



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Alexia Peres

**Análise em Regime Permanente dos Impactos da Inserção de Energia  
Proveniente da Micro e Minigeração Distribuída Fotovoltaica no Sistema da  
Região Sul do Brasil**

Florianópolis  
2024

Alexia Peres

**Análise em Regime Permanente dos Impactos da Inserção de Energia  
Proveniente da Micro e Minigeração Distribuída Fotovoltaica no Sistema da  
Região Sul do Brasil**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.  
Orientadora: Katia Campos de Almeida, PhD.

Florianópolis  
2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.  
Dados inseridos pelo próprio autor.

Peres, Alexia

Análise em Regime Permanente dos Impactos da Inserção de Energia Proveniente da Micro e Minigeração Distribuída Fotovoltaica no Sistema da Região Sul do Brasil / Alexia Peres ; orientadora, Katia Campos de Almeida, 2024.

93 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Engenharia Elétrica. 4. Geração Fotovoltaica. I. Almeida, Katia Campos de. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Alexia Peres

**Análise em Regime Permanente dos Impactos da Inserção de Energia Proveniente da Micro e Minigeração Distribuída Fotovoltaica no Sistema da Região Sul do Brasil**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 14 de agosto de 2024.



Documento assinado digitalmente  
**Miguel Moreto**  
Data: 16/08/2024 13:02:07-0300  
CPF: \*\*\*.850.100-\*\*  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

**Prof. Miguel Moreto, Dr.**  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



Documento assinado digitalmente  
**Katia Campos de Almeida**  
Data: 15/08/2024 10:20:28-0300  
CPF: \*\*\*.911.516-\*\*  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

**Profª. Katia Campos de Almeida, PhD.**  
Orientadora  
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente  
**Antonio Felipe da Cunha de Aquino**  
Data: 15/08/2024 12:15:50-0300  
CPF: \*\*\*.652.117-\*\*  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

**Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, DSc.**  
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente  
**HELENA FLAVIA NASPOLINI**  
Data: 16/08/2024 17:57:20-0300  
CPF: \*\*\*.588.109-\*\*  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

**Profª Helena Flávia Naspolini, Dr.**  
Universidade Federal de Santa Catarina

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais, Liliana e Elton, e ao meu namorado Felipe por todo apoio que me deram ao longo dessa jornada.

À Professora Katia pela paciência e pelos ensinamentos.

À banca, por aceitarem participar da avaliação desse trabalho.

## RESUMO

Tendo em vista o aumento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) na região Sul, o estudo do impacto que essa geração tem na operação sistema elétrico se faz necessário. Neste estudo, é feita uma análise da inserção da geração oriunda de dez cidades com elevadas potências instaladas de MMGD fotovoltaicas do Sul do país, sendo a capacidade de geração em cada cidade representada por usinas fotovoltaicas (UFV) equivalentes. A geração fotovoltaica de cada usina equivalente é calculada a partir de dados de temperatura e irradiância fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), empregando-se o modelo dos cinco parâmetros para a célula fotovoltaica. O sistema de transmissão Sul é representado por um sistema equivalente de 38 barras, formado por linhas de 525, 230 e 138 kV. O estudo é feito tendo como base para os dados climáticos um dia de inverno e um de verão, no ano de 2023. A simulação é feita usando um programa computacional que soluciona o Fluxo de Potência Ótimo, para que assim seja possível analisar indicadores como tensões nas barras de geração, a contribuição dos geradores do sistema, o fluxo de potência entre as áreas e suas perdas e as perdas nas linhas de transmissão.

**Palavras-chave:** Geração Fotovoltaica. Fluxo de Potência Ótimo. Micro e Minigeração Distribuída.

## **ABSTRACT**

With the increase of Micro- and Mini-Distributed Generation (MMDG) in the Brazilian Southern region, it becomes necessary to analyze the impact of such generation on the operation of the power system. This study analyzes the integration of generation from ten cities with high installed capacity of photovoltaic MMDG in the South of Brazil, using equivalent photovoltaic plants (UFV). The photovoltaic generation of each equivalent plant is obtained using a five-parameter model to represent the photovoltaic cell and using temperature and irradiance data provided by the National Institute of Meteorology (INMET). The Southern system transmission is represented by an equivalent system of 38 buses, consisting of 525, 230, and 138 kV lines. The analysis is based on climatic data from one winter day and one summer day in 2023. The simulation is conducted using a computational program that solves the Optimal Power Flow, allowing the analysis of indicators such as voltage at generation buses, the contribution of system generators, power flow between areas and their losses, as well as losses in transmission lines.

**Keywords:** Photovoltaic Generation. Optimal Power Flow. Distributed Generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (junho/2024). . . . .	15
Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica da Região Sul (julho/2024). . . . .	16
Figura 3 – Componentes da radiação solar. . . . .	18
Figura 4 – (a) Ângulos $\theta_z$ , $\alpha$ e $\gamma_s$ ; (b) Ângulos $\gamma$ , $\gamma_s$ e $\theta$ , com relação a uma superfície com inclinação $\beta$ . . . . .	21
Figura 5 – Materiais semicondutores em três situações: inicialmente separados, unidos para formar uma junção e por fim, a junção exposta à luz para gerar corrente elétrica. . . . .	24
Figura 6 – Várias células fotovoltaicas (em inglês, <i>Cell</i> ) formam um módulo (em inglês, <i>Module</i> ) e vários módulos formam um arranjo (em inglês, <i>Array</i> ). . . . .	25
Figura 7 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica. . . . .	26
Figura 8 – Curva característica $I - V$ e curva de potência $P - V$ para um módulo com potência nominal de 100Wp. Na curva, estão destacados a corrente de curto-circuito $I_{sc}$ , a tensão de circuito aberto $V_{oc}$ e o ponto de máxima potência ( $V_{mp}$ , $I_{mp}$ ). . . . .	27
Figura 9 – Curva de eficiência do inversor Sunny Tripower 25000TL. . . . .	29
Figura 10 – Curva de eficiência do inversor Sunny Tripower 25000TL (em azul) e a curva analítica obtida (em vermelho). . . . .	30
Figura 11 – Diagrama unifilar representando uma barra genérica $i$ . . . . .	32
Figura 12 – Curvas de Irradiância para cada cidade. . . . .	41
Figura 13 – Geração UFV de Florianópolis-SC, Maringá-PR, Curitiba-PR e Porto Alegre-RS, para verão (em vermelho) e inverno (azul) durante quatorze horas dos dias analisados. . . . .	42
Figura 14 – Geração UFV de Londrina-PR, Caxias do Sul-RS, Toledo-PR e Cascavel-PR, para verão (em vermelho) e inverno (azul) durante quatorze horas dos dias analisados. . . . .	43
Figura 15 – Geração UFV de Novo Hamburgo-RS e Santa Maria-RS, para verão (em vermelho) e inverno (azul) durante quatorze horas dos dias analisados. . . . .	44
Figura 16 – Sistema de 38 barras com as UFVs . . . . .	45
Figura 17 – Geração total proveniente das UFVs ao longo das 14 horas de estudo. Em vermelho, os dados para o verão e, em azul, para o inverno. . . . .	47
Figura 18 – Curvas de Carga Horária para os dias de inverno (em azul) e verão (em vermelho). . . . .	48
Figura 19 – Geração de Potência Ativa (em laranja) e Carga Máxima (em verde) no Verão. Em tracejado, as mesmas grandezas para o caso base. . . . .	49
Figura 20 – Geração de Potência Reativa, para o Máximo Carregamento, no Verão. . . . .	50



Figura 21 – Contribuição dos geradores e das usinas fotovoltaicas na geração de potência ativa no sistema (Verão). . . . .	51
Figura 22 – Perda de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão (Verão). . . . .	52
Figura 23 – Tensões nas Barras do Sistema, para o Máximo Carregamento (Verão). Em cima, o caso base. Abaixo, cenário com UFV. . . . .	53
Figura 24 – Curvas das tensões nas barras 3 (laranja), 6 (roxo) e 31 (amarelo) para o cenário com UFVs durante o verão. Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base. . . . .	54
Figura 25 – Curvas da geração de potência ativa nos geradores das barras 1 (vermelho), 3 (amarelo), 6 (verde), 27 (azul claro), 30 (marinho) e 33 (roxo). Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base. . . . .	55
Figura 26 – Curvas da geração de potência ativa nos geradores das barras 14 (verde), 29 (azul) e 31 (roxo), na condição de máxima carga. Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base. . . . .	56
Figura 27 – Curva da geração de potência ativa na Barra de Referência (Barra 13), na condição de máximo carregamento. Em tracejado, a respectiva grandeza para o caso base. . . . .	56
Figura 28 – Curva do Fator de Potência do sistema ao longo das 14 horas. Em tracejado, o Fator de Potência do caso base. . . . .	57
Figura 29 – Fluxo de Potência entre as Áreas e Perda de Potência Ativa em cada Área. Em verde, entre áreas 1 e 2; em azul, entre áreas 2 e 3; e em roxo, entre áreas 1 e 3. . . . .	58
Figura 30 – Geração de Potência Ativa (em laranja) e Carga Máxima (em verde) no Inverno. Em tracejado, as mesmas grandezas para o caso base. . . . .	59
Figura 31 – Geração de Potência Reativa, para o Máximo Carregamento, no Inverno.	60
Figura 32 – Contribuição dos geradores e das usinas fotovoltaicas na geração de potência ativa no sistema (Inverno). . . . .	61
Figura 33 – Perda de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão (Inverno). . . . .	62
Figura 34 – Tensões nas Barras do Sistema, para o Máximo Carregamento (Inverno). Em cima, o caso base. Abaixo, cenário com UFV. . . . .	63
Figura 35 – Curvas das tensões nas barras 3 (laranja), 27 (verde) e 31 (amarelo) para o cenário com UFVs durante o inverno. Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base. . . . .	64
Figura 36 – Curvas da geração de potência ativa nos geradores das barras 1 (vermelho), 3 (amarelo), 30 (verde) e 33 (azul claro). Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base. . . . .	65
Figura 37 – Curva da geração de potência ativa na Barra de Referência (Barra 13). Em tracejado, a respectiva grandeza para o caso base. . . . .	66

Figura 38 – Curva do Fator de Potência do sistema ao longo das 14 horas. Em tracejado, o Fator de Potência do caso base. . . . .	66
Figura 39 – Fluxo de Potência e Perda entre as Áreas. Em verde, entre áreas 1 e 2; em azul, entre áreas 2 e 3; e em roxo, entre áreas 1 e 3. . . . .	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2 – Cidades com as maiores potências instaladas de geração fotovoltaica da Região Sul. . . . .	39
Tabela 3 – Principais Características do Módulo . . . . .	39
Tabela 4 – Principais Características do Inversor . . . . .	40
Tabela 5 – Quantidade de Inversores e Paineis por Cidade . . . . .	40
Tabela 6 – Comparação da potência máxima e da energia geradas por cada cidade e Fator de Carregamento (FC) . . . . .	44
Tabela 7 – Comparação entre três casos para o verão, às 13 h. . . . .	49
Tabela 8 – Máximo Carregamento e Perdas de Transmissão . . . . .	68
Tabela 9 – Soma dos Desvios Quadráticos das Tensões em Relação a 1 pu . . . . .	68
Tabela 10 – Dados das Barras do Sistema . . . . .	80
Tabela 11 – Dados das Linhas de Transmissão do Sistema . . . . .	81
Tabela 12 – Limites do Sistema . . . . .	82
Tabela 13 – Fator de Carga Horário para cada Cenário . . . . .	83
Tabela 14 – Parâmetros para Florianópolis . . . . .	84
Tabela 15 – Parâmetros para Curitiba . . . . .	84
Tabela 16 – Parâmetros para Caxias do Sul . . . . .	85
Tabela 17 – Parâmetros para Toledo . . . . .	85
Tabela 18 – Parâmetros para Santa Maria . . . . .	86
Tabela 19 – Parâmetros para Porto Alegre . . . . .	86
Tabela 20 – Parâmetros para Cascavel . . . . .	87
Tabela 21 – Parâmetros para Novo Hamburgo . . . . .	87
Tabela 22 – Parâmetros para Maringá . . . . .	88
Tabela 23 – Parâmetros para Londrina . . . . .	88
Tabela 24 – Resultados FPO 13 h com FV . . . . .	89
Tabela 25 – Multiplicadores de Lagrange para o caso com FV, às 13 h . . . . .	90
Tabela 26 – Resultados FPO 13 h sem FV (caso base) . . . . .	91
Tabela 27 – Multiplicadores de Lagrange para o caso sem FV (caso base), às 13 h . . . . .	92

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UFV	Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1	ENERGIA FOTOVOLTAICA	14
1.2	OBJETIVOS	16
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivos Gerais</b>	<b>17</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO FOTOVOLTAICA</b>	<b>18</b>
2.1	RADIAÇÃO	18
<b>2.1.1</b>	<b>Geometria Solar</b>	<b>19</b>
2.2	DETERMINAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR TOTAL INCIDENTE NO PAINEL FOTOVOLTAICO	22
2.3	A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA GERAÇÃO DE ENERGIA	23
2.4	A CÉLULA FOTOVOLTAICA	23
<b>2.4.1</b>	<b>O Modelo dos Cinco Parâmetros</b>	<b>25</b>
<b>3</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA</b>	<b>31</b>
3.1	SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	31
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	34
<b>3.2.1</b>	<b>O Método dos Pontos Interiores</b>	<b>36</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DO CASO</b>	<b>38</b>
4.1	DADOS METEOROLÓGICOS	38
4.2	MODELAGEM DAS USINAS FOTOVOLTAICAS EQUIVALENTES	38
<b>4.2.1</b>	<b>Simulações das Usinas Fotovoltaicas</b>	<b>40</b>
4.3	REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DA REGIÃO SUL	45
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>47</b>
5.1	SIMULAÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	47
<b>5.1.1</b>	<b>Carga e Geração</b>	<b>47</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Verão</b>	<b>48</b>
5.1.2.1	Carga Máxima e Geração	48
5.1.2.2	Perdas nas Linhas de Transmissão	51
5.1.2.3	Comportamento das Tensões e Potências Geradas	52
5.1.2.4	Fluxo de Potência e Perdas nas Interligações	57
<b>5.1.3</b>	<b>Inverno</b>	<b>59</b>
5.1.3.1	Carga Máxima e Geração	59
5.1.3.2	Perdas nas Linhas de Transmissão	61
5.1.3.3	Comportamento das Tensões e Potências Geradas	62
5.1.3.4	Fluxo de Potência e Perdas nas Interligações	67
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>70</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>72</b>

APÊNDICE A – POTÊNCIA GERADA PELO MÓDULO FOTOVOLTAICO A PARTIR DO MODELO DOS CINCO PARÂMETROS . . . . .	75
APÊNDICE B – INFORMAÇÕES DO SISTEMA EQUIVALENTE DE 38 BARRAS . . . . .	80
APÊNDICE C – PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO DURANTE AS SIMULAÇÕES DAS UFV . . . . .	84
APÊNDICE D – RESULTADOS DO FPO PARA 13 H NO VERÃO	89

# 1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta uma breve contextualização histórica da energia fotovoltaica, necessária para o entendimento dos capítulos seguintes.

## 1.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é proveniente da conversão direta da luz solar em energia elétrica, sendo a célula fotovoltaica um dispositivo feito de material semicondutor, a responsável por essa conversão (PINHO; GALDINO, 2014).

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Edmond Becquerel, em 1839, através da diferença de potencial medida nos terminais de uma célula eletroquímica ao absorver luz. Em 1876, foi criado o primeiro protótipo fotovoltaico, mas apenas em 1956, conforme crescia a área da eletrônica, começou a produção industrial do modelo criado (PINHO; GALDINO, 2014).

O incentivo inicial para o desenvolvimento dessa tecnologia veio da necessidade de se obter fontes de energia para sistemas instalados em locais remotos. A corrida espacial também impulsionou os estudos na área, pois era necessário o uso de uma fonte de energia que permitisse uma longa permanência no espaço. Essa mesma tecnologia foi empregada para prover energia a satélites (CRESESB, 2008).

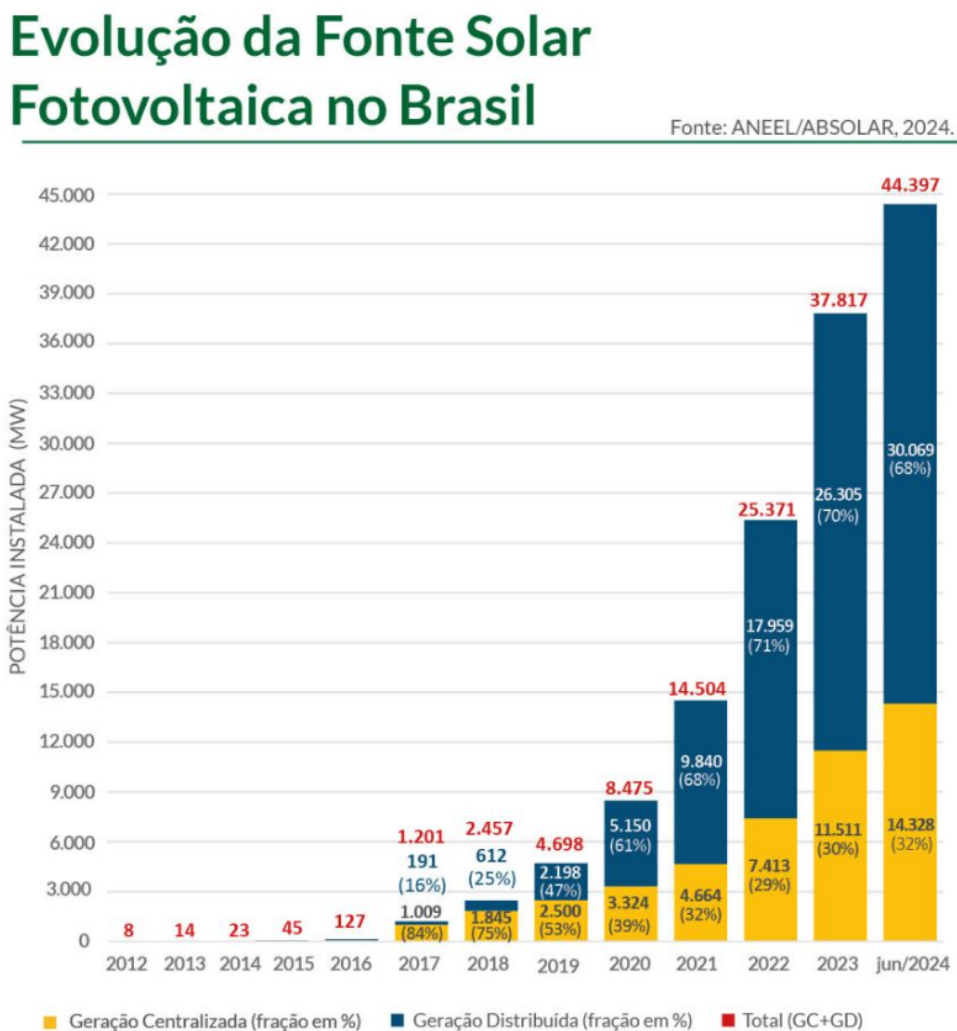
De acordo com a CRESESB (2008), a crise energética em 1973 fez surgir o interesse de empregar essa tecnologia não apenas no espaço, mas em ambiente terrestre, como uma alternativa às formas de produção de energia já existentes. Contudo, o custo de produção das células fotovoltaicas ainda era inviável.

