência Reativa;
  - Limite Máximo de Potência Reativa na Barra;
  - Limite Mínimo de Potência Reativa na Barra;
  - Susceptância *Shunt* de Barra.
- Dados de Linha
    - Barra K
    - Barra M
    - Resistência da Linha
    - Reatância da Linha
    - Susceptância *Shunt* de Linha
    - *Tap* do Transformador

Cada um destes itens será discorrido ao longo do presente capítulo para alicerçar os conhecimentos necessários para melhor entendimento do tema trabalhado.

#### 4.2.1 Matriz Y Barra

O primeiro passo para a determinação do fluxo de potência é a determinação da matriz de admitâncias. Esta matriz caracteriza todo o sistema a ser analisado, indicando todos os elementos presentes e suas influências próprias e mútuas [58]. Portanto, pode-se dizer que a Matriz Y Barra é uma tradução matemática da interação entre as grandezas físicas em um sistema elétrico de potência. Os principais elementos a serem considerados estão expostos abaixo:

- Impedância de Linha;
- Susceptância *Shunt* de Linha;
- Susceptância *Shunt* de Barra;
- *Tap* dos Transformadores.

Como divisão base para a formação do presente método matemático, a matriz é composta em duas partes: elementos da diagonal principal e elementos fora da diagonal principal [58].

A Diagonal Principal representa as características de cada barra do sistema, portanto, intui-se que a matriz será quadrada e de N elementos igual ao número de Barras no arranjo [58].

Os demais elementos são, portanto, ligações e influências entre barras. Esta característica denota o grau de complexidade e robustez do sistema, quanto mais elementos fora da diagonal principal, mais intrincado e robusto é o sistema. Contudo, em um SEP real, com centenas ou milhares de barras, o distanciamento geográfico impede a ligação entre a maioria

das barras, o que torna a influência nula entre a maioria das barras por não serem conectadas [58].

Desta maneira, a confecção da Y Barra é formada por diversos elementos nulos, conferindo uma natureza esparsa aos elementos que de fato integram a matriz. Destarte, tendo em vistas limitações tecnológicas, não se torna um fardo quando se trata de processamento computacional [58].

A Matriz Y Barra é representada abaixo:

$$Y_{BARRA} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1M} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2M} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \cdots & Y_{3M} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{K1} & Y_{K2} & Y_{K3} & \cdots & Y_{KK} \end{bmatrix} \quad (20)$$

Observa-se que o último elemento é representado como  $Y_{KK}$  e não  $Y_{KM}$ , isto se deve à uma maneira de simplificar a explicação, designando os elementos ao longo de toda a diagonal principal com índices iguais. Esta alteração de nomenclatura não afeta o princípio matemático em questão, tendo em vista que na diagonal principal o valor do índice K é igual ao de M [58].

Dando início, os primeiros dados a serem manipulados são os valores de resistência e reatância da linha, que somados vetorialmente, resultam na impedância da linha.

$$Z_{line} = (R_{line} + jX_{line}) \quad (21)$$

Onde:

$Z_{line}$  = Impedância da Linha ( $pu_{\Omega}$ )

$R_{line}$  = Resistência da Linha ( $pu_{\Omega}$ )

$X_{line}$  = Reatância da Linha ( $pu_{\Omega}$ )

A admitância é o contrário da impedância, portanto para obtê-la, basta fazer o seu inverso [59].

$$Y_{line_{KM}} = \frac{1}{Z_{line}} \quad (22)$$

Onde:

$Y_{line_{KM}}$  = Admitância de Linha entre as Barras K e M ( $pu_{S}$ )

Definida a admitância para cada linha do sistema, a elaboração da matriz Y Barra pode ser principiada. Inicia-se então, a formulação dos elementos fora da diagonal principal. O elemento da matriz é equivalente à soma de todos os elementos que se encontram diretamente entre as duas barras em questão [59].

$$Y_{BUS_{KM}} = Y_{BUS_{MK}} = \sum - \frac{Y_{line_{KM}}}{Tap_{KM}} \quad (23)$$

Onde:

$Y_{BUS_{KM}}$  = Admitância na Matriz Y Barra entre as Barras K e M ( $pu_S$ )

$Y_{BUS_{MK}}$  = Admitância na Matriz Y Barra entre as Barras M e K ( $pu_S$ )

$Y_{line_{KM}}$  = Admitância de Linha entre as Barras K e M ( $pu_S$ )

$Tap_{KM}$  = Relação de Transformação do Transformador Associado à Linha KM

Para a elaboração dos elementos da diagonal principal, se faz necessária a atualização da susceptância *shunt* de barra.

$$B_{SH_{KK}} = \frac{B_{SH}}{N_{lines_K}} \quad (24)$$

Onde:

$B_{SH_{KK}}$  = Susceptância Shunt na Matriz Y Barra na Barra K ( $pu_S$ )

$B_{SH}$  = Susceptância Shunt Conectada à Barra K ( $pu_S$ )

$N_{lines_K}$  = Número de Linhas Conectadas à Barra K

Com a atualização deste valor, a etapa seguinte é a formação dos elementos da diagonal principal. Esta seção é dividida em duas partes devido à influência dos *taps* dos transformadores para a linha à qual está conectada, e por consequência, às barras conectadas à respectiva linha. A admitância da matriz tem seu valor igual à soma de todos os elementos conectados a ela devidamente referenciados às extremidades dos transformadores, respeitando a relação de transformação do mesmo.

$$Y_{BUS_{KK}} = \sum \left( \frac{Y_{line_{KM}}}{Tap_{KM}} + Y_{line} \times \left( \frac{1 - Tap}{Tap^2} \right) + \frac{Bsh_{line_{KM}}}{2} \right) + B_{SH_{KK}} \quad (25)$$

$$Y_{BUS_{MM}} = \sum \left( \frac{Y_{line_{KM}}}{Tap_{KM}} + Y_{line} \times \left( \frac{Tap - 1}{Tap} \right) + \frac{Bsh_{line_{KM}}}{2} \right) + B_{SH_{KK}} \quad (26)$$

Onde:

$Y_{BUS_{KK}}$  = Admitância na Matriz Y Barra para a Barra K ( $pu_S$ )

$Y_{BUS_{MM}}$  = Admitância na Matriz Y Barra para a Barras M ( $pu_S$ )

$Bsh_{line_{KM}}$  = Susceptância Shunt Intrínseca às Linhas KM ( $pu_S$ )

Ressalta-se que ambas nomenclaturas,  $Y_{BUS_{KK}}$  e  $Y_{BUS_{MM}}$ , são inerentes à elementos da diagonal principal, sendo feita esta diferenciação para barras em extremidades opostas em uma linha que contemple um transformador com relação de transformação diferente de um.

Visando um maior entendimento da composição da Matriz Y Barra pela interligação dos elementos no sistema, e o quanto estas conexões afetam no processamento computacional, a relação entre a quantidade total de elementos o número de valores não nulos contidos nesta matriz está disposto abaixo [59]:

$$Esp = \frac{Elem_{OFF\ DIAG} + Elem_{DIAG}}{Elem_{TOTAL}} = \frac{2 \times (N_{LINE} - N_{EXTRA\ LINES}) + N_{BUS}}{N_{BUS}^2} \quad (27)$$

Onde:

$Esp$  = Esparsidade da Matriz Y Barra

$Elem_{OFF\ DIAG}$  = Elementos Fora da Diagonal Principal

$Elem_{DIAG}$  = Elementos da Diagonal Principal

$Elem_{TOTAL}$  = Total de Elementos da Matriz

$N_{LINE}$  = Número de Linhas no Sistema

$N_{EXTRA\ LINES}$  = Número de Linhas Extras entre Barras

$N_{BUS}$  = Número de Barras no Sistema

A Tabela 10 mostra estes valores para o caso do presente trabalho.

**Tabela 10: Esparsidade do Sistema IEEE 57 Bus**

Número de Barras	Número de Linhas	Linhas Extras entre Barras	Esparsidade
57	80	2	6,5559%

Nota-se que devido ao reduzido número de barras, o valor da Esparsidade não é tão acentuado, porém, ao considerar sistemas reais, a operação quadrática no denominador confere um valor ínfimo à relação de interconexão da rede, denotando as limitações – geográficas, estruturais e financeiras - reais.

#### 4.2.2 Tipos de Barras

Para percepção do processo matemático que descreve o fluxo de potência, a assimilação sobre os tipos de barras em um sistema de potência deve ser definida. Há, essencialmente, três tipos básicos de barras que integram um SEP. Estas classificações se baseiam na determinação e função de cada barra, como exposto abaixo [60].

- Barra  $V\theta$

Também chamada de Barra *Swing* ou Barra de Referência. É determinada como ponto de referência angular para todas as outras barras integrantes do sistema.

- Barra PV

Representa uma Barra de geração de energia elétrica.

- Barra PQ

Geralmente utilizada como Barra de Carga.

Os nomes destas barras são referências às variáveis definidas nelas e por conseguinte, intui-se que estes valores são constantes. Para a determinação do fluxo de potência, há quatro grandezas essenciais que necessitam ter seu valor definido em cada barra para a resolução do problema, sendo elas: Tensão (V), Ângulo ( $\theta$ ), Potência Ativa (P) e Potência Reativa (Q) [60].

Para cada tipo de barra, duas grandezas são definidas e duas são calculadas. A Tabela 12 descreve de maneira precisa a definição de cada classe de barra.

**Tabela 11: Tipos de Barras**

Barra	Especificado	Calculado
V $\theta$	V e $\theta$	P e Q
PV	P e V	Q e $\theta$
PQ	P e Q	V e $\theta$

A determinação dos valores de potência ativa e reativa são realizadas de maneira direta através de fórmula, tendo seu valor facilmente calculado. Contudo, a definição dos valores de tensão e ângulo requer um processo iterativo tendo como referência o resultado da iteração anterior e o erro máximo definido pelo usuário [59].

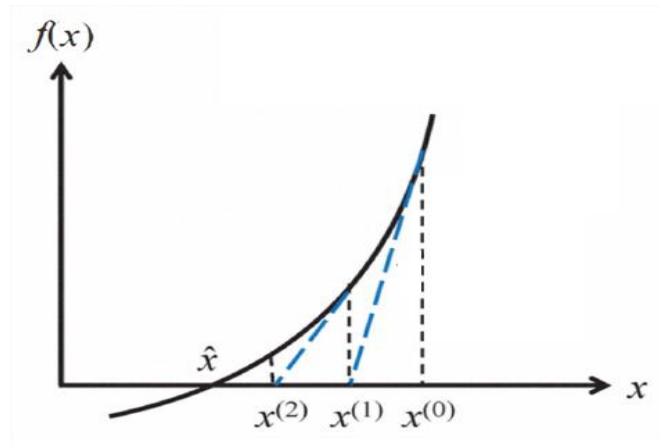
### 4.2.3 Resolução do Fluxo de Potência

A determinação das grandezas nas barras faladas no capítulo anterior pode ser estabelecida através de alguns métodos palpáveis. Estas metodologias têm natureza iterativa e culminam no resultado final com números diferentes de iterações, esta desigualdade se deve a considerações feitas por cada método e resultam em idiossincrasias que suprem a carência para diferentes tipos de problemas [61].

#### 4.2.3.1 Newton-Raphson

Esta sistemática tem como embasamento a expansão da Série de Taylor. De maneira contrastante com a necessidade de igualar a função de aproximação à função principal, visando obter diversos pontos sobrepostos, o método de Newton-Raphson se baseia em determinar uma reta  $g(x) = ax + b$  tangente à função  $f(x)$  principal para o ponto  $x$  determinado. Isto significa que haverá apenas um ponto de intercessão entre as duas funções – nesta região – e possibilitará a análise do ponto em que a reta tangente  $g(x)$  encontra o eixo das abcissas.

Este novo ponto encontrado por  $g(x)$  incorporará o novo valor de  $x$ , atualizando-o continuamente para que haja cada vez mais a aproximação na determinação do ponto  $f(x) = 0 \pm \varepsilon$ , que será a resposta do problema [59].



**Figura 30: Atualização da Derivada da função  $f(x)$  para Valores Aproximados de  $x$  [55]**

Percebe-se, na Figura 30, que a atualização dos valores de  $x$ , determinados pela reta tangente  $g(x)$  - em azul - conduz de maneira iterativa à resposta desejada  $\hat{x}$ .

Constata-se que esta explicação é alicerçada em um sistema com apenas uma variável, tornando sua representação unidimensional de fácil interpretação. Porém, um sistema real contém diversas funções e variáveis, adquirindo uma característica multidimensional [55].

A Matriz Jacobiana é o termo designado para a representação deste sistema multidimensional, e está representada abaixo [59].

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_3}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \frac{\partial f_n}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (28)$$

Através desta matriz, e da diferença dos valores por iteração de cada função, os incrementos das variáveis são definidos através da equação descrita abaixo [59].

$$[V_{INCREMENTOS}] = [J(x)]^{-1} \cdot [V_{MISMATCHES}] \quad (29)$$

Onde:

$V_{INCREMENTOS}$  = Vetor de Incrementos das Funções

$J(x)$  = Matriz Jacobiana

$V_{MISMATCHES}$  = Vetor de Mismatch das Variáveis

A equação contemplando todos os elementos está disposta abaixo.

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \Delta x_3 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_3}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \frac{\partial f_n}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \Delta f_3 \\ \vdots \\ \Delta f_n \end{bmatrix} \quad (30)$$

A partir dos valores de *mismatches* encontrados, os valores das funções são atualizados e comparados com os esperados, se a diferença entre eles for menor que o erro definido, o sistema convergiu para um resultado, do contrário, o processo iterativo continua substituindo os novos deltas das funções na equação acima [59].

A resolução determinante do fluxo de potência leva em consideração algumas etapas, sendo o Newton-Raphson aplicado a partir da segunda etapa exposta abaixo [59].

- Cálculo da Potência Ativa e Reativa;
- Submatrizes H, M, N e L
- Matriz Jacobiana.
- Incrementos das Tensões e Ângulos
- Verificação da Tolerância

Apesar do cálculo das potências ativas e reativas estarem relacionadas com o processo iterativo, a definição destes valores é dada por aplicação direta da fórmula associada à estas variáveis. Seus módulos são atualizados visando a definição das incógnitas que necessitam de um método de resolução não linear para suas respectivas soluções.

Logo, a primeira etapa a ser realizada define os valores das potências ativa e reativa para a barra  $V\theta$  e potência reativa para as barras PV. As variáveis P e Q encontradas para as barras com estes valores definidos servem de referência para o erro definido e por conseguinte, continuidade ou não do processo iterativo [59].

$$P_K^{(i)} = |\dot{V}_K^{(i-1)}| \times \sum_{M \in K} \left[ |\dot{V}_M^{(i-1)}| \times \left( G_{KM}^{(i-1)} x \cos \theta_{KM} + B_{KM}^{(i-1)} x \sin \theta_{KM} \right) \right] \quad (31)$$

$$Q_K^{(i)} = |\dot{V}_K^{(i-1)}| \times \sum_{M \in K} \left[ |\dot{V}_M^{(i-1)}| \times \left( G_{KM}^{(i-1)} x \sin \theta_{KM} - B_{KM}^{(i-1)} x \cos \theta_{KM} \right) \right] \quad (32)$$

Onde:

$i$  = Iteração Atual

$P_K$  = Potência Ativa na Barra K

$Q_K$  = Potência Reativa na Barra K

$|\dot{V}_K|$  = Módulo da Tensão na Barra K

$|\dot{V}_M|$  = Módulo da Tensão na Barra M

$G_{KM}$  = Elemento KM da Matriz de Condutância

$B_{KM}$  = Elemento KM da Matriz de Susceptância

Portanto, o número de incógnitas para potência ativa e reativa deste sistema está diretamente relacionado com a quantidade de barras V $\theta$  e PV. A expressão abaixo descreve a quantidade de equações relacionadas à estas variáveis [59].

$$N_{EQ_{POT}} = 2 \times NV\theta + NPV \quad (33)$$

Onde:

$N_{EQ_{POT}}$  = Número de Equações para Determinação de P e Q

$NV\theta$  = Número de Barras V $\theta$  no Sistema (1)

$NPV$  = Número de Barras PV no Sistema

Quanto à resolução dos ângulos e tensões para as barras PV e PQ, a aplicação desta metodologia para resolução do fluxo de potência pode ser traduzida pela expressão abaixo [59].

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J(x)]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (34)$$

Onde:

$\Delta\theta$  = Incremento do Ângulo para a Próxima Iteração

$\Delta V$  = Incremento da Tensão para a Próxima Iteração

$J$  = Matriz Jacobiana

$\Delta P$  = Diferença entre Valores de Potência Ativa nas Iterações Atual e Anterior

$\Delta Q$  = Diferença entre Valores de Potência Reativa nas Iterações Atual e Anterior

A Matriz Jacobiana pode ser separada por conjuntos de derivadas função-variável, estas divisões são expostas abaixo [59].

$$J(x) = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (35)$$

Onde:

$H$  = Submatriz da Matriz Jacobiana  $\left(\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)$

$N$  = Submatriz da Matriz Jacobiana  $\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)$

$M$  = Submatriz da Matriz Jacobiana  $\left(\frac{\partial Q}{\partial \theta}\right)$

$L$  = Submatriz da Matriz Jacobiana  $\left(\frac{\partial Q}{\partial V}\right)$

Considerando os elementos da diagonal principal, onde K é igual à M, a formulação matemática assume uma característica diferenciada, e por este motivo, os subelementos serão

divididos entre esta situação específica e as demais. Desenvolvendo as derivadas para cada submatriz [59], obtêm-se:

- Elementos da Submatriz H

- Fora da Diagonal Principal

$$H_{KM}^{(i)} = |\dot{V}_K^{(i-1)}| x \left[ |\dot{V}_M^{(i-1)}| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} - B_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} \right) \right] \quad (36)$$

- Diagonal Principal

$$H_{KK}^{(i)} = - \left( |\dot{V}_K^{(i-1)}| \right)^2 x B_{KK}^{(i-1)} \dots - |\dot{V}_K^{(i-1)}| x \sum_{M \neq K} \left[ |\dot{V}_M^{(i-1)}| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} - B_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} \right) \right] \quad (37)$$

- Elementos da Submatriz N

- Fora da Diagonal Principal

$$N_{KM}^{(i)} = |\dot{V}_K^{(i-1)}| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} + B_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} \right) \quad (38)$$

- Diagonal Principal

$$N_{KK}^{(i)} = |\dot{V}_K^{(i-1)}| x G_{KK}^{(i-1)} + \sum_{M \neq K} \left[ |\dot{V}_M^{(i-1)}| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} + B_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} \right) \right] \quad (39)$$

- Elementos da Submatriz M

- Fora da Diagonal Principal

$$M_{KM}^{(i)} = -|\dot{V}_K^{(i-1)}| x |\dot{V}_M^{(i-1)}| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} + B_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} \right) \quad (40)$$

- Diagonal Principal

$$M_{KK}^{(i)} = - \left( |\dot{V}_K^{(i-1)}| \right)^2 x G_{KK}^{(i-1)} \dots + |\dot{V}_K^{(i-1)}| x \sum_{M \neq K} \left[ |\dot{V}_M^{(i-1)}| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} + B_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} \right) \right] \quad (41)$$

- Elementos da Submatriz L

- Fora da Diagonal Principal

$$L_{KM}^{(i)} = |\dot{V}_K^{(i-1)}| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} - B_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} \right) \quad (42)$$

- Diagonal Principal

$$L_{KK}^{(i)} = -\left| \dot{V}_K^{(i-1)} \right| x B_{KK}^{(i-1)} + \sum_{M \in K} \left[ \left| \dot{V}_M^{(i-1)} \right| x \left( G_{KM}^{(i-1)} x \text{Sen} \theta_{KM} - B_{KM}^{(i-1)} x \text{Cos} \theta_{KM} \right) \right] \quad (43)$$

Levando em consideração as incógnitas referentes à cada tipo de barra, o sistema de equações pode ser descrito através equação abaixo [59].

- Vetor Incremento das Variáveis Tensão e Ângulo

$$V_{INCREMENTOS} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_{PV_1} \\ \vdots \\ \Delta \theta_{PV_{NPV}} \\ \Delta \theta_{PQ_1} \\ \vdots \\ \Delta \theta_{PQ_{NPQ}} \\ \Delta V_{PQ_1} \\ \vdots \\ \Delta V_{PQ_{NPQ}} \end{bmatrix} \quad (44)$$

- Matriz Jacobiana

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{PV_1}}{\partial \theta_{PV_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PV_1}}{\partial \theta_{PV_{NPV}}} & \frac{\partial P_{PV_1}}{\partial \theta_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PV_1}}{\partial \theta_{PQ_{NPQ}}} & \frac{\partial P_{PV_1}}{\partial V_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PV_1}}{\partial V_{PQ_{NPQ}}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{PV_{NPV}}}{\partial \theta_{PV_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PV_{NPV}}}{\partial \theta_{PV_{NPV}}} & \frac{\partial P_{PV_{NPV}}}{\partial \theta_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PV_{NPV}}}{\partial \theta_{PQ_{NPQ}}} & \frac{\partial P_{PV_{NPV}}}{\partial V_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PV_{NPV}}}{\partial V_{PQ_{NPQ}}} \\ \frac{\partial P_{PQ_1}}{\partial \theta_{PV_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PQ_1}}{\partial \theta_{PV_{NPV}}} & \frac{\partial P_{PQ_1}}{\partial \theta_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PQ_1}}{\partial \theta_{PQ_{NPQ}}} & \frac{\partial P_{PQ_1}}{\partial V_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PQ_1}}{\partial V_{PQ_{NPQ}}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PV_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PV_{NPV}}} & \frac{\partial P_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PQ_{NPQ}}} & \frac{\partial P_{PQ_{NPQ}}}{\partial V_{PQ_1}} & \dots & \frac{\partial P_{PQ_{NPQ}}}{\partial V_{PQ_{NPQ}}} \\ \frac{\Delta Q_{PQ_1}}{\partial \theta_{PV_1}} & \dots & \frac{\Delta Q_{PQ_1}}{\partial \theta_{PV_{NPV}}} & \frac{\Delta Q_{PQ_1}}{\partial \theta_{PQ_1}} & \dots & \frac{\Delta Q_{PQ_1}}{\partial \theta_{PQ_{NPQ}}} & \frac{\Delta Q_{PQ_1}}{\partial V_{PQ_1}} & \dots & \frac{\Delta Q_{PQ_1}}{\partial V_{PQ_{NPQ}}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\Delta Q_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PV_1}} & \dots & \frac{\Delta Q_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PV_{NPV}}} & \frac{\Delta Q_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PQ_1}} & \dots & \frac{\Delta Q_{PQ_{NPQ}}}{\partial \theta_{PQ_{NPQ}}} & \frac{\Delta Q_{PQ_{NPQ}}}{\partial V_{PQ_1}} & \dots & \frac{\Delta Q_{PQ_{NPQ}}}{\partial V_{PQ_{NPQ}}} \end{bmatrix}^{-1} \quad (45)$$

- Vetor de *Mismatch* de Potência Ativa e Reativa

$$V_{MISMATCHES} = \begin{bmatrix} \Delta P_{PV_1} \\ \vdots \\ \Delta P_{PV_{NPV}} \\ \Delta P_{PQ_1} \\ \vdots \\ \Delta P_{PQ_{NPQ}} \\ \Delta Q_{PQ_1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{PQ_{NPQ}} \end{bmatrix} \quad (46)$$

Desta maneira, obtêm-se a resolução matemática para as tensões e ângulos nas barras PV e PQ [59].

$$N_{EQ_{V\theta}} = 2 \times NPQ + NPV \quad (47)$$

Onde:

$N_{EQ_{V\theta}}$  = Número de Equações para Determinação de  $V$  e  $\theta$

$NPQ$  = Número de Barras PQ no Sistema

Com isto, o número total de equações para determinação do fluxo de potência é igual à duas vezes número de barras no sistema. Isto se deve à quantidade de incógnitas por barra ser fixada em duas, independentemente do tipo de barra [59].

$$N_{EQ_{TOTAL}} = N_{EQ_{V\theta}} + N_{EQ_{POT}} = 2 \times NV\theta + NPV + 2 \times NPQ + NPV \quad (48)$$

$$N_{EQ_{TOTAL}} = 2 \times (NV\theta + NPV + NPQ) = 2 \times N_{BUS} \quad (49)$$

Onde:

$N_{EQ_{total}}$  = Número de Equações para Todo o Sistema

$N_{BUS}$  = Número de Barras no Sistema

Apesar do número de equações ser resumido ao exposto acima, o código desenvolvido considera todas as variáveis na matriz jacobiana, independentemente de serem especificadas. Para que não haja interferência nos valores especificados, alguns elementos são substituídos por grandezas elevadas [59].

- Eliminação da atualização dos valores de tensão e ângulo quando for Barra  $V\theta$

- Ângulo

$$H_{KK} = 10^{15} \quad (50)$$

- Tensão

$$L_{KK} = 10^{15} \quad (51)$$

- Eliminação da atualização dos valores de tensão quando for Barra PV
  - Tensão

$$L_{KK} = 10^{15} \quad (52)$$

Quando há a inversão da Matriz Jacobiana, as linhas e colunas associadas a estes elementos são “eliminadas” da equação visando a não alteração da tensão e ângulo para barras PV e V $\theta$  [59].

Vale ressaltar que este método tem algumas variações, entre elas o Newton Raphson Desacoplado, geralmente utilizado para sistemas de Extra Alta Tensão e Ultra Alta Tensão. Assume-se neste método que a relação entre os pares potência reativa-tensão e potência ativa-ângulo são muito mais relevantes que os pares potência reativa-ângulo e potência ativa-tensão. Desta maneira, o cálculo dos incrementos estarão relacionados apenas a uma variável, e não a duas, diminuindo a complexidade matemática e o esforço computacional.

Porém, o desacoplamento entre variáveis está diretamente ligado à relação entre a reatância e resistência do sistema (X/R). Quanto maior esta relação, maior o desacoplamento. Dito isto, percebe-se que o método supracitado tem limitações quando o sistema apresenta uma baixa relação X/R. Neste quesito, o método de Newton-Raphson - ou Full Newton – tem vantagem sobre o método Newton-Raphson Desacoplado, já que a relação X/R não afeta a determinação dos valores do vetor incremento.

## 5 Simulações

As idiossincrasias da geração solar fotovoltaica tornam-se um desafio para a operação do sistema de potência. Tendo em vista sua inconstância, inexistência de reserva girante [62, 63] e de inércia, há incerteza e falta de robustez da fonte para o sistema, comparada com fontes tradicionais como Hidrelétrica e Térmica.

O objetivo principal do trabalho é o desenvolvimento de códigos que auxiliam tanto no estudo da energia fotovoltaica quanto no fluxo de potência de um sistema.

Como exemplo de utilização destes códigos, este trabalho irá definir uma análise comportamental sobre o impacto que a geração solar fotovoltaica tem em Sistemas Elétricos de Potência. Para isto, será observado o comportamento do sistema em regime permanente, com o objetivo de analisar desligamentos de barras provocados por sub/sobre tensão.

### 5.1 Dados Base

Os dados dispostos ao longo deste capítulo serão tidos como os alicerces para a adequação do sistema IEEE57, mostrado no Anexo B, ao vigente tema, além de fornecer as alterações necessárias para a formulação da análise proposta.

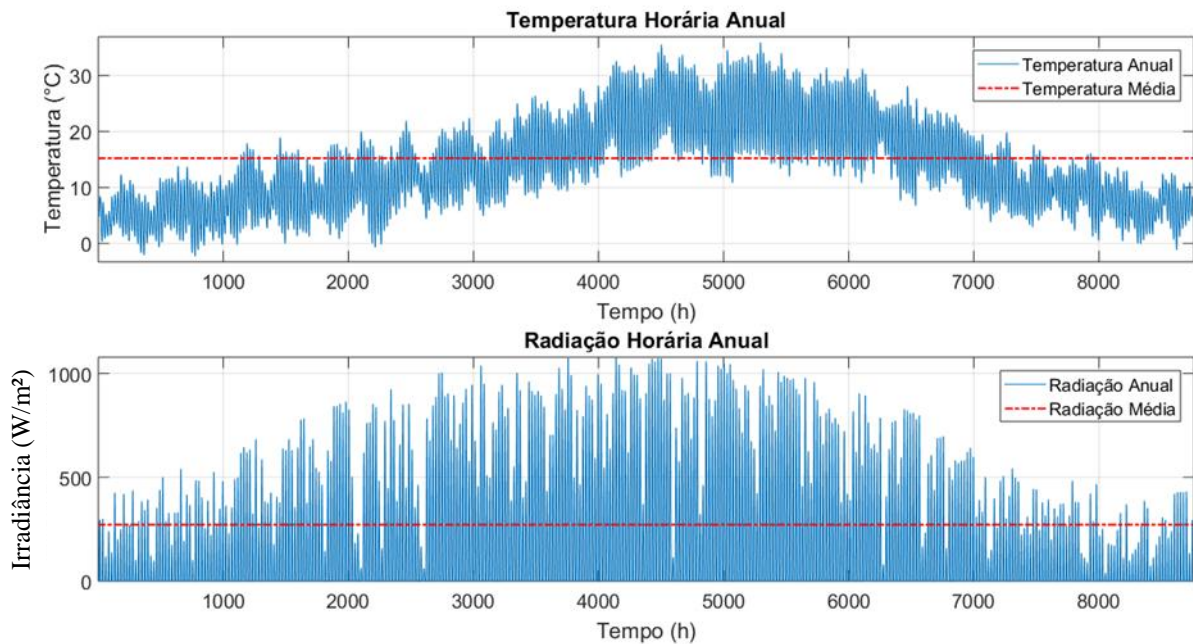
#### 5.1.1 Dados Meteorológicos

Para a determinação da potência elétrica gerada por um painel fotovoltaico, se faz imperativo a obtenção dos dados de temperatura e irradiância solar local. As informações consideradas neste trabalho são embasadas em um padrão definido pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) para elaboração de projetos no âmbito de geração de energia elétrica fotovoltaica [64].