Durante a década de 1990, os Estados Unidos lideravam a indústria fotovoltaica e, no fim da década, a busca pela redução de  $CO_2$  levou os governos da Alemanha e do Japão a investirem nesse mercado. Em 1998, o mercado mundial da tecnologia fotovoltaica alcançou 150 MWp, tendo o silício com um dos materiais mais empregados. Nos anos seguintes, a Ásia passou a liderar a fabricação de módulos, como resultado do rápido aumento da produção de módulos na China (PINHO; GALDINO, 2014).

No Brasil, com a crise hídrica sofrida no começo dos anos 2000, ficou claro a necessidade de se implementar fontes de energia alternativas às hidrelétricas, que representavam cerca de 90% da geração de energia elétrica no país. Contudo, só a partir de meados da década de 2010 que o país passou a adotar a energia fotovoltaica como uma alternativa. Isso se deve à queda de pouco mais de 80% no preço médio da energia produzida por fontes solares. Essa redução foi um resultado tanto da redução no preço da produção dos painéis fotovoltaicos, devido aos avanços tecnológicos e o aumento na escala de produção, quanto dos avanços feitos pelo governo no que diz respeito à geração centralizada de energia, através de leilões de contratação de energia solar. A regulamentação feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012 acerca da instalação de pequenas estações

de geração de energia solar no Brasil também foi um fator que contribuiu para a queda no preço da energia produzida por painéis solares (ABSOLAR, 2022).

Figura 1 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (junho/2024).



Fonte: (ANEEL/ABSOLAR, 2024).

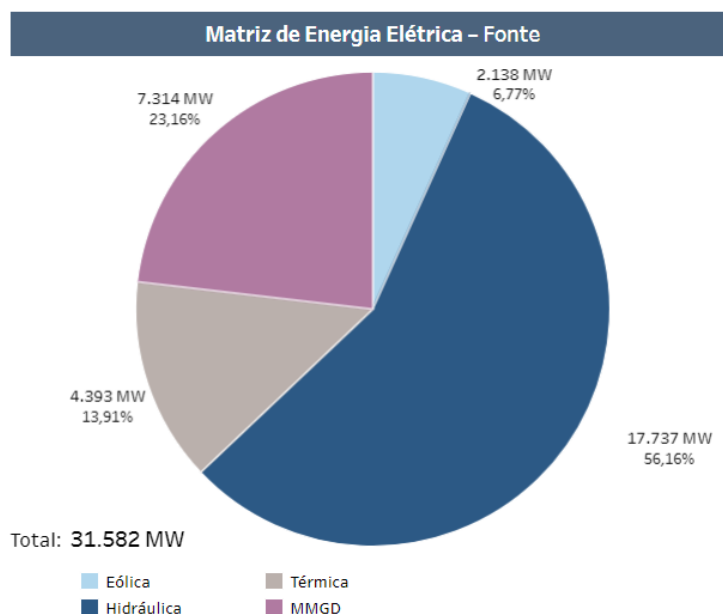
De acordo com os dados da ABSOLAR (2024) mostrados na Figura 1, em junho de 2024, a soma das capacidades das usinas fotovoltaicas já em operação no Brasil era de quase 44,4 GW. Além disso, em 11 de março de 2024, a fonte solar fotovoltaica alcançou um novo recorde de máxima geração de energia elétrica horária no Sistema Interligado Nacional (SIN), às 11 h da manhã, ultrapassando os 27,5 MW, equivalente à 29,77% da demanda nacional daquela hora (ABSOLAR, 2024).

A região Sul do Brasil, de acordo com os dados de Histórico da Operação fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (2024), registrou uma demanda máxima de mais de 18 GW em 2024. Ainda de acordo com o ONS (2024), mais de 7,3 GW da potência elétrica gerada nessa região é oriunda de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), que inclui a geração solar fotovoltaica, eólica e biomassa. Contudo, de acordo



com a ABSOLAR (2024), em julho de 2024, 99,97% de todas as conexões MMGD no Brasil são da fonte solar fotovoltaica. Observa-se ainda, que essa MMGD fotovoltaica representa cerca de 23% de todas as fontes usadas para gerar energia elétrica na Região Sul do país, como mostra a Figura 2.

Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica da Região Sul (julho/2024).



Fonte: (ONS, 2024a).

De toda a potência instalada de MMGD fotovoltaica na Região Sul, em julho de 2024, o estado do Rio Grande do Sul possui 2,88 GW instalados, o estado do Paraná registra cerca de 2,87 GW e Santa Catarina registra 1,42 GW (ANEEL, 2024). Observa-se, portanto, uma elevada inserção da geração fotovoltaica distribuída na Região Sul. Tal inserção motivou a realização deste trabalho.

## 1.2 OBJETIVOS

Devido ao crescimento significativo da Micro e Minigeração Distribuída no país, tornou-se relevante a análise do sistema elétrico no que diz respeito à operação do mesmo, uma vez que essa grande inserção de potência pode trazer resultados inesperados. Sendo assim, fica evidente a importância de se avaliar as mudanças que ocorrem na operação da região sul do país.

Dessa forma, adotou-se um sistema elétrico equivalente de 38 barras para a Região Sul do Brasil de maneira a compreender as condições operativas do sistema. Esse sistema será usado durante simulações para se estimar a operação do sistema ao inserir a MMGD correspondente às cidades com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica.

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste TCC.

### 1.2.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem como objetivo geral analisar as alterações nas condições operativas em regime permanente do sistema de 38 barras que representa a região Sul, considerando a inserção da geração fotovoltaica das MMGD em 10 cidades com elevadas potências instaladas de geração fotovoltaica.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Analisar os efeitos da potência fotovoltaica gerada através de simulação, considerando suas respectivas capacidades instaladas e os dados de irradiância e temperatura disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) do ano de 2023. Para isso, foram criadas centrais fotovoltaicas fictícias de potências instaladas iguais às aquelas presentes em cada cidade da Região Sul com elevada capacidade de geração fotovoltaica. Dados técnicos de módulos e conversores fotovoltaicos disponíveis no mercado foram usados para formar essas centrais fictícias.
- Verificar o impacto da geração fotovoltaica na capacidade de carregamento do sistema, no perfil de tensão nas barras, no fluxo de potência entre as áreas, nas perdas de transmissão e nas mudanças de geração nos geradores do sistema equivalente de 38 barras através de um programa computacional de Fluxo de Potência Ótimo (FPO).

## 2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

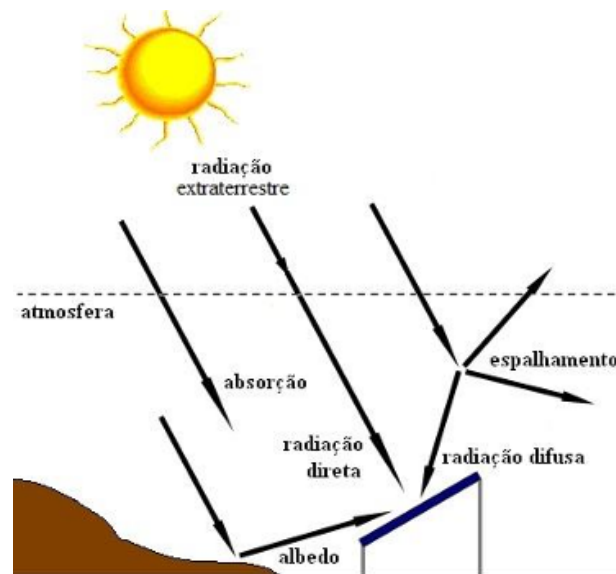
Neste capítulo, serão discutidos os parâmetros que influenciam na geração fotovoltaica e como é possível se obter a potência ativa total que é produzida por uma planta fotovoltaica.

### 2.1 RADIAÇÃO

A energia emitida pelo Sol que chega até nosso planeta é conhecida como radiação eletromagnética. Até chegar na superfície terrestre, a radiação sofre a influência da massa de ar atmosférico (AM, do inglês *Air Mass*) e da composição da atmosfera. Dessa forma, a radiação que atinge uma superfície horizontal no solo terrestre é composta por raios solares que vêm de muitas direções, podendo ser absorvidos, refletidos e espalhados por causa de vapor, nuvens ou poeira, por exemplo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A radiação global é uma soma entre radiação direta e radiação difusa. A radiação direta é a parcela que chega diretamente do sol e incide sobre o plano horizontal terrestre sem sofrer alteração na inclinação. Já a radiação difusa é a parte que chega indiretamente ao plano, por ter sofrido difração na atmosfera e reflexão em objetos ao longo da trajetória (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Caso a superfície esteja inclinada em relação à horizontal, o ambiente ao redor (rochas, plantas, solo, etc.) refletirá uma terceira componente, cujo coeficiente de reflexão é chamado de albedo (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 3 mostra de maneira simplificada as diferentes componentes da radiação solar.

Figura 3 – Componentes da radiação solar.



Fonte: (CRESESB, 2008).

Para melhor compreensão dos termos que serão usados, alguns esclarecimentos

podem ser necessários: a radiação solar se trata da propagação de energia no espaço, e é medida em  $[J/m^2]$ ; a irradiância é o fluxo de energia radiante que incide sobre uma superfície, medida em  $[W/m^2]$ ; já a irradiação representa a quantidade de energia radiante que atinge uma superfície durante um intervalo de tempo, medida em  $[Wh/m^2]$ . Desta maneira, a irradiância é o valor instantâneo da radiação solar que atinge uma superfície, enquanto a irradiação solar é definida como a irradiância durante um período de tempo (ENERGÊS, 2020).

### 2.1.1 Geometria Solar

A Terra, ao longo do ano, realiza um movimento elíptico ao redor do Sol. O seu eixo apresenta uma inclinação de  $23,45^\circ$ , aproximadamente. Esse ângulo é chamado de Declinação Solar ( $\delta$ ). Verifica-se que ao meio dia solar durante o ano, o ângulo entre os raios solares e o plano do Equador varia entre  $23,45^\circ$  no solstício de inverno no hemisfério sul e  $-23,45^\circ$  no solstício de verão (PINHO; GALDINO, 2014).

A declinação solar num dado dia pode ser calculada de acordo com a Equação (1) (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\sin(\delta) = -\sin(23,45) \cos\left[\left(\frac{360}{365,25}\right)(n+10)\right] \quad (1)$$

em que  $n$  é o dia, variando de 1 a 365, começando em 1 de janeiro.

Além da declinação solar, existem outros ângulos que descrevem as relações entre os raios solares, o Sol e a Terra, tais como (PINHO; GALDINO, 2014) (VILLALVA; GAZOLI, 2012):

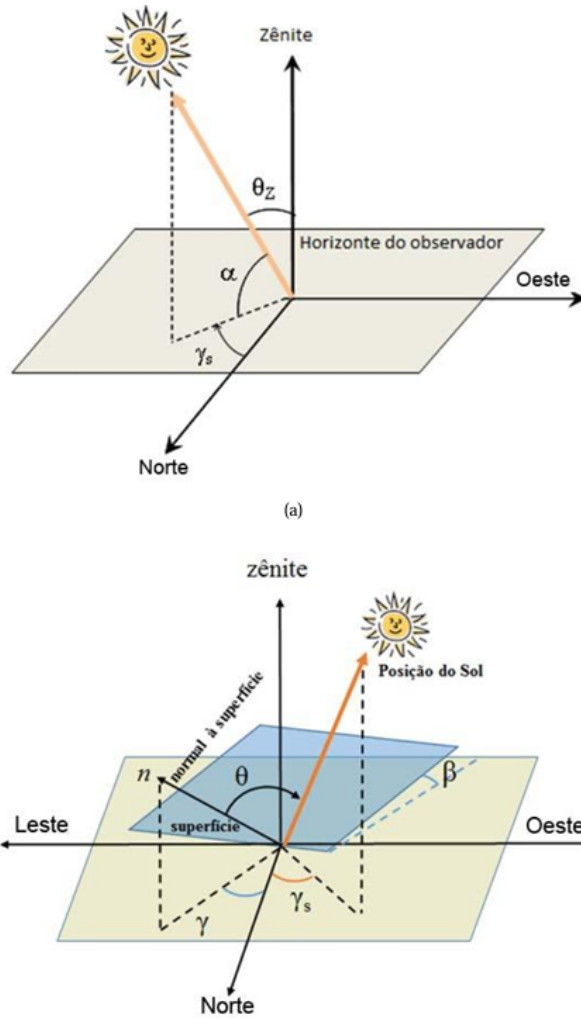
- **Ângulo Zenital ( $\theta_Z$ ):** ângulo formado entre os raios do Sol e a normal local, também chamada de zênite.
- **Latitude ( $\phi$ ):** é o ângulo formado entre o plano que atravessa o equador e uma linha perpendicular à superfície de referência. Ela é calculada a partir do equador e pode variar de  $90^\circ$  sul, no Polo Sul, a  $90^\circ$  norte, no Polo Norte.
- **Altura Solar ( $\alpha$ ):** ângulo entre os raios de Sol e a sua projeção no plano horizontal. O ângulo zenital e a altura solar são ângulos complementares, ou seja,  $\theta_Z + \alpha = 90^\circ$ .
- **Ângulo Azimutal do Sol ou Azimute Solar ( $\gamma_s$ ):** ângulo entre a direção Norte-Sul e a projeção dos raios do Sol no plano horizontal. O Norte geográfico representa  $0^\circ$ , e, por convenção, o ângulo é positivo quando a projeção está à direita do Sul (Leste) e negativo quando está à esquerda (Oeste). Portanto, o azimute solar varia de  $-180^\circ$  até  $180^\circ$ .

- **Ângulo Azimutal da Superfície ( $\gamma$ ):** ângulo entre a direção Norte-Sul e a projeção da normal à superfície no plano horizontal. Possui as mesmas convenções do azimute solar ( $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ ).
- **Inclinação da superfície do painel solar ( $\beta$ ):** ângulo entre o plano do painel solar e o plano horizontal. Pode variar de  $0^\circ$  até  $90^\circ$ .
- **Ângulo de Incidência ( $\theta$ ):** ângulo que a normal à superfície do painel solar faz com os raios do Sol. O melhor aproveitamento da energia solar acontece quando os raios do Sol chegam perpendicularmente ao módulo, com ângulo  $\theta = 0$ .
- **Hora Angular ou Ângulo Horário do Sol ( $\omega$ ):** representa a diferença angular entre o meridiano solar e o meridiano local, resultante da rotação da Terra de leste a oeste. Este parâmetro pode ser obtido pela expressão (RANGEL JR., 2015):

$$\omega = 15 \times (hora) - 180^\circ \quad (2)$$

A Figura 4 mostra como são obtidos os ângulos zenital ( $\theta_Z$ ), da altura solar ( $\alpha$ ), azimutal do Sol ( $\gamma_s$ ), azimutal da superfície ( $\gamma$ ) e de incidência ( $\theta$ ).

Figura 4 – (a) Ângulos  $\theta_Z$ ,  $\alpha$  e  $\gamma_s$ ; (b) Ângulos  $\gamma$ ,  $\gamma_s$  e  $\theta$ , com relação a uma superfície com inclinação  $\beta$ .



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

O ângulo zenital ( $\theta_Z$ ) pode ser calculado em função da declinação solar ( $\delta$ ), do ângulo horário ( $\omega$ ) e da latitude do local ( $\phi$ ), conforme a Equação (3) (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\cos \theta_Z = \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \phi + \sin \delta \cdot \sin \phi \quad (3)$$

A espessura da camada de ar que os raios solares precisam atravessar para chegar ao solo depende da distância desse trajeto. Esse trajeto, por sua vez, depende do ângulo zenital do Sol. Assim, a massa de ar é definida como (PINHO; GALDINO, 2014):

$$MA = \frac{1}{\cos \theta_Z} \quad (4)$$

O ângulo de incidência ( $\theta$ ), formado entre os raios do Sol e o painel solar com uma orientação ( $\gamma$ ) e uma inclinação ( $\beta$ ) é calculado de acordo com a Equação (5) (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \cos \beta \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \phi + \cos \beta \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi \\ &+ \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega + \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \sin \phi \\ &- \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \sin \delta \cdot \cos \phi \end{aligned} \quad (5)$$

## 2.2 DETERMINAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR TOTAL INCIDENTE NO PAINEL FOTOVOLTAICO

A potência fornecida por um módulo fotovoltaico tem relação direta com a irradiância total que incide em sua superfície. Dessa forma, é importante determinar o valor da irradiância total que atinge a superfície do módulo.

Como nem sempre os módulos são dispostos horizontalmente, é pertinente considerar que a superfície possui uma inclinação arbitrária. Sendo assim, a irradiância total incidente numa superfície com inclinação  $\beta$ , ângulo azimutal da superfície  $\gamma$  e com um ângulo horário solar  $\omega$  é chamada de  $G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta)$ . Para se determinar  $G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta)$ , é preciso definir as parcelas que a compõem (LUQUE; HEGEDUS, 2011):

$$G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta) + G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta) + G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta) \quad (6)$$

em que  $G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta)$  é a irradiância direta,  $G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta)$  é a irradiância difusa e  $G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta)$  irradiância de albedo, todas para o horário solar  $\omega$ , em uma superfície com inclinação  $\beta$  e ângulo azimutal da superfície  $\gamma$ .

A irradiância direta  $G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta)$  é definida por (LUQUE; HEGEDUS, 2011) como:

$$G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta) = \frac{G_{DIR,\omega}}{\cos \theta_Z} \max(0, \cos \theta) \quad (7)$$

Para a determinação da parcela difusa da irradiação, é preciso decompô-la em uma parte que é originada pelo sol e uma parte que tem origem na abóboda celeste. Esses dois termos são proporcionais ao fator  $k_1$ , dado por (RANGEL JR., 2015)(LUQUE; HEGEDUS, 2011):

$$k_1 = \frac{G_{DIR,\omega}}{G_{EX}} \quad (8)$$

onde  $G_{EX}$  é a quantidade de irradiância extraterrestre instantânea incidente sobre uma superfície horizontal fora da atmosfera, e é calculada através da expressão:

$$G_{EX} = G_0 \epsilon_0 \cos \theta_Z \quad (9)$$

sendo  $G_0$  a potência que incide em uma área unitária perpendicular fora da atmosfera terrestre, com valor de  $1367W/m^2$  e  $\epsilon_0$  é o fator de correção de excentricidade.

A parcela que tem origem na abóboda celeste é dada pela expressão:

$$G_{DIF,\omega}^I(\gamma, \beta) = G_{DIF,\omega}(1 - k_1) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (10)$$

e a parcela circunsolar que é originada pelo sol é dada por:

$$G_{DIF,\omega}^C(\gamma, \beta) = \frac{G_{DIF,\omega}}{\cos \theta_Z} k_1 \max(0, \cos \theta) \quad (11)$$

Dessa forma, a irradiância difusa é

$$G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIF,\omega}^I(\gamma, \beta) + G_{DIF,\omega}^C(\gamma, \beta) \quad (12)$$

E, por fim, a irradiância de albedo é definida como (RANGEL JR., 2015):

$$G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta) = \rho G_{HOR,\omega} \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (13)$$

em que  $\rho$  é a refletividade do solo, geralmente igual a 0,2, e  $G_{HOR,\omega}$  é a irradiância global no plano horizontal no ângulo horário do sol  $\omega$ .

Portanto, a irradiância total  $G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta)$  incidente em uma superfície com orientação arbitrária pode ser determinada através das equações (7) a (13). Nos estudos realizados, somente a irradiância direta foi considerada, sendo seu valor obtido por medições realizadas em estações meteorológicas automáticas do (INMET, 2023).

### 2.3 A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA GERAÇÃO DE ENERGIA

Outro importante fator que é capaz de afetar a produção de energia do módulo fotovoltaico é a temperatura. A temperatura de operação das células fotovoltaicas, chamada de  $T_c$ , depende da temperatura ambiente e da radiação global incidente. A temperatura de operação é dada por (RANGEL JR., 2015):

$$T_{c,\omega} = T_{a,\omega} + \frac{NOCT - 20}{800} G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta) \quad (14)$$

onde  $T_{c,\omega}$  é a temperatura da célula em  $^{\circ}C$  para um ângulo solar  $\omega$ ,  $T_{a,\omega}$  representa a temperatura ambiente em  $^{\circ}C$  para o ângulo solar  $\omega$  e *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT) é a temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica, fornecida pelo fabricante.

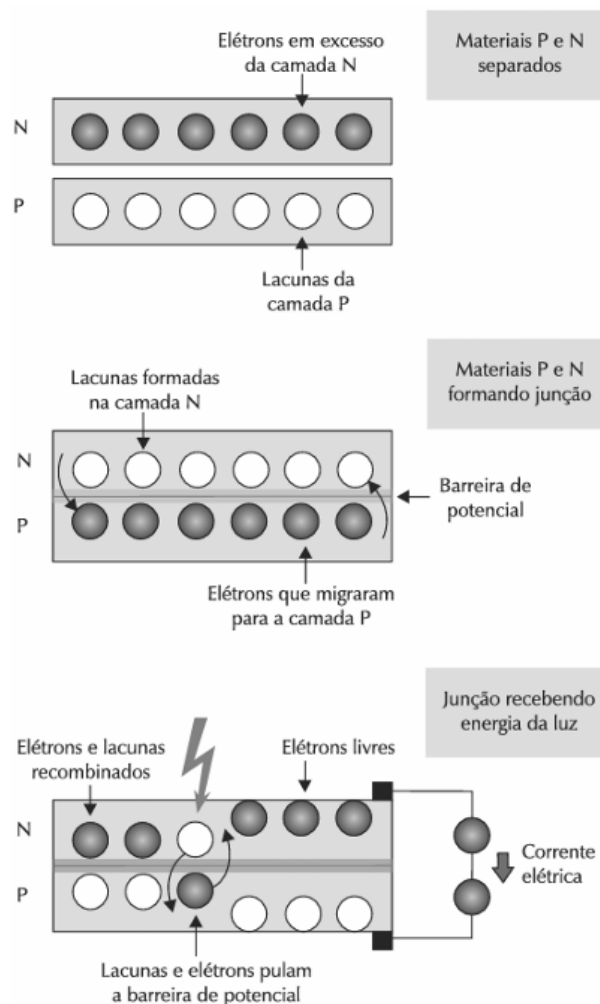
### 2.4 A CÉLULA FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico é o potencial elétrico desenvolvido entre dois materiais semicondutores, quando a sua junção é iluminada com radiação de fótons. Assim, a célula fotovoltaica é capaz de converter luz em energia elétrica (PATEL, 2006).



Uma célula fotovoltaica é formada pela junção de duas camadas de material semicondutor, sendo uma do tipo P e outra do tipo N. O material N tem elétrons em excesso (o material é negativo), enquanto o material P tem elétrons faltando (o material é positivo). Por causa dessa diferença na concentração de elétrons, os elétrons fluem da camada N para a P, criando um campo elétrico dentro da zona de depleção (ou barreira de potencial), dentro da estrutura da célula fotovoltaica. Quando as camadas dos materiais N e P são colocadas em contato forma-se uma junção semicondutora, e os elétrons saem da camada N para a P, ocupando os espaços vazios (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A Figura 5 ilustra esse processo.

Figura 5 – Materiais semicondutores em três situações: inicialmente separados, unidos para formar uma junção e por fim, a junção exposta à luz para gerar corrente elétrica.



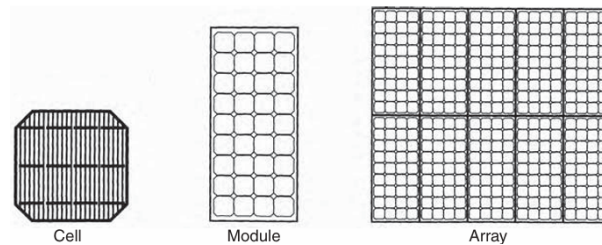
Fonte: (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Como mostra a Figura 5, quando a célula fotovoltaica não está sendo iluminada, os elétrons ficam presos atrás da barreira de potencial.

Os elétrons da camada N conseguem se mover para a camada P, uma vez que a camada do material N é tão fina que a luz consegue penetrar no material e fornecer energia aos elétrons. Dessa forma, os elétrons em movimento são capturados pelos eletrodos metálicos e, quando um circuito está completo, eles fluem em direção aos eletrodos da camada N, gerando uma corrente elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A célula fotovoltaica descrita é capaz de produzir cerca de 1 W de potência. Portanto, para se obter maior potência, várias dessas células são conectadas em série e em paralelo, formando um módulo ou painel. Normalmente, as células são conectadas entre si em série para gerar uma tensão maior. A Figura 6 mostra essas configurações (PATEL, 2006).

Figura 6 – Várias células fotovoltaicas (em inglês, *Cell*) formam um módulo (em inglês, *Module*) e vários módulos formam um arranjo (em inglês, *Array*).



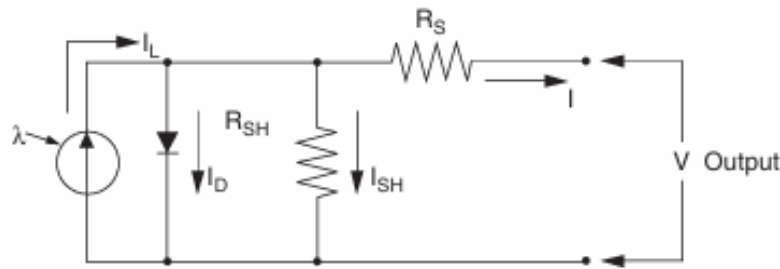
Fonte: (PATEL, 2006).

#### 2.4.1 O Modelo dos Cinco Parâmetros

O modelo dos cinco parâmetros permite determinar a tensão e a corrente elétrica que são produzidas pelo módulo fotovoltaico, considerando para o mesmo um circuito equivalente. Os parâmetros desse circuito podem ser adquiridos por meio de dados de placa do módulo, da irradiância total efetiva que incide na superfície do módulo e da temperatura na célula.

O circuito equivalente que representa a célula fotovoltaica é mostrado na Figura 7 a seguir. Esse modelo pode ser generalizado para representar o módulo fotovoltaico.

Figura 7 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica.



Fonte: (PATEL, 2006).

No circuito, a resistência série  $R_s$  expressa a resistência interna ao fluxo de corrente, que depende da junção pn, impurezas e resistência de contato. A corrente que passa por essa resistência é a corrente de saída  $I$ . A resistência shunt  $R_{sh}$  é a resistência em paralelo, e por ela passa a corrente  $I_{sh}$ .

Essas resistências não existem fisicamente, mas servem para representar eletricamente as perdas de energia que ocorrem na presença da corrente que é gerada pela luz, bem como as quedas de tensão (BRANO *et al.*, 2010).

A corrente gerada pela incidência da luz na célula fotovoltaica é chamada de  $I_L$ , enquanto a parcela dessa corrente que passa pelo diodo é chamada de  $I_d$ . O diodo representa o efeito da recombinação dos elétrons e lacunas entre os materiais p e n que compõem a célula fotovoltaica, e possui um fator de idealidade  $a$  (CHAN; PHANG, 1987).

A corrente  $I$  gerada e a tensão de saída  $V$  resultam na potência CC que é fornecida pela célula.

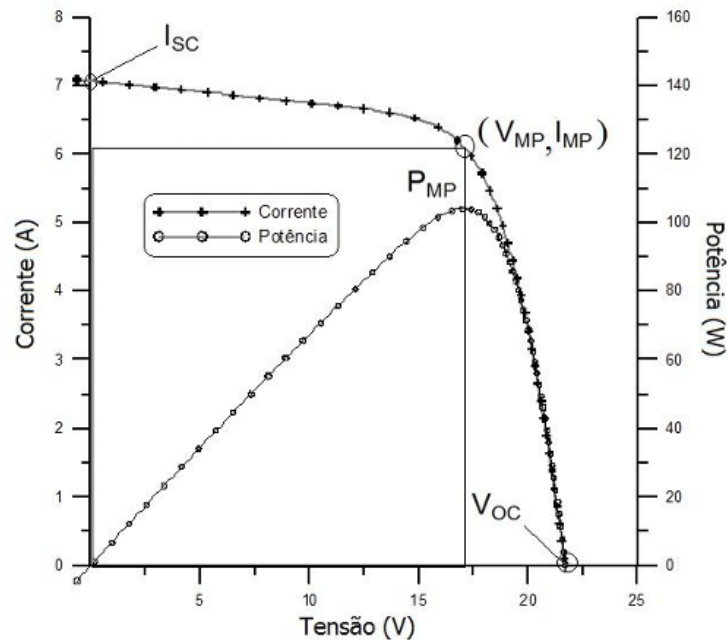
Assume-se que  $I_d$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$  não são valores constantes, pois a irradiância incidente no painel e a temperatura do mesmo influenciam esses parâmetros.

Para melhor entendimento da análise que será feita a partir do circuito equivalente da Figura 7, alguns conceitos devem ser previamente definidos. São eles (VILLALVA; GAZOLI, 2012):

- **Corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ :** É a corrente que acontece quando os terminais do módulo são curto-circuitados. Não existe tensão nessa situação e a corrente tem seu valor máximo.
- **Tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ :** É a tensão medida na saída do módulo quando seus terminais estão em aberto. É a máxima tensão que o módulo é capaz de fornecer.
- **Curva  $I - V$ :** É a curva que mostra a relação entre a tensão e corrente de saída de um módulo fotovoltaico. Para cada curva  $I - V$  existe uma curva  $P - V$  da potência e tensão de saída correspondentes. As curvas são representadas na Figura 8 a seguir.

- **Ponto de máxima potência:** É o ponto da curva  $I - V$  onde o produto entre a tensão e a corrente é máximo. Neste ponto, a tensão e a corrente são chamadas de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ , respectivamente.

Figura 8 – Curva característica  $I - V$  e curva de potência  $P - V$  para um módulo com potência nominal de 100Wp. Na curva, estão destacados a corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ , a tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  e o ponto de máxima potência  $(V_{mp}, I_{mp})$ .



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma vez que os conceitos de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, curva  $I-V$  e ponto de máxima potência foram determinados, é possível se aprofundar no estudo do circuito equivalente do módulo fotovoltaico.

Aplicando a primeira Lei de Kirchoff no circuito da Figura 7, como citado anteriormente, obtém-se:

$$I = I_L - I_d - I_{sh} \quad (15)$$

A corrente no diodo dada pela expressão:

$$I_d = I_D \left( \exp \left( \frac{qV_{oc}}{akT} \right) - 1 \right) \quad (16)$$

onde

$I_D$  é a corrente de saturação reversa do diodo;

$q$  é a carga do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}C$ );

$a$  representa o fator de idealidade do diodo;

$k$  é a constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23} J/^{\circ}K$ );

$T$  é a temperatura na escala absoluta ( $^{\circ}K$ ).

Pelo circuito, tem-se também:

$$I_{sh} = \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (17)$$

onde  $V$  representa a tensão de saída.

Então, substituindo as Equações (16) e (17) em (15), obtém-se:

$$I = I_L - I_D \left( \exp \left( \frac{qV_{oc}}{akT} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (18)$$

Contudo, pode-se dizer que a Equação (18) não representa a característica  $I - V$  de um arranjo de células fotovoltaicas. Por serem formados por várias células, alguns parâmetros devem ser incluídos na equação (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Dessa maneira, a Equação (18) torna-se:

$$I = I_L - I_D \left[ \exp \left( \frac{V + R_s I}{V_t a} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (19)$$

onde

$$V_t = \frac{N_s k T}{q} \quad (20)$$

$V_t$  representa ao potencial térmico do arranjo;

$N_s$  é o número de células fotovoltaicas conectadas em série.

A determinação dos cinco parâmetros  $I_L$ ,  $I_D$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  e  $a$ , bem como a obtenção das equações que definem a potência gerada pelo módulo fotovoltaico podem ser vistos no Apêndice A.

Nesse trabalho, foi utilizado o programa computacional desenvolvido por Berwanger (2018) para simular a geração de painéis fotovoltaicos. Esse programa, conforme as equações descritas nessa seção e no Apêndice A, a partir dos dados de referência do fabricante, corrige esses valores para condições fora do STC, realiza o cálculo dos parâmetros, calcula o ponto de máxima potência e, por fim, calcula a potência total produzida pelo módulo em corrente contínua.

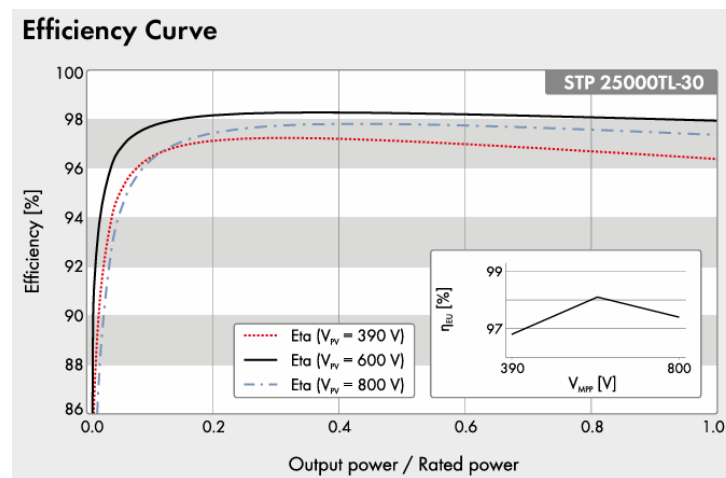
Na planta, os módulos fotovoltaicos formam *strings*, conectados em série. Essas *strings* são conectadas em paralelo com os inversores. De acordo com a capacidade do inversor escolhido, escolhe-se o número de módulos fotovoltaicos em cada *string* ( $N_{PV,s}$ ) e o número de *strings* ( $N_{str}$ ). Assim, a potência ativa total produzida pela planta é dada por (ALMEIDA; BERWANGER, 2019):

$$P_{AC,\omega} = \sum_{j=1}^{ninv} \eta_{j,\omega} N_{PV,s} N_{str} P_{mp} \quad (21)$$

onde  $n_{inv}$  é o número de inversores na planta e  $\eta_{j,\omega}$  é a eficiência dos inversores.

A eficiência do inversor varia com a potência CC a ser convertida. Por isso, foi necessário encontrar a curva analítica que representa a eficiência para cada potência CC que o painel fornece. A Figura 9 mostra a curva de eficiência do inversor Sunny Tripower 25000TL. Observa-se que, na faixa entre 20% e 100% da potência nominal, o inversor possui uma eficiência praticamente constante de 98%, desde que opere com tensão de entrada em torno de 600 V. Com uma tensão de entrada de 390 V, o mesmo inversor tem sua eficiência reduzida.

Figura 9 – Curva de eficiência do inversor Sunny Tripower 25000TL.



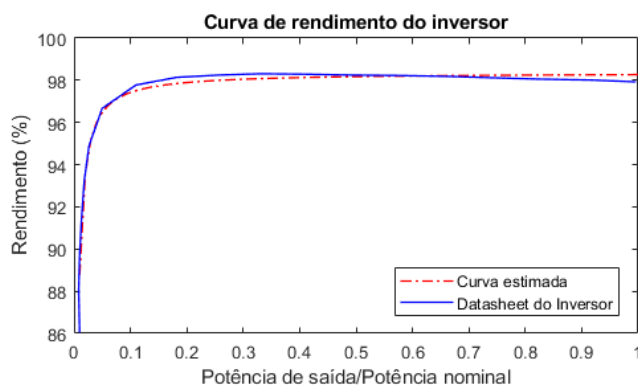
Fonte: SMA Solar Technology.

A eficiência do inversor utilizado no estudo foi obtida tomando como base a curva de 600 V (tensão de entrada nominal) mostrada na Figura 9. Foram tomados vários pontos nessa curva e, usando o MATLAB foi obtida a expressão analítica da curva que melhor aproxima a fornecida pelo fabricante. Sendo  $x$  a razão entre a potência CC fornecida pelo módulo e a capacidade do inversor, a eficiência foi calculada pela expressão:

$$\eta = -0,092x^{-1,009} + 98,39 \quad (22)$$

A curva encontrada através da expressão (22) é mostrada em comparação à curva de rendimento original na Figura 10 a seguir. O coeficiente de determinação obtido foi  $R^2 = 0,96$ .

Figura 10 – Curva de eficiência do inversor Sunny Tripower 25000TL (em azul) e a curva analítica obtida (em vermelho).



Fonte: Elaborado pelo autor.

De posse dos valores de irradiância e temperatura, dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos e da potência CC obtidos, tal como mostra o Apêndice A, a potência CA é calculada pela Equação (21). Assim, cada UFV equivalente será representada pela potência CA que fornece a cada hora, uma vez que os dados meteorológicos são horários.

### 3 FLUXO DE POTÊNCIA

Este capítulo explica o problema do Fluxo de Potência e do Fluxo de Potência Ótimo, necessários para o entendimento do programa computacional usado para as simulações do Capítulo 5.

#### 3.1 SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

O estudo do fluxo de potência, também chamado de fluxo de carga, é uma parte essencial da análise dos sistemas de potência, pois é necessário tanto para o planejamento, programação econômica e controle de um sistema existente, quanto para o planejamento de uma expansão do sistema no futuro. O problema se resume a encontrar a magnitude e o ângulo de fase das tensões nos barramentos do sistema, bem como determinar o fluxo de potência ativa e reativa em cada linha (SAADAT, 1999).