Os dados são referentes à cidade de Bragança e levam em consideração aspectos como temperatura, localização geográfica e irradiância solar ao longo do período de um ano.

Estes dados foram trabalhados para a formação das curvas características de temperatura e irradiância solar da região, bem como suas médias. Para uma análise mais detalhada, estes dados foram separados em diferentes períodos, sendo eles: Anual, Sazonal e Mensal.

A Figura 31 mostra as temperaturas e irradiâncias solares horárias, bem como suas respectivas médias ao longo do ano. Salienta-se que para todos os gráficos deste trabalho, a média de temperatura e irradiância solar não levam em consideração períodos noturnos, pois mascararia as estas informações e por conseguinte, atrapalharia a análise dos dados.



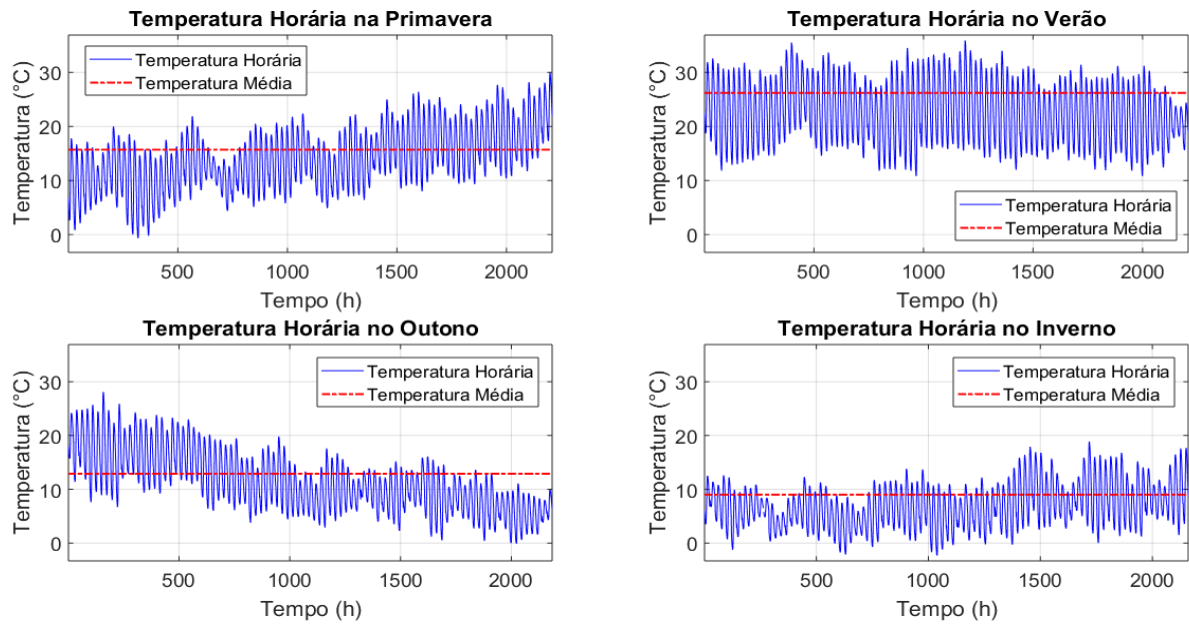
**Figura 31: Temperatura e Irradiância Solar ao Longo das Horas do Ano**

A grande quantidade de dados leva à uma percepção geral da situação, porém prejudica a análise mais minuciosa do gráfico. Percebe-se que a alteração nos valores de temperatura e irradiância tem comportamento consoante com as estações do ano, levando à uma separação sazonal relativamente bem definida. Portanto, os dados foram subdivididos entre as quatro estações do ano, para contemplação mais precisa.

Esta separação foi baseada nas estações astronômicas [65], sendo sua disposição segundo exposto abaixo:

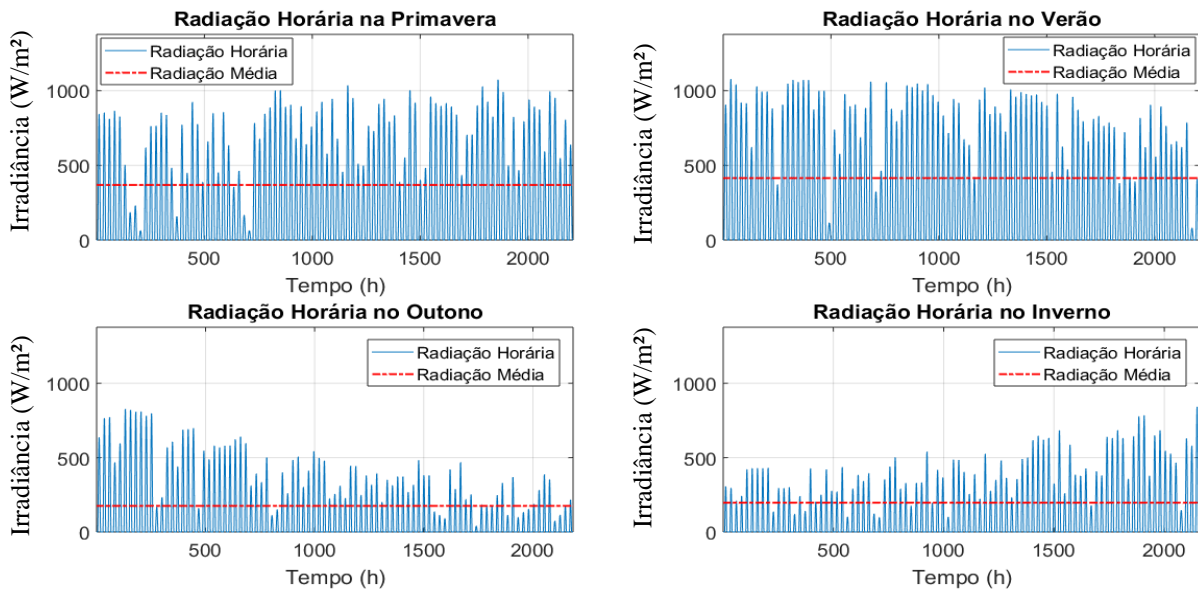
- Primavera: 21 Março até 20 Junho
- Verão: 21 Junho até 20 Setembro
- Outono: 21 Setembro até 20 Dezembro
- Inverno: 21 Dezembro até 20 Março

A Figura 32 explicita os gráficos de Temperatura por estação, bem como suas respectivas médias.



**Figura 32: Temperatura Horária por Estação e suas Médias**

Com esta separação, passa a ser palpável a análise das épocas com maior e menor vantagens para geração de energia elétrica fotovoltaica. Sinalizando ao agente gerador a variação do retorno monetário, e alertando ao operador do sistema elétrico quanto a preocupação de suprir a demanda de energia elétrica por outras fontes. Analogamente, a Figura 33 exibe a divisão da série de irradiância solar por estações.

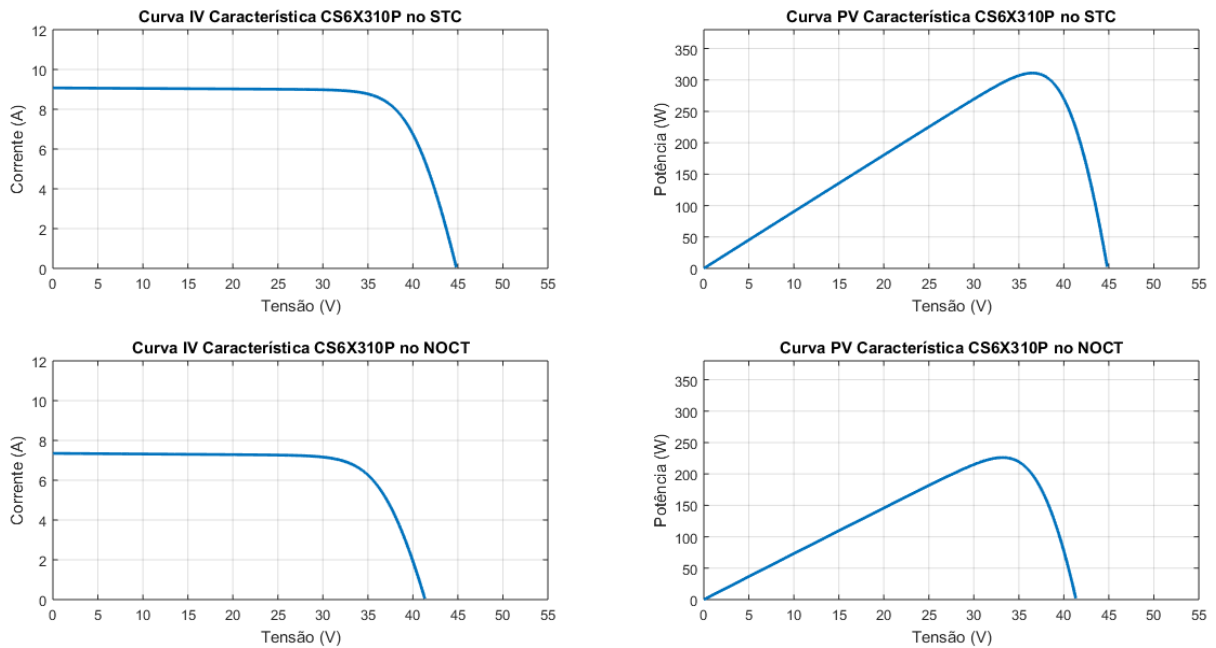


**Figura 33: Irradiância Solar Horária por Estação e suas Médias**

Da mesma maneira, porém com o intuito de um detalhamento ainda maior, os dados foram separados mensalmente, porém agora, os dados de temperatura e Irradiância média são referentes ao ano inteiro, para uma comparação direta do potencial de geração de cada mês. Estes gráficos podem ser encontrados no Anexo C.

### 5.1.2 Modelagem do Pannel Fotovoltaico

Baseando-se nas formulações matemáticas, os gráficos dispostos na Figura 34 exibem a descrição comportamental do módulo fotovoltaico escolhido para as condições climáticas no STC e no NOCT. O modelo visa a correção dos parâmetros elétricos com relação a variação de irradiância e temperatura.



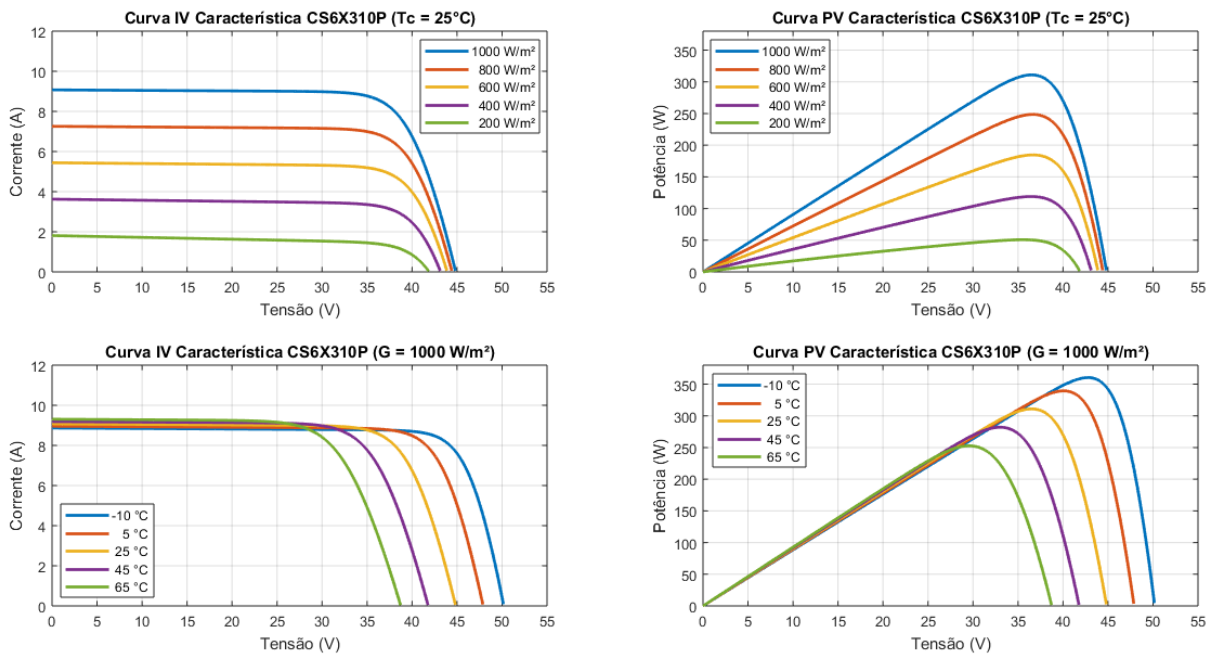
**Figura 34: Curvas Características no STC e NOCT do Módulo CS6X310P**

A Tabela 12 explicita os valores percentuais das variáveis definidas pelo fabricante e as encontradas pelas simulações.

**Tabela 12: Variáveis Elétricas**

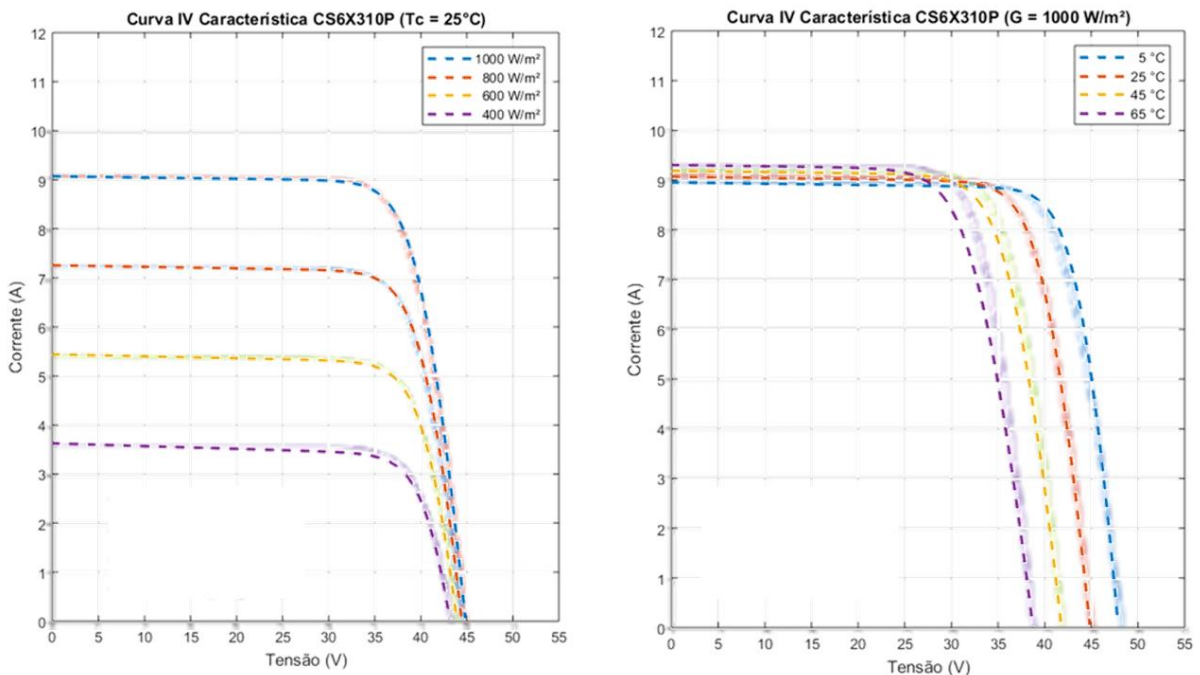
Variáveis	STC			NOCT		
	Calculado	Nominal	Erro Percentual	Calculado	Nominal	Erro Percentual
<b>Impp (A)</b>	8,5252	8,52	0,061%	6,8135	6,77	0,643%
<b>Vmpp (V)</b>	36,4761	36,4	0,209%	33,184	33,2	0,048%
<b>Pmpp (W)</b>	310,9679	310	0,312%	226,11	225	0,493%

Da mesma maneira que disponibilizado no *Datasheet*, os dados serão manipulados para a geração de diversas curvas I-V e P-V tendo como base diferentes valores de temperatura e irradiância solar. A Figura 35 exhibe o supracitado.



**Figura 35: Curvas Características do Módulo CS6X310P**

Devido à falta de dados pontuais fornecidos pelo fabricante, a validação dos resultados foi feita de forma visual, comparando as curvas fornecidas no *Datasheet* e os resultados obtidos pelo código desenvolvido para diferentes situações climáticas. Estes dois arquivos foram sobrepostos de maneira minuciosa, para que haja pouca distorção quanto à real proporção. A sobreposição em questão é observada na Figura 36.

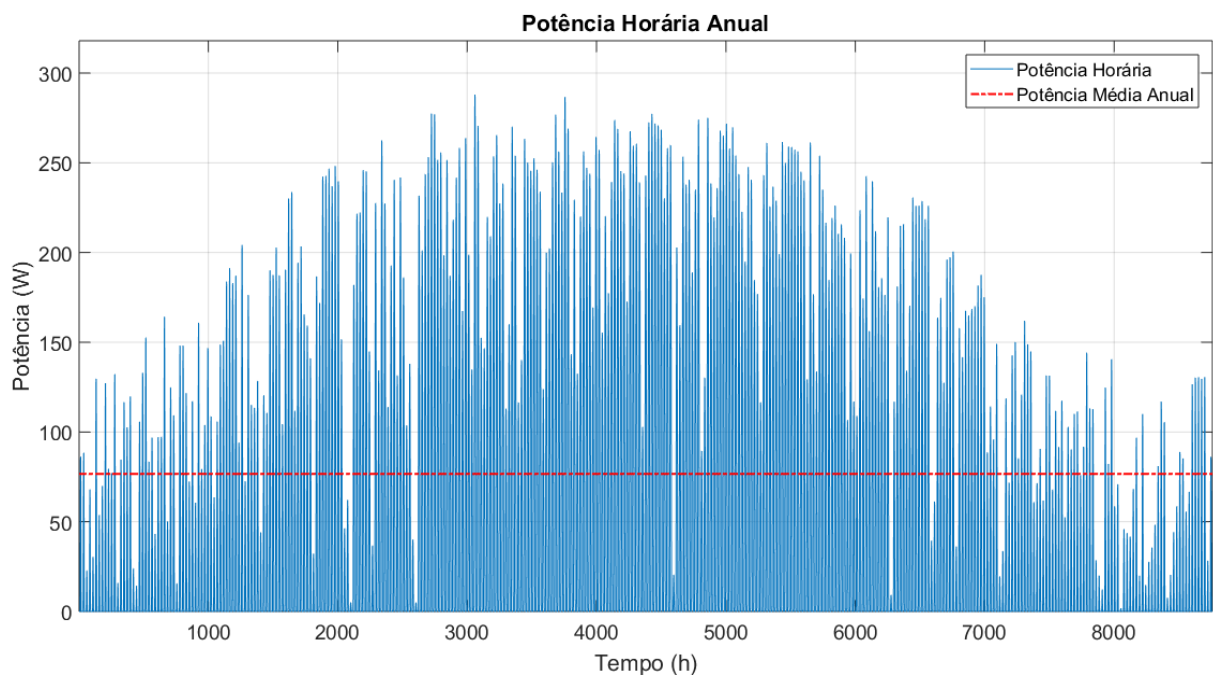


**Figura 36: Sobreposição das Curvas do *Datasheet* e as Geradas pelo Código**

Constata-se que o código retorna um valor muito próximo à realidade, validando os dados gerados. Contudo, o desvio padrão aumenta conforme as variáveis climáticas se distanciam do STC. Este fato se deve à escolha das resistências série e paralelo através do método Rampa, que apesar de ser uma solução viável, não é a mais precisa. Para um resultado visando maior verossimilhança, o método de Newton-Raphson deve ser aplicado. O Anexo D exhibe o fluxograma que traduz a lógica de formação do código.

### 5.1.3 Potência Gerada

Em posse da modelagem matemática e dos dados de temperatura e irradiância solar, uma série de potência anual foi gerada. A Figura 37 explicita a curva de potência anual, nela estão expostos tanto os dados horários como a média anual de potência. Nota-se que a potência não chegou em qualquer momento ao seu valor nominal, estabelecendo uma clara limitação quanto ao alcance das variáveis climáticas reais terem os mesmos módulos que os definidos no STC.

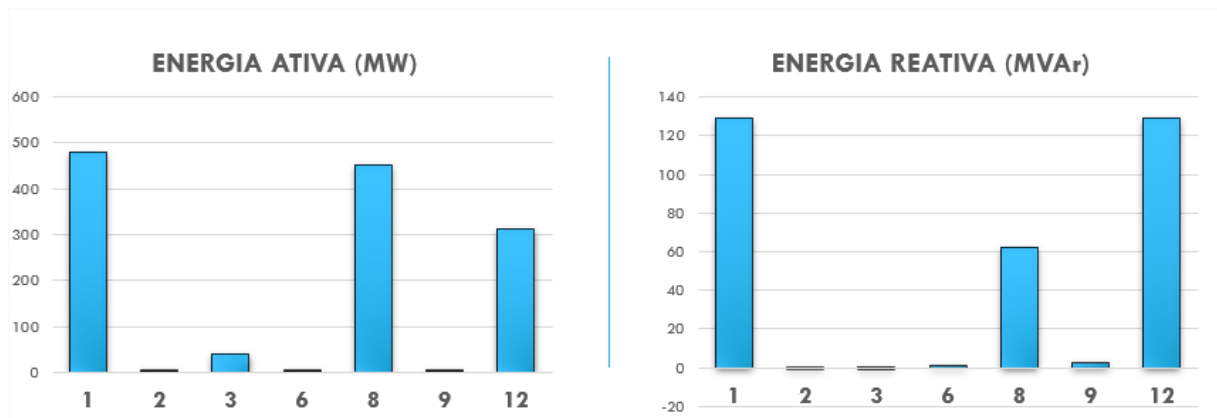


**Figura 37: Potência Gerada Referente aos Dados Climáticos**

Os dados foram calculados através de iterações no código de modelagem do painel fotovoltaico, tendo como objeto variante os dados de temperatura e irradiância solar a cada iteração. Estes dados sequenciais tem como objetivo servir de *input* para o outro código desenvolvido neste trabalho.

### 5.1.4 Fluxo de Potência

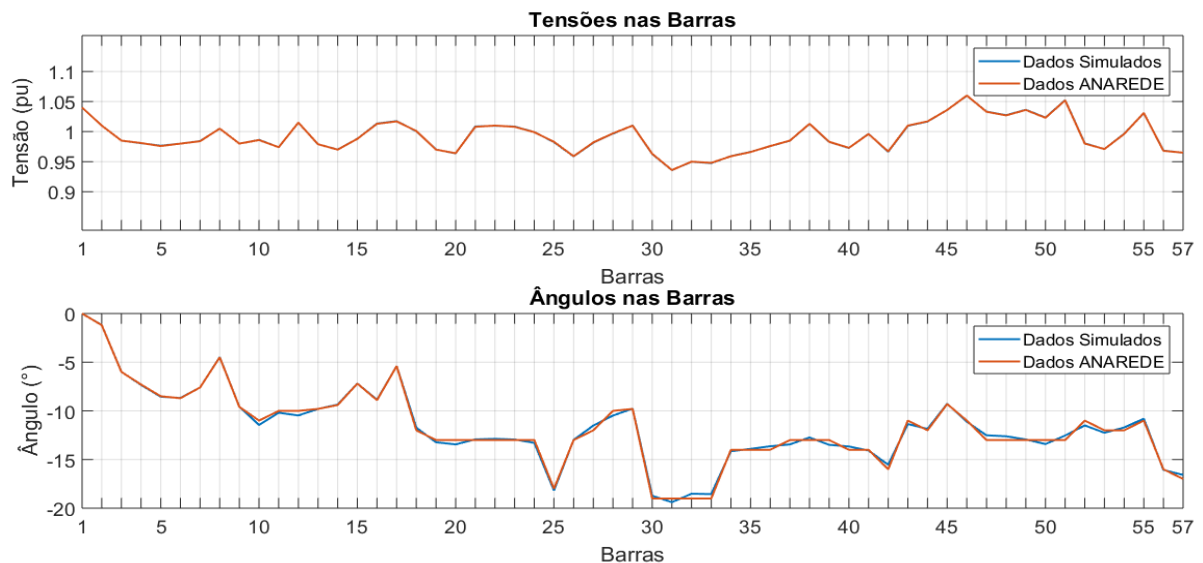
Para a validação deste código, os resultados obtidos no mesmo são comparados com os obtidos no ANAREDE. O presente sistema foi escolhido com base nas características tanto do sistema quanto do software de validação. A primeira consideração a ser tomada é o número de barras presentes no sistema. Como a versão usada do ANAREDE é fornecida através de uma licença acadêmica, o software apresenta um número máximo de barras permitidas igual à 200. Tendo esta limitação em vista, os dois sistemas considerados para o presente trabalho foram o *IEEE57 Bus System* e o *IEEE118 Bus System*. O sistema maior, de 118 barras foi logo descartado, devido ao grande número de barras PV, e uma distribuição muito desequilibrada entre as gerações das barras PV. Além disto, as distribuições de potências encontradas no sistema de 57 barras calharam para o estudo requerido. A figura abaixo demonstra a distribuição de potência ativa e reativa entre as barras PV.



**Figura 38: Distribuição de Potência entre as Barras PV dos Sistema IEEE57**

Percebe-se a grande concentração de geração de potência entre as barras 1, 8 e 12. Isto significa que a potência entregue ao sistema é majoritariamente fornecida por estas três barras, e então, ao considerar uma delas como fonte de geração fotovoltaica, esta produção de energia teria grande influência sobre todo o sistema. Posto isto, para as simulações presentes no próximo capítulo, a Barra 1 é considerada sempre como a barra de referência enquanto as Barras 8 e 12 são selecionadas, uma por vez, como a produção fotovoltaica.

A Figura 39 demonstra os valores de tensão e ângulo por barra obtidos através da simulação realizada no presente trabalho, em azul, e os dados obtidos pelo *software* ANAREDE, em laranja.



**Figura 39: Comparação dos Dados Obtidos com os Dados do ANAREDE**

Observa-se uma diferença visível entre os valores de ângulo obtidos e os de verificação, contudo, isto se deve à forma de apresentação dos dados no programa ANAREDE, que opta por realizar um arredondamento dos dados de ângulo em dois valores significativos, havendo maior discrepância percentual em valores na casa da dezena. As tabelas disponibilizadas no Anexo E explicitam o arredondamento em questão, bem como o Erro Percentual de cada variável.

Os valores de tensão de referência, apesar do arredondamento, são congruentes com os simulados devido ao número de casas decimais usadas para estas variáveis. Desta maneira, observa-se que os valores de Erro Percentual não ultrapassam 0,1%.

Exposto isto, a equiparação entre os dados é o suficiente para a validação do código concebido.

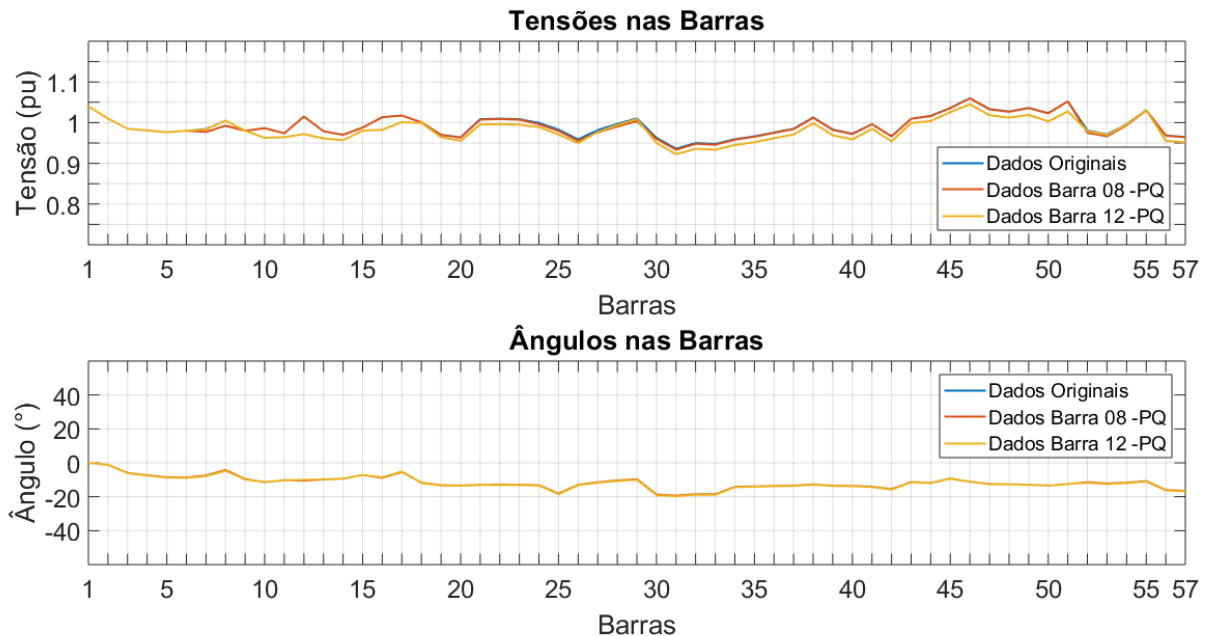
## 5.2 Adequação ao Problema Proposto

A partir dos códigos validados, alterações serão feitas de forma a adaptar o sistema elétrico de potência ao objeto de estudo do presente trabalho. Estas alterações levam em consideração fatores como normas estabelecidas pelo operador do sistema português, adaptação matemática da barra proposta como usina fotovoltaica e inclusão de um fator proporcional de carga e geração ao longo do ano.

### 5.2.1 Transformação em Barra PQ Negativa

A impossibilidade de controlar a tensão na barra devido à inconstância de geração associada à energia fotovoltaica, deve ser representada no código. Para isto, o elemento do sistema associado ao parque solar é transformado de Barra PV para Barra -PQ. A troca do sinal na potência intui que a energia flui da barra para o sistema, e não o oposto.

Há atualmente inversores capazes de controlar o fator de potência injetado na rede, porém esta característica demanda consumo de potência ativa para transformação em potência reativa, diminuindo a potência ativa entregue ao sistema. Devido a este motivo, nos gráficos abaixo, a energia reativa é considerada nula, visando a entrega total de potência ativa para o SEP [66].



**Figura 40: Comparação dos Dados do Fluxo de Potência com a Troca do Tipo de Barra**

Nota-se, na Figura 40, uma pequena variação na tensão de cada barra do sistema, sendo a diferença levemente acentuada na barra cujo tipo foi trocado e nas barras que se encontram na proximidade. Já com relação ao ângulo, a diferença não se destaca no gráfico, tendo seus módulos quase que sobrepostos.

Analisando o Anexo F, há uma pequena variação na tensão principalmente com a troca do tipo da Barra 12. Estas tensões se encontram fora dos limites determinados por norma e, portanto, o sistema deverá ser reestruturado para que haja um quadro normal de operação para a situação que será definida como base.

## 5.2.2 Normatização Portuguesa

Como ressaltado anteriormente, para objetivo secundário do trabalho, será feita uma análise da injeção de potência pelos painéis fotovoltaicos em um SEP e o comportamento das tensões nos barramentos para a série proposta. A normatização portuguesa define limites superior e inferior de tensão para o sistema, visando manter a qualidade da energia e a integridade do sistema. A Tabela 13 mostra os limites adotados [67].

**Tabela 13: Limites de Tensão [67]**

Tensão Nominal (kV)	Tensão Mínima						Tensão Máxima (kV)	
	Sem Falha		Falha Simples		Falha de Circuito Duplo			
	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
400	380	0,95	372	0,93	360	0,90	420	1,05
220	209	0,95	205	0,93	198	0,90	245	1,11
150	142	0,95	140	0,93	135	0,90	165	1,10

Para fins práticos, a pura variação de geração do sistema fotovoltaico não é uma falha. Por isto, serão adotados os limites denominados como “Sem Falha”.

Quanto à determinação da classe de tensão, os limites inferiores têm o mesmo valor em p.u., contudo, o limite superior exibe diferenças percentuais. Portanto, a escolha para o limite superior foi estabelecida pela maior extensão da malha de transmissão - por classe de tensão - presente na RNT, sendo a classe de 200kV a classe com maior extensão.

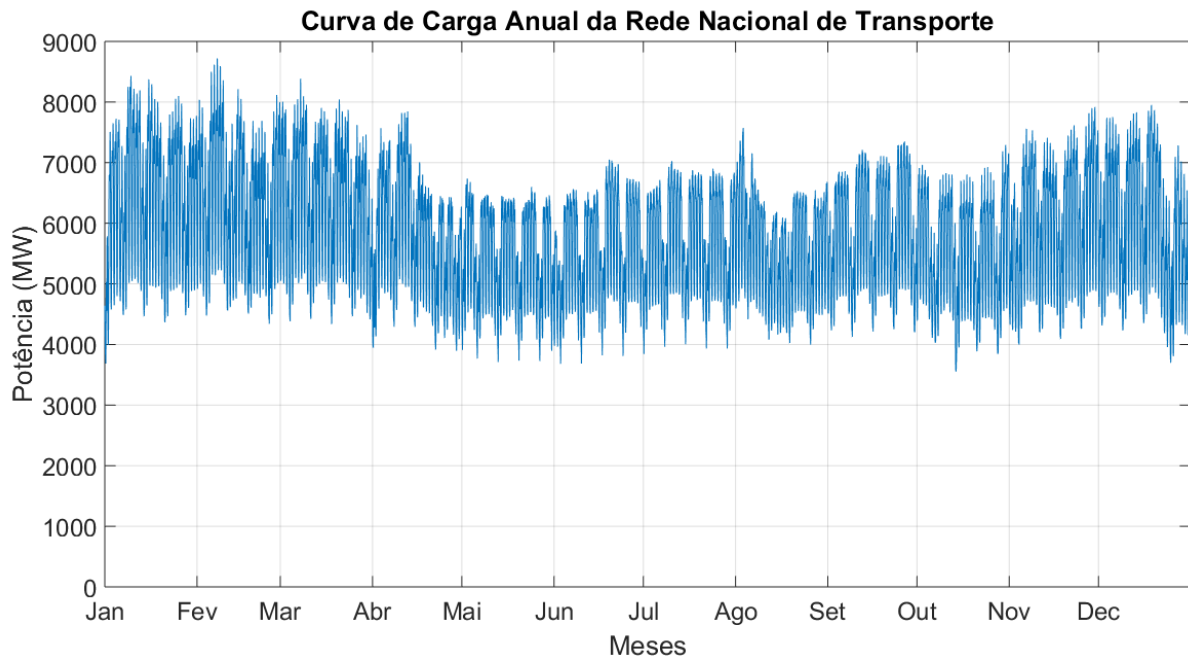
**Tabela 14: Extensão da Malha de Transmissão por Classe de Tensão [68]**

Tensão (kV)	Linha de Transmissão (km)
400	2714
220	3611
150	2582

Dado isto, foi especificado o limite relativo à classe de 220 kV, estabelecendo o valor máximo admitido de tensão como 1,11 pu.

### 5.2.3 Curva de Carga Anual da RNT

Com o intuito de tornar os resultados academicamente atrativos, os valores das cargas ativas e reativas foram baseados na curva de carga da RNT do ano de 2018 [69]. A Figura 41 mostra a curva de carga anual.



**Figura 41: Curva de Carga Anual da RNT**

Os dados foram adequados de forma a coincidir com valores e datas determinadas para a base de geração fotovoltaica.

O presente estudo estabelece dois patamares de geração fotovoltaica, como exposto abaixo.

- Potência Fotovoltaica Média Anual;
- Potência Fotovoltaica no NOCT.

A potência na barra do sistema IEEE57 definida como parque solar é representada proporcionalmente pelas potências estabelecidas como patamares de geração. Desta forma, a partir da relação percentual entre estas potências determinadas e a potência nominal do STC, é definida a potência máxima de geração para a barra considerada usina fotovoltaica.

Por isto, tendo como base a potência escolhida como patamar de geração solar e a curva de geração fotovoltaica simulada, foi estabelecida uma hora de referência, e então, os dados de cargas da RNT foram igualados percentualmente ao valor de carga na barra escolhida como geração fotovoltaica do fluxo de potência original do sistema IEEE57 para o horário determinado.

Na curva de carga da RNT foram escolhidos os dados com o mesmo índice – hora anual – da série de geração solar, fazendo uma correlação entre as duas grandezas. Este dado foi definido como base – fator multiplicador 1 – e os demais dados foram alterados por um fator multiplicativo referente às demais horas do ano, tendo como alicerce a hora selecionada.

Tomando como base uma hora anual com a geração fotovoltaica próxima aos patamares de potência estabelecidos, uma proporcionalidade foi aplicada à curva de carga anual. A Tabela 15 exhibe as considerações feitas.

**Tabela 15: Estabelecimento da Carga de Referência para a Simulação Anual**

Grandezas Situacionais	Potência Média Anual	NOCT
Hora Seleccionada no Ano	130 <sup>o</sup>	3565 <sup>o</sup>
Potência de Referência dos Módulos	76,6 W	225 W
Potência Calculada na Hora Seleccionada	76,1 W	224,8 W
Erro Percentual da Potência	0,66%	0,09%
Carga do Sistema na Hora Seleccionada	5804,3 MW	6224,6 MW

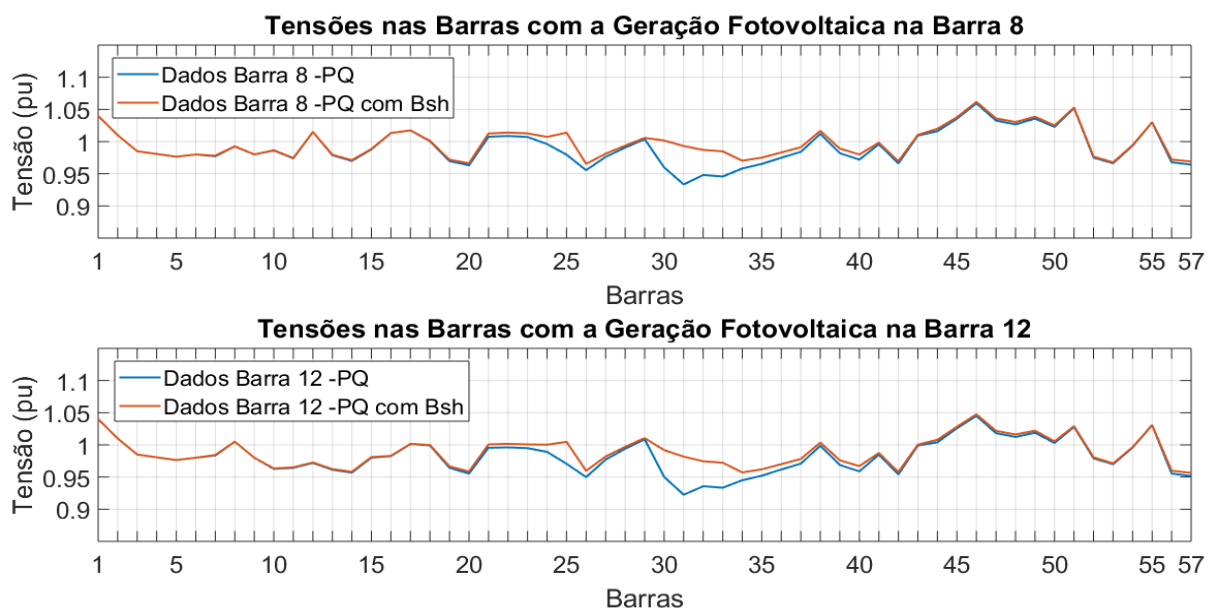
Estabelecida a base de carga, os demais valores ao longo do ano são referenciados a este momento, concebendo uma proporcionalidade igual ao sistema elétrico português. Desta maneira, ao invés de manter as cargas nas barras constantes durante todas as horas do ano, os valores de potência são associados à curva da RNT de 2018.

Além disto, ao considerar o equilíbrio carga-geração, as potências geradas nas barras PV também são ajustadas pelo fator de multiplicação.

#### 5.2.4 Adaptação à Norma

A problemática a ser observada está relacionada com os limites inferiores estabelecidos por norma, que não são cumpridos no fluxo de potência base do sistema de 57 barras com a barra de geração solar fotovoltaica. Deve-se então, ajustar esta situação para que o estudo se enquadre no definido pela legislação.

O ajuste da tensão é feito ao conectar uma susceptância *shunt* de 0,06 pu à barra 31, com baixa tensão. Tanto o valor da susceptância quanto a barra escolhida para sua conexão foram determinadas de maneira experimental. O resultado de tal está exposto na Figura 42.



**Figura 42: Alteração do Fluxo de Potência com a Inserção de Shunt na Barra com Subtensão**

Observa-se que o novo resultado para o equacionamento do problema em questão se mostra congruente com as normas estabelecidas, solucionando assim a problemática posta anteriormente. Porém, as magnitudes das tensões em algumas barras ainda permanecem baixas, intuindo uma variação abaixo do determinado por norma para casos com menos injeção de energia ativa pelo parque solar. Estes valores serão deixados desta maneira, pois apesar de estarem baixos, não ultrapassam o limite inferior, e a causalidade desta decisão será explicitada posteriormente.

Este sistema modificado será determinado como basal para a simulação de outros patamares de geração elétrica fotovoltaica a partir da flutuação natural das variáveis climáticas que influenciam na energia gerada.

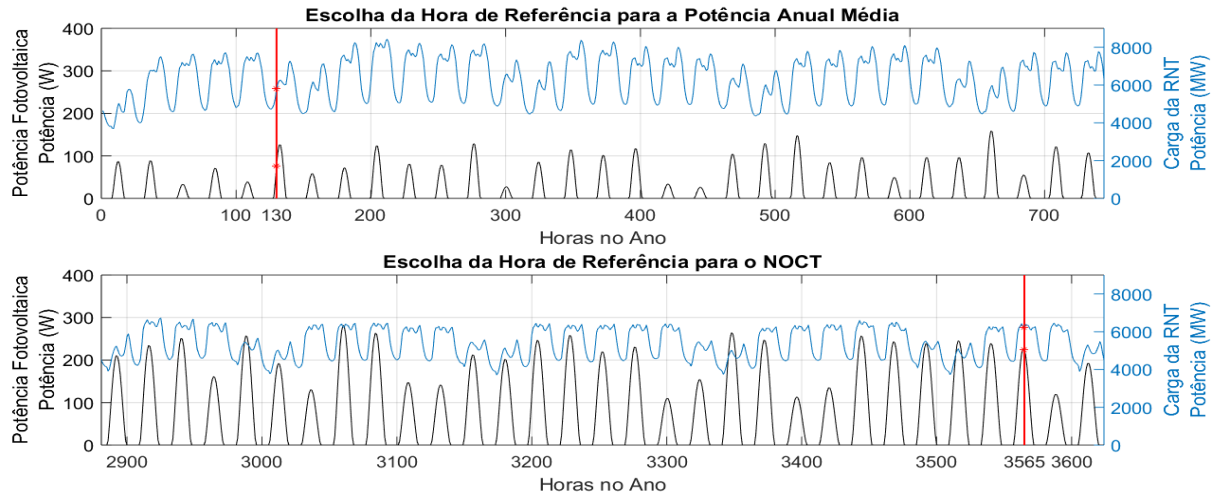
## **5.3 Resultados**

Neste subcapítulo serão abordados os resultados obtidos para cada simulação, além de suas idiosincrasias e consequências para o sistema elétrico como um todo.

### **5.3.1 Flutuação de Tensão Anual na Barra**

Devido ao fluxo de potência original do sistema IEEE57 obter valores de potência ativa e reativa para cada barra, deve ser feita uma associação entre este valor e a geração fotovoltaica. Para isto, é necessário definir a porcentagem de geração que o sistema fotovoltaico representa para o valor presente no fluxo de potência. Para isto, é decidido o patamar de geração para um único módulo, e este valor é multiplicado até obter-se o valor presente no fluxo de potência, determinando o número de módulos da planta fotovoltaica.

A escolha do percentual definido para a potência gerada nas barras determinadas como parques solares foi embasada na potência média anual gerada pelo módulo utilizado neste trabalho - desconsiderando os horários noturnos onde a irradiância solar é igual à zero - e na potência de referência do NOCT, como dito anteriormente. Através da potência escolhida na curva de geração fotovoltaica, a carga associada a este mesmo momento é determinada como base para o sistema. A Figura 43 abaixo mostra o método supracitado.



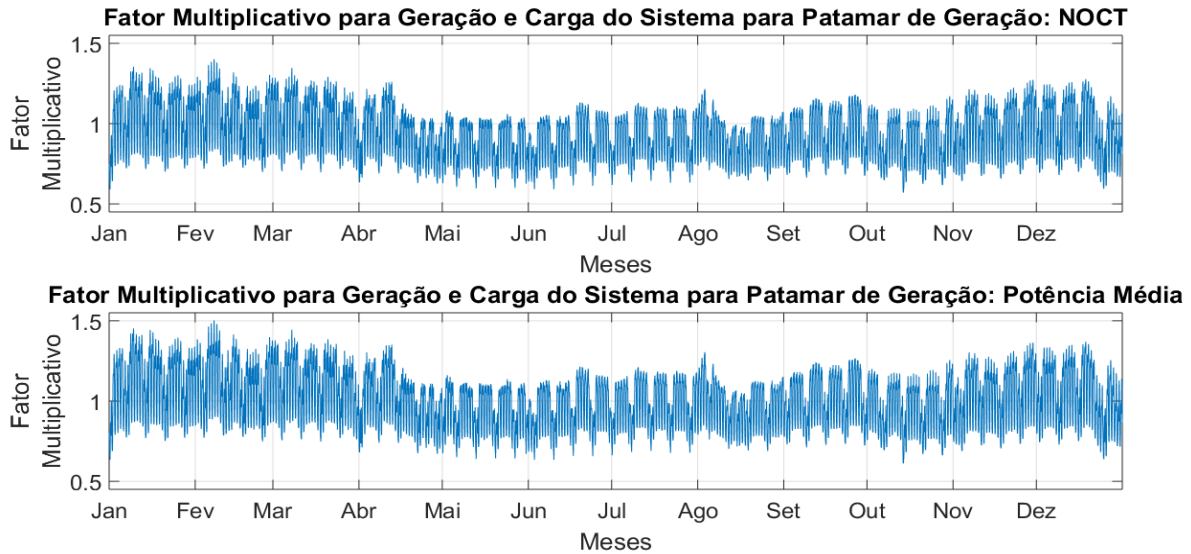
**Figura 43: Determinação das Horas de Referência dos Patamares de Carga do Sistema Através da Geração Fotovoltaica**

Na curva de geração fotovoltaica são escolhidos dois momentos - em vermelho - onde a geração fotovoltaica - em preto - tem o valor escolhido como patamar de geração, sendo eles: Potência média anual (76,6W) e Potência Nominal no NOCT (225W). Este mesmo momento - em vermelho - gera uma associação na curva de carga da RNT - em azul - de maneira que se obtém as cargas escolhidas como base.

Este valor tido como base serve para a referenciação da curva de carga da RNT para o sistema IEEE57. Ao determinar a carga base, todos os demais valores de carga da RNT durante o ano são divididos por esta base, gerando assim um sistema de cargas em por unidade (p.u.), sendo diferentes os valores multiplicativos para a potência média e para o NOCT, já que são associados a momentos diferentes na curva de geração fotovoltaica, e portanto, também são associados a momentos diferentes na curva de carga da RNT.

Dependendo do patamar de geração escolhido para uma das simulações, o patamar de carga estará diretamente associado a este valor, como explicado acima. Todos os valores de carga do sistema IEEE57 serão multiplicados a cada iteração por estes fatores multiplicativos em p.u. da curva de carga da RNT. Além disto, considerando o equilíbrio carga-geração, todas as gerações - excluindo a fotovoltaica - serão também multiplicadas por este fator em p.u..

Desta maneira, os fatores multiplicativos a serem aplicados tanto nas cargas quanto nas gerações do sistema - excluindo a geração fotovoltaica - assumirão o comportamento da RNT, porém com proporcionalidades diferentes, como exposto na Figura 44.



**Figura 44: Fator Multiplicativo por Patamar de Geração**

Desta maneira, nota-se que a carga base escolhida para o NOCT, por ser maior que a da Potência Média, atribui o conceito de carga leve, comparada ao outro patamar de geração.

Os valores de potência e o número de módulos para cada caso está exposto abaixo e segue uma lógica proporcional tendo como base as potências de referência especificadas e a potência nominal dos módulos no STC. A Tabela 16 exhibe as considerações feitas.

**Tabela 16: Considerações de Geração por Barra**

Grandezas Situacionais	Potência Média Anual	NOCT
Potência Nominal dos Módulos	310 W	310 W
Potência de Referência dos Módulos	76,6 W	225 W
Percentual de Geração Média	24,7%	72,5%
Potência Original na Barra 8	450 MW	450 MW
Potência Original na Barra 12	310 MW	310 MW
Potência Máxima na Barra 8	1819,7 MW	620,6 MW
Potência Máxima na Barra 12	1253,5 MW	427,5 MW
Quantidade de Módulos na Barra 8	5.870.006 Unidades	2.001.935 Unidades
Quantidade de Módulos na Barra 12	4.043.782 Unidades	1.379.310 Unidades

A quantidade de unidades de módulos foi multiplicada pela série de potências obtida na simulação do painel fotovoltaico considerando a escala de potência trabalhada na ordem do Megawatt, referenciada à Potência Base do sistema. Para elucidação da Tabela 16, as equações abaixo demonstram o processo de determinação das potências máximas e, portanto, do número de unidades.

$$P_{MAXPV} = \frac{P_{ModSTC}}{P_{ModRef}} \times P_{Original}; \quad N_{Mod} = \frac{P_{MAXPV}}{P_{ModSTC}} \quad (53)$$

Onde:

$P_{MAX_{PV}}$  = Potência Máxima na Barra Fotovoltaica;

$P_{Mod_{STC}}$  = Potência do Módulo Fotovoltaico no STC;

$P_{Mod_{Ref}}$  = Potência Escolhida como Referência para o Módulo Fotovoltaico;

$P_{Original}$  = Potência Original na Barra;

$N_{Mod}$  = Quantidade de Módulos na Barra Fotovoltaica.

Os casos simulados levam em consideração diferentes parâmetros. A Tabela 17 estabelece as ponderações feitas para cada caso.

**Tabela 17: Considerações por Simulação**

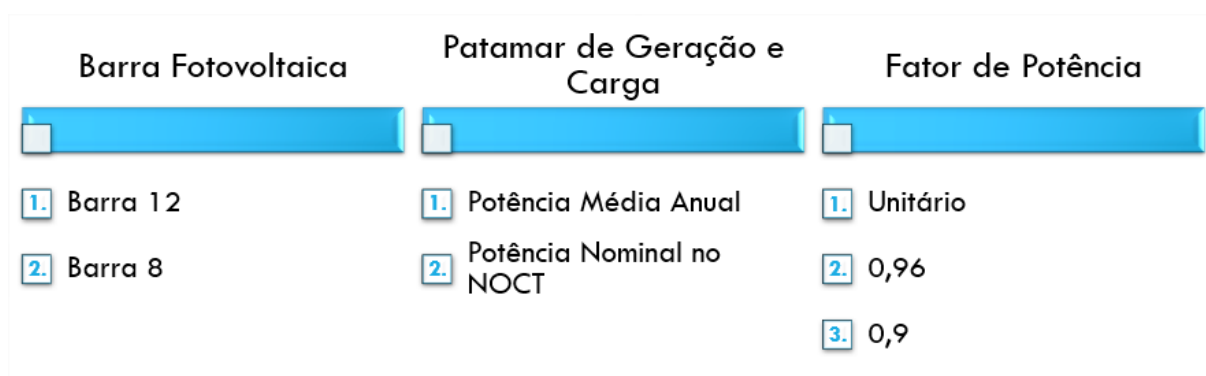
Caso	Barra Fotovoltaica	Patamar de Geração	Fator de Potência
1.1.1	12	Potência Média	1,00
1.1.2	12	Potência Média	0,96
1.1.3	12	Potência Média	0,90
1.2.1	12	NOCT	1,00
1.2.2	12	NOCT	0,96
1.2.3	12	NOCT	0,90
2.1.1	8	Potência Média	1,00
2.1.2	8	Potência Média	0,96
2.1.3	8	Potência Média	0,90
2.2.1	8	NOCT	1,00
2.2.2	8	NOCT	0,96
2.2.3	8	NOCT	0,90

Com o intuito de analisar a diferença entre simulações, os limites dos gráficos foram mantidos constantes, dando ao observador uma percepção nivelada entre casos.

### 5.3.1.1 Casos Estudados

Todos os subcasos decorrentes deste capítulo têm como premissa a definição das Barras 12 (Caso 1) e 8 (Caso 2), uma por vez, como produção flutuante de geração através dos módulos fotovoltaicos.

Desta maneira, diversos cenários foram criados para análise da influência que os patamares de geração, carga do sistema e fator de potência na barra escolhida têm sobre o comportamento geral do SEP. Os quadros ponderados estão dispostos na imagem abaixo.



**Figura 45: Nomenclatura dos Casos por Variável**

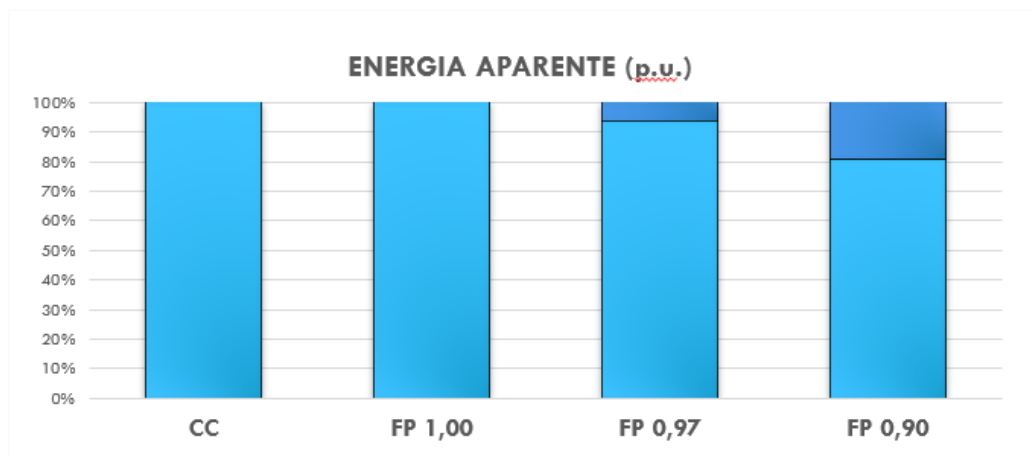
Como exposto na imagem acima, os casos são definidos através da combinação de três itens variantes – Barra escolhida como geração fotovoltaica, Patamar de geração e carga e fator de potência – desta maneira, as alterações são feitas uma por vez, resultando em todos os casos, como disposto abaixo.

- Caso 1.1 e 2.1 – Patamar de Geração Fotovoltaica igual a Potência Anual Média
  - Caso 1.1.1 e 2.1.1 – Fator de Potência Entregue pelos Módulos Unitário
  - Caso 1.1.2 e 2.1.2 – Fator de Potência Entregue pelos Módulos Igual a 0,96
  - Caso 1.1.3 e 2.1.3 – Fator de Potência Entregue pelos Módulos Igual a 0,90
- Caso 1.2 e 2.2 – Patamar de Geração Fotovoltaica igual ao NOCT
  - Caso 1.2.1 e 2.2.1 – Fator de Potência Entregue pelos Módulos Unitário
  - Caso 1.2.2 e 2.2.2 – Fator de Potência Entregue pelos Módulos Igual a 0,96
  - Caso 1.2.3 e 2.2.3 – Fator de Potência Entregue pelos Módulos Igual a 0,90

As escolhas dos fatores de potência estudados seguem uma lógica simples. Idealmente, toda a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos – em corrente contínua – deve ser transformada em potência ativa pelo inversor, para o uso mais eficiente da potência gerada. Desta maneira, os casos X.X.1 visam a entrega de toda potência gerada em forma completa de sua componente real. Destarte, toda a potência produzida pelos painéis fotovoltaicos é transformada em potência ativa e entregue de maneira mais eficiente.

No segundo momento, para os casos X.X.2, a escolha é feita pautada na norma vigente portuguesa, que determina que instalações de Extra Alta Tensão e Alta Tensão entreguem a energia à rede com a relação entre potência reativa e ativa, igual a 0,3. Esta relação leva a determinação do fator de potência igual a 0,96 [70]. Desta maneira, a energia produzida pela série fotovoltaica é convertida pelo inversor como potência aparente, tendo suas componentes real e imaginária definidas pelo fator de potência acima citado.