Para dar continuidade ao estudo do fluxo de potência, alguns conceitos e suposições são necessários para o desenvolvimento das equações envolvidas. Para resolver o problema do fluxo de potência, considera-se que o sistema opera em regime permanente equilibrado, é usado o modelo monofásico e os componentes da rede são representados através de modelos no sistema por unidade, sendo as linhas representadas pelo modelo  $\pi$ . Além disso, cada barra possui quatro grandezas associadas distintas: a magnitude da tensão  $V$ , o ângulo de fase da tensão  $\delta$ , a potência ativa  $P$  e a potência reativa  $Q$ . Essas barras podem ser classificadas em três tipos (SAADAT, 1999) (SALGADO, 2022):

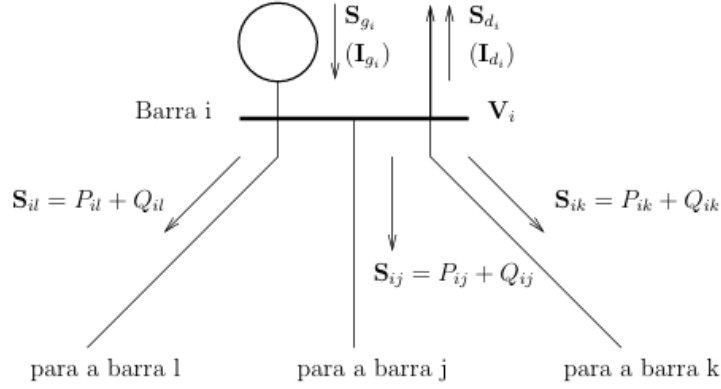
- **Barra PQ** ou **Barra de Carga**: Nessa barra, as potências ativa e reativa são especificadas, enquanto a magnitude da tensão e o seu ângulo de fase são desconhecidos, podendo ser calculados. Na grande maioria dos casos, não existe geração de potência nessa barra. No estudo de fluxo de potência, a MGD pode ser inserida como carga negativa nessa barra;
- **Barra PV** ou **Barra de tensão controlada**: Nesse tipo de barra, a injeção de potência ativa e a magnitude da tensão são especificados, enquanto o ângulo da tensão e a potência reativa injetada devem ser calculados. Para tanto, é preciso que algum dispositivo de controle da magnitude da tensão seja instalado nessa barra (como um gerador ou compensador síncrono, por exemplo);
- **Barra de folga**, de *swing*, ou *slack* ou de **referência**: Esse tipo de barra é considerada como referência, onde a magnitude e o ângulo de fase da tensão são especificados, enquanto a injeção de potência ativa e reativa é calculada. Esse tipo de barra é responsável por completar o balanço de potência da rede.

A Figura 11 é um exemplo de barra genérica. Nesse sistema estão representados os fluxos de potência complexa que vão da barra  $i$  para as barras  $l$ ,  $j$  e  $k$ , representados



por  $\mathbf{S}_{il}$ ,  $\mathbf{S}_{ij}$  e  $\mathbf{S}_{ik}$ , respectivamente. Também está representado um gerador e a potência e corrente fornecidas por ele ( $\mathbf{S}_{gi}$  e  $\mathbf{I}_{gi}$ ), bem como a potência aparente e a corrente na carga ( $\mathbf{S}_{di}$  e  $\mathbf{I}_{di}$ ).

Figura 11 – Diagrama unifilar representando uma barra genérica  $i$ .



Fonte: (SALGADO, 2022).

A partir das definições acima e considerando o sistema genérico da Figura 11, ao aplicar a lei dos nós de Kirchhoff no circuito, encontra-se (SALGADO, 2022):

$$\mathbf{I}_{barra} = \mathbf{Y}_{barra} \mathbf{V}_{barra} \quad (23)$$

onde  $\mathbf{I}_{barra}$  representa o vetor das injeções de correntes nas barras,  $\mathbf{Y}_{barra}$  é a matriz admitância e  $\mathbf{V}_{barra}$  é o vetor das tensões na barra.

Os termos da matriz admitância da barra são compostos pelas admitâncias série ( $\mathbf{y}_{ij}$ , entre os nós  $i$  e  $j$ ) e pelas admitâncias shunt ( $\mathbf{y}_{shij}$ ) das linhas incidentes na barra  $i$ . Sendo assim, a admitância própria da barra  $i$  é dada por (24), enquanto as admitâncias de transferência da barra  $i$  são dadas em (25):

$$\mathbf{Y}_{ii} = \sum_{j \in \Omega_i} \mathbf{y}_{ij} + \frac{\mathbf{y}_{shij}}{2} \quad (24)$$

$$\mathbf{Y}_{ij} = -\mathbf{y}_{ij} \quad (25)$$

em que  $\Omega_i$  é o conjunto das barras conectadas à barra  $i$ .

Considerando que, em uma barra  $i$ , a injeção de corrente é dada por:

$$\mathbf{I}_i = \frac{\mathbf{S}_i^*}{\mathbf{V}_i^*} = \sum_{j=1}^n \mathbf{Y}_{ij} \mathbf{V}_j \quad (26)$$

onde \* indica o conjugado da grandeza complexa.

A injeção líquida de potência aparente nessa barra é dada pela Equação (27):

$$\mathbf{S}_i^* = \mathbf{V}_i^* \sum_{j=1}^n \mathbf{Y}_{ij} \mathbf{V}_j \quad (27)$$

Da mesma forma,

$$\mathbf{S}_i^* = (V_i \angle -\delta_i) \sum_{j=1}^n \mathbf{Y}_{ij} (V_j \angle \delta_j) \quad (28)$$

que é equivalente a

$$\mathbf{S}_i^* = V_i \sum_{j=1}^n \mathbf{Y}_{ij} (V_j \angle \delta_{ji}) \quad (29)$$

em que  $\delta_{ji} = \delta_j - \delta_i$ .

Ao separar as partes real e imaginária da Equação (29) chega-se nas expressões das injeções de potência ativa e reativa em função da magnitude e do ângulo de fase das tensões, como mostra as Equações (30) e (31):

$$P_i(\mathbf{V}, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) V_j \quad (30)$$

$$Q_i(\mathbf{V}, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) V_j \quad (31)$$

em que  $G_{ij}$  e  $B_{ij}$  são as componentes real e imaginária do elemento  $(i, j)$  da matriz admitância da barra.

Para se ter o balanço de potência nulo no sistema, as injeções de potência nas equações (30) e (31) devem ser iguais à diferença entre as potências injetadas pelo gerador e aquelas consumidas pela carga, ou seja:

$$\mathbf{S}_i = (P_{gi} - P_{di}) + j(Q_{gi} - Q_{di}) = P_i + jQ_i \quad (32)$$

Então, o balanço de potência na barra  $i$  que representa a diferença entre a injeção de potência proveniente da geração e da carga e a potência que flui nas linhas de transmissão e chega nessa mesma barra é dado por:

$$\Delta P_i = (P_{gi} - P_{di}) - V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) V_j \quad (33)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{gi} - Q_{di}) - V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) V_j \quad (34)$$

Na operação em regime permanente, o balanço de potência em todas as barras do sistema deve ser nulo. Resolver o problema de fluxo de potência significa encontrar as magnitudes e ângulos das tensões nas barras, bem como as potências fornecidas pelos geradores, tais que  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  sejam nulos.

Como o sistema de equações para resolução do balanço de potência é formado por equações não lineares, deve ser feito uso de métodos numéricos para se encontrar uma solução. Consequentemente, é possível encontrar os valores de potência ativa e reativa para cada barra, conforme as equações (30) e (31). Alguns dos métodos de solução que podem ser empregados são Gauss-Seidel, Método de Newton-Raphson e solução via Métodos Desacoplados (SALGADO, 2022).

### 3.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O Fluxo de Potência convencional, como mencionado, é usado para estimar a magnitude e o ângulo da tensão nas barras de um sistema e, em sequência, as outras grandezas de interesse. Nesse processo, são resolvidas equações não lineares que admitem várias soluções. Dentre as várias soluções possíveis pode-se escolher aquela que otimiza um índice de desempenho sem a violação das restrições de carga, dos limites dos equipamentos, das tensões e de questões de segurança. Para obter tal solução, utiliza-se a ferramenta computacional de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) (SALGADO; ALMEIDA, 2014).

Dependendo do modo de operação desejado, é selecionado um índice para ser otimizado. Um exemplo é o Despacho Econômico, em que questões econômicas são consideradas durante a otimização do sistema de potência, gerando potência ativa nos geradores de forma a minimizar o custo total da geração no sistema, ainda respeitando a demanda e as restrições da operação. Outro exemplo de seleção do índice a ser otimizado é a segurança do sistema, definindo modificações nas variáveis de controle para que, além de suprir a demanda, o sistema seja capaz de suportar perturbações e contingências (SALGADO, 2022).

Existem muitas vantagens para a aplicação do Fluxo de Potência Ótimo: no planejamento da operação, reduzindo custos de geração, controlando o intercâmbio de potência e reduzindo os fluxos de potência e perdas nas linhas de transmissão; na operação em tempo real, podendo ser um instrumento de decisão na operação durante contingências ou variações na carga; e em estudos de estabilidade de tensão, definindo a máxima demanda que o sistema suporta ou determinando o mínimo corte de carga para se encontrar uma solução para as equações da rede elétrica (SALGADO, 2022).

O Fluxo de Potência Ótimo é empregado quando se necessita minimizar ou maximizar um determinado índice e, ao mesmo tempo, se solucionar as equações de balanço de potência. Matematicamente, este problema pode ser expresso por (ALEXANDRE, 2021):

$$\begin{aligned} & \text{Min(ouMax)} f(\mathbf{u}, \mathbf{x}) \\ & \text{sujeito a } \mathbf{g}(\mathbf{u}, \mathbf{x}) = 0 \\ & \mathbf{h}(\mathbf{u}, \mathbf{x}) \geq 0 \end{aligned} \tag{35}$$

em que:

$\mathbf{u}$  é o vetor das quantidades controláveis, composto pelas variáveis de controle, que podem ser monitoradas diretamente a fim de se obter a otimização. Como exemplos, pode-se citar a geração de potência ativa ou reativa, taps dos transformadores e magnitude das tensões nas barras de geração;

$\mathbf{x}$  é o vetor das variáveis dependentes, que têm seus valores dependentes das variáveis de controle. Podem ser, entre outras: o ângulo da tensão nas barras; a geração de potência reativa; e fluxo de potência nas linhas de transmissão;

$f(\cdot)$  é a função objetivo, que representa os índices de desempenho, chamados de critérios de otimização. Como exemplos, podem ser citados o custo de produção, perdas na transmissão e a transferência de potência ativa;

$\mathbf{g}(\cdot)$  é o vetor das funções não-lineares de restrições de igualdade, correspondente ao balanço de potência ativa e reativa nas barras;

$\mathbf{h}(\cdot)$  é o vetor de funções não-lineares de restrições de desigualdade, correspondente aos limites físicos e operacionais do sistema, como limites de geração de potência, magnitude das tensões nas barras e tap de transformadores.

Neste trabalho, optou-se por usar o critério do Máximo Carregamento, que formula a demanda máxima que pode ser suprida, mantendo o fator de potência constante e respeitando as restrições operacionais. A sua formulação é dada por (SALGADO, 2022):

Maximizar  $\rho$

$$\begin{aligned}
& \text{sujeito a } P_{gj} - (P_{dj}^0 + \rho\Delta P_{dj}) - P_j(V, \delta, a) = 0 \\
& \quad Q_{gj} - (Q_{dj}^0 + \rho\Delta Q_{dj}) - Q_j(V, \delta, a) = 0 \\
& \quad P_{gj}^m \leq P_{gj} = (P_{dj}^0 + \rho\Delta P_{dj}) + P_j(V, \delta, a) \leq P_{gj}^M \\
& \quad Q_{gj}^m \leq Q_{gj} = (Q_{dj}^0 + \rho\Delta Q_{dj}) + Q_j(V, \delta, a) \leq Q_{gj}^M \\
& \quad V_j^m \leq V_j \leq V_j^M \\
& \quad a_{kj}^m \leq a_{kj} \leq a_{kj}^M
\end{aligned} \tag{36}$$

onde:

$\rho$  é o parâmetro de carga;

$P_{gj}$  e  $Q_{gj}$  são as potências ativa e reativa geradas na  $j$ -ésima barra;

$P_{dj}$  e  $Q_{dj}$  são as potências ativa e reativa demandadas na  $j$ -ésima barra;

$P_j(V, \delta)$  e  $Q_j(V, \delta)$  são as potências ativa e reativa injetadas, em função da magnitude da tensão  $V$ , do ângulo das tensões  $\delta$  e do tap dos transformadores  $a$ ;

Os índices  $m$  e  $M$  representam os limites inferior e superior, respectivamente;

O índice 0 representa cargas para um caso base, enquanto  $\Delta$  representa um incremento nas cargas;

O parâmetro  $a_{kj}$  representa o tap do transformador da unidade  $k$  na barra  $j$ .

Dessa forma, as variáveis de otimização são a magnitude e o ângulo da tensão em todas as barras do sistema (com exceção do ângulo da barra de referência), o tap dos

transformadores e o parâmetro de carga. As equações de restrições de igualdade definem o balanço de potência ativa e reativa nas barras de carga, e as restrições de desigualdade determinam os limites operacionais na geração, na magnitude da tensão e nos taps dos transformadores com comutação sob carga.

O ponto operativo obtido pela resolução do problema (36) é aquele em que o carregamento do sistema é o máximo permitido respeitando-se as restrições de balanço de potência, os limites dos geradores, os limites nas magnitudes das tensões e dos taps de transformadores. É de grande interesse obtermos esse limite, pois assim sabemos a margem de carregamento do sistema, ou seja, quanto o sistema poderá suportar caso ocorra um aumento repentino na demanda.

### 3.2.1 O Método dos Pontos Interiores

Existem atualmente vários métodos para se solucionar as equações não-lineares do problema do Fluxo de Potência Ótimo. Neste trabalho, foi adotado um programa computacional desenvolvido em *Matlab* que soluciona esse problema através do Método dos Pontos Interiores.

Para resolver o problema com esse método, considera-se inicialmente o problema de otimização da Equação (35). Então, faz-se com que as restrições de desigualdade se tornem restrições de igualdade, fazendo (SALGADO, 2022):

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s} = 0, \quad \mathbf{s} \geq 0 \quad (37)$$

em que  $\mathbf{s}$  é o vetor das variáveis de folga.

Em seguida, adiciona-se uma função barreira logarítmica à função objetivo:

$$f(\mathbf{x}) - \mu \sum \ln s_i \quad (38)$$

onde  $s$  é o componente do vetor das variáveis de folga na posição  $i$  e  $\mu$  é um parâmetro chamado de barreira logarítmica.

Assim sendo, o problema de otimização da Equação (35), ao se considerar (37) e (38) se torna:

$$\begin{aligned} &\text{Minimizar } f(\mathbf{x}) - \mu \sum \ln s_i \\ &\text{sujeito a } \mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \\ &\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s} = 0, \quad \mathbf{s} \geq 0 \end{aligned} \quad (39)$$

O problema (39) é solucionado pelo método de Newton. Na solução, tem-se, além dos ajustes ótimos a serem feitos nas variáveis de controle, os valores ótimos das variáveis dependentes do sistema e também as sensibilidades da função objetivo (parâmetro  $\rho$ ) em relação aos limites impostos às magnitudes das tensões nas barras, valores dos taps de transformadores e gerações de potência ativa e reativa.

O impacto da geração fotovoltaica nas condições operativas do sistema que representa a rede de geração/transmissão da região Sul foi analisado usando um programa computacional de FPO que resolve o problema da Equação (35). Nesse programa, a geração fotovoltaica foi considerada constante e igual a encontrada resolvendo-se as equações obtidas usando-se o modelo dos cinco parâmetros para o módulo fotovoltaico e a expressão analítica que representa a eficiência do inversor. Neste trabalho, não foi considerada a potência reativa que é gerada pelos inversores.

## 4 ANÁLISE DO CASO

Neste TCC é analisado o impacto causado pela inserção de geração fotovoltaica oriunda da micro e mini geração distribuída no sistema equivalente da região Sul, sob o ponto de vista da operação em regime permanente do sistema elétrico. Este capítulo descreve o sistema equivalente usado para tal análise, bem como os dados meteorológicos utilizados para realizar os cálculos da potência gerada pelas usinas.

### 4.1 DADOS METEOROLÓGICOS

Como visto no Capítulo 2, são necessários os dados de irradiância e temperatura da célula para se calcular a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos a partir do modelo dos cinco parâmetros. Assim, os dados utilizados foram retirados da base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), que contém informações de radiação e temperatura ambiente horária para cada dia do ano. Esses dados foram obtidos através de estações meteorológicas automáticas localizadas próximas ou nas próprias cidades a serem estudadas.

No entanto, o INMET mede a radiação ( $KJ/m^2$ ) horária, enquanto que, para os cálculos, é preciso a irradiância total ( $W/m^2$ ). Portanto, foi feita uma conversão de unidades. Além disso, a temperatura que deve ser usada é a da célula fotovoltaica. Dessa forma, com os dados de irradiância devidamente ajustados, utiliza-se a equação (14) para se obter a temperatura na célula, a partir da temperatura ambiente fornecida.

Para este estudo, almejando-se ter uma visão mais completa da operação do sistema com a inserção das usinas fotovoltaicas, escolheu-se um dia no inverno, com as mais baixas temperaturas e baixas irradiâncias, e um dia de verão, com altas temperaturas e as mais altas irradiâncias, para usar como base para a geração. Para o inverno, selecionou-se o dia 09/08/2023, e para o verão, 01/01/2023.

### 4.2 MODELAGEM DAS USINAS FOTOVOLTAICAS EQUIVALENTES

Levando em conta o número crescente de microgeradoras fotovoltaicas instaladas nas residências consumidoras na Região Sul, criaram-se usinas equivalentes que representassem a geração fotovoltaica de 10 cidades com elevada capacidade de geração fotovoltaica. As cidades usadas como referência para as usinas equivalentes projetadas são mostradas na Tabela 2. Deve-se notar que os dados utilizados foram aqueles obtidos na página da ANEEL em 12 de janeiro de 2024. Desde então esses dados foram atualizados.

Tabela 2 – Cidades com as maiores potências instaladas de geração fotovoltaica da Região Sul.

<b>Cidades</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>
Florianópolis - SC	730.905,48
Foz do Iguaçu - PR	123.966,68
Maringá - PR	117.328,69
Caxias do Sul - RS	93.724,72
Curitiba - PR	93.658,10
Londrina - PR	89.116,67
Porto Alegre - RS	86.549,35
Toledo - PR	80.601,03
Cascavel - PR	78.178,91
Novo Hamburgo - RS	60.109,66
Santa Maria - RS	57.403,76

Fonte: (ANEEL, 2024)

Contudo, a geração fotovoltaica da cidade de Foz do Iguaçu não foi levada em conta no sistema teste, visto que a usina de Itaipu, com potência instalada de 14 GW, não foi considerada como parte do sistema da Região Sul.