Por último, o valor definido como 0,9 para os casos X.X.3 tem como objetivo extrapolar a diferença entre os resultados dos dois primeiros casos, levando a uma conclusão sobre o comportamento do sistema com a variação do ângulo da potência aparente injetada.



**Figura 46: Divisão de Potências para cada Fator de Potência Considerado**

Desta maneira, de forma a respeitar os limites de geração impostos pela série fotovoltaica, a figura acima mostra a potência em corrente contínua (CC) gerada pelos painéis fotovoltaicos e as potências em corrente alternada convertidas pelo inversor. No gráfico acima, a parcela mais clara representa a potência ativa gerada, e a parte mais escura representa a parcela de potência reativa.

### 5.3.1.1.1 Caso 1.1 e 2.1 – Patamar de Geração: Potência Média Anual

Como dito previamente, os próximos subtópicos apresentarão a influência do fator de potência – e, portanto, a diferença na injeção de potência ativa e reativa no sistema - nas hipóteses a seguir. As presentes simulações levam em consideração as premissas expostas na Tabela 18.

**Tabela 18: Considerações dos Casos 1.1 e 2.1**

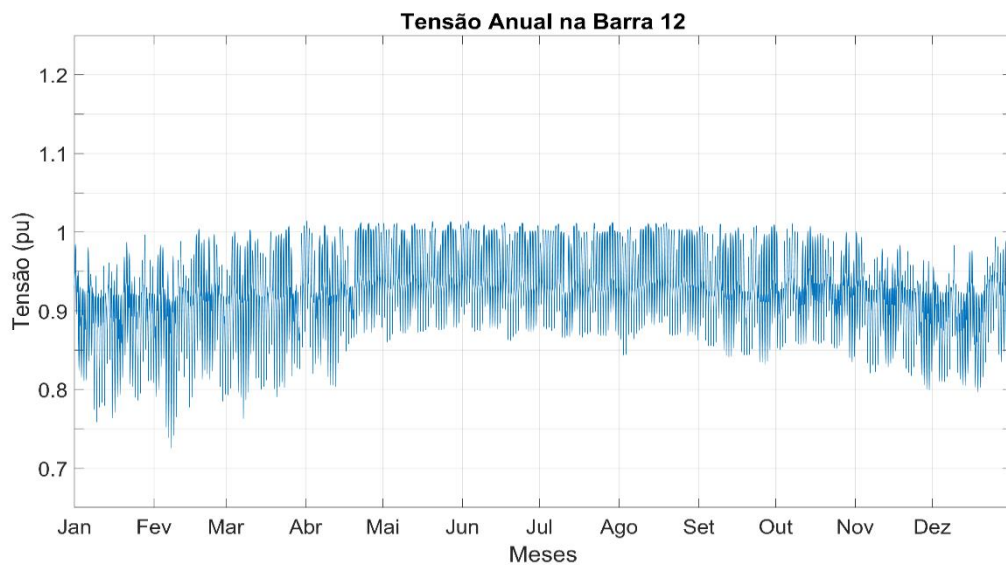
Grandezas Situacionais	Potência Média Anual	
Hora Selecionada no Ano	130 <sup>o</sup>	
Potência Nominal dos Módulos	310 W	
Potência de Referência dos Módulos	76,6 W	
Percentual de Geração Média	24,7%	
Barra Selecionada como Fotovoltaica	12	8
Potência Original na Barra Fotovoltaica	310 MW	450 MW
Potência Máxima na Barra Fotovoltaica	1253,5 MW	1819,7 MW
Quantidade de Módulos na Barra	4.043.782 Unidades	5.870.006 Unidades
Carga do Sistema na Hora Selecionada	5804,3 MW	5804,3 MW

Os gráficos de potência ativa e reativa na barra da usina fotovoltaica estão expostos no Anexo G, portanto, as colocações feitas sobre estas variáveis podem ser verificadas nesta seção.

### 5.3.1.1.1 Caso 1.1.1 e 2.1.1 – Fator de Potência 1

Nesta situação, toda a potência entregue ao sistema é referente a parcela real da componente complexa da potência aparente, sendo então, o fator de potência unitário, há o maior aproveitamento desta energia produzida através do sistema fotovoltaico.

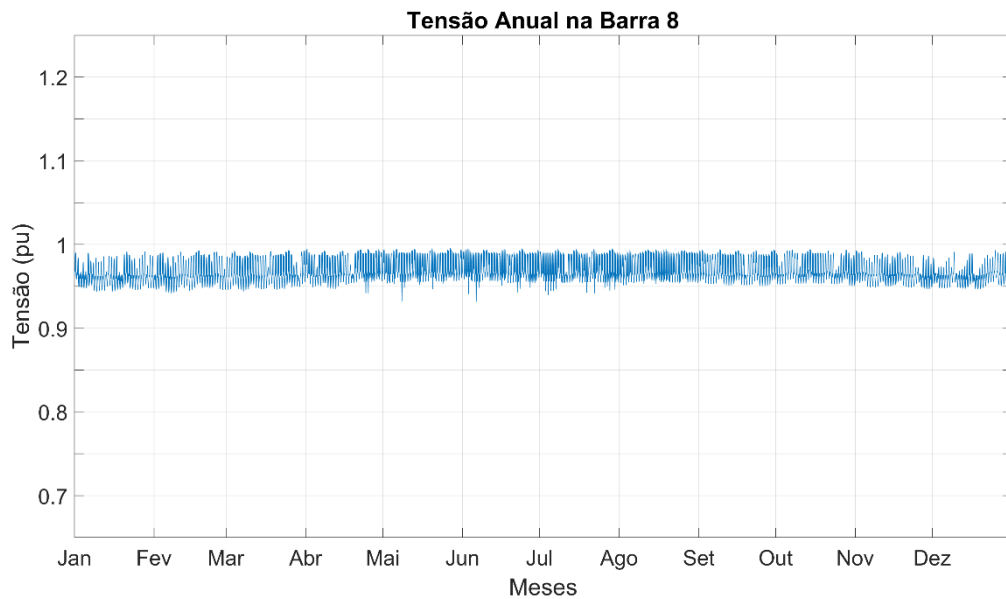
De acordo com a divisão de potências injetadas no sistema, conforme exposto nos gráficos referentes às potências na Barra 12 ao longo do ano, a Figura 47 demonstra o resultado do equacionamento da tensão na barra tida como parque solar para todas as horas do ano.



**Figura 47: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.1.1**

Percebe-se que a tensão varia bastante com o patamar de potência injetado na barra pela série de produção fotovoltaica. Isto explicita a questão colocada no presente trabalho, a falta de constância na geração solar pode levar a flutuações de tensão indesejadas no sistema.

Da mesma maneira, a Figura 48 mostra a variação da tensão no sistema ao longo do ano, sendo desta vez a Barra 8 como escolhida para o parque solar.



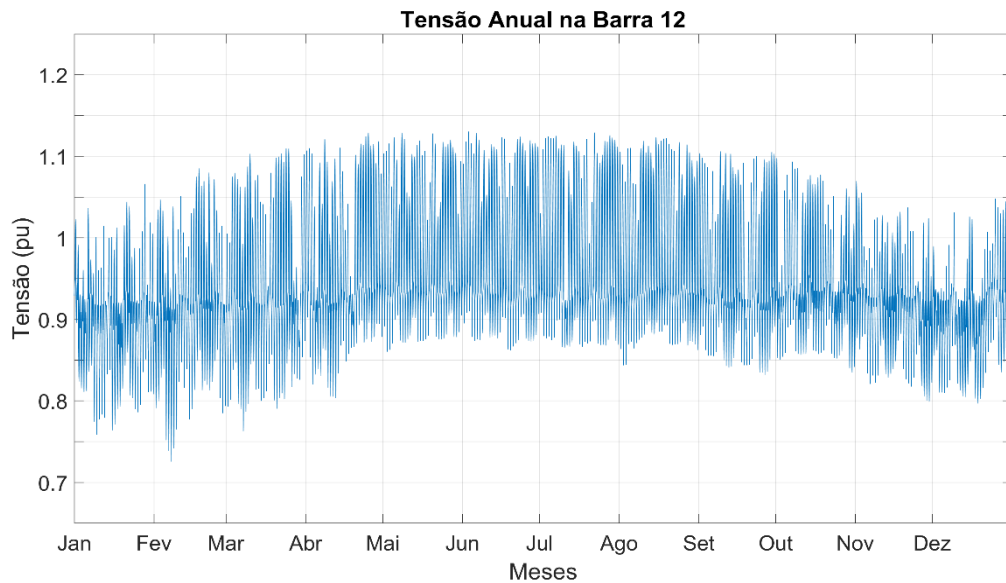
**Figura 48: Flutuação da Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.1.1**

Nota-se que apesar da injeção de potência ativa ser maior que no caso anterior, a tensão se desloca pouco, tendo apenas valores pontuais além do estabelecido por norma. Esta pequena variação se deve à proximidade com uma barra PV. Pela Barra 6 estar conectada diretamente à Barra 8, o equacionamento do problema estipula a tensão previamente definida para a barra PV. E, por estar associada ao parque solar, a tensão na barra -PQ é fortemente influenciada pela tensão da barra PV, tendo pouca variação através da injeção de potência ativa.

#### **5.3.1.1.1.2 Caso 1.1.2 e 2.1.2 – Fator de Potência 0,96**

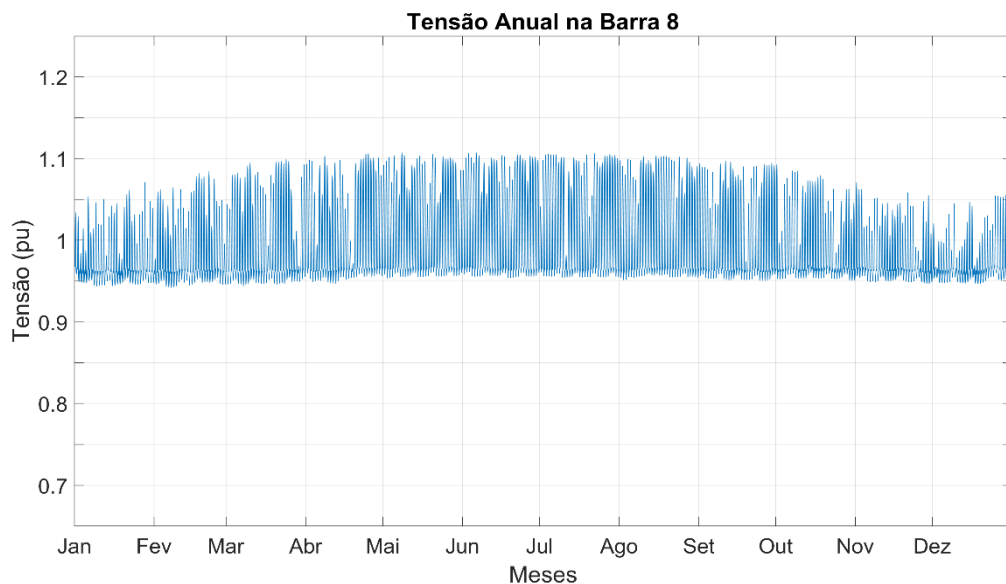
Para adequação à norma, o fator de potência entregue pelo agente gerador deve proporcionar uma relação entre as potências reativa e ativa de 0,3. Desta maneira, o valor de 0,96 visa definir o módulo e ângulo referentes à potência aparente.

Observa-se uma ligeira queda na potência ativa comparada a mesma variável no caso anterior. Isto se deve pela utilização de parte desta potência para a produção da parcela reativa que o fator de potência não unitário requer. A Figura 49 demonstra as tensões resultantes devido a esta alteração angular na injeção de potência.



**Figura 49: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.1.2**

Nota-se um aumento nos valores pontuais de tensão na presente barra. Esta elevação está intimamente ligada a forte relação entre a potência reativa e a tensão. Estas variáveis, por obterem grande afinidade, servem como forma de regulação e controle da qualidade de energia. A injeção de energia reativa age de maneira semelhante à ligação de susceptâncias em paralelo na barra, elevando o módulo da tensão. Por isto, o controle de energia reativa é feito para evitar situações de subtensão, que podem prejudicar o correto funcionamento do SEP.



**Figura 50: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.1.2**

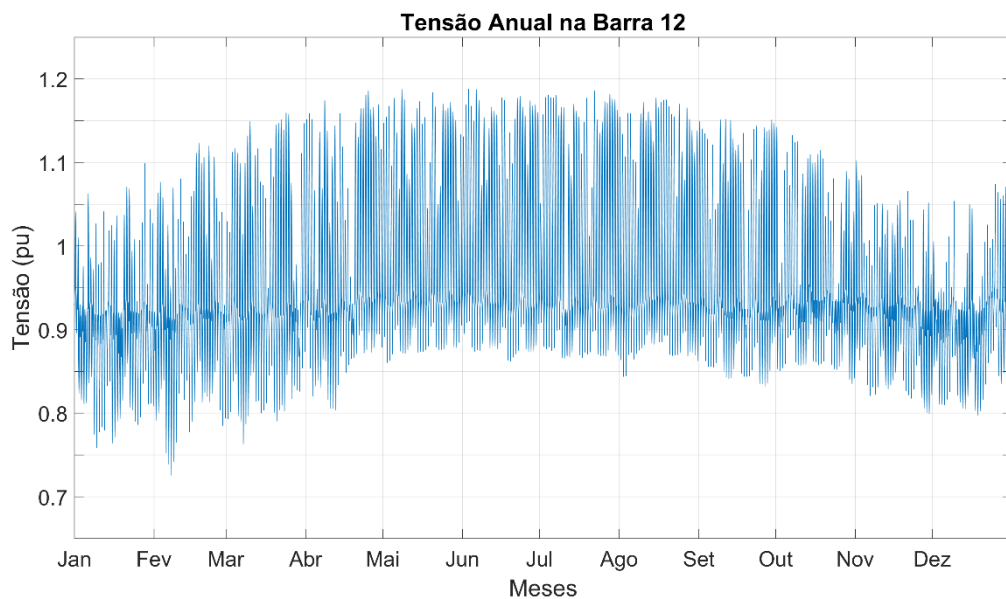
Devido a injeção de potência reativa ser consideravelmente maior que no caso 1.1.2, observa-se uma palpável variação na tensão, apesar com a proximidade com a barra PV. Isto exhibe a característica simbiótica entre a tensão e a potência reativa. Enquanto a inserção de energia reativa possibilitou a redução dos pontos de subtensão, constata-se, porém, que em

determinados pontos, o módulo da tensão trespassou o limite superior, gerando casos de sobretensão, não observados com o fator de potência unitário.

### 5.3.1.1.3 Caso 1.1.3 e – Fator de Potência 0,90

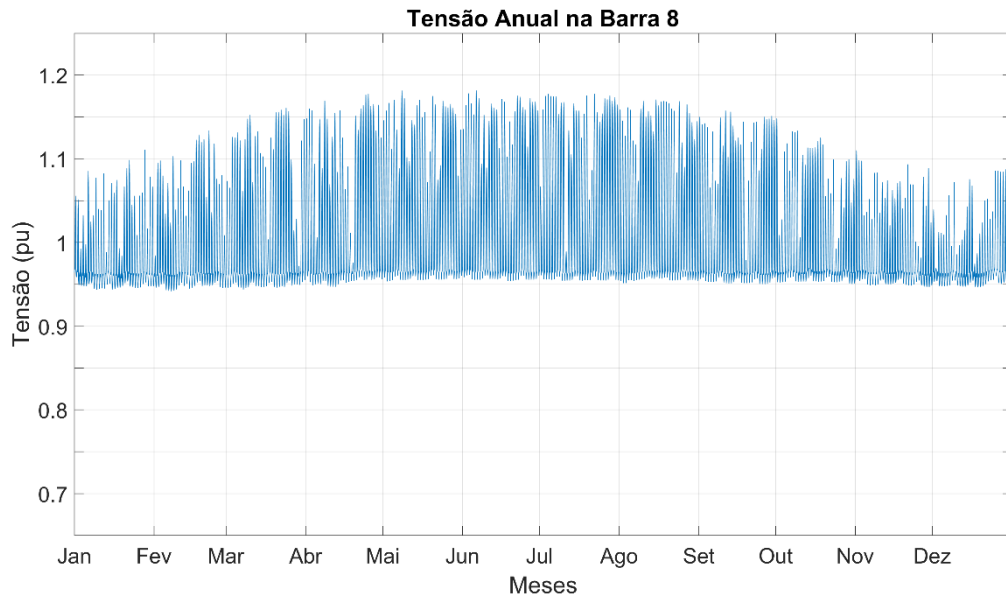
De forma similar, porém extrapolada, a seguinte simulação altera consideravelmente a relação angular entre as potências.

Comparado ao cenário anterior, esta situação apresenta uma diferença menor entre os módulos das potências, sinalizando um maior ângulo de operação da potência aparente.



**Figura 51: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.1.3**

Desta maneira, há duas consequências facilmente perceptíveis. Tanto o limiar superior quanto o inferior são deslocados bruscamente, gerando resultado positivo ao evitar subtensão em diversos pontos. Porém, as situações com maior valor intrínseco de potência acabam por ultrapassar os limites superiores estabelecidos por norma. Assim, há tanto resultado positivo quanto negativo.



**Figura 52: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.1.3**

Analogamente ao caso 2.1.2, o aumento na potência reativa gera elevação na tensão, porém, neste caso, o fator de potência mais baixo resulta numa alta produção de energia reativa, intensificando os problemas de sobretensão encontrados no caso com o fator de potência igual a 0,96.

### 5.3.1.1.2 Caso 1.2 e 2.2 – Patamar de Geração: NOCT

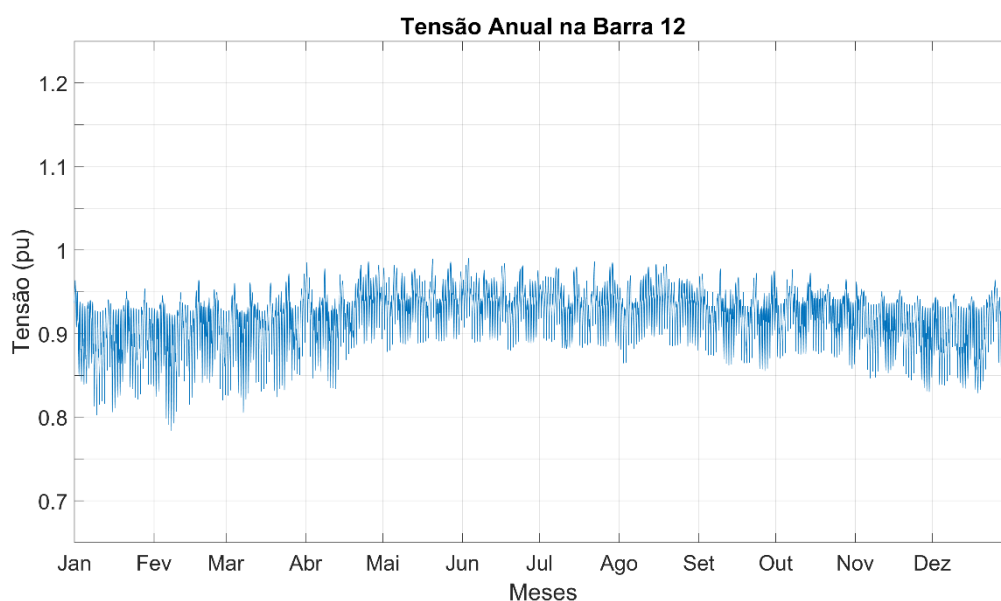
Da mesma forma que os tópicos relacionados ao patamar de geração em potência média, as premissas consideradas para este caso são explicitadas na Tabela 19, e os gráficos referentes às potências se encontram no Anexo G.

**Tabela 19: Considerações dos Casos 1.2 e 2.2**

Grandezas Situacionais	NOCT	
Hora Seleccionada no Ano	3565 <sup>o</sup>	
Potência Nominal dos Módulos	310 W	
Potência de Referência dos Módulos	225 W	
Percentual de Geração Média	72,5%	
Barra Seleccionada como Fotovoltaica	12	8
Potência Original na Barra	310 MW	450 MW
Potência Máxima na Barra	427,5 MW	620,6 MW
Quantidade de Módulos na Barra	1.379.310 Unidades	2.001.935 Unidades
Carga do Sistema na Hora Seleccionada	6224,6 MW	6224,6 MW

### 5.3.1.1.2.1 Caso 1.2.1 e 2.2.1 – Fator de Potência 1

As considerações feitas na situação anterior (Casos 1.1.1 e 2.1.1) para a Barra 12 mudam substancialmente com a troca do patamar de geração e o nível de carga do sistema, como exposto na Figura 53.

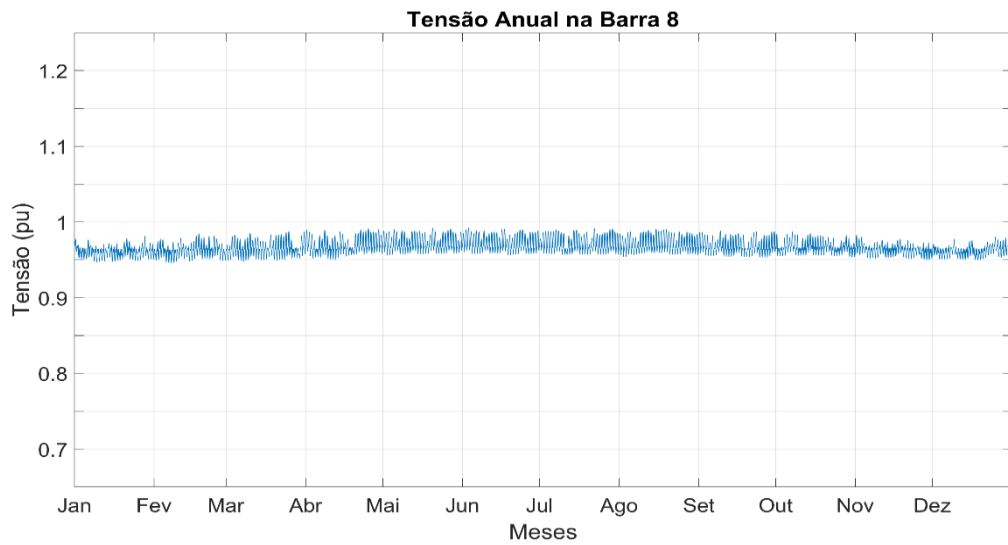


**Figura 53: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.2.1**

A consideração de uma porcentagem maior para a geração do fluxo original e, portanto, um menor valor da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, intui uma tensão mais baixa para os pontos superiores da série de geração solar. Isto é comprovado pelo valor máximo da tensão na Barra 12 - ao longo do ano - não extrapolar exageradamente a marca de 1 pu de tensão, como acontece no Caso 1.1.1.

A segunda característica notável da curva é seu limite inferior. Devido ao módulo da Carga ser maior que o do Caso 1.1.1, os fatores multiplicadores para as demais horas do ano têm um valor menor, atribuindo ao sistema um patamar de carga mais baixo e, portanto, maiores valores de tensão.

Da mesma maneira que no caso da Barra 12, o resultado da simulação 2.1.1 tem forte relação com a alteração da carga e potência injetada. O resultado do equacionamento do sistema para este caso está disposto na Figura 54.

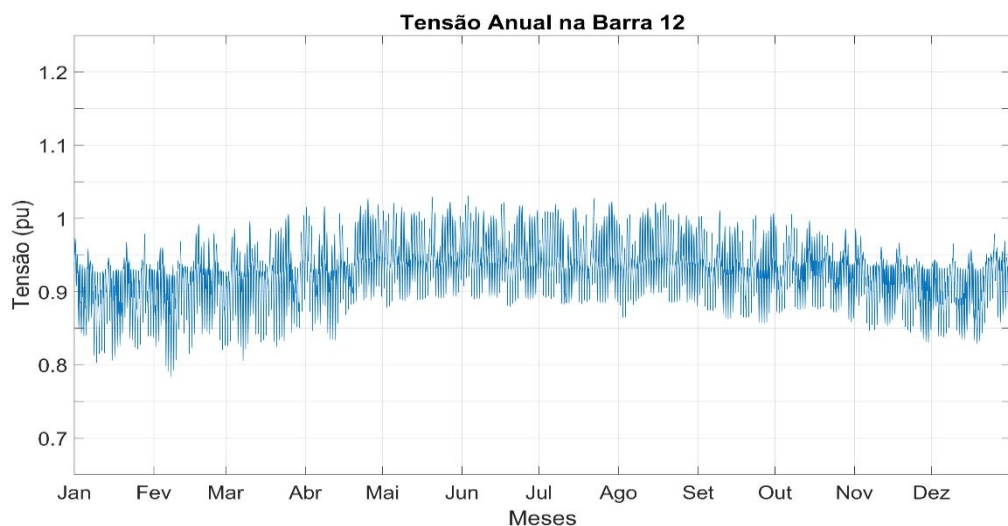


**Figura 54: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.2.1**

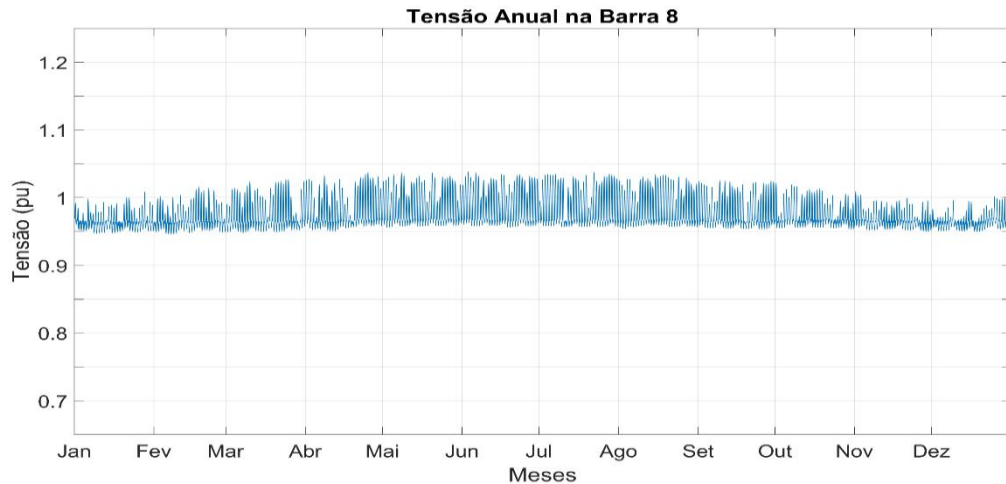
Assim como no Caso 2.1.1, a tensão variou pouco devido à proximidade da barra em questão com uma barra PV. E analogamente ao Caso 1.2.1, os limites superiores e inferiores se mantiveram em níveis menores que os demonstrados no Caso 2.1.1.

### 5.3.1.1.2.2 Caso 1.2.2 e 2.2.2 – Fator de Potência 0,96

Estes casos exibem uma clara diferença quando comparados aos casos X.1.2. As tensões para cada caso são exibidas nas Figuras 55 e 56 abaixo.



**Figura 55: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano – Caso 1.2.2**

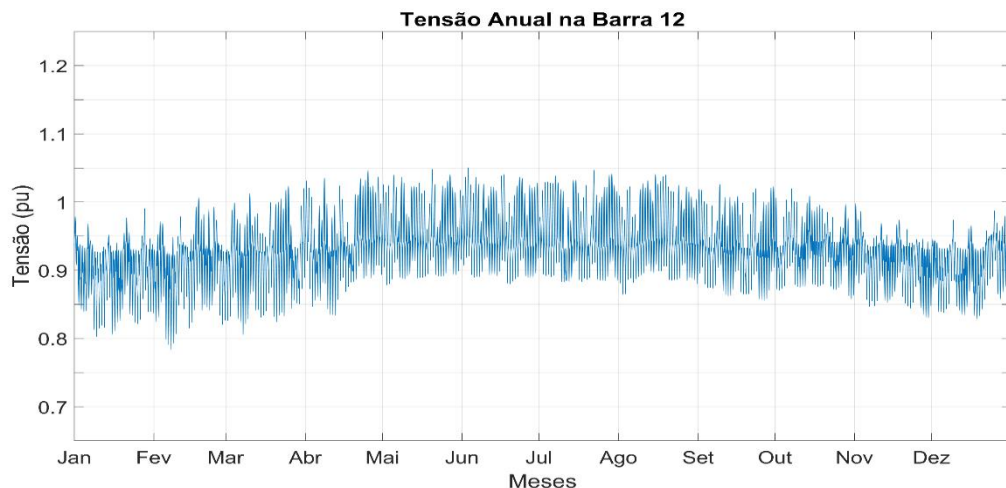


**Figura 56: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano – Caso 2.2.2**

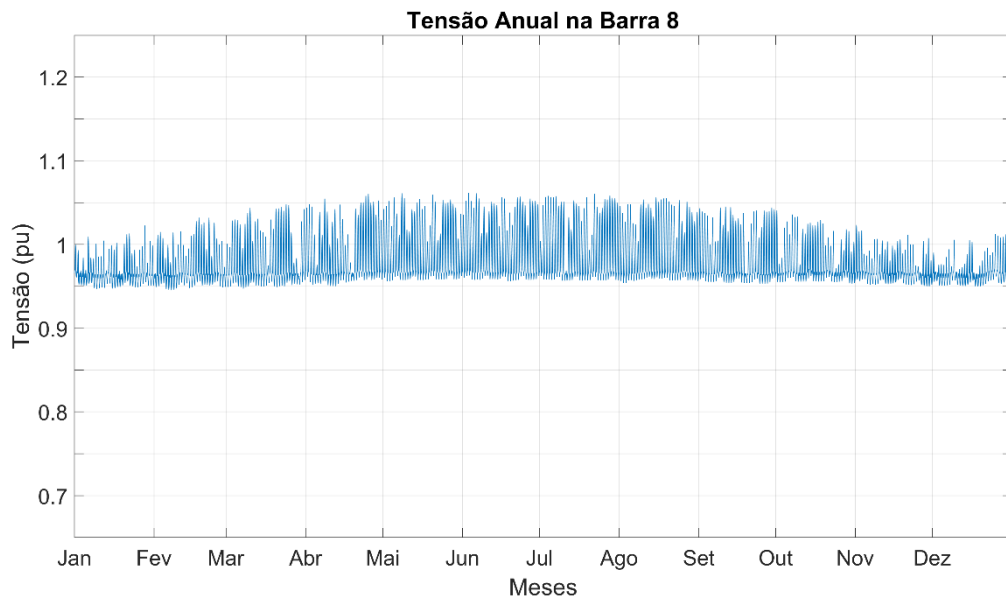
O limite inferior tem um patamar mais aceitável devido a escolha de uma alta carga base do sistema – levando a valores multiplicativos com módulos menores que 1 – e, portanto, sendo uma situação de carga mais leve que a anterior. Além disto, os picos de tensão têm seus módulos reduzidos devido a menor injeção de potência no sistema.

### 5.3.1.1.2.3 Caso 1.2.3 e 2.2.3 – Fator de Potência 0,90

De maneira correlata com as explicações anteriores, as simulações presentes neste subtítulo apresentaram a menor quantidade de tensões fora das características nominais. Dito isto, os presentes casos X.2.3 se apresentam como os mais estáveis, e por isto, geram um ponto de operação mais seguro para o sistema.



**Figura 57: Tensão na Barra 12 ao Longo do Ano - Caso 1.2.3**



**Figura 58: Tensão na Barra 8 ao Longo do Ano - Caso 2.2.3**

### 5.3.2 Desligamentos de Barras Provocados por Sub/Sobretensão

Através das simulações realizadas, foi estabelecido um contador de sub/sobretensão para cada barra do sistema ao longo do ano. Ressalta-se que a contabilização de ocorrências foi considerada apenas para horários diurnos, visto que a não geração de energia elétrica a noite por fontes fotovoltaicas é de sapiência comum. Os gráficos referentes a cada caso se encontram no Anexo H, onde pode ser comparada diretamente a influência que o fator de potência gera nos sistemas.

Ressalta-se que o despacho de potência gerido pelo operador do sistema consegue suprir as necessidades de geração através de outras fontes, como térmica e hidráulica, tendo em conta a variação horária da potência, dando ao operador tempo suficiente para estabelecer o equilíbrio carga-geração. Esta condição só não consegue ser cumprida quando já há o despacho maximizado da matriz elétrica local, não havendo como prover o restante da demanda.

Além disto, a variabilidade da energia solar não se dá apenas pela posição do sol em relação aos painéis. As condições climáticas locais são de extrema importância para a geração de energia elétrica, sendo influenciada por eventos como nuvens passageiras e nevoeiros, levando à uma alteração brusca de geração em um pequeno intervalo de tempo. A tabela abaixo mostra o resultado final de desligamentos de todos os casos.

**Tabela 20: Número de desligamentos por sub/sobretensão para Cada Caso**

Caso	Barra Fotovoltaica	Patamar de Geração	Fator de Potência	Sobretensão	Subtensão	Total
1.1.1	12	Potência Média	1,00	0	53245	53245
1.1.2	12	Potência Média	0,96	970	38862	39832
1.1.3	12	Potência Média	0,90	3463	35498	38961
1.2.1	12	NOCT	1,00	0	54687	54687
1.2.2	12	NOCT	0,96	0	46129	46129
1.2.3	12	NOCT	0,90	0	43327	43327
2.1.1	8	Potência Média	1,00	0	38480	38480
2.1.2	8	Potência Média	0,96	154	27262	27416
2.1.3	8	Potência Média	0,90	1217	22750	23967
2.2.1	8	NOCT	1,00	0	18263	18263
2.2.2	8	NOCT	0,96	0	16722	16722
2.2.3	8	NOCT	0,90	0	16332	16332

Nota-se que o número de desligamentos é alto em demasia, principalmente ao ser consideradas apenas as horas diurnas do ano. Este alto valor se deve às baixas magnitudes de tensão observadas no fluxo de potência base.

Percebe-se também, que apesar da Barra 8 não apresentar desligamentos, devido à conexão com uma barra PV nos casos com fator de potência unitário, as outras barras do sistema evidenciaram uma quantidade massiva de desligamentos. Explicitando assim o impacto da flutuação da energia solar não somente na barra à qual está conectada, mas no sistema como um todo.

Através destes resultados, provou-se que a injeção de potência reativa no sistema – através de um fator de potência menor - traz grandes benefícios, principalmente em situações onde a carga do sistema é considerada pesada. Nota-se também, que este aumento de energia reativa provoca sobretensão em alguns pontos da curva, contudo, o número de desligamentos por sobretensão é ínfimo quando comparado ao de subtensão, desta maneira, sendo vantajoso a elevação global da tensão na barra fotovoltaica.

De maneira a diminuir consideravelmente o número de desligamentos, os valores das tensões nas barras, do sistema base, devem ser inicialmente altos, de forma a respeitar o limiar definido por norma. Para isto, a aplicação de susceptâncias *shunt* em diversas barras deve ser considerada, visando o aumento da tensão tanto na barra em questão quanto nas barras eletricamente próximas.

Outra metodologia para manipulação da tensão é alterar o *tap* dos transformadores, visando aumentar ou diminuir a tensão nas barras adjacentes. Porém, no presente caso, não há transformadores presentes em todas as linhas associadas às barras com baixa tensão, e além disso, o valor de transformação máximo pode não se mostrar suficiente para eliminar o problema.

Para evitar situações de sobretensão, técnicas de *curtailment* podem ser consideradas. Em situações de baixa carga no sistema ou alto valor de tensão na barra, a redução do despacho de potência pode evitar o agravamento da situação, e até ajudar a controlar a qualidade da energia no ponto de conexão. Apesar de ser uma técnica benéfica para o bom funcionamento

do sistema, os agentes geradores de energia, ao entregar menos energia à rede, não recebem toda a compensação financeira que poderiam, causando problemas inclusive para a determinação da viabilidade financeira do empreendimento [71].

Tendo como base comparativa os casos X.1 e X.2, houve uma quantidade numerosa de desligamentos no sistema em ambos. Porém, a menor injeção de potência na rede causa redução nos picos de tensão e, a definição de uma carga base para o sistema maior que a anterior proporcionou a redução das cargas nas demais horas do ano, elevando os níveis inferiores de tensão.

Os dois eventos expostos levam a consequências opostas quanto aos limites de tensão, tendendo a estabilizar o módulo da tensão. De maneira geral, percebe-se que os níveis de tensão são mais controlados nos casos X.2 em comparação aos seus respectivos análogos nos casos X.1.

## 6 Conclusão

A análise proposta levou em consideração diversos aspectos que visaram o enriquecimento de detalhes do trabalho. A utilização de variáveis ligadas diretamente ao cenário português – irradiância solar, temperatura local, normas de operação vigentes e carga histórica da RNT – proporcionou resultados correlatos com a realidade.

O código empregado para o fluxo de potência pode ser aplicado, com pequenas adições, em outros tipos de estudos. A análise de contingências e a expansão do sistema elétrico de potência – ao adicionar elementos como linhas, subestações transformadoras e usinas geradoras – são exemplos de temas de vital importância para o planejamento da operação e expansão do sistema, que podem ser empregados utilizando o código concebido.

Contudo, salienta-se que o grau de detalhamento pode aumentar ainda mais. Ao determinar valores proporcionais para cada tipo de geração – baseados em dados reais – e correlacionar cada barra PV a um tipo de fonte de energia elétrica, considerando suas idiosincrasias, o grau de minuciosidade pode chegar ao ponto que o estudo necessitar, dependendo somente dos dados inseridos como base.

Ademais, o estratagema empregado para a representação da usina solar fotovoltaica no fluxo de potência pode ser utilizado em outras aplicações. Isto pode ser feito para geradores que considerem a potência produzida através de um conversor AC-DC – fontes sem inércia – como no caso de aerogeradores full converter.

Conclui-se que os códigos desenvolvidos neste trabalho demonstraram eficácia em reproduzir dados sólidos e podem ser aplicados, em conjunto ou separadamente, em diferentes tipos de estudos.

### 6.1 Trabalhos Futuros

Pretende-se dar continuidade ao código de fluxo de potência, inserindo a formulação matemática para estudos de contingência e expansão do sistema. Ademais, a adição de ferramentas para determinação de curtos circuitos – monofásicos, bifásicos e trifásicos – podem ser implementadas para aumentar a gama de utilizações do código. Em adição a isto, esquemas de nivelamento da tensão como comutadores dos transformadores podem ser implantados.

Para a análise de impacto no sistema, a observação da matriz jacobiana se faz útil para a determinação da barra com maior sensibilidade. Assim como, a modelagem de máquinas e inclusão de expressões que determinem a estabilidade eletromecânica do sistema também é um tema a ser considerado para o aprimoramento do código.

## 7 Referências

- [1] BP, “BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY,” BP p.l.c., Londres, 2019.
- [2] REN21, “GLOBAL STATUS REPORT RENEWABLES 2019,” REN21 Secretariat, Paris, 2019.
- [3] S. Lima e G. Demets, “Combustíveis Fósseis,” 14 06 2015. [Online]. Available: <https://sites.usp.br>. [Acesso em 17 08 2019].
- [4] BP, “Statistical Review of World Energy – all data, 1965-2018,” 2019. [Online]. Available: <https://www.bp.com>. [Acesso em 11 08 2019].
- [5] GLOBO EDUCAÇÃO, “Geopolítica do Petróleo,” [Online]. Available: <http://educacao.globo.com>. [Acesso em 18 08 2019].
- [6] IRENA, “Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition),” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [7] M. d. F. Oliveira e K. d. S. O. Filho, *Astronomia & Astrofísica*, 2 ed., São Paulo, São Paulo: Livraria da Física, 2004.
- [8] UFSC, “Dados Sobre o Planeta,” UFSC Planetário, [Online]. Available: <https://planetario.ufsc.br>. [Acesso em 08 08 2019].
- [9] UNICAMP, “Energia Solar,” FEM UNICAMP, [Online]. Available: <http://www.fem.unicamp.br>. [Acesso em 08 08 2019].
- [10] FRAUNHOFER, “PHOTOVOLTAICS REPORT,” Fraunhofer Institute for Solar Energy, Freiburg, 2019.
- [11] CRESESB, “Energia Solar Fotovoltaica,” Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, 11 06 2008. [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br>. [Acesso em 01 08 2019].
- [12] UFRGS, “Absorção de Fótons,” Centro de Referência para o Ensino de Física, 27 05 2017. [Online]. Available: <https://www.if.ufrgs.br>. [Acesso em 01 08 2019].
- [13] UFRGS, “Efeito Fotoelétrico: O estabelecimento da Dualidade Onda-Partícula para a luz,” Universidade Federal do Rio Grande do Sul, [Online]. Available: <http://lief.if.ufrgs.br>. [Acesso em 13 03 2019].

- [14] J. C. Cabral, A. P. da Silva e A. M. M. Maciel, “EFEITO FOTOELÉTRICO: UMA ABORDAGEM,” Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2015.
- [15] UFPA, “PRISMA DE NEWTON,” Museu Interativo da Física da Universidade Federal do Pará, [Online]. Available: <http://minf.ufpa.br/>. [Acesso em 11 04 2019].
- [16] UFRGS, “Espectroscopia,” Instituto de Física da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, [Online]. Available: [http://astro.if.ufrgs.br](http://astro.if.ufrgs.br/). [Acesso em 13 06 2019].
- [17] USP, “Datas e personagens na História da Espectroscopia,” Instituto de Física de São Carlos da Universidade de São Paulo, [Online]. Available: [http://www.ifsc.usp.br](http://www.ifsc.usp.br/). [Acesso em 03 05 2019].
- [18] A. Guinier, *A Estrutura da Matéria*, São Paulo: Edusp, 1996.
- [19] USP, “ESPECTROSCOPIA COM REDE DE DIFRAÇÃO,” Instituto de Física de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- [20] UFRGS, “Aula 17: Espectroscopia,” Instituto de Física da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 12 06 2019. [Online]. Available: [http://www.if.ufrgs.br](http://www.if.ufrgs.br/).
- [21] UDEL, “Teoria das Bandas,” Electrical & Computer Engineering (ECE) and the Computer & Information Sciences (CIS) labs at the University of Delaware, [Online]. Available: [https://www.eecis.udel.edu](https://www.eecis.udel.edu/). [Acesso em 16 07 2019].
- [22] MIT, “Solar photovoltaic technologies,” Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, 14 12 2015. [Online]. Available: [http://energy.mit.edu](http://energy.mit.edu/). [Acesso em 11 11 2018].
- [23] W. O'Brien, “pn-junction principles,” LinkedIn Slide Share, 5 06 2014. [Online]. Available: <https://www.slideshare.net/>. [Acesso em 17 05 2019].
- [24] W. A. Smith, I. D. Sharp, N. C. Strandwitz e J. Bisquert, “Interfacial Band-Edge Energetics for Solar Fuels Production,” *Energy & Environmental Science*, 2015.
- [25] INFOESCOLA, “Silício,” [Online]. Available: [https://www.infoescola.com](https://www.infoescola.com/). [Acesso em 25 07 2019].
- [26] SCIENCEDAILY, “Crystal structure,” [Online]. Available: [https://www.sciencedaily.com](https://www.sciencedaily.com/). [Acesso em 18 06 2019].
- [27] SUNFLOWER RENEWABLE ENERGY, “Qual é a diferença entre policristalino e monocristalino célula filme amorfo fino solar?,” [Online]. Available: [http://www.sunflower-solar.com](http://www.sunflower-solar.com/). [Acesso em 11 06 2019].

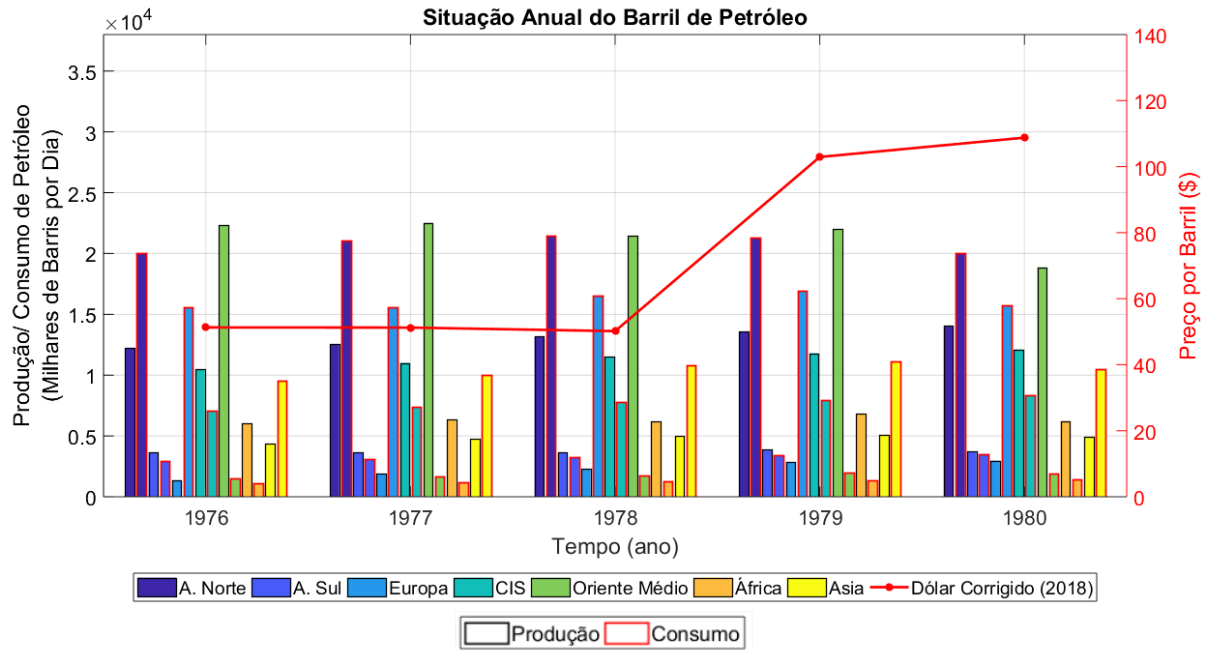
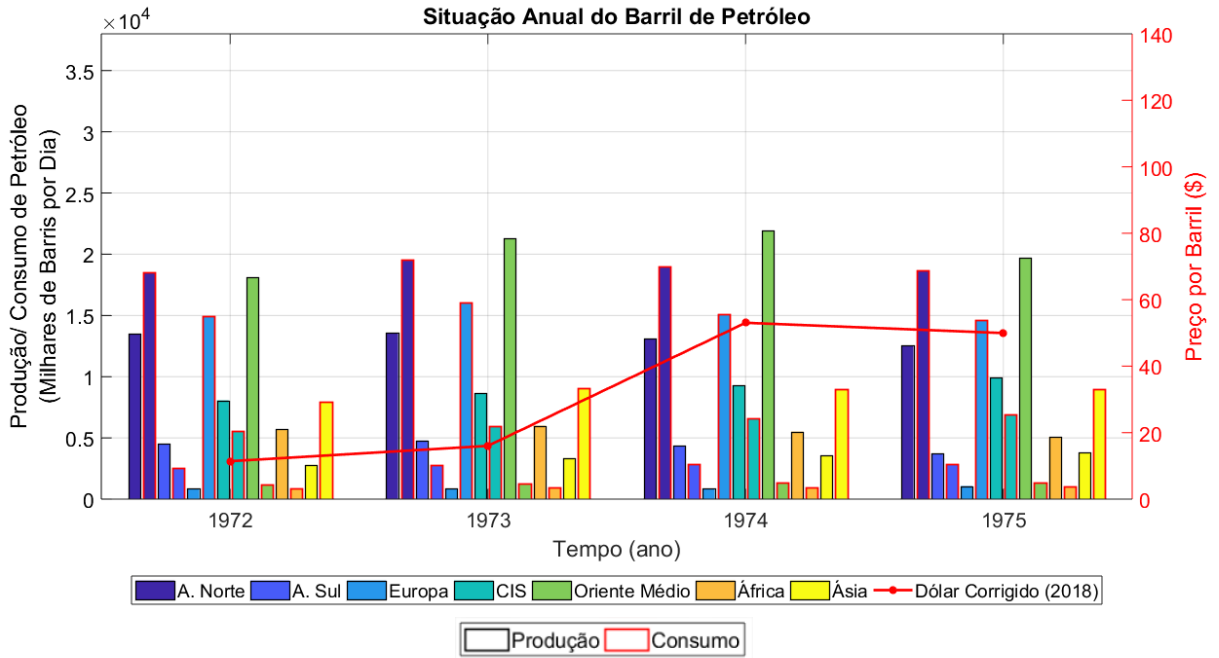
- [28] B. Schultrich, *Tetrahedrally Bonded Amorphous Carbon Films I*, Berlin: Springer-Verlag GmbH, 2018.
- [29] IFSC, “Aula 1: Eletrônica Geral 1,” Instituto Federal de Santa Catarina, [Online]. Available: <https://wiki.ifsc.edu.br>. [Acesso em 08 08 2019].
- [30] H. R. Zimmermann, “Desenvolvimento de um piranômetro baseado em componentes semicondutores,” Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.
- [31] USP, “Introdução à Química dos Materiais Inorgânicos,” Instituto de Química da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- [32] J. T. Pinho e M. A. Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro: CEPEL - CRESEB, 2014.
- [33] TRITEC INTERVENTO, “Tipos de Painéis Solares,” [Online]. Available: <http://www.tritec-intervento.cl>. [Acesso em 11 08 2019].
- [34] BLUESOL ENERGIA SOLAR, “Placas Fotovoltaicas: Composição do Módulo,” [Online]. Available: <https://blog.bluesol.com.br/>. [Acesso em 06 08 2019].
- [35] MPPT SOLAR, “Painéis Solares em Paralelo,” [Online]. Available: <https://www.mpptsolar.com>. [Acesso em 15 08 2019].
- [36] MPPT SOLAR, “Painéis Solares Ligação em Série,” [Online]. Available: <https://www.mpptsolar.com>. [Acesso em 15 08 2019].
- [37] UNIVERSITY OF OREGON, “Sun Chart Program,” Solar Radiation Monitoring Laboratory of the University of Oregon, [Online]. Available: <http://solardat.uoregon.edu>. [Acesso em 08 08 2019].
- [38] KRINAT SOALR, “Carta Solar: Para que serve e como utilizá-la,” 09 10 2017. [Online]. Available: <https://krinatsolar.com.br>. [Acesso em 14 08 2019].
- [39] CANADIAN SOLAR, “Datasheet CS6X-P,” Canadian Solar Inc, San Ramon, 2013.
- [40] S. Muthubalaji, M. A. Kareem, N. Karuppiyah e M. G. Sugirtha, “An Enhanced Analysis of Two Diode model PV,” *Proceedings of 2017 IEEE International Conference on Circuits and Systems (ICCS 2017)*, 2017.
- [41] F. Abdulal, N. Anani e N. Bowring, “Comparative Modelling and Parameter Extraction of a Single- and Two-diode Model of a Solar Cell,” *2014 9th International Symposium on Communication Systems, Networks & Digital Sign (CSNDSP)*, 2014.

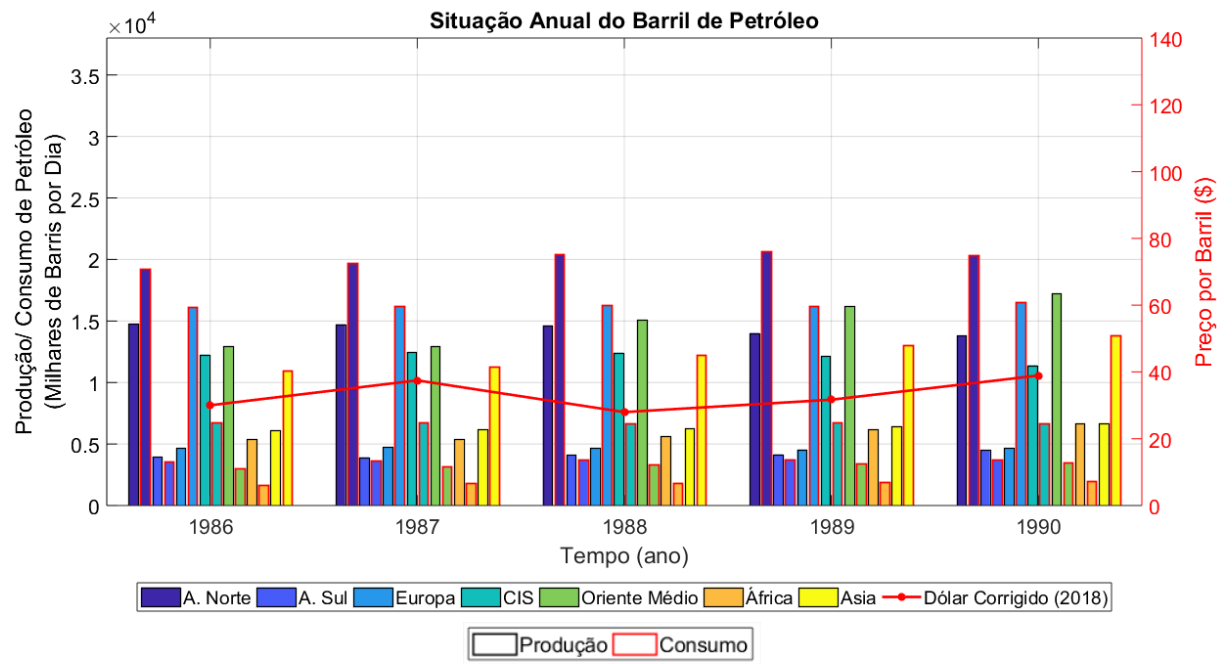
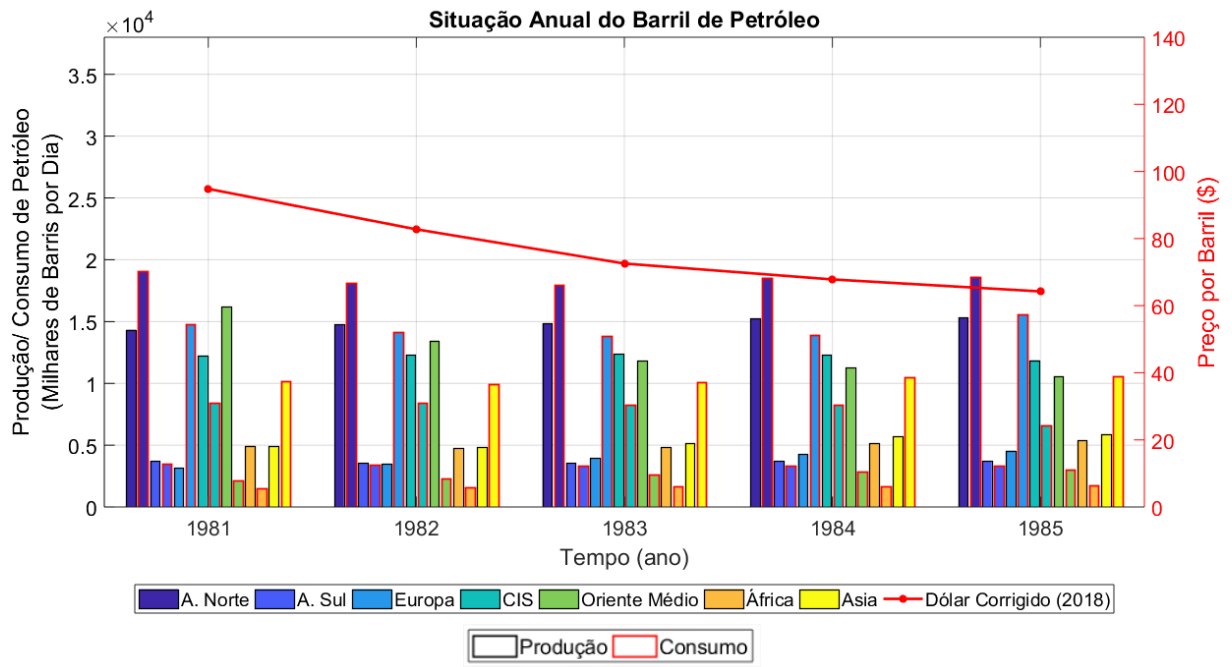
- [42] A. H. Hasani, S. F. Abdullah, A. W. M. Zuhdi e M. S. Bahrudin, “Modelling and Simulation of Photovoltaic Solar Cell using Silvaco TCAD and Matlab Software,” *2018 IEEE International Conference on Semiconductor Electronics (ICSE)*, 2018.
- [43] M. Uoya e H. Koizumi, “A Calculation Method of Photo voltaic Array's Operational Point for MPPT Evaluation Based on One Variable Newton-Raphson Method,” *IEEE ICSET 2012, Nepal*, 2012.
- [44] J. R. G. Ross, “Design Techniques For Flat Plate Photovoltaic Arrays,” *15th Photovoltaic Specialists Conference*, 1981.
- [45] M. G. Villalva, J. R. Gazoli e E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24, NO. 5, MAY 2009*, 2009.
- [46] M. V. P. Teixeira, *Aula nº 4.1: Representação Matricial da Rede*, Rio de Janeiro: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2017.
- [47] M. V. P. Teixeira, *Aula nº 6.2: Métodos de Solução do Fluxo de Potência (continuação)*, Rio de Janeiro: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2017.
- [48] M. V. P. Teixeira, *Aula nº 2: Motivação e Introdução ao Fluxo de Potência*, Rio de Janeiro: Centro Federal de Educação Tecnológica Celsio Sukow da Fonseca, 2017.
- [49] M. V. P. Teixeira, *Aula nº 6.1: Métodos de Solução do Fluxo de Potência*, Rio de Janeiro: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2017.
- [50] ERSE, “Glossário,” Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, [Online]. Available: <http://www.erse.pt>. [Acesso em 11 04 2019].
- [51] ANEEL, “Reserva Girante,” Agência Nacional de Energia Elétrica, [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br>. [Acesso em 11 04 2019].
- [52] LNEG, “CLIMAS-SCE - Software para o Sistema Nacional de Certificação de Edifícios,” Laboratório Nacional de Energia e Geologia, [Online]. Available: <https://www.lneg.pt>. [Acesso em 14 03 2019].
- [53] CALENDARIO 365, “Épocas / Estações do ano,” [Online]. Available: <https://www.calendario-365.pt>. [Acesso em 22 11 2018].