As usinas equivalentes de cada cidade são formadas considerando painéis fotovoltaicos e inversores disponíveis no mercado. Para o painel, foi utilizado o modelo DNA-144-MF26-440W da marca Aptos Solar Technology. Suas informações técnicas são disponibilizadas na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Principais Características do Módulo

<b>Dados do Módulo</b>	<b>Valor</b>
<b>DNA 144 440W</b>	
Potência do Painel	440 W
Tensão de Máxima Potência	41 V
Corrente de Máxima Potência	10,74 A
Tensão de Circuito Aberto	49,9 V
Corrente de Curto-Circuito	11,33 A
Eficiência	20,21%
Temperatura Nominal da Célula	44°C
Tipo de Célula	Monocristalina

Fonte: Adaptado de (Aptos Solar Technology, s.d.)

Para o inversor, optou-se por adotar o modelo Sunny Tripower 15000TL da marca SMA Solar Technology. Suas informações técnicas são mostradas na Tabela 4. A sua curva de eficiência é mostrada na Figura 9, no Capítulo 2.



Tabela 4 – Principais Características do Inversor

<b>Dados do Inversor</b> <b>Sunny Tripower 15000TL</b>	<b>Valor</b>
Máxima Potência CC de Entrada	27000 Wp
Potência CC Nominal	15330 W
Máxima Tensão de Entrada	1000 V
Intervalo de Tensão de Operação	240 V até 800 V
Corrente CC Máxima por MPPT	33 A
Número de MPPT Disponível	2
Eficiência Máxima	98,4%
Potência Ativa Nominal	15000 W
Potência Aparente Máxima	15000 VA
Fator de Potência na Potência Nominal	1

Fonte: Adaptado de (SMA, s.d.)

Tendo em vista que cada módulo fornece, no máximo, 400 W de potência, foi preciso fazer uma associação série/paralelo dos módulos para que se formassem as centrais fotovoltaicas com as potências desejadas. Como o inversor tem potência ativa nominal de 15000 W, tendo 98% de eficiência, foi feita uma associação de 34 painéis por inversor. Dessa forma, definiu-se o número de painéis, assim como o número de inversores para cada usina equivalente, a partir da potência instalada de MMGD em cada cidade. A Tabela 5 apresenta essas quantidades.

Tabela 5 – Quantidade de Inversores e Painéis por Cidade

<b>Cidade</b>	<b>N° Inversores</b>	<b>N° Painéis</b>
Florianópolis-SC	49.393	2.963.597
Maringá-PR	5.873	352.360
Curitiba-PR	4.972	298.309
Londrina-PR	4.693	281.570
Caxias do Sul-RS	4.610	276.619
Porto Alegre-RS	4.147	248.792
Toledo-PR	4.045	242.697
Cascavel-PR	3.996	239.786
Novo Hamburgo-RS	3.046	182.789
Santa Maria-RS	2.785	167.112

Fonte: Elaborado pelo autor.

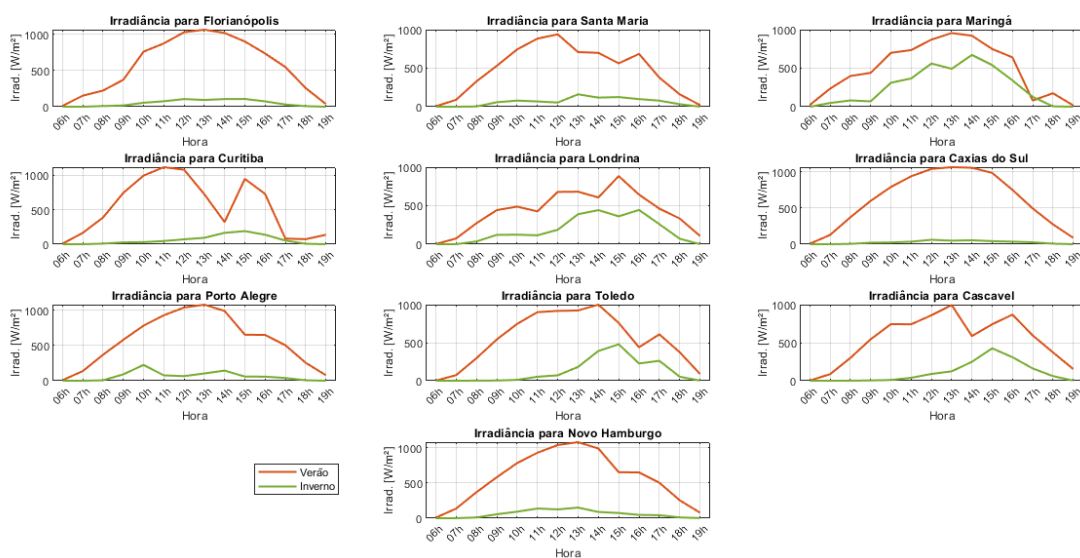
#### 4.2.1 Simulações das Usinas Fotovoltaicas

As gerações de potência ativa das 10 usinas equivalentes foram simuladas no programa computacional de Matlab descrito em (BERWANGER, 2018), a partir dos dados meteorológicos coletados. A geração fotovoltaica estimada para cada cidade foi obtida usando dados de irradiância e temperatura da subestação automática do INMET mais próxima dessa cidade. Dessa maneira, obtiveram-se as gerações fotovoltaicas horárias

de potência ativa de cada cidade durante quatorze horas do dia (das 6 h às 19 h), tanto para o inverno, quanto para o verão. O estudo foi feito supondo que as usinas equivalentes não fornecem ou absorvem potência reativa.

Para melhor compreensão dos resultados, a Figura 12 apresenta os valores obtidos através do INMET para a irradiância horária de cada cidade.

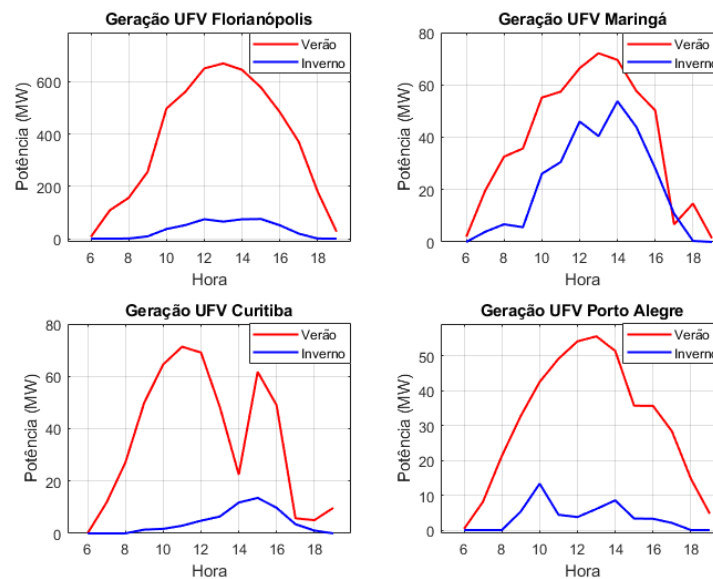
Figura 12 – Curvas de Irradiância para cada cidade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 13, é possível observar os resultados obtidos para 4 cidades. Destaca-se que Florianópolis gerou os valores máximos de 669,3 MW no verão, e 75 MW no inverno. Para Maringá, esses valores são 72,1 MW no verão e 53,7 MW no inverno. Percebe-se, portanto, que, no inverno, a redução percentual na geração fotovoltaica em Florianópolis foi muito maior do que em Maringá. Isso se deve aos valores de irradiância e temperatura medidos em cada cidade. Curitiba obteve os valores máximos de 71,3 MW durante o verão e 13,6 MW no inverno. Já para Porto Alegre, esses valores ficaram em torno de 55,5 MW no verão, e 13,3 MW no inverno. No caso dessas duas últimas cidades, a redução percentual na geração fotovoltaica no inverno é similar.

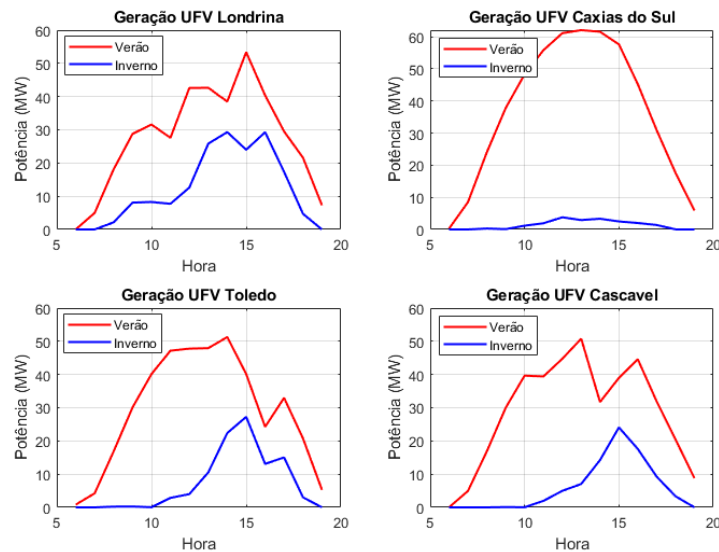
Figura 13 – Geração UFV de Florianópolis-SC, Maringá-PR, Curitiba-PR e Porto Alegre-RS, para verão (em vermelho) e inverno (azul) durante quatorze horas dos dias analisados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O mesmo procedimento foi realizado para as cidades restantes. Na Figura 14 são mostradas as curvas horárias para Londrina, Caxias do Sul, Toledo e Cascavel. Londrina, no auge da geração, atingiu 53,4 MW no verão e, no inverno, 29,3 MW. Caxias do Sul gerou, como valores máximos, 62,1 MW no verão e, no inverno, 3,8 MW. Toledo chegou em 51,3 MW no verão e 27,2 MW no inverno. Cascavel gerou os valores máximos de 50,8 MW durante o verão e 24,1 MW durante o inverno. Observa-se que, enquanto em Londrina a geração fotovoltaica no verão e no inverno foram similares, em Caxias do Sul, no dia de inverno, quase não há geração fotovoltaica.

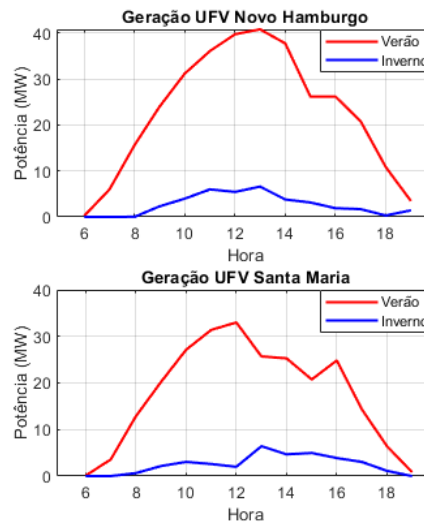
Figura 14 – Geração UFV de Londrina-PR, Caxias do Sul-RS, Toledo-PR e Cascavel-PR, para verão (em vermelho) e inverno (azul) durante quatorze horas dos dias analisados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por último, foram simuladas as cidades de Novo Hamburgo e Santa Maria. Para Novo Hamburgo, os valores máximos encontrados foram 40,8 MW no verão e 6,6 MW no inverno. Para Santa Maria, esses valores ficaram em torno de 33 MW no verão e 6,4 MW no inverno. A curva de geração horária dessas duas cidades é mostrada na Figura 15. Observa-se que, nessas duas cidades, a geração fotovoltaica no dia de inverno quase não existe, tal como ocorre em Caxias do Sul.

Figura 15 – Geração UFV de Novo Hamburgo-RS e Santa Maria-RS, para verão (em vermelho) e inverno (azul) durante quatorze horas dos dias analisados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 6 compara a potência máxima gerada em cada cidade, bem como a energia gerada em cada cidade durante os dias de inverno e de verão.

Tabela 6 – Comparação da potência máxima e da energia geradas por cada cidade e Fator de Carregamento (FC)

Cidade	Dia de Inverno			Dia de Verão		
	Pot. Máx.[MW]	FC [%]	Energia[MWh]	Pot. Máx.[MW]	FC [%]	Energia[MWh]
Florianópolis-SC	75,0	10,3	456,2	669,3	92,1	5185,3
Maringá-PR	53,7	62,4	296,3	72,1	83,8	541,2
Caxias do Sul-RS	3,8	5,6	19,4	62,1	91,7	516,9
Curitiba-PR	13,6	18,6	57,2	71,3	97,6	495,7
Londrina-PR	29,3	42,5	169,3	53,4	77,5	386,8
Porto Alegre-RS	13,3	21,8	49,9	55,5	91,1	433,8
Toledo-PR	27,2	45,8	98,7	51,3	86,3	409,6
Cascavel-PR	24,1	41,0	91,4	50,8	86,5	402,8
Novo Hamburgo-RS	6,6	14,7	36,5	40,8	91,3	318,7
Santa Maria-RS	6,4	15,6	34,5	32,9	80,4	246,3

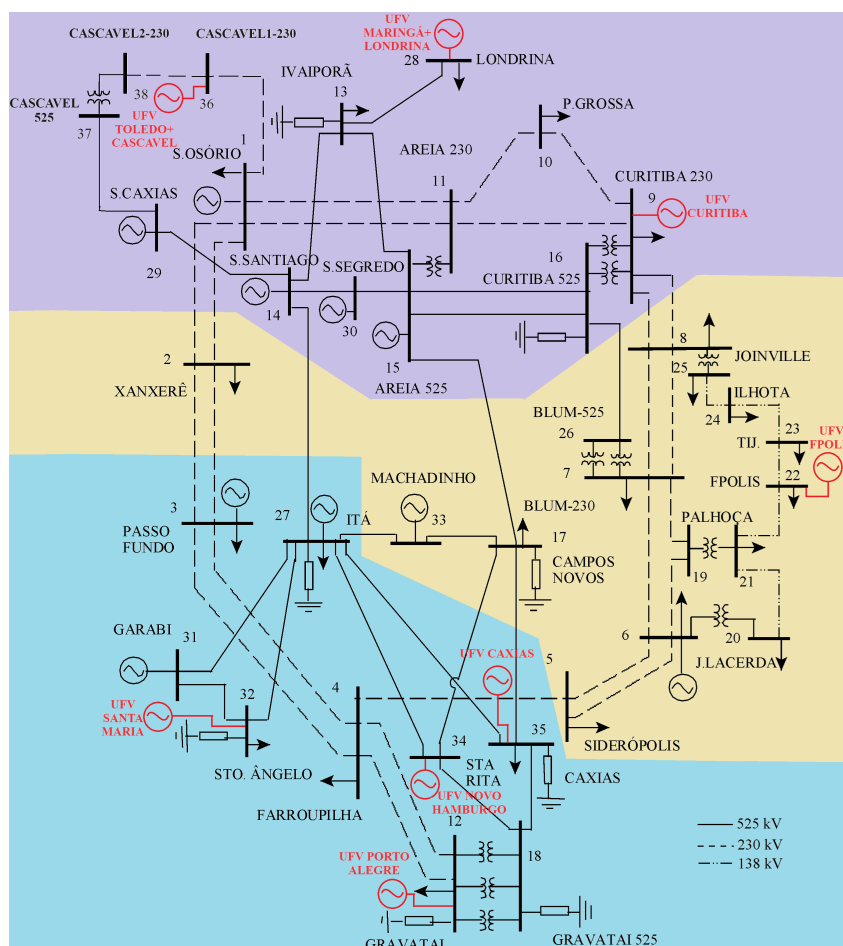
Fonte: Elaborado pelo autor.

De forma geral, percebe-se uma grande diferença entre as gerações obtidas para inverno e verão. Isso é esperado, pois, como mencionado, escolheu-se um dia de inverno com temperaturas e irradiâncias muito baixas, e o contrário para o verão. Além disso, como a temperatura e a irradiância durante o dia são muito variáveis, as abruptas diferenças de geração horária são esperadas.

### 4.3 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DA REGIÃO SUL

Para representar o sistema elétrico da região Sul do Brasil, foi utilizado um sistema equivalente composto por 38 barras.

Figura 16 – Sistema de 38 barras com as UFVs



Fonte: Elaborado pelo autor.

O sistema é dividido em três áreas: Área 1 (roxo), que contém as barras do Paraná; Área 2 (amarelo), que representa Santa Catarina; e Área 3 (azul), que possui as barras do Rio Grande do Sul. As únicas exceções são as barras 33 (Machadinho) e 22 (Itá), que estão nas áreas 2 e 3, respectivamente.

A barra de referência do sistema é a barra 13 (Ivaiporã), que possui um gerador fictício que representa a importação de energia da região Sudeste do país.

A conversora de Garabi também é descrita por um gerador fictício, representando uma estação conversora back-to-back, que interliga o Brasil à Argentina.

Dados desse sistema podem ser vistos com mais detalhes no Apêndice B.

Com as usinas modeladas, elas foram adicionadas no sistema equivalente da Região Sul, nas barras que estivessem geograficamente mais próximas. As UFV estão destacadas

em vermelho na Figura 16.

É importante ressaltar que a geração FV foi conectada em barras de 138 a 525 kV em função das características do sistema equivalente. Contudo, na prática, a quase totalidade da MMGD está conectada na baixa tensão (220/380 V).

## 5 RESULTADOS

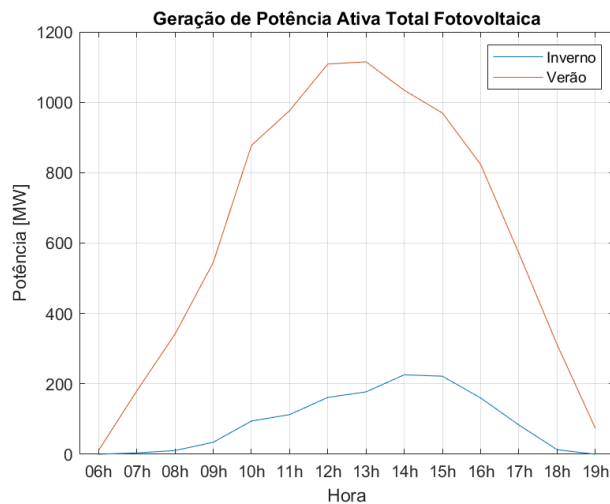
Este capítulo tem como foco mostrar os resultados obtidos para o problema do FPO através da análise das perdas, das gerações e das tensões nas barras do sistema teste, tanto para o dia de inverno quanto para o dia de verão. Esses resultados serão comparados com o caso base, que contém apenas as usinas hidrelétricas e a termelétrica presentes no sistema, sem a geração fotovoltaica, para melhor compreensão das mudanças que essa geração traz para o sistema elétrico.

### 5.1 SIMULAÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

#### 5.1.1 Carga e Geração

A partir das potências geradas em cada Usina Fotovoltaica (UFV) equivalente, consegue-se gerar um gráfico com a potência total que é inserida no sistema teste nos dois cenários, como é exibido na Figura 17. Observa-se que durante o verão, a geração tem seu pico em torno das 13 h, atingindo 1115,06 MW injetados no sistema. Para o inverno, o pico ocorre às 14 h, e tem valor de 225,75 MW.