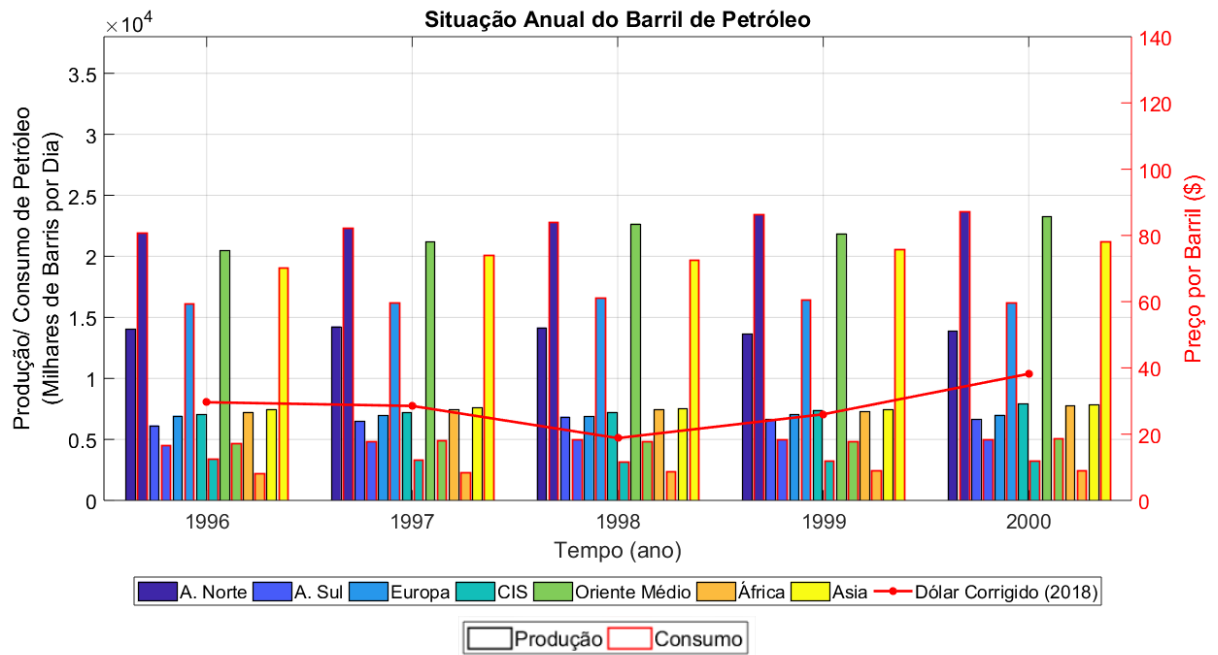
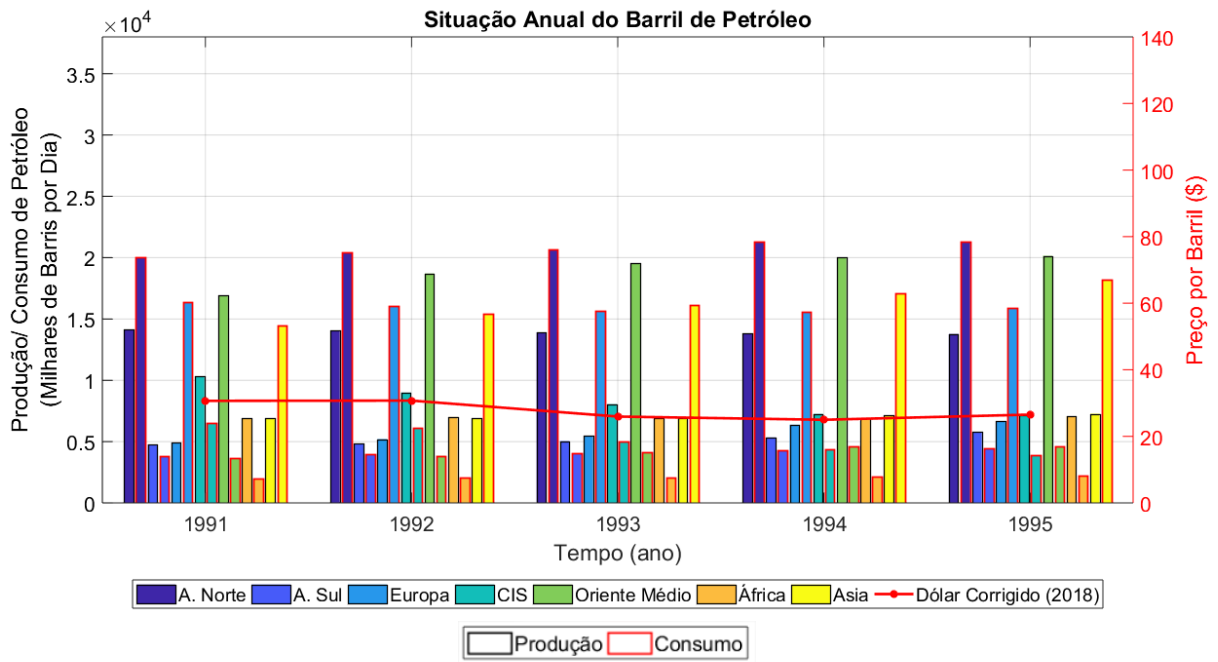
- [54] R. Kabiri, B. Mcgrath e G. Holmes, “The influence of pv inverter reactive power injection on grid voltage regulation,” *Conference: 2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2014.
- [55] ERSE, “Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema,” Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, 2019.
- [56] REN, “CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE PARA EFEITOS DE ACESSO À REDE,” Redes Energéticas Nacionais, Lisboa, 2018.
- [57] REN, “Perfis de Consumo,” Redes Energéticas Nacionais, [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt>. [Acesso em 06 28 2019].
- [58] ERSE, “INFORMAÇÃO SOBRE FACTURAÇÃO DE ENERGIA REACTIVA,” Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, 2010.
- [59] NREL, “Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States,” National Renewable Energy, Denver, 2014.
- [60] REN21, “GLOBAL STATUS REPORT RENEWABLES 2018,” REN21 Secretariat, Paris, 2018.
- [61] UFPR, “Cap 2. Estrutura Atômica e Ligações Interatômicas,” UFPR DEMEC, [Online]. Available: <http://ftp.demec.ufpr.br>. [Acesso em 31 03 2019].
- [62] A. Salam, *Unification of Fundamental Forces: The First 1988 Dirac Memorial Lecture*, Nova York: Cambridge University Press, 2005.
- [63] D. HALLIDAY, R. RESNICK e J. WALKER, *Fundamentos de Física: Eletromagnetismo*, 8 ed., vol. 3, Rio de Janeiro: Grupo Gen-LTC, 2009.
- [64] USP, “Capítulo 1: Campo Elétrico,” USP FMA, [Online]. Available: <http://www.fma.if.usp.br>. [Acesso em 15 03 2019].
- [65] D. BENÍCIO, “Camada de Valência,” TODO ESTUDO, [Online]. Available: <https://www.todoestudo.com.br>. [Acesso em 11 03 2019].
- [66] Khan Academy, “Light: Electromagnetic waves, the electromagnetic spectrum and photons,” [Online]. Available: <https://www.khanacademy.org>. [Acesso em 04 04 2019].
- [67] A. C. d. S. Dias, “EFEITO FOTOELÉTRICO,” Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018. [Online]. Available: <http://www.macaefufrj.br/>. [Acesso em 22 04 2019].

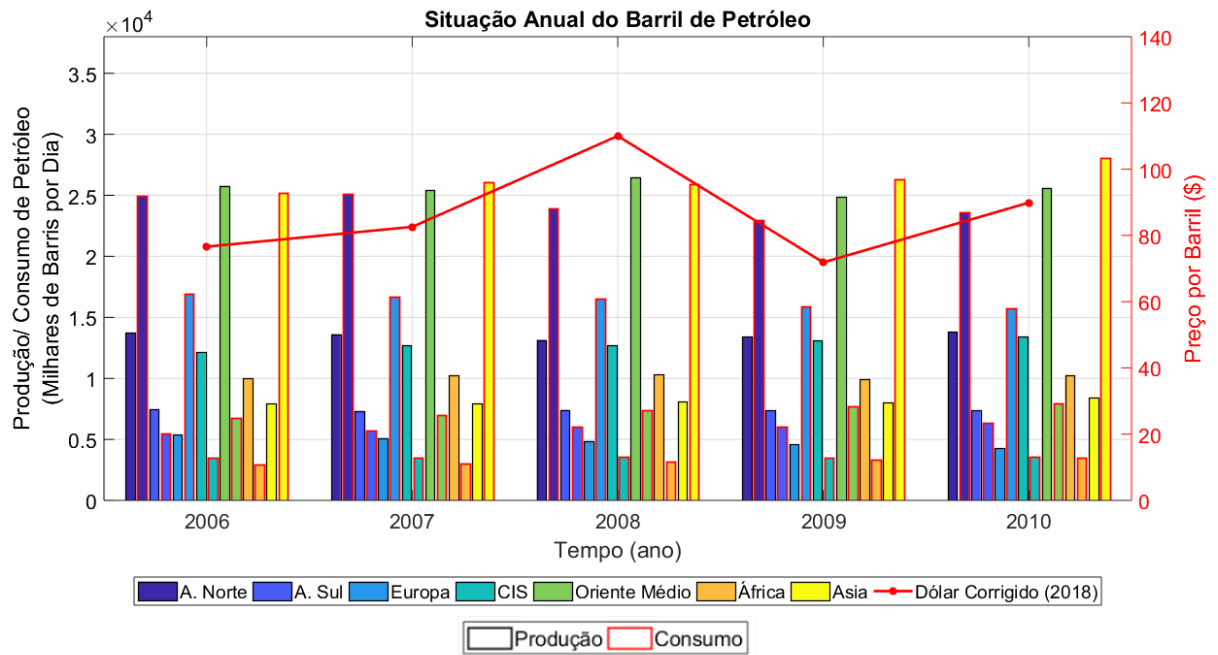
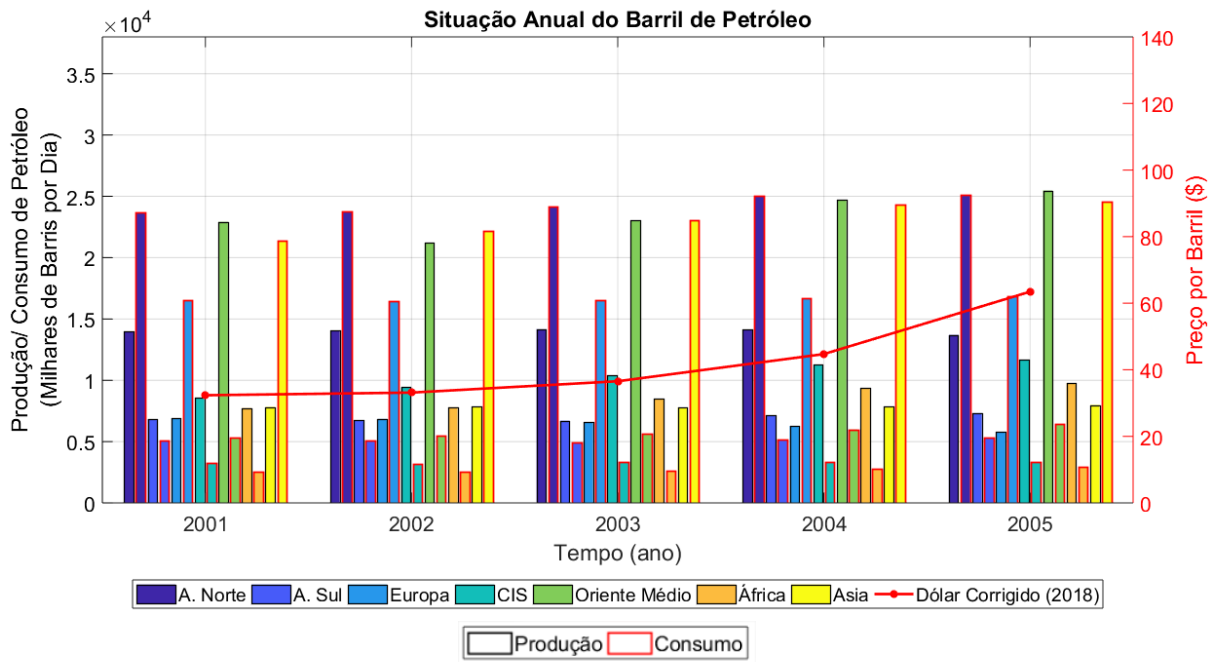
- [68] UOL EDUCAÇÃO, “Corrente elétrica - O movimento ordenado de elétrons em condutores,” Seção de Física da UOL Educação, [Online]. Available: <https://educacao.uol.com.br>. [Acesso em 13 05 2019].
- [69] LIBRETEXTS, “Bonding in Metals,” LibreTexts Chemistry, 17 06 2019. [Online]. Available: <https://chem.libretexts.org>. [Acesso em 22 07 2019].
- [70] STUDY ADDA, “12th Class Chemistry The Solid State,” Study Adda Chemistry , [Online]. Available: <https://www.studyadda.com>. [Acesso em 13 05 2019].
- [71] UNIVERSITY OF COLORADO, “Chapter 2: Semiconductor Fundamentals,” Department of Electrical, Computer, and Energy Engineering of the University of Colorado, [Online]. Available: <https://ecee.colorado.edu/>. [Acesso em 20 06 2019].

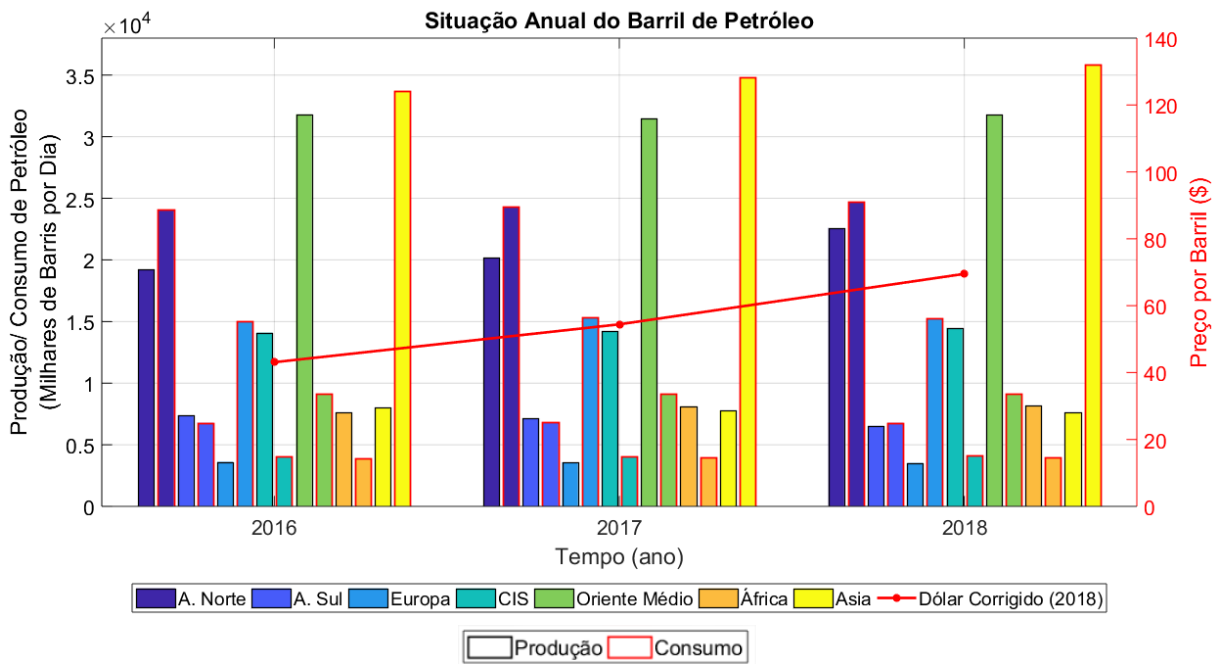
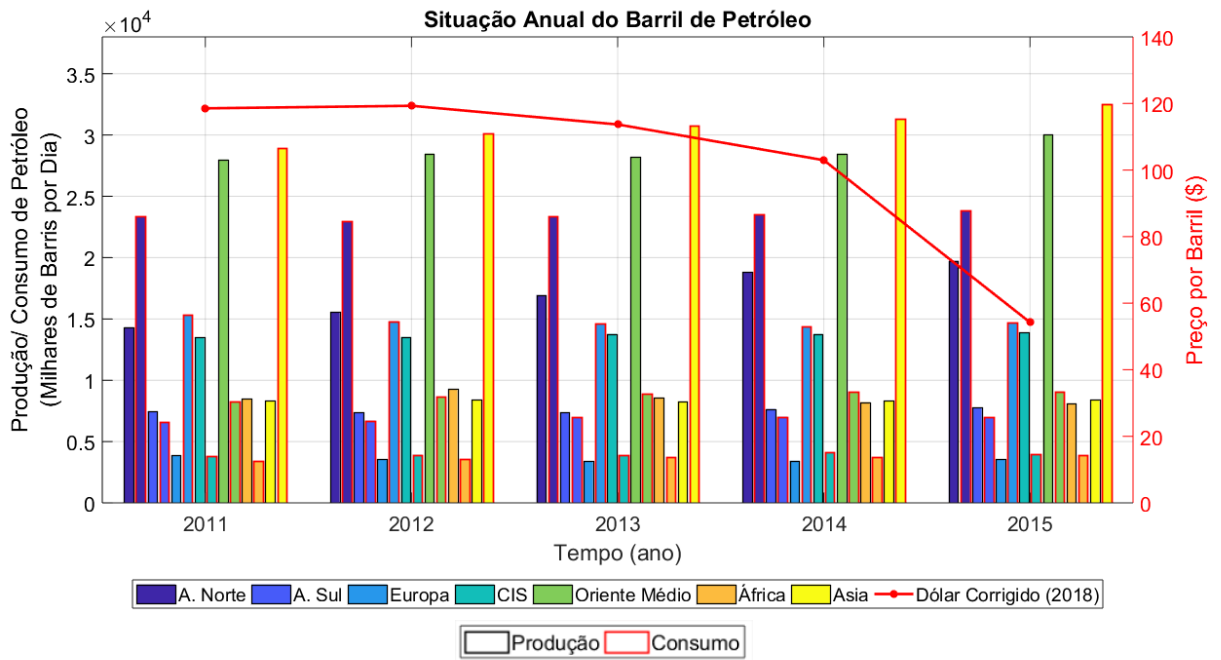
## Anexo A - Produção, Consumo e Valor do Petróleo



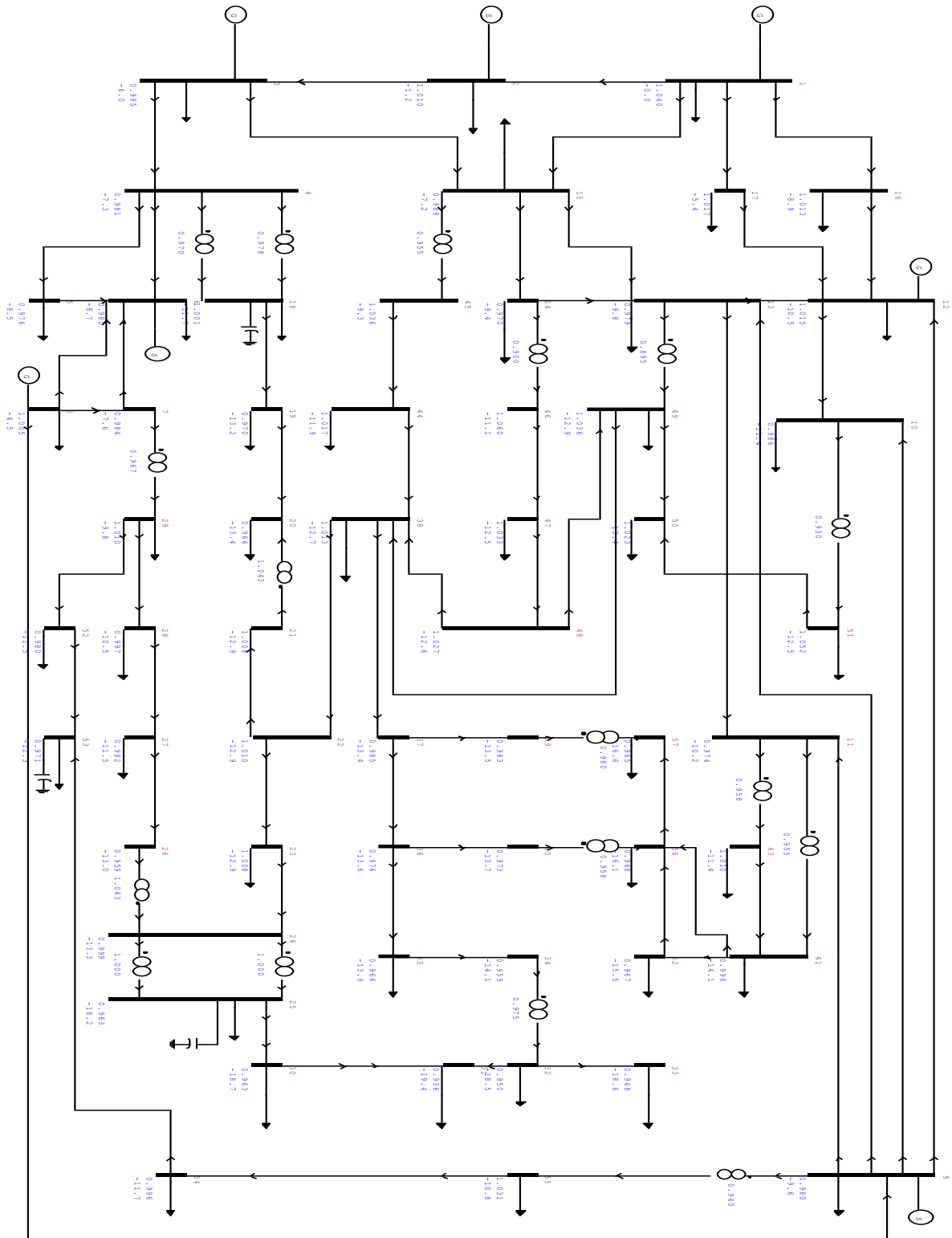




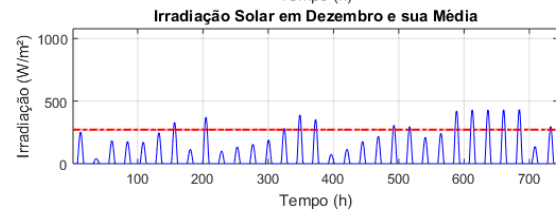
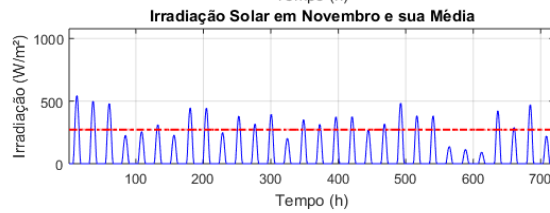
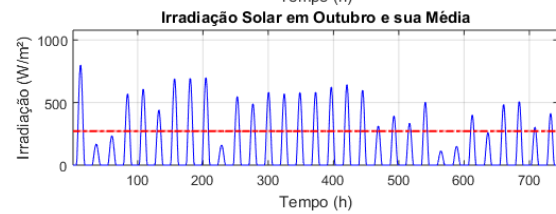
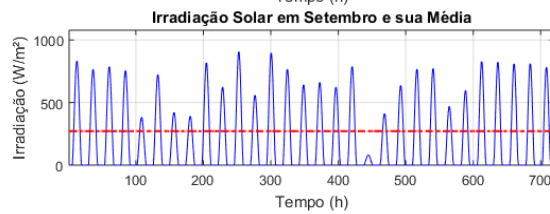
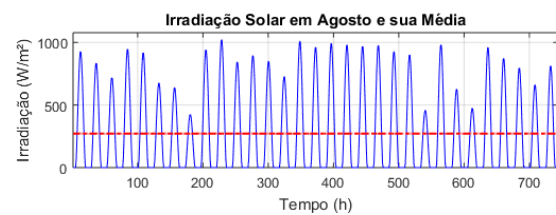
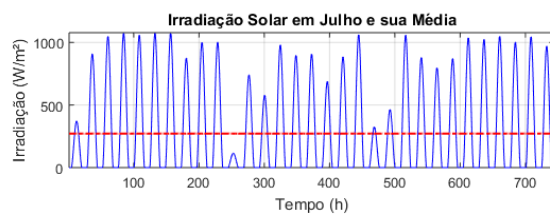
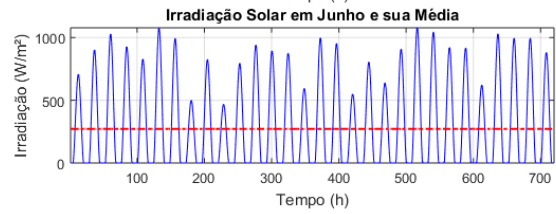
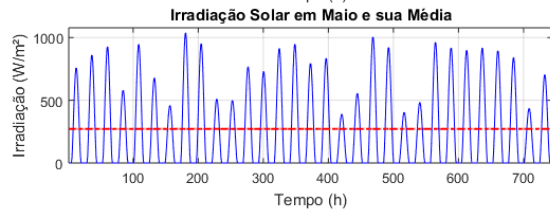
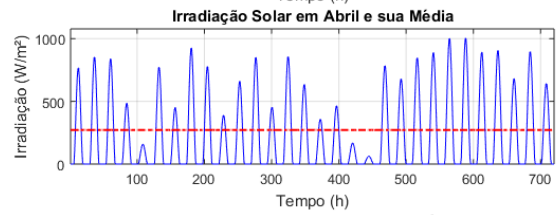
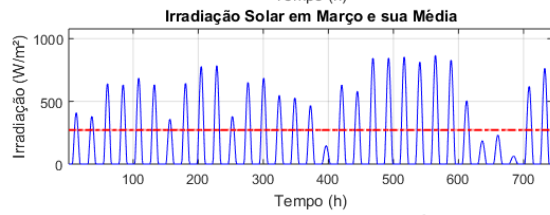
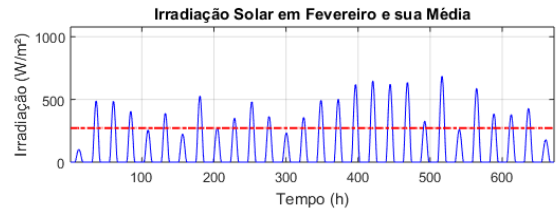
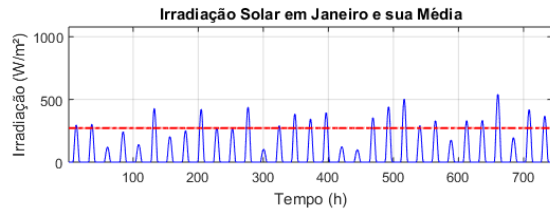


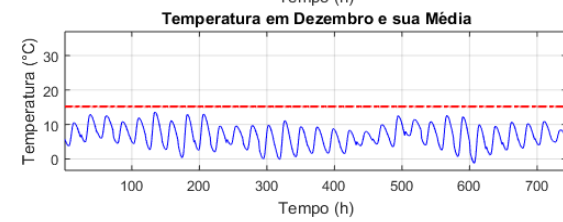
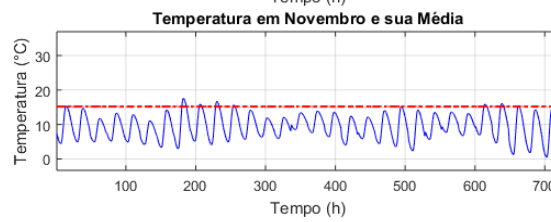
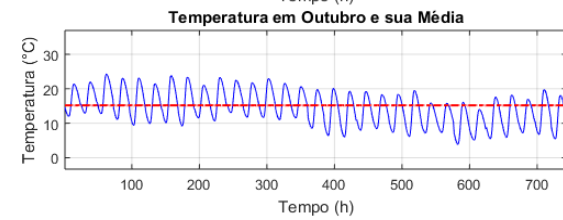
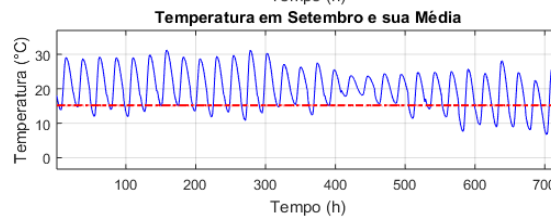
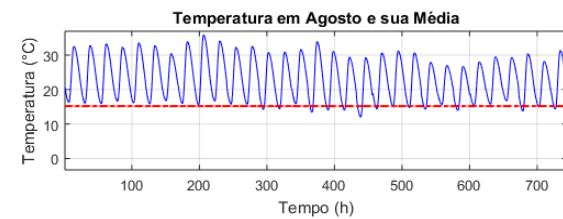
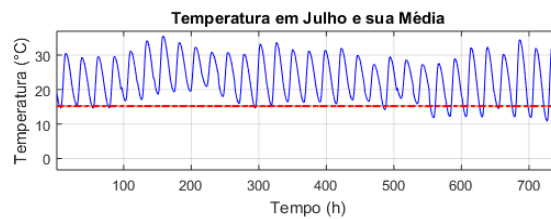
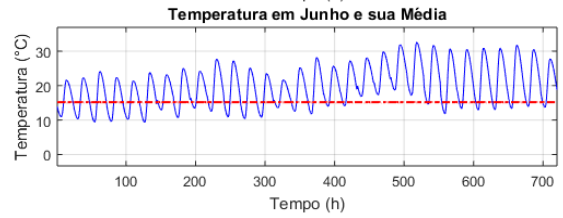
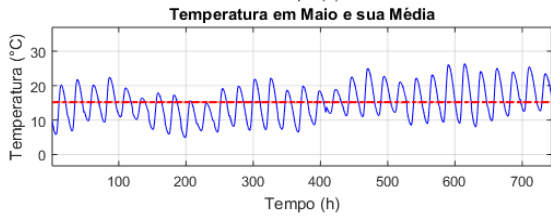
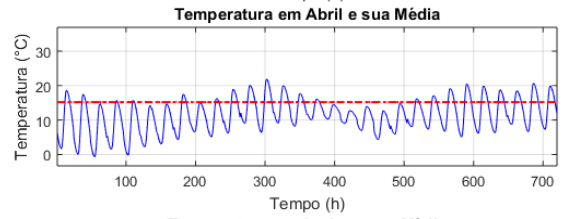
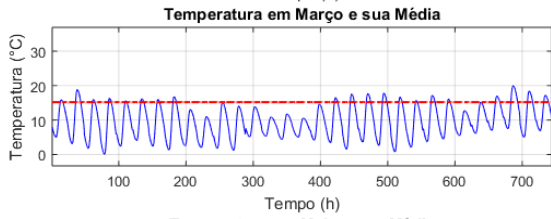
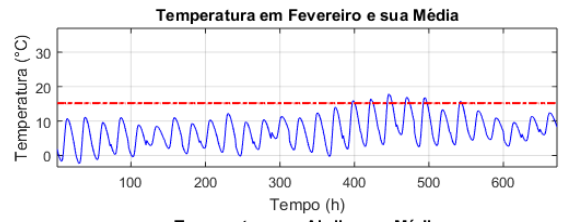
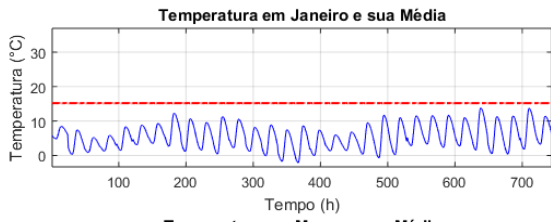


# Anexo B - Sistema IEEE57 BUS



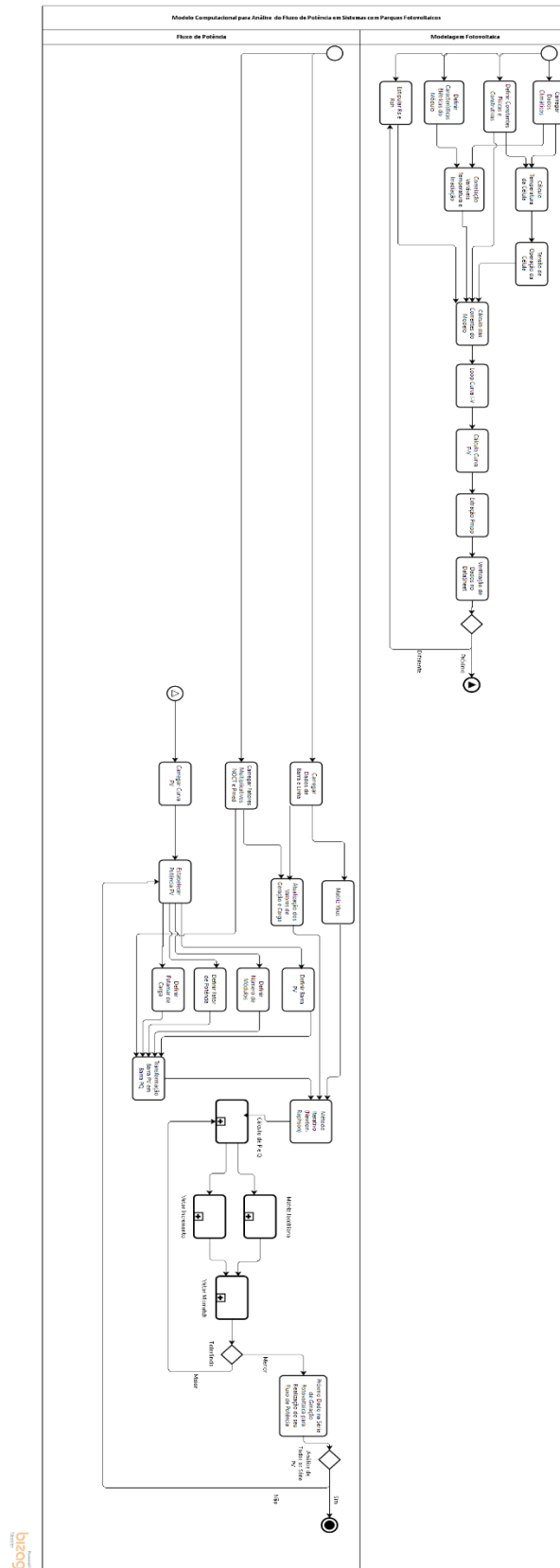
## Anexo C - Irradiância Solar e Temperatura Mensal



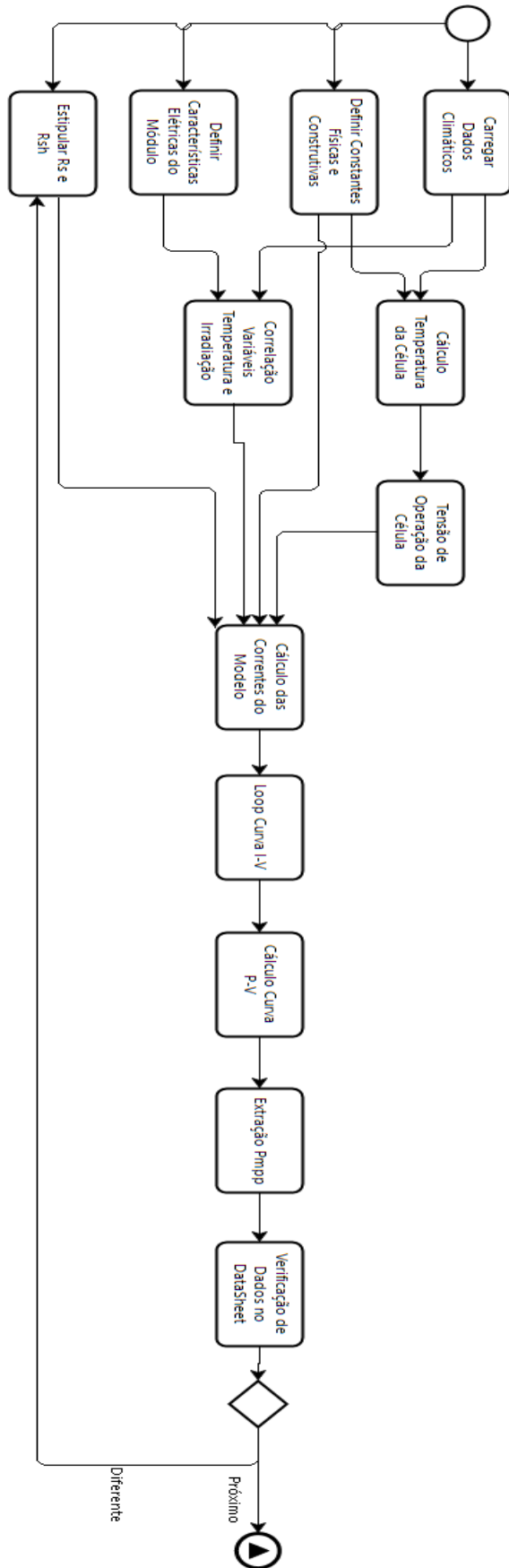


# Anexo D - Fluxograma de Formação dos Códigos

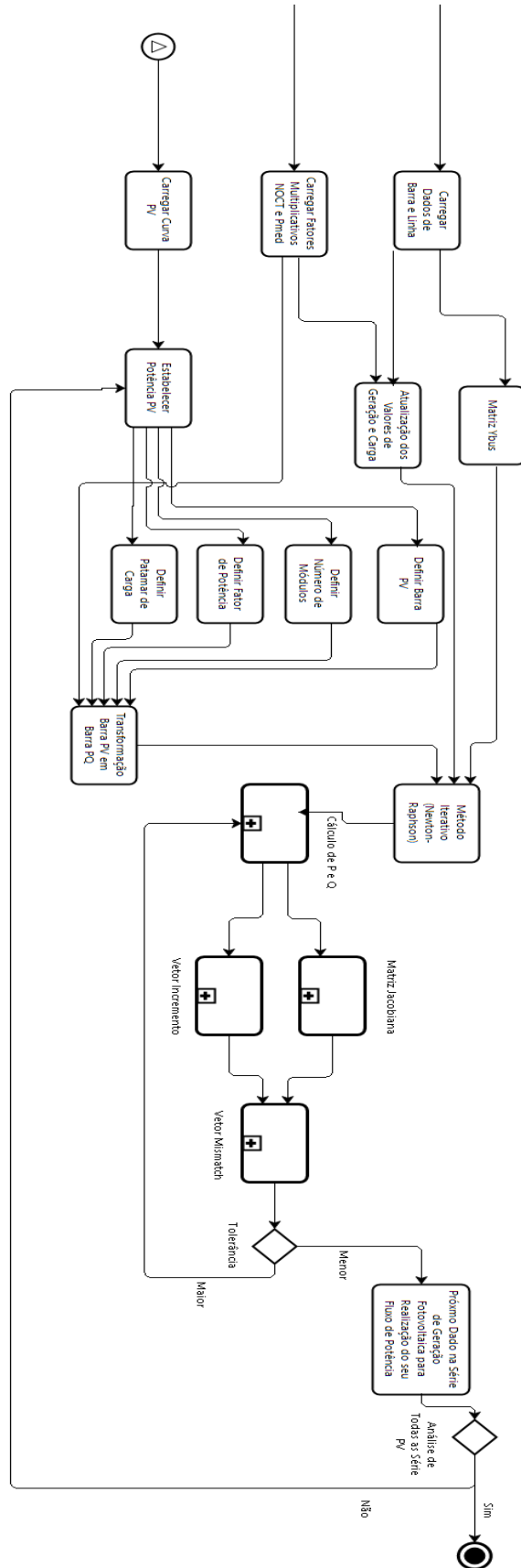
- Processo Completo



- Modelagem Fotovoltaica



- Determinação do Fluxo de Potência



## Anexo E - Validação do Código de Fluxo de Potência

- Erro Percentual da Tensão entre Dados

Barra	Tensão Simulada (Vpu)	Tensão de Referência (Vpu)	Erro Percentual da Tensão (%)	Barra	Tensão Simulada (Vpu)	Tensão de Referência (Vpu)	Erro Percentual da Tensão (%)
1	1,04000	1,04	0,00%	30	0,96266	0,963	0,04%
2	1,01000	1,01	0,00%	31	0,93593	0,936	0,01%
3	0,98500	0,985	0,00%	32	0,94988	0,95	0,01%
4	0,98078	0,981	0,02%	33	0,94758	0,948	0,04%
5	0,97650	0,976	0,05%	34	0,95920	0,959	0,02%
6	0,98000	0,98	0,00%	35	0,96621	0,966	0,02%
7	0,98420	0,984	0,02%	36	0,97583	0,976	0,02%
8	1,00500	1,005	0,00%	37	0,98489	0,985	0,01%
9	0,98000	0,98	0,00%	38	1,01281	1,013	0,02%
10	0,98624	0,986	0,02%	39	0,98282	0,983	0,02%
11	0,97396	0,974	0,00%	40	0,97281	0,973	0,02%
12	1,01500	1,015	0,00%	41	0,99622	0,996	0,02%
13	0,97889	0,979	0,01%	42	0,96653	0,967	0,05%
14	0,97018	0,97	0,02%	43	1,00956	1,01	0,04%
15	0,98803	0,988	0,00%	44	1,01680	1,017	0,02%
16	1,01337	1,013	0,04%	45	1,03601	1,036	0,00%
17	1,01745	1,017	0,04%	46	1,05980	1,06	0,02%
18	1,00066	1,001	0,03%	47	1,03325	1,033	0,02%
19	0,97016	0,97	0,02%	48	1,02735	1,027	0,03%
20	0,96379	0,964	0,02%	49	1,03625	1,036	0,02%
21	1,00850	1,008	0,05%	50	1,02334	1,023	0,03%
22	1,00974	1,01	0,03%	51	1,05226	1,052	0,02%
23	1,00833	1,008	0,03%	52	0,98037	0,98	0,04%
24	0,99923	0,999	0,02%	53	0,97095	0,971	0,01%
25	0,98252	0,983	0,05%	54	0,99632	0,996	0,03%
26	0,95882	0,959	0,02%	55	1,03079	1,031	0,02%
27	0,98154	0,982	0,05%	56	0,96837	0,968	0,04%
28	0,99668	0,997	0,03%	57	0,96483	0,965	0,02%
29	1,01022	1,01	0,02%	-	-	-	-

- Erro Percentual do Ângulo entre Dados

Barra	Ângulo Simulado (°)	Ângulo de Referência (°)	Erro Percentual do Ângulo (%)	Barra	Ângulo Simulado (°)	Ângulo de Referência (°)	Erro Percentual do Ângulo (%)
1	0,00000	0	0,00%	30	-18,71961	-19	1,48%
2	-1,18816	-1,2	0,99%	31	-19,38375	-19	2,02%
3	-5,98812	-6	0,20%	32	-18,51228	-19	2,57%
4	-7,33736	-7,3	0,51%	33	-18,55195	-19	2,36%
5	-8,54640	-8,5	0,55%	34	-14,14896	-14	1,06%
6	-8,67411	-8,7	0,30%	35	-13,90619	-14	0,67%
7	-7,60139	-7,6	0,02%	36	-13,63481	-14	2,61%
8	-4,47790	-4,5	0,49%	37	-13,44592	-13	3,43%
9	-9,58466	-9,6	0,16%	38	-12,73462	-13	2,04%
10	-11,44965	-11	4,09%	39	-13,49103	-13	3,78%
11	-10,19324	-10	1,93%	40	-13,65823	-14	2,44%
12	-10,47120	-10	4,71%	41	-14,07667	-14	0,55%
13	-9,80351	-9,8	0,04%	42	-15,53278	-16	2,92%
14	-9,35030	-9,4	0,53%	43	-11,35438	-11	3,22%
15	-7,19017	-7,2	0,14%	44	-11,85646	-12	1,20%
16	-8,85893	-8,9	0,46%	45	-9,27009	-9,3	0,32%
17	-5,39589	-5,4	0,08%	46	-11,11606	-11	1,06%
18	-11,72963	-12	2,25%	47	-12,51159	-13	3,76%
19	-13,22650	-13	1,74%	48	-12,61065	-13	2,99%
20	-13,44431	-13	3,42%	49	-12,93607	-13	0,49%
21	-12,92900	-13	0,55%	50	-13,41270	-13	3,17%
22	-12,87431	-13	0,97%	51	-12,53339	-13	3,59%
23	-12,93955	-13	0,46%	52	-11,49755	-11	4,52%
24	-13,29213	-13	2,25%	53	-12,25258	-12	2,10%
25	-18,17320	-18	0,96%	54	-11,70965	-12	2,42%
26	-12,98126	-13	0,14%	55	-10,80112	-11	1,81%
27	-11,51361	-12	4,05%	56	-16,06506	-16	0,41%
28	-10,48160	-10	4,82%	57	-16,58369	-17	2,45%
29	-9,77177	-9,8	0,29%	-	-	-	-

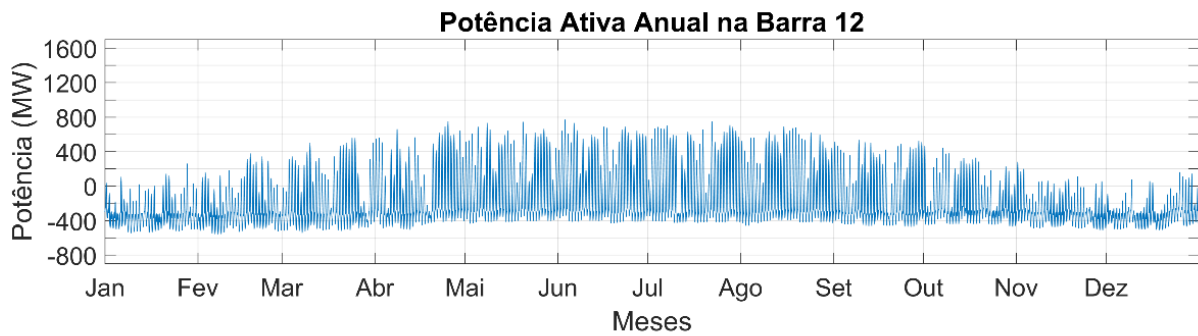
## Anexo F - Transformação da Barra PV em -PQ

- Diferença Percentual da Tensão entre Dados

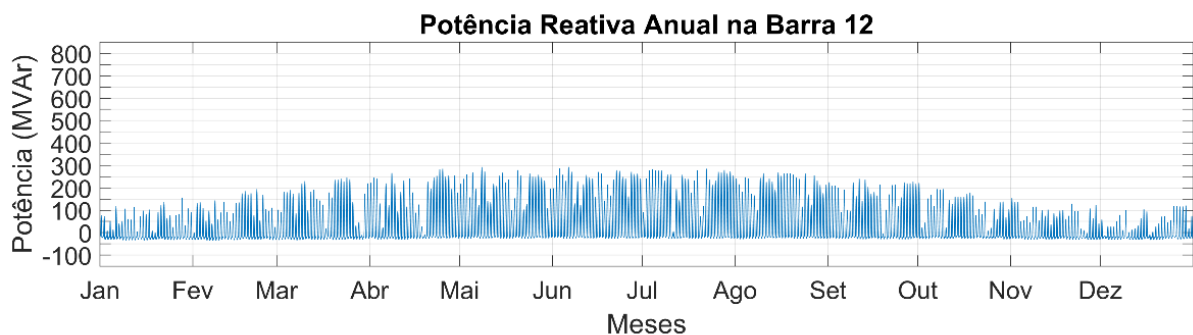
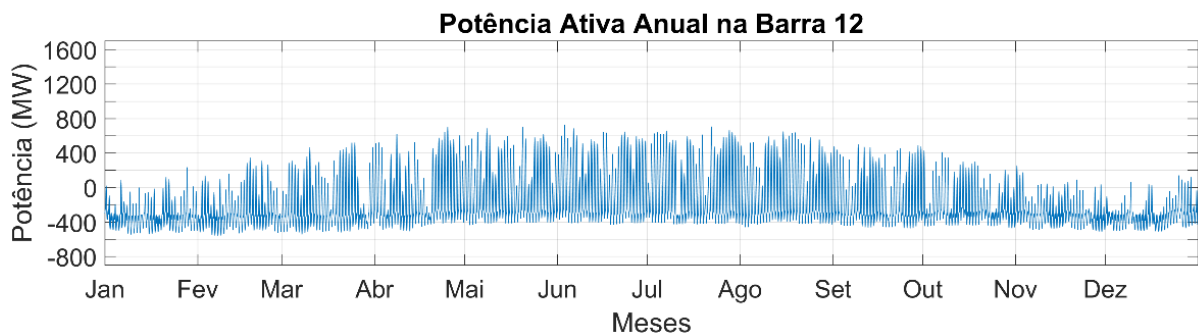
Barra	Tensão PV	Tensão B8 -PQ	Tensão B12 - PQ	Diferença Percentual B8 -PQ	Diferença Percentual B12 -PQ	Barra	Tensão PV	Tensão B8 -PQ	Tensão B12 - PQ	Diferença Percentual B8 -PQ	Diferença Percentual B12 -PQ
1	1,040	1,040	1,040	-	-	30	0,963	0,960	0,950	0,2944%	1,2963%
2	1,010	1,010	1,010	-	-	31	0,936	0,933	0,922	0,2658%	1,4407%
3	0,985	0,985	0,985	-	-	32	0,950	0,948	0,936	0,1909%	1,4960%
4	0,981	0,981	0,981	0,0013%	0,0168%	33	0,948	0,946	0,933	0,1919%	1,5033%
5	0,976	0,976	0,976	0,0003%	0,0060%	34	0,959	0,958	0,945	0,1058%	1,4819%
6	0,980	0,980	0,980	-	-	35	0,966	0,965	0,952	0,0965%	1,4688%
7	0,984	0,977	0,984	0,7116%	0,0654%	36	0,976	0,975	0,962	0,0892%	1,4452%
8	1,005	0,992	1,005	1,2564%	-	37	0,985	0,984	0,971	0,0854%	1,4304%
9	0,980	0,980	0,980	-	-	38	1,013	1,012	0,999	0,0779%	1,3944%
10	0,986	0,986	0,963	0,0068%	2,3955%	39	0,983	0,982	0,969	0,0847%	1,4314%
11	0,974	0,974	0,964	0,0100%	0,9936%	40	0,973	0,972	0,959	0,0877%	1,4434%
12	1,015	1,015	0,972	-	4,2490%	41	0,996	0,996	0,985	0,0290%	1,1508%
13	0,979	0,979	0,961	0,0135%	1,7980%	42	0,967	0,966	0,954	0,0420%	1,2845%
14	0,970	0,970	0,957	0,0204%	1,3780%	43	1,010	1,009	0,999	0,0152%	1,0400%
15	0,988	0,988	0,980	0,0129%	0,7922%	44	1,017	1,016	1,004	0,0639%	1,2684%
16	1,013	1,013	0,982	0,0003%	3,0537%	45	1,036	1,036	1,026	0,0336%	0,9804%
17	1,017	1,017	1,001	0,0004%	1,5796%	46	1,060	1,059	1,045	0,0358%	1,4079%
18	1,001	1,001	0,999	0,0109%	0,1523%	47	1,033	1,033	1,018	0,0530%	1,4580%
19	0,970	0,970	0,964	0,0457%	0,6025%	48	1,027	1,027	1,012	0,0595%	1,4645%
20	0,964	0,963	0,955	0,0672%	0,8832%	49	1,036	1,036	1,019	0,0454%	1,6783%
21	1,008	1,008	0,996	0,0948%	1,2833%	50	1,023	1,023	1,003	0,0342%	1,9883%
22	1,010	1,009	0,996	0,0997%	1,3471%	51	1,052	1,052	1,028	0,0117%	2,3170%
23	1,008	1,007	0,995	0,1116%	1,3309%	52	0,980	0,975	0,979	0,5420%	0,1293%
24	0,999	0,996	0,989	0,3108%	1,0122%	53	0,971	0,966	0,970	0,4783%	0,1136%
25	0,983	0,980	0,971	0,3000%	1,2163%	54	0,996	0,994	0,996	0,2690%	0,0623%
26	0,959	0,956	0,950	0,3436%	0,9402%	55	1,031	1,030	1,031	0,0750%	0,0149%
27	0,982	0,976	0,977	0,5449%	0,4489%	56	0,968	0,968	0,955	0,0529%	1,3383%
28	0,997	0,991	0,994	0,6092%	0,2670%	57	0,965	0,964	0,951	0,0604%	1,3844%
29	1,010	1,004	1,009	0,6430%	0,1548%	-	-	-	-	-	-

## Anexo G - Potências na Barra Fotovoltaica por Caso

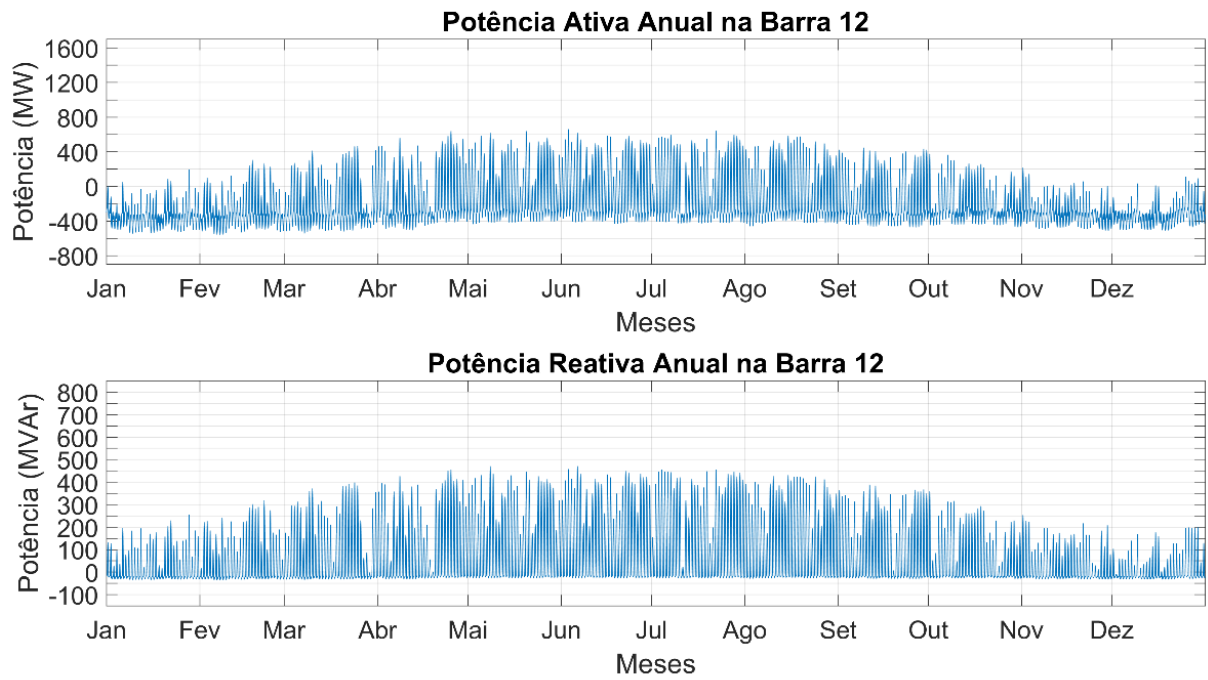
- Caso 1.1.1



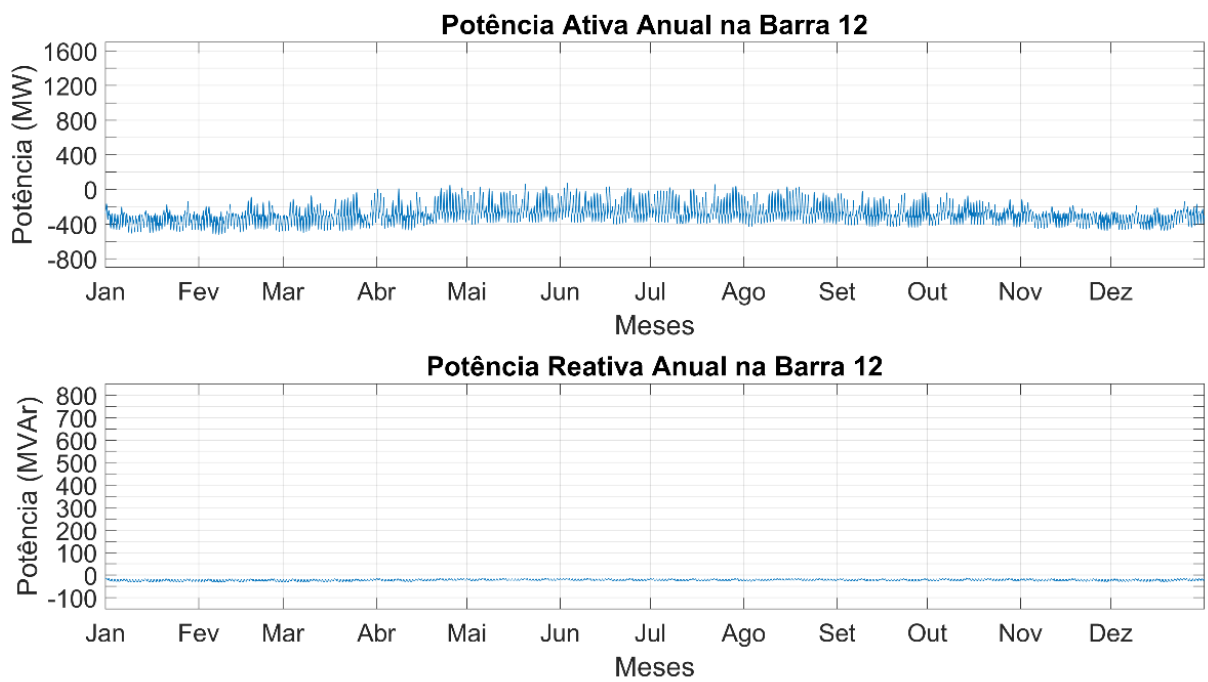
- Caso 1.1.2



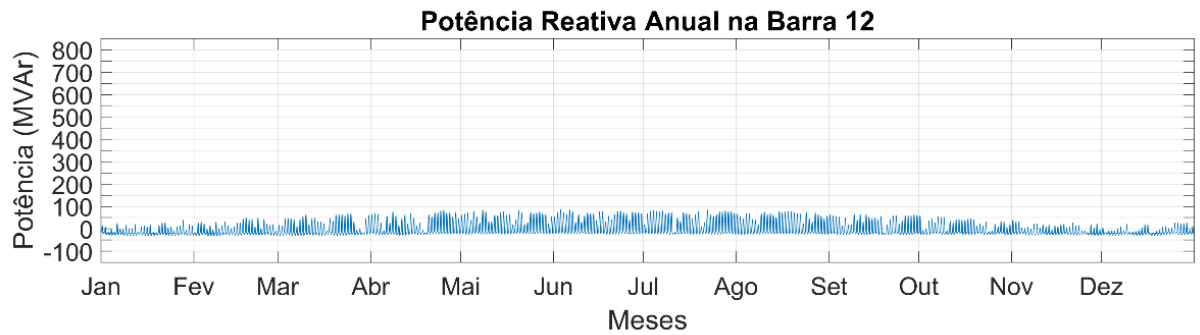
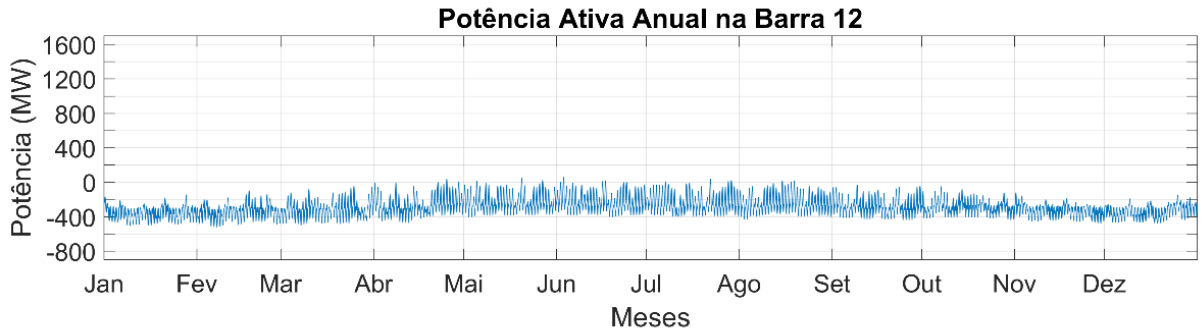
- Caso 1.1.3