Figura 17 – Geração total proveniente das UFVs ao longo das 14 horas de estudo. Em vermelho, os dados para o verão e, em azul, para o inverno.



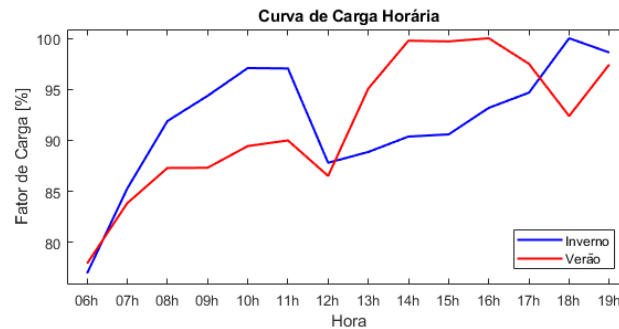
Fonte: Elaborado pelo autor.

Com as potências horárias geradas pelas usinas fotovoltaicas equivalentes de cada uma das cidades adicionadas ao sistema teste, pôde-se rodar o programa computacional que resolve o problema do FPO. Para isso, a fim de se obter uma carga com comportamento mais próximo do real, foram adotadas curvas de carga horária para cada dia estudado. Essas curvas de carga de energia foram obtidas através do site do ONS (ONS, 2023), com dados horários de um determinado dia. Para o dia de inverno foi usada a curva de carga



horária do mesmo dia utilizado como base para a geração fotovoltaica (09/08/2023). Porém, para o dia de verão, utilizou-se a curva de carga horária do dia 10/01/2023, tendo em vista que o dia usado para coletar informações de temperatura e irradiância (01/01/2023) era um domingo de feriado e, portanto, a carga não representaria um dia comum. As curvas de carga horária para cada dia podem ser vistas na Figura 18.

Figura 18 – Curvas de Carga Horária para os dias de inverno (em azul) e verão (em vermelho).



Fonte: Elaborado pelo autor.

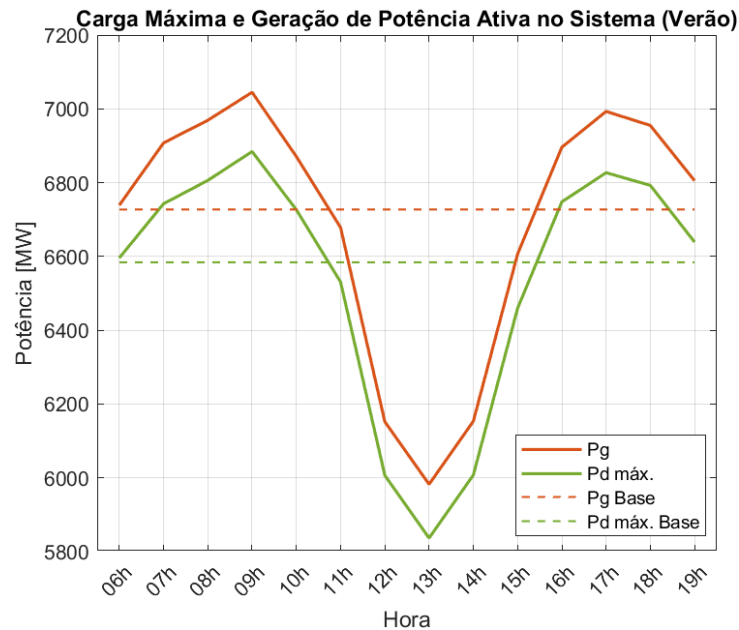
## 5.1.2 Verão

### 5.1.2.1 Carga Máxima e Geração

Foram traçadas as curvas de carga máxima e de geração de potência ativa no sistema, considerando a curva de carga da Figura 18. Assim, para cada hora analisada, a carga inicial do sistema é diferente. Os resultados podem ser vistos na Figura 19. Para o caso base, os valores parecem praticamente constantes devido às variações na carga serem pequenas quando colocadas na mesma escala que as curvas do cenário com a geração fotovoltaica. Isso significa que, independentemente do carregamento inicial, a capacidade máxima de carregamento do sistema é a mesma.

Durante o verão, para o caso base, a carga máxima manteve-se em torno de 6584,1 MW, enquanto a geração de potência ativa total foi de 6727,2 MW. Isso resultou em uma perda de 143,1 MW em cada uma das 14 horas analisadas. Já durante as simulações com a geração fotovoltaica, esses valores não permaneceram constantes, devido às oscilações de temperatura e, principalmente, irradiância durante o dia em cada cidade. Assim sendo, observa-se a maior carga (6884,32 MW) e, conseqüentemente, a maior geração de potência ativa (7045 MW) às 9 h. Conforme a carga diminui e alcança seu valor mínimo nesse cenário, de 5836,84 MW às 13 h, a geração de potência ativa também atinge seu valor mínimo, de 5982,47 MW, e depois ambos voltam a subir. Percebe-se que, a partir das 10 h até aproximadamente 16 h, as duas curvas ficam mais próximas, o que significa menores perdas no sistema, como pode ser visto mais adiante na Figura 22.

Figura 19 – Geração de Potência Ativa (em laranja) e Carga Máxima (em verde) no Verão. Em tracejado, as mesmas grandezas para o caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A queda no máximo carregamento que o sistema suporta se deve à forte limitação da importação de potência do Sudeste que surge com as UFV. Isso ocorre porque as cargas conectadas às barras que representam algumas cidades (por exemplo, Florianópolis) são menores do que as usinas equivalente conectadas a essas cidades. Há portanto uma nova injeção de potência ativa na rede que leva à redução da importação da energia devido aos limites de tensão. Além disso, a geração FV não substitui a capacidade de geração do Sul sem FV. A Tabela compara três casos: com FV; sem FV; e com FV ajustável, ou seja, que não injeta toda a potência ativa gerada no sistema.

Tabela 7 – Comparação entre três casos para o verão, às 13 h.

Análise	Com FV	Sem FV	Com FV ajustada
$P_d$ Máximo [MW]	5836	6584	6902
$Q_d$ Máximo [Mvar]	1525	1740	1824
$P_g$ Total Usinas [MW]	3587	4849	4717
$P_{UFV}$ Total [MW]	1115	0	561
Importação SE [MW]	179	779	696
Importação Garabi [MW]	1090	1090	1090

Fonte: Elaborado pelo autor.

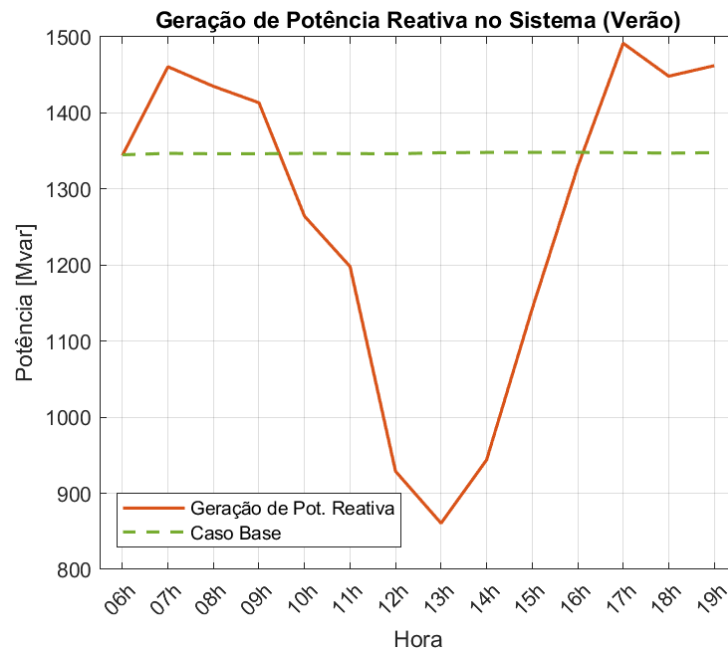
Verifica-se que o melhor caso é o que permite regular a potência fornecida pelas usinas fotovoltaicas. Ao injetar cerca de metade do valor da potência ativa que se observa

no caso com FV, a importação do SE aumenta, bem como a potência ativa gerada pelas usinas originais. Com isso, o sistema poderia suportar uma carga de 6902 MW.

Os resultados obtidos pelo FPO no caso base e com a inserção das UFV estão indicados no Apêndice D. Somente os resultados das simulações feitas para as 13h (horário de máxima geração FV) são mostrados. Pode-se observar a severidade dos limites impostos nas magnitudes das tensões através dos valores dos multiplicadores de Lagrange associados a esses limites ( $\pi_v$ ), demonstrando que se trata realmente da condição de máximo carregamento.

Também foi traçada a curva de potência reativa total gerada no sistema, na condição de máximo carregamento, tanto para o cenário com geração fotovoltaica quanto para o caso base, conforme a Figura 20.

Figura 20 – Geração de Potência Reativa, para o Máximo Carregamento, no Verão.

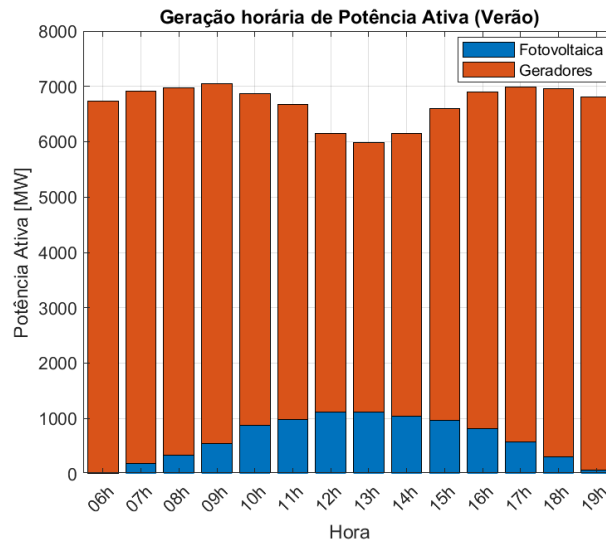


Fonte: Elaborado pelo autor.

Verifica-se que, na mesma hora em que há a maior geração de potência fotovoltaica registrada, assim como acontece para a geração de potência ativa total, a geração de potência reativa tem uma queda significativa, de mais de 480 Mvar.

A Figura 21 mostra a contribuição das usinas fotovoltaicas equivalentes na geração de potência ativa do sistema, comparada à geração proveniente de geradores do sistema. Às 9 h, quando a geração total do sistema é a maior registrada (7045 MW), cerca de 7,7% da potência ativa gerada no sistema é proveniente da geração fotovoltaica (cerca de 545 MW). Às 13 h, a geração fotovoltaica alcança seu valor máximo de 1115 MW, representando, nesse instante, 18,4% da geração de potência ativa do sistema.

Figura 21 – Contribuição dos geradores e das usinas fotovoltaicas na geração de potência ativa no sistema (Verão).

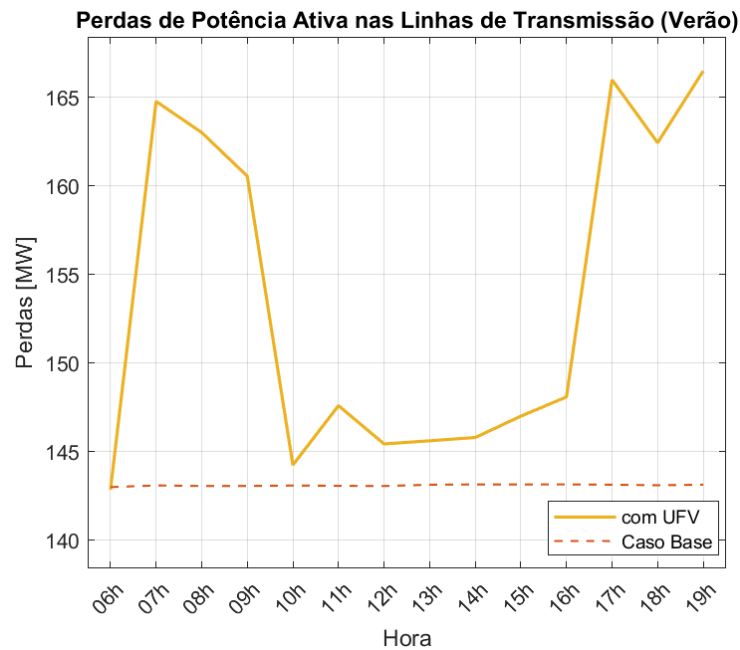


Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 5.1.2.2 Perdas nas Linhas de Transmissão

A Figura 22 mostra as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão do sistema durante o verão. No caso base, na condição de máximo carregamento, as perdas são quase constantes, com o valor em torno de 143,1 MW. No caso com a geração distribuída fotovoltaica, observa-se que às 19 h ocorre a maior perda de potência ativa registrada nesse cenário (166,5 MW). Nota-se que, conforme mencionado, das 10 h às 16 h as perdas diminuem. Nesse mesmo horário, a geração de potência ativa pelas usinas fotovoltaicas alcança seu valor máximo, de acordo com a Figura 21. Isso é um indicativo de que, como há geração fotovoltaica perto de cargas que estavam distantes de geradores, as perdas de transmissão são reduzidas.

Figura 22 – Perda de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão (Verão).



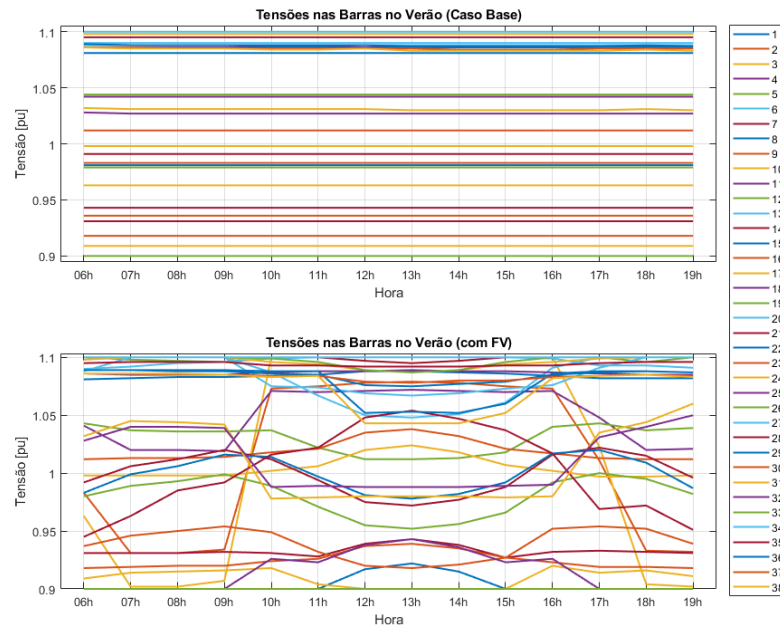
Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar das perdas serem menores, quando há maior geração fotovoltaica no sistema, ao se comparar a menor perda nesse cenário com a perda do caso base, observa-se que o caso sem MMGD ainda tem menores perdas de potência ativa nas linhas de transmissão, apesar de suportar um carregamento maior.

### 5.1.2.3 Comportamento das Tensões e Potências Geradas

O perfil das tensões nas barras do sistema pode ser visto na Figura 23. De modo geral, identifica-se que, no caso em que não se tem geração fotovoltaica, na condição de máxima carga, as tensões comportam-se de maneira aproximadamente constante ao longo das quatorze horas analisadas. Ao acrescentar-se a geração das usinas equivalentes, as tensões nas barras sofrem variações. Nota-se que as maiores mudanças ocorrem entre as 9 h e 16 h. Aproximadamente nesse intervalo de tempo, a geração de potência reativa tem uma queda, conforme mencionado.

Figura 23 – Tensões nas Barras do Sistema, para o Máximo Carregamento (Verão). Em cima, o caso base. Abaixo, cenário com UFV.

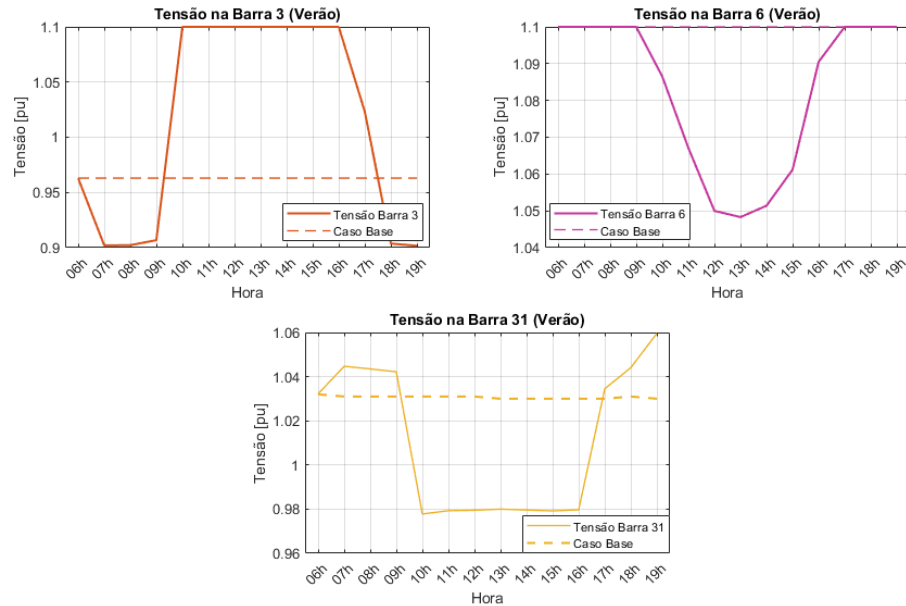


Fonte: Elaborado pelo autor.

Das barras que não eram de geração, quatro apresentaram variações de 0,05 pu ou mais na tensão ao longo das 14 horas: a barra 2, que está diretamente conectada à barra 3, que possui gerador e será analisada mais adiante; a barra 4, que também está ligada à barra 3 e à barra 12, que contém a UFV de Porto Alegre; a barra 28, onde foram inseridas as UFV de Maringá e Londrina; e a barra 32, onde está conectada a UFV de Santa Maria.

É pertinente analisar-se também as variações nas tensões das barras que originalmente possuem geradores. Das dez barras com geradores, apenas três tiveram mudanças significativas com relação à tensão, quando a geração fotovoltaica é considerada. A Figura 24 mostra esses casos.

Figura 24 – Curvas das tensões nas barras 3 (laranja), 6 (roxo) e 31 (amarelo) para o cenário com UFVs durante o verão. Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A barra 3 (Passo Fundo), que no caso base tinha a tensão de 0,963 pu, atingiu o limite máximo de tensão de 1,1 pu a partir das 10 h, e às 18 h se aproximou do limite mínimo de 0,9 pu. Do início da simulação até as 9 h, esse gerador consumia potência reativa. A partir das 10 h até as 17 h, o mesmo passa a gerar reativos, chegando a fornecer ao sistema 138 Mvar às 14 h, o que explica o aumento de tensão.

A barra 6 (J. Lacerda), que está próxima das UFVs de Caxias e de Florianópolis, teve uma redução de tensão de 0,05 pu às 13 h, quando a geração fotovoltaica em Florianópolis atinge o seu maior valor registrado (669,3 MW). Diferente da barra 3, a barra 6 não registrou mudanças significativas na geração de potência reativa, mantendo o valor em torno de 400 Mvar ao longo das horas.

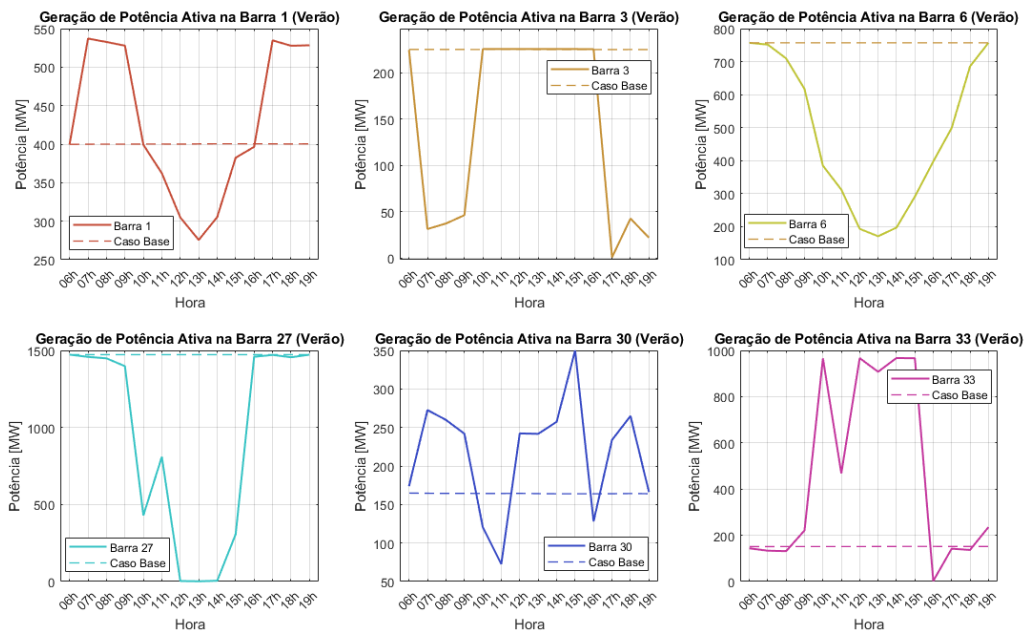
A barra 31 (Garabi), que está diretamente conectada à barra da UFV de Santa Maria, teve uma queda de tensão de 0,05 pu que durou das 10 h às 16 h. A queda na tensão está relacionada com a potência reativa que é consumida pelo gerador dessa barra. A partir das 10 h, o gerador passou a consumir mais potência reativa, resultando em um aumento nesse consumo de mais de 120 Mvar. Às 17 h, a geração de potência reativa voltou ao que era no começo da simulação.

Nas demais barras de geração não foram registradas mudanças maiores que 0,02 pu nos valores de tensão.

De maneira geral, notam-se oscilações significativas na injeção de potência ativa dos geradores do sistema ao longo das horas estudadas, de acordo com as simulações

ilustradas na Figura 25.

Figura 25 – Curvas da geração de potência ativa nos geradores das barras 1 (vermelho), 3 (amarelo), 6 (verde), 27 (azul claro), 30 (marinho) e 33 (roxo). Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

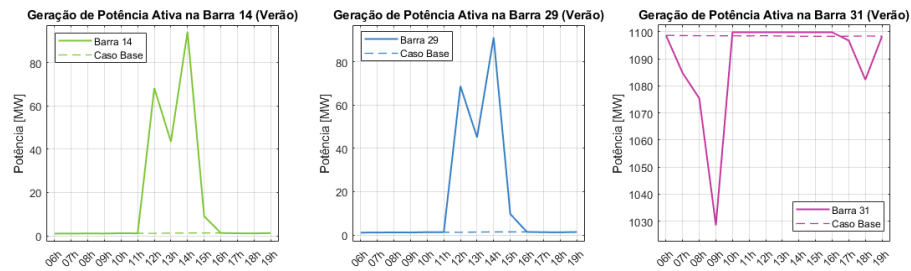
A barra 27 (Itá) registrou a maior mudança de geração, iniciando a simulação com 1472,7 MW e, às 13 h, gerou apenas 1,48 MW. Isso pode ser explicado pela proximidade da barra 27 com as UFVs de Santa Maria, Novo Hamburgo e Caxias do Sul, que juntas geram 128,5 MW nesse horário. Além disso, nota-se que o gerador da barra 33 (Machadinho) tem um aumento na injeção de potência de quase 820 MW nesse horário, que também complementaria a queda de geração no gerador de Itá, por estarem essas duas barras diretamente conectadas.

Na barra 6 (J. Lacerda), o gerador também apresentou uma grande mudança na injeção de potência. Às 13 h, com relação ao início e o fim da simulação, houve uma queda de 586 MW de geração nessa barra. Como falado anteriormente, essa barra está eletricamente próxima de Florianópolis, que atingiu seu maior valor de geração fotovoltaica nesse instante.

As outras barras, com exceção da barra 15 que manteve a injeção de potência ativa estável, também sofreram mudanças de geração de potência. Os geradores das barras 1, 3 e 30 tiveram oscilações de até 200 MW durante as horas estudadas. Já os geradores das barras 14, 29 e 31 não apresentaram variações na injeção de potência ativa maior do que 100 MW, conforme a Figura 26. Essas variações são justificadas devido à inconstância da geração fotovoltaica que é adicionada ao sistema ao longo do dia.



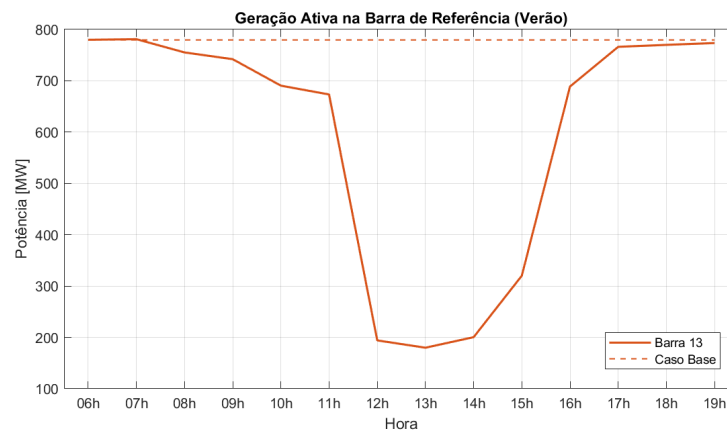
Figura 26 – Curvas da geração de potência ativa nos geradores das barras 14 (verde), 29 (azul) e 31 (roxo), na condição de máxima carga. Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A mudança na geração da Barra de Referência do sistema é mostrada na Figura 27. Percebe-se que às 13 h, a geração nessa barra diminui drasticamente, resultando em uma queda de quase 600 MW com relação ao caso base. A variação na potência ativa gerada se deve não só à geração das usinas fotovoltaicas equivalentes como também à necessidade de maximizar o carregamento.

Figura 27 – Curva da geração de potência ativa na Barra de Referência (Barra 13), na condição de máximo carregamento. Em tracejado, a respectiva grandeza para o caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Outra importante análise que pode ser feita com relação à operação do sistema é o Fator de Potência (FP), uma vez que esse parâmetro está ligado à eficiência do mesmo. Essa análise tem como objetivo mostrar a relação entre a potência ativa e a potência reativa fornecida pelos geradores sem e com a inserção das UFV. Como a UFV não fornece potência reativa, o que se analisa pelo estudo do fator de potência é o impacto da UFV na necessidade de suporte de reativos.

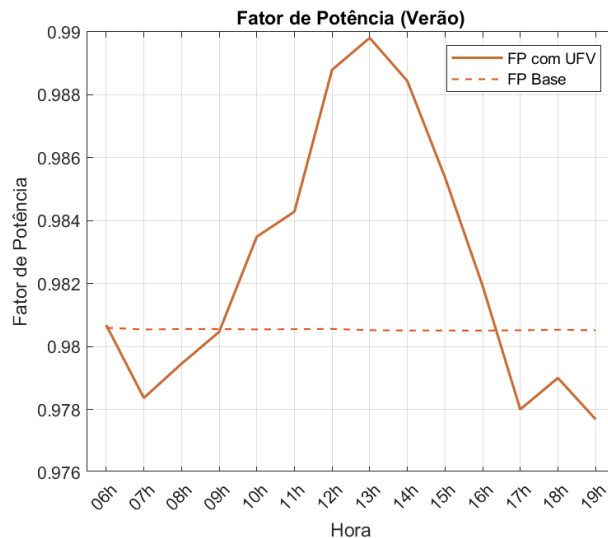
O FP do sistema foi calculado da seguinte forma:

$$FP = \frac{Pg}{\sqrt{Pg^2 + Qg^2}} \quad (40)$$

em que  $Pg$  é a potência ativa total gerada no sistema e  $Qg$  é a potência reativa total gerada no sistema, para cada hora.

A Figura 28 retrata o FP do sistema durante a simulação.

Figura 28 – Curva do Fator de Potência do sistema ao longo das 14 horas. Em tracejado, o Fator de Potência do caso base.



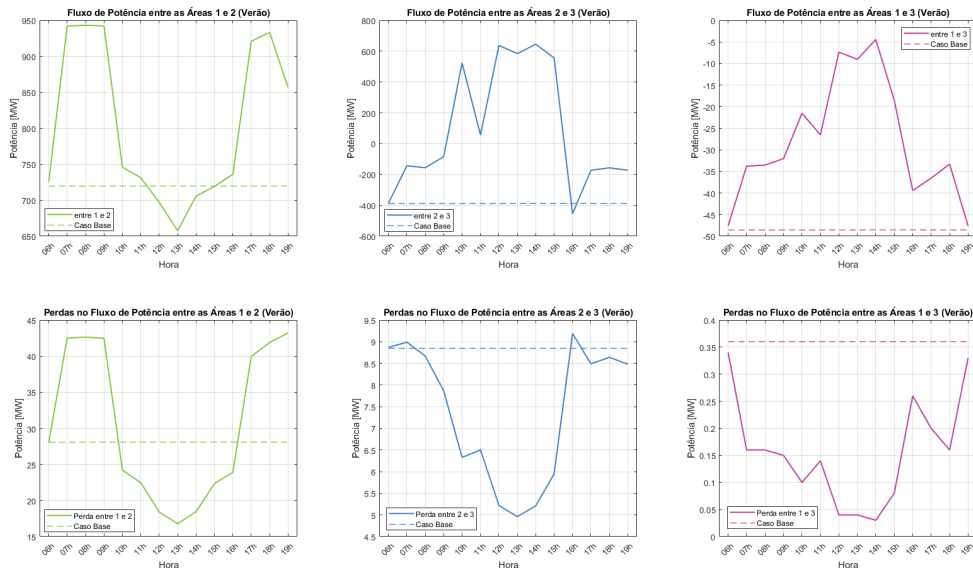
Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso base, foi constatado um FP de 0,98. Verifica-se que, no auge da geração fotovoltaica, o FP do sistema também alcança seu máximo, próximo de 0,99. Contudo, próximo ao fim da tarde, quando a geração fotovoltaica começa a cair, o FP do sistema decresce, ficando abaixo de 0,978. Esse resultado se deve ao fato de que o sistema passa a gerar menos potência reativa, quando comparado ao caso base.

#### 5.1.2.4 Fluxo de Potência e Perdas nas Interligações

Outro ponto importante a ser estudado é o fluxo de potência entre as áreas, bem como as perdas decorrentes desse fluxo.

Figura 29 – Fluxo de Potência entre as Áreas e Perda de Potência Ativa em cada Área. Em verde, entre áreas 1 e 2; em azul, entre áreas 2 e 3; e em roxo, entre áreas 1 e 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Segundo a Figura 29, o fluxo de potência entre as áreas 1 e 2 sofreu um expressivo aumento durante as simulações, exceto às 13 h, quando o valor fica abaixo do caso base. Nesse horário, a geração fotovoltaica da área 2 (que inclui somente Florianópolis, gerando quase 670 MW) é maior do que a geração fotovoltaica na área 1 (que inclui Toledo, Cascavel, Maringá, Londrina e Curitiba, que juntas geram 261 MW). A curva de perdas entre essas áreas acompanha as variações do fluxo de potência.

Para o fluxo entre as áreas 2 e 3, percebe-se que, entre 9 h e 10 h, ocorre uma mudança no sentido do fluxo, que antes ia da área 3 para a 2. Às 10 h, Florianópolis injeta 497 MW no sistema, enquanto que as UFVs da área 3 fornecem juntas 149 MW, o que justifica a mudança no sentido do fluxo. Ocorre ainda, um aumento de quase 250 MW no fluxo pelas 13 h, e no fim do dia, o sentido do fluxo volta a ser de 3 para 2. Na curva de perdas, também se observam mudanças. Com relação ao início do dia, houve uma queda de 44% no valor das perdas no fluxo no horário de pico das gerações fotovoltaicas, indicando que as UFVs contribuíram muito na demanda de potência nas suas respectivas áreas nos horários de pico.

Por fim, entre as áreas 1 e 3, nota-se uma grande diminuição no fluxo de potência, que vai da área 3 para a 1. No caso base, o fluxo entre essas áreas era de 48,5 MW. Contudo, ao acrescentar as UFVs no sistema, o mesmo fluxo diminuiu para 4,4 MW às 13 h. O motivo dessa diminuição no fluxo é o aumento na geração das UFVs da área 1, como comentado anteriormente. Consequentemente, as perdas nesse caso também diminuiriam.

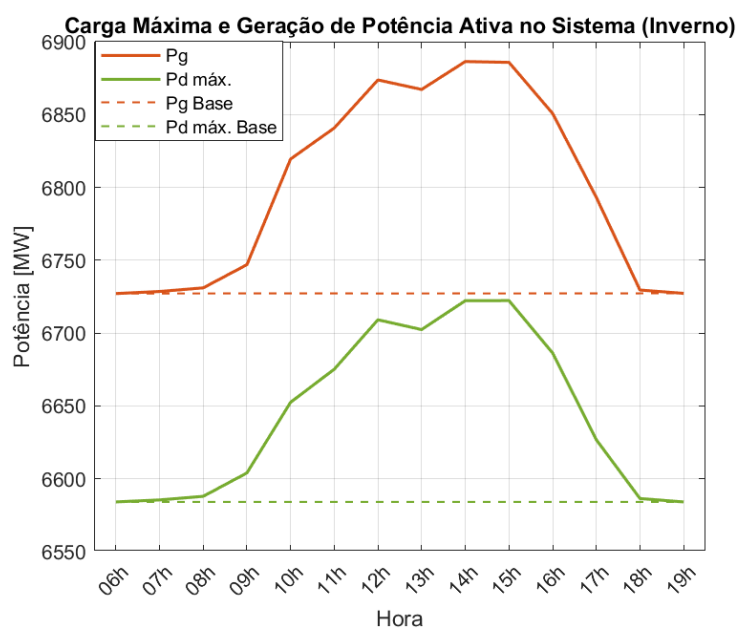
### 5.1.3 Inverno

#### 5.1.3.1 Carga Máxima e Geração

O mesmo estudo que foi feito para o dia de verão também foi feito para o dia de inverno, quando a geração distribuída fotovoltaica possui valores expressivamente menores. Contudo, ainda existem alterações importantes a serem analisadas para esse cenário.

A primeira avaliação a ser feita para o inverno são as curvas de carga máxima e de geração de potência total do sistema, como pode ser visto na Figura 30.

Figura 30 – Geração de Potência Ativa (em laranja) e Carga Máxima (em verde) no Inverno. Em tracejado, as mesmas grandezas para o caso base.

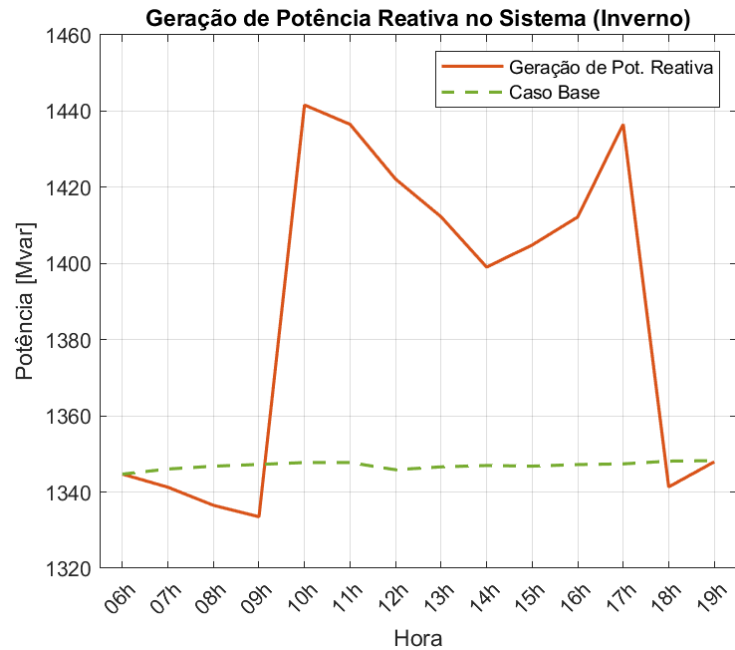


Fonte: Elaborado pelo autor.

Verifica-se que a carga máxima suportada pelo sistema passa de 6584,13 MW no caso base e chega a atingir até 6722 MW na simulação. À vista disso, a geração também aumentou de 6727,26 MW no caso base para 6886,37 MW no seu pico às 14 h, em conformidade com o auge da geração fotovoltaica nesse cenário.

Assim como feito para o dia de verão, também foi feito um estudo da potência reativa total gerada no sistema, como mostra a Figura 31. Nota-se um aumento na geração, que se iniciou às 10 h e durou até às 17 h. Conforme a geração fotovoltaica se aproxima de seu valor máximo, há uma queda na injeção de potência reativa.

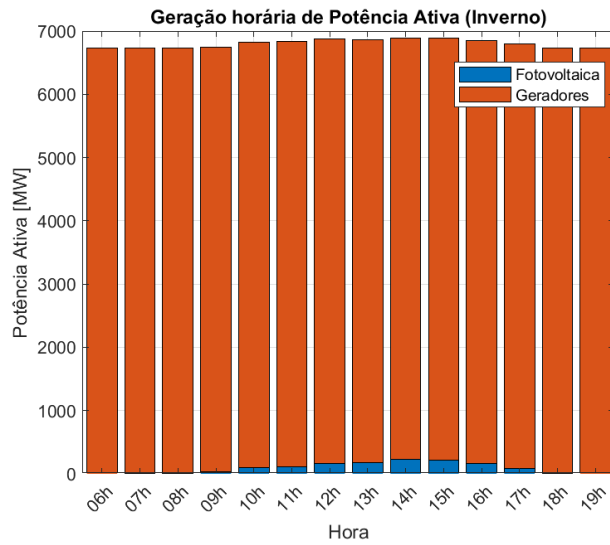
Figura 31 – Geração de Potência Reativa, para o Máximo Carregamento, no Inverno.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com relação à contribuição das UFVs na geração de potência ativa, comparado à injeção de potência dos geradores, como era esperado, nota-se uma participação muito menor do que é visto no cenário de verão. Segundo a Figura 32, no seu ápice, a geração fotovoltaica fornece menos do que 3,3% da potência total consumida no sistema. Tanto no começo do dia (6 h e 7 h) quanto no fim do estudo (18 h e 19 h), não há contribuição da energia solar.