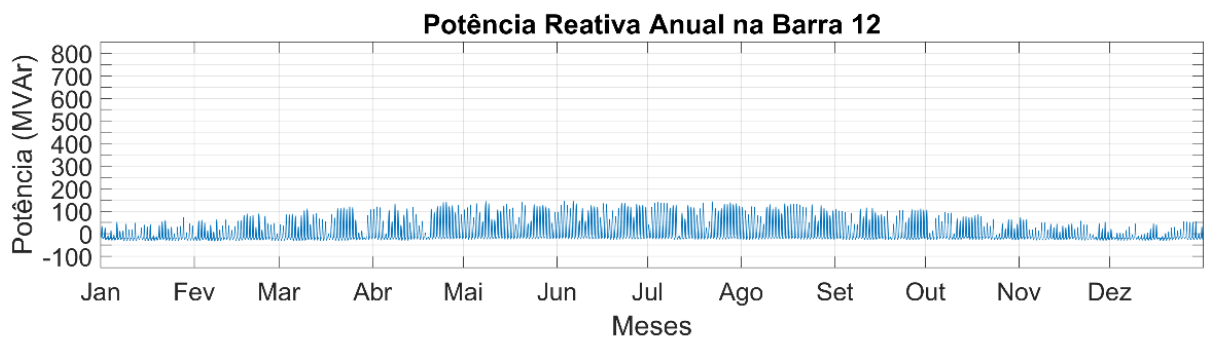
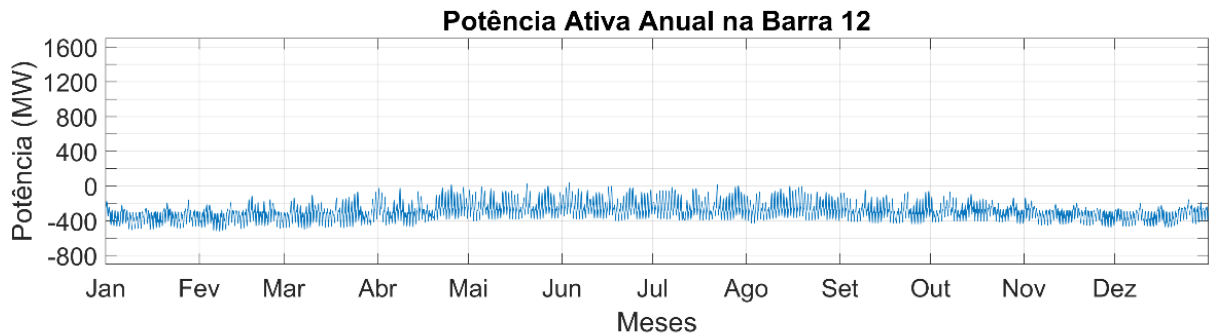
- Caso 1.2.1



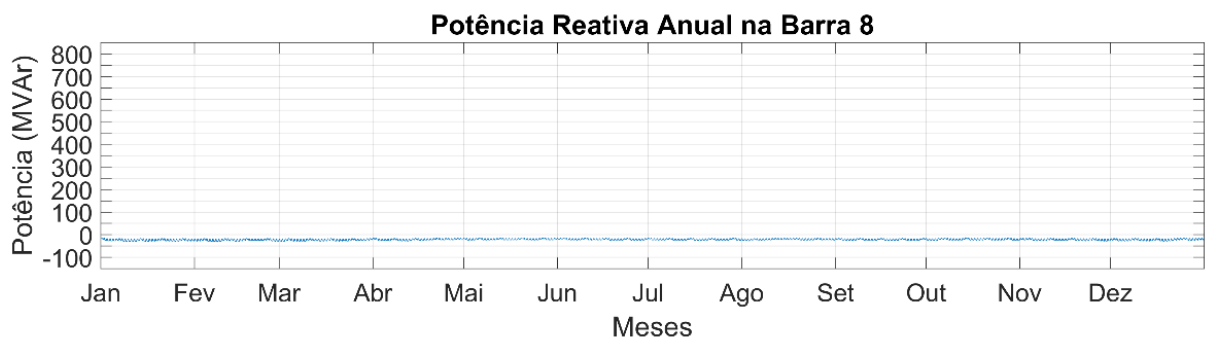
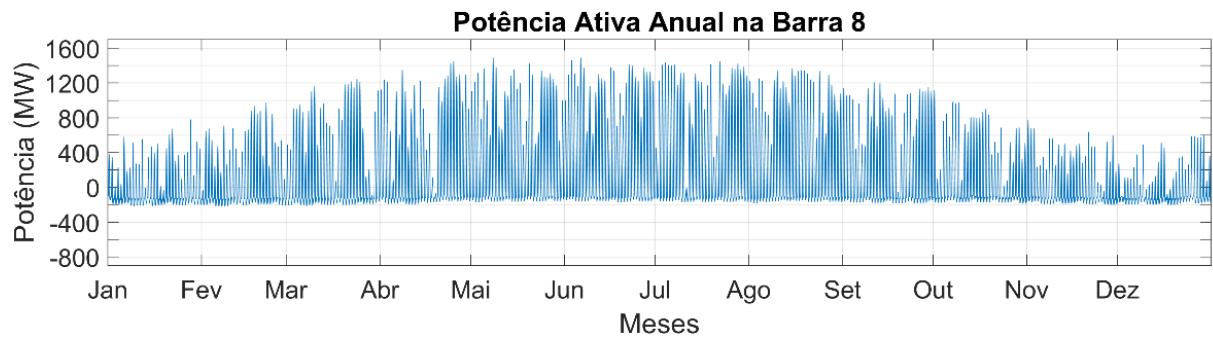
- Caso 1.2.2



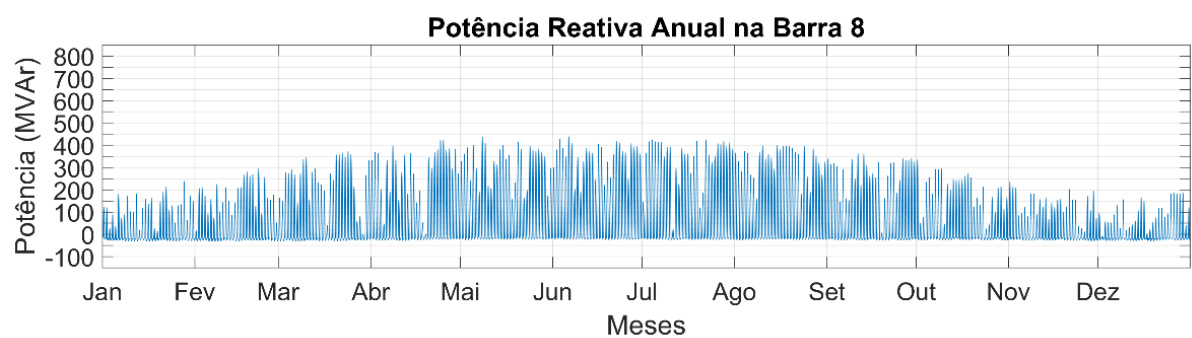
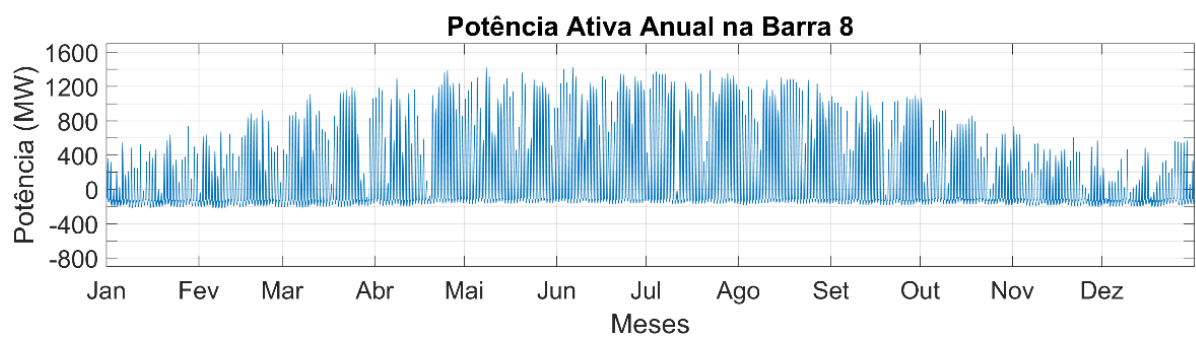
- Caso 1.2.3



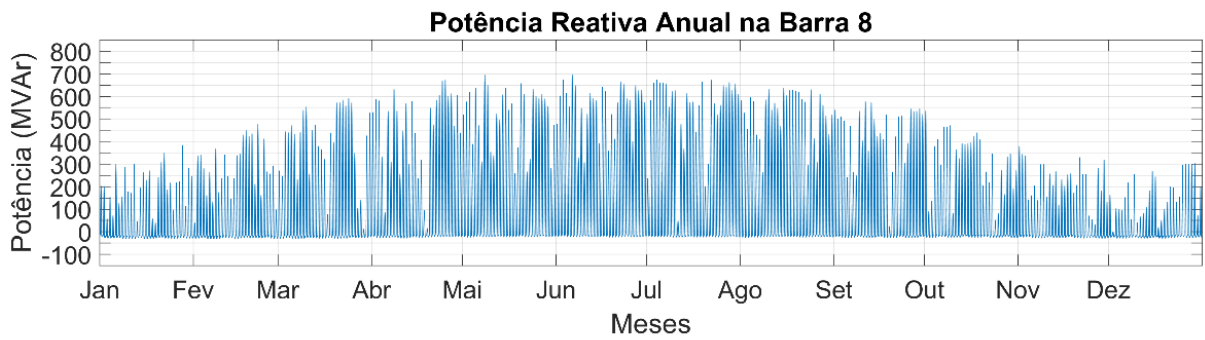
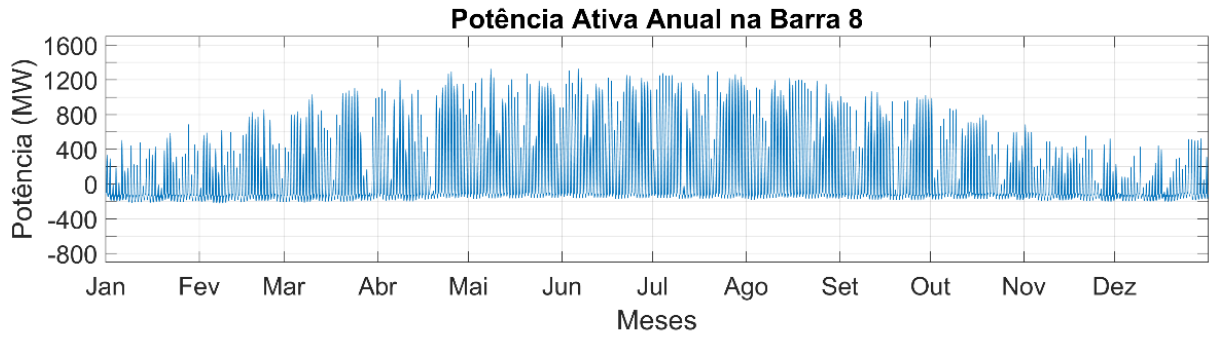
- Caso 2.1.1



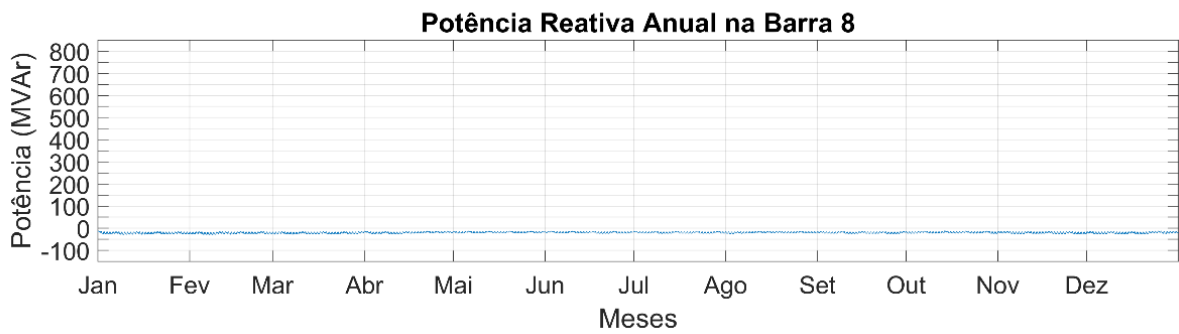
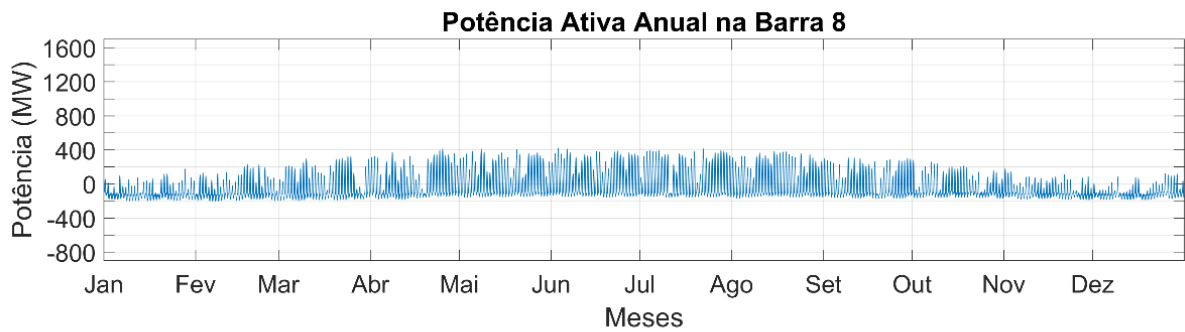
- Caso 2.1.2



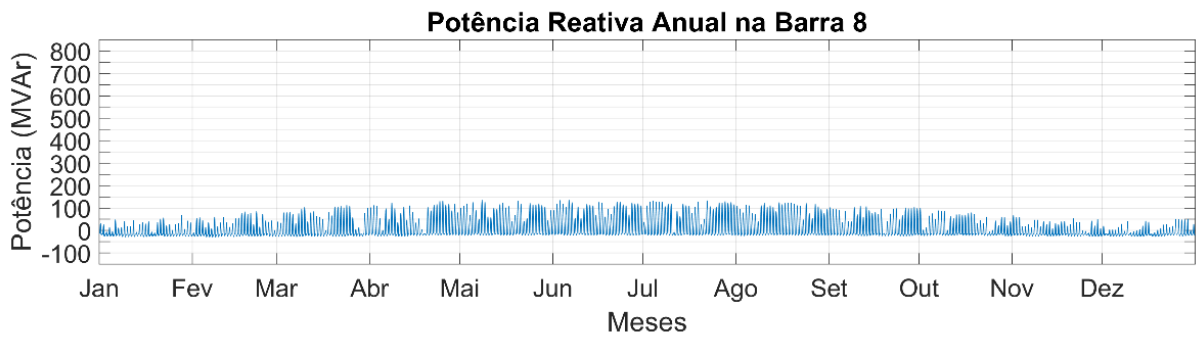
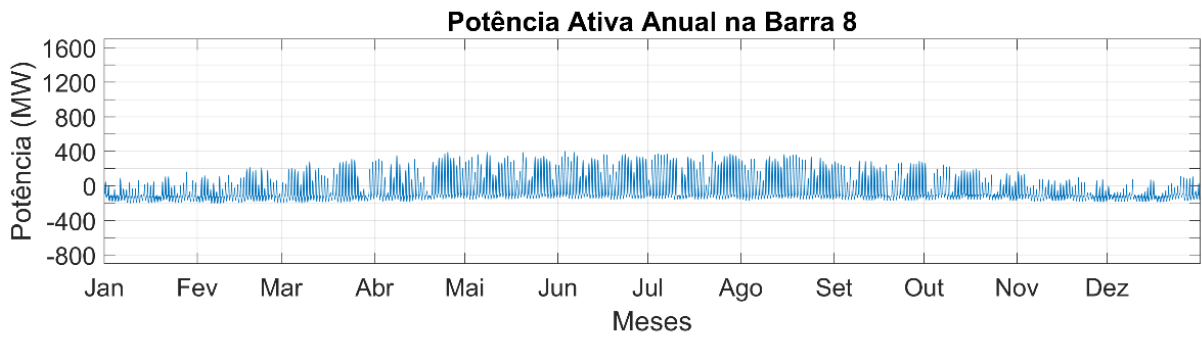
- Caso 2.1.3



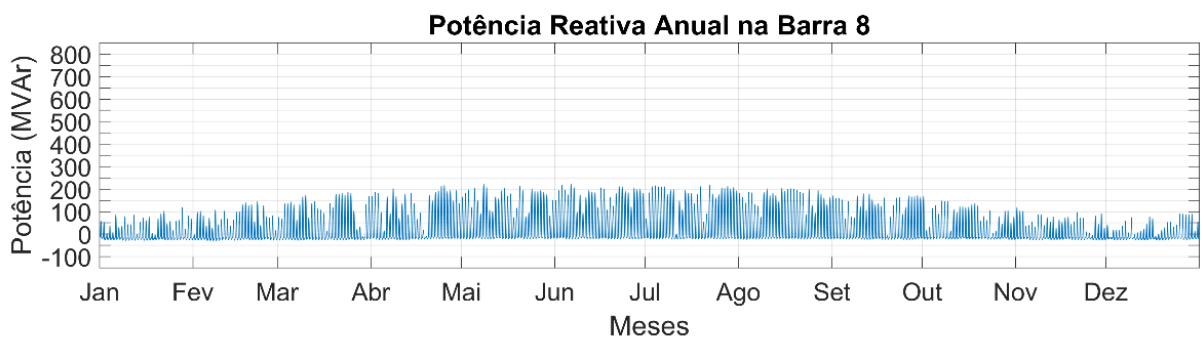
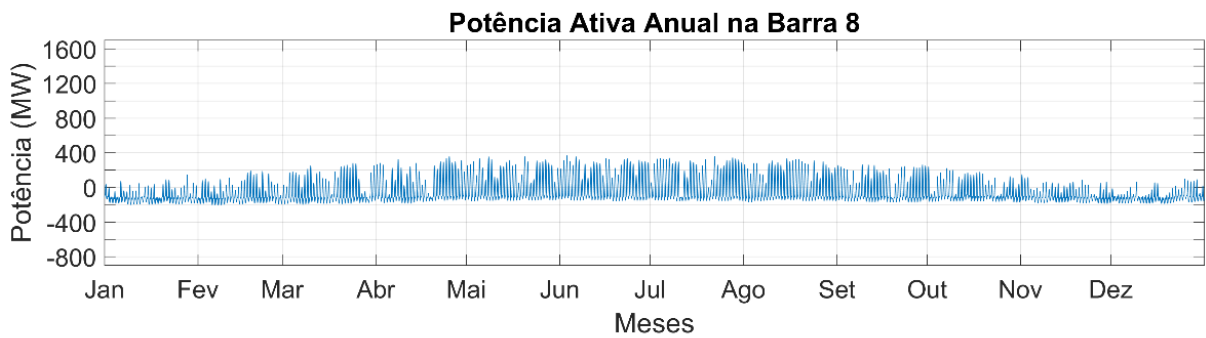
- Caso 2.2.1



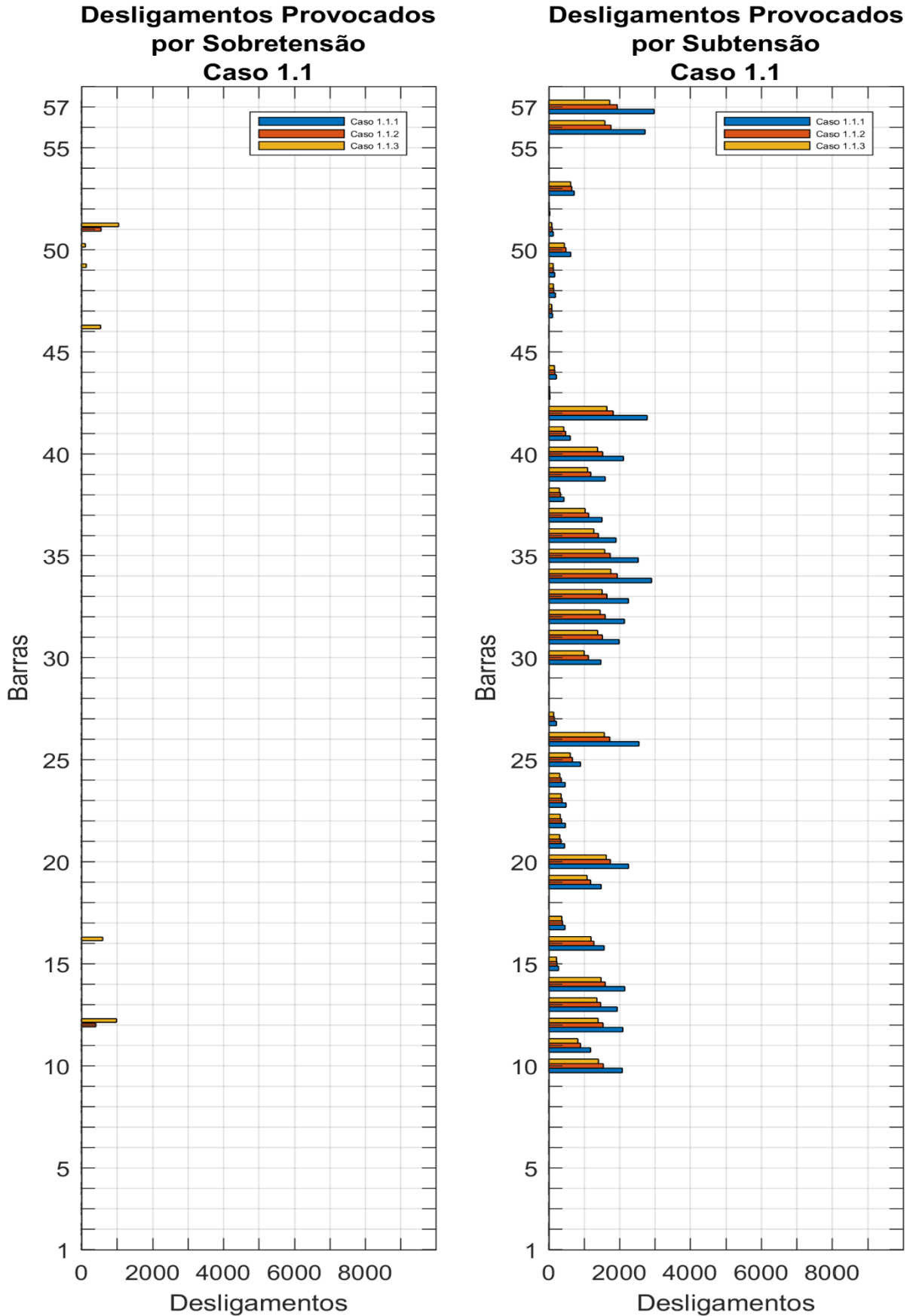
- Caso 2.2.2



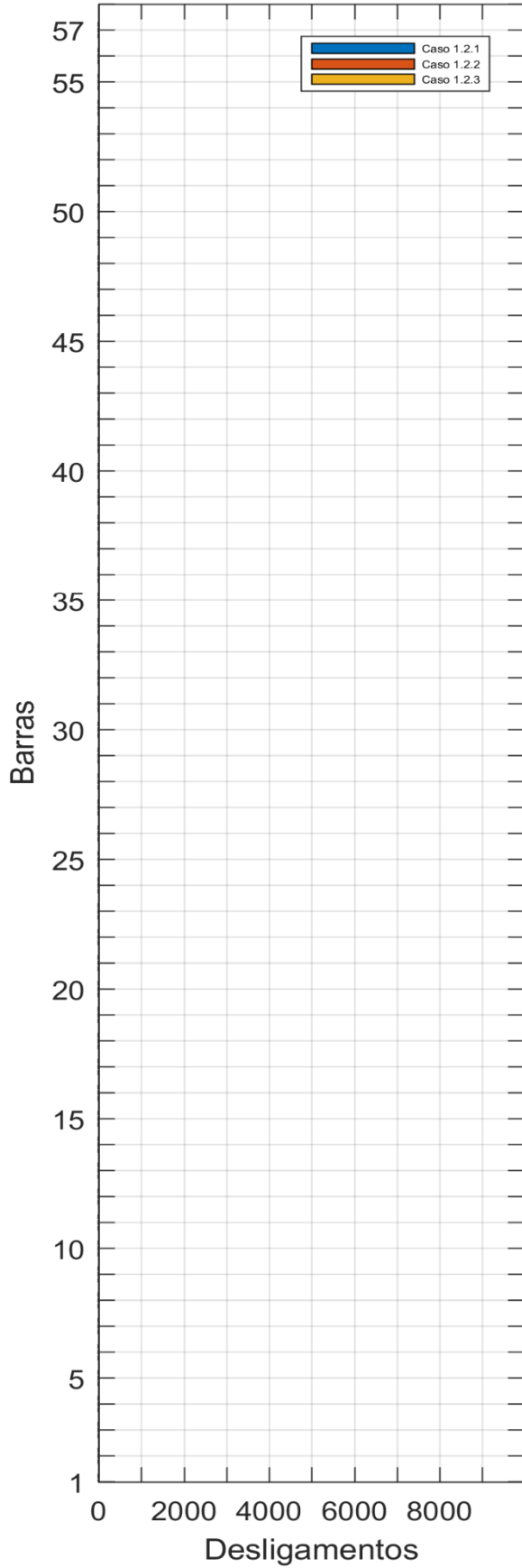
- Caso 2.2.3



## Anexo H - Desligamentos por Barra para Cada Caso



**Desligamentos Provocados por Sobretensão  
Caso 1.2**



**Desligamentos Provocados por Subtensão  
Caso 1.2**