Figura 32 – Contribuição dos geradores e das usinas fotovoltaicas na geração de potência ativa no sistema (Inverno).

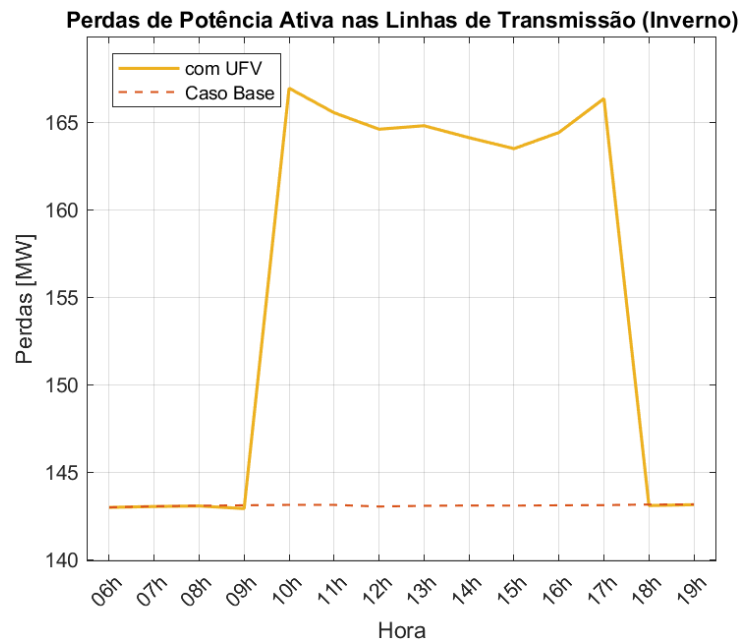


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.1.3.2 Perdas nas Linhas de Transmissão

No período em que há geração fotovoltaica, na condição de máximo carregamento, constata-se um aumento no valor das perdas nas linhas de transmissão para o inverno, segundo a Figura 33. Quando a geração fotovoltaica não é considerada, já que a carga máxima do sistema é praticamente constante ao longo das 14 horas, as perdas também se mantêm constantes e iguais a 143,14 MW. Já para o caso com UFVs, essas perdas chegam a alcançar 166,95 MW, representando um aumento de 14,26% nesse horário. Isso pode ser explicado pelo aumento na carga máxima do sistema, que conseqüentemente, irá gerar maiores perdas nas linhas de transmissão.

Figura 33 – Perda de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão (Inverno).



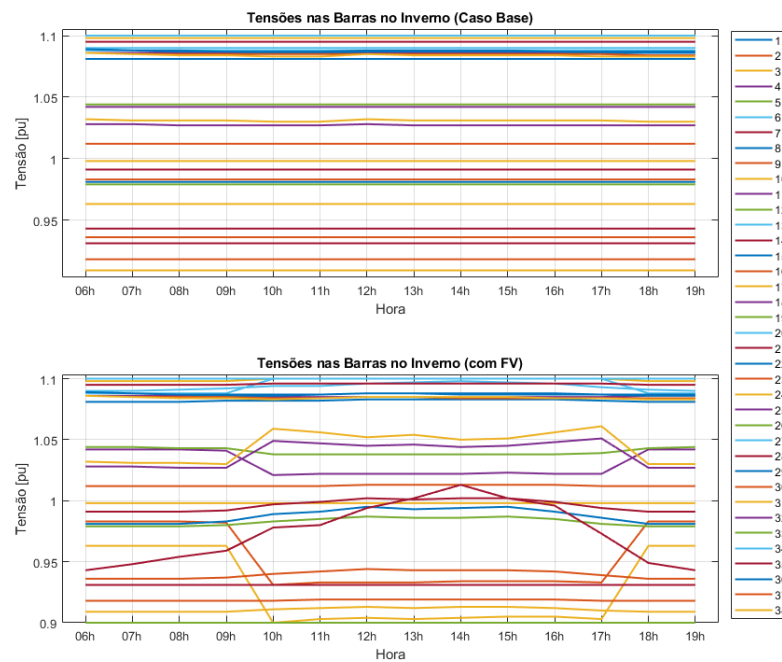
Fonte: Elaborado pelo autor.

### 5.1.3.3 Comportamento das Tensões e Potências Geradas

A Figura 34 mostra o perfil das tensões nas barras do sistema. Comparando as Figuras 23 e 24, ou seja, as magnitudes das tensões nos cenários em que é inserida a geração fotovoltaica, fica evidente que no inverno as tensões nas barras ficam mais estáveis. Tal fato pode ser explicado pela menor variação na curva de potência reativa total gerada no sistema durante o inverno, uma vez que a perturbação causada pelas UFV no sistema é menor do que no verão.

Verifica-se ainda que nesse cenário, para as barras que originalmente não tinham geradores, apenas duas sofreram variações maiores ou iguais a 0,05 pu na tensão: a barra 28, onde foram inseridas as UFV de Londrina e Maringá; e a barra 2, que está conectada às barras 3 e 1, que possuem geradores. O gerador da barra 1, a partir das 10 h, registrou um aumento de 75 Mvar no fornecimento de reativos ao sistema, e só retornou ao valor inicial no fim do dia, o que pode justificar essa mudança.

Figura 34 – Tensões nas Barras do Sistema, para o Máximo Carregamento (Inverno). Em cima, o caso base. Abaixo, cenário com UFV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em comparação com as simulações do verão, as tensões nas barras geradoras sofreram poucas alterações com relação ao caso base. Das dez barras com geradores, apenas três não mantiveram a tensão estabilizada, como pode ser visto na Figura 35.

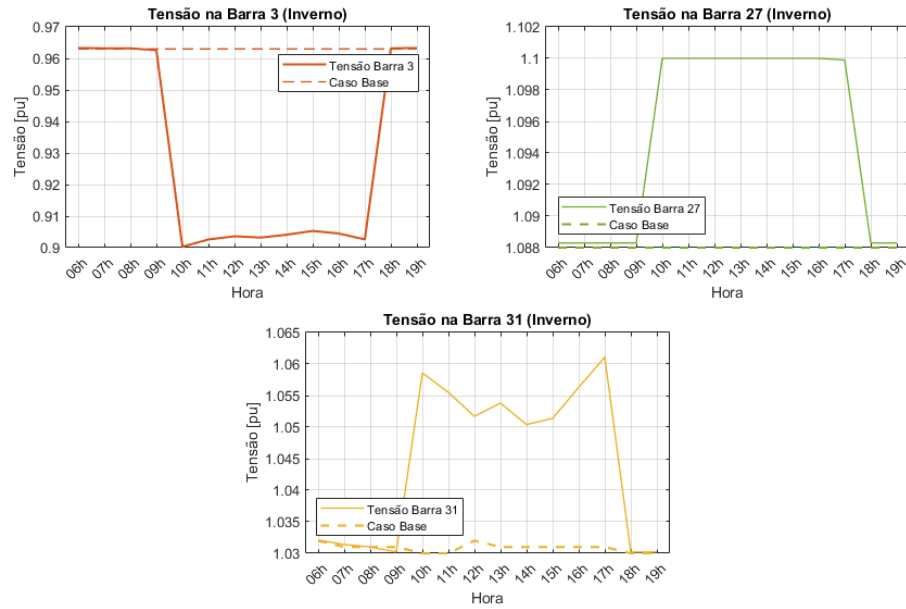
A barra 3, que inicialmente tinha a tensão de 0,963 pu, atingiu o valor mínimo de 0,9 pu às 10 h. Contudo, nesse gerador a geração de potência reativa se manteve praticamente constante.

Já a barra 27 atinge o valor máximo permitido, de 1,1 pu, no mesmo horário. O gerador dessa barra consumia em torno de 380 Mvar até as 9 h. A partir das 10 h, o consumo de potência reativa passou a ser de 171 Mvar, em concordância com o aumento da tensão na barra.

A barra 31 tem um comportamento similar ao da barra 27, e atingiu no seu auge 1,06 pu. O intervalo em que há aumento na tensão condiz com o aumento no fornecimento de potência reativa do gerador da barra. Das 6 h até 10 h, o gerador consumia em torno de 120 Mvar. A partir das 11 h, esse valor se reduz à metade, ou seja, o gerador passa a fornecer mais potência reativa ao sistema. Às 18 h, quando não há mais geração fotovoltaica, esse valor volta ao que era no início do dia.



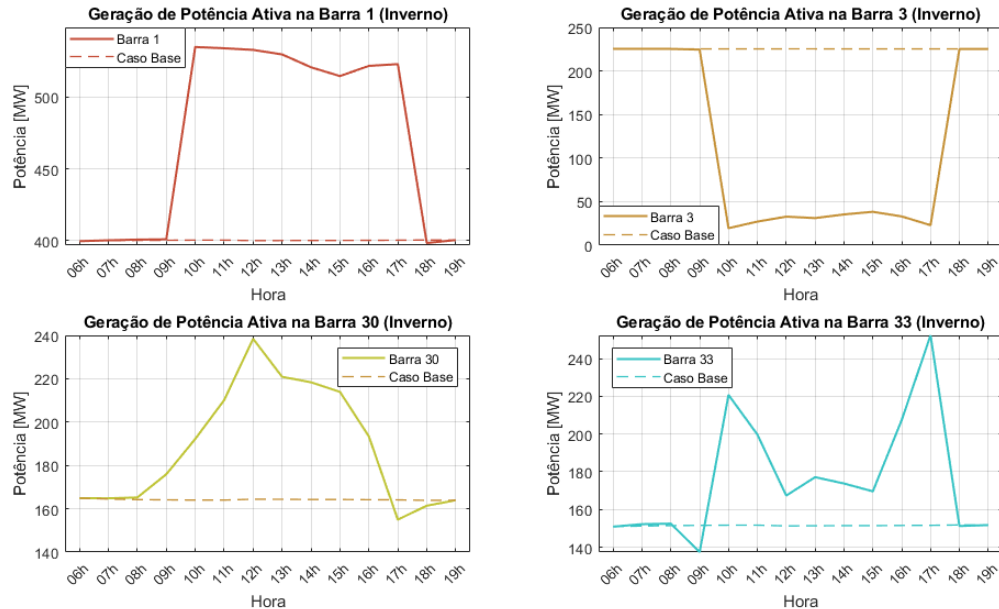
Figura 35 – Curvas das tensões nas barras 3 (laranja), 27 (verde) e 31 (amarelo) para o cenário com UFVs durante o inverno. Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando-se a geração de potência ativa nas barras que possuem geradores, verifica-se que apenas quatro das dez barras sofreram alterações maiores do que 2 MW na injeção de potência. As curvas de geração dessas barras são mostradas na Figura 36.

Figura 36 – Curvas da geração de potência ativa nos geradores das barras 1 (vermelho), 3 (amarelo), 30 (verde) e 33 (azul claro). Em tracejado, as respectivas grandezas para o caso base.



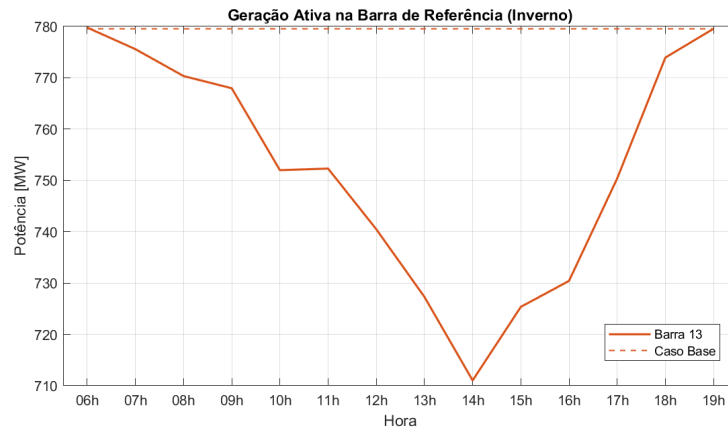
Fonte: Elaborado pelo autor.

A geração na barra 1 tem um aumento de 74,7% a partir das 10 h e só retorna ao valor inicial quando a energia solar nesse cenário se aproxima de zero. Essa barra está eletricamente conectada à barra 36, que contempla as gerações fotovoltaicas de Cascavel e Toledo. Essas duas UFVs juntas chegam a atingir a marca de 225.75 MW de geração fotovoltaica.

O gerador da barra 3 também apresenta mudanças importantes nesses horários, tendo uma queda de 91,3% no valor da geração de potência ativa. A geração nas barras 30 e 33 tem um comportamento menos simétrico do que as outras duas barras, e chegaram a atingir um aumento de 68,9% e 60%, respectivamente.

A variação na geração da Barra de Referência do sistema pode ser vista na Figura 37. Às 14 h, a contribuição da barra na geração de potência ativa tem uma queda de 68,5 MW.

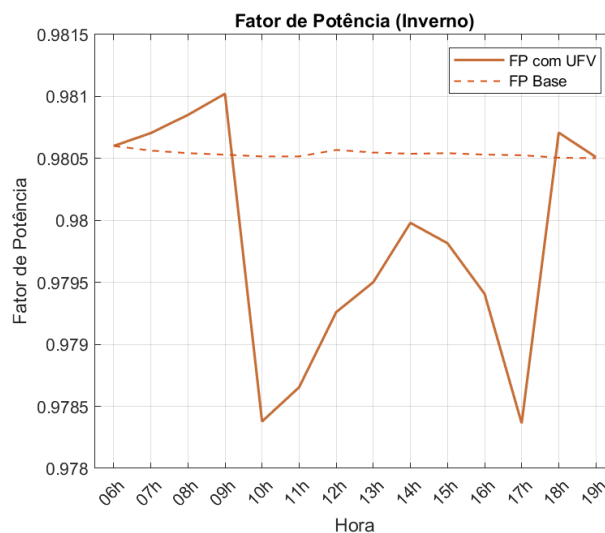
Figura 37 – Curva da geração de potência ativa na Barra de Referência (Barra 13). Em tracejado, a respectiva grandeza para o caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva da variação do Fator de Potência também foi traçada para o cenário de inverno, conforme a Figura 38. O sistema começa a simulação com o FP de 0,98 e às 9 h tem um breve aumento. Contudo, a partir das 10 h, quando a geração fotovoltaica começa a se tornar mais significativa, o FP tem uma queda para 0,978. Às 14 h, quando a geração das UFVs alcança os maiores valores, o Fator de Potência sobe, mas não alcança o valor do caso base, e logo volta a cair.

Figura 38 – Curva do Fator de Potência do sistema ao longo das 14 horas. Em tracejado, o Fator de Potência do caso base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

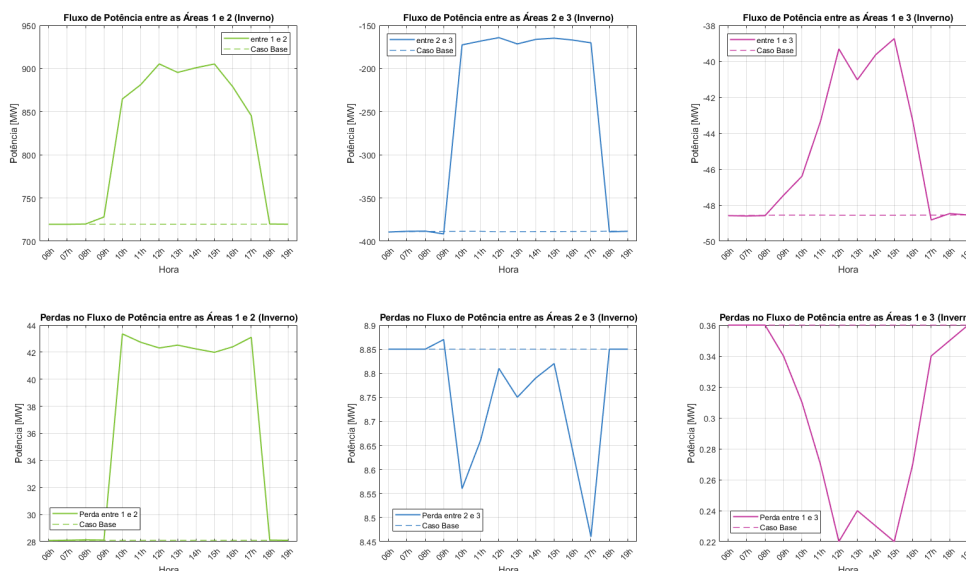
### 5.1.3.4 Fluxo de Potência e Perdas nas Interligações

As mudanças na injeção de potência do sistema resultaram em perdas e fluxo de potência entre as áreas imprevistos. Pela Figura 39, nota-se, para a interligação entre as áreas 1 e 2, que, durante o intervalo de tempo em que há contribuição da geração fotovoltaica, há um aumento de 25,8% no fluxo de potência ativa entre as duas áreas e um aumento de 54% nas perdas nessa interligação.

Para a interligação entre as áreas 2 e 3, diferente do que acontece no verão, não há inversão do sentido do fluxo de potência. Entretanto, o fluxo que ia da área 3 para a 2 diminuiu cerca de 42%, indicando que a potência que está sendo injetada no sistema pelas UFVs dessas áreas está contribuindo para a demanda do horário. A variação das perdas na interligação entre essas áreas, com relação ao caso base, se manteve menor do que 0,4 MW.

O fluxo de potência entre as áreas 3 e 1 teve uma queda de aproximadamente 10 MW, que resultou em uma queda de 0,14 MW nas perdas.

Figura 39 – Fluxo de Potência e Perda entre as Áreas. Em verde, entre áreas 1 e 2; em azul, entre áreas 2 e 3; e em roxo, entre áreas 1 e 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para fins de comparação entre os cenários de inverno e verão, a Tabela 8 e a Tabela 9 trazem resultados resumidos da influência da inclusão da MMGD fotovoltaica ao sistema. Percebe-se que durante o verão, inicialmente (até as 9 h, quando a potência fotovoltaica é de 544 MW) a carga suportada aumenta, bem como as perdas. Porém, conforme é injetada mais potência ativa pelas UFV, menor é o carregamento máximo que o sistema suporta, e as perdas nas linhas de transmissão registradas também são menores. No inverno, ocorre

o contrário. Quando se aumenta a potência proveniente das MMGD fotovoltaicas, maior é o carregamento máximo permitido e maiores são as perdas.

Tabela 8 – Máximo Carregamento e Perdas de Transmissão

Hora	Verão		Inverno	
	Pd Máx.(MW)	Perdas (MW)	Pd Máx.(MW)	Perdas (MW)
6 h	6596,0	142,9	6584,1	143,0
7 h	6742,9	164,8	6585,5	143,0
8 h	6806,1	163,0	6588,0	143,1
9 h	6884,3	160,6	6604,0	142,9
10 h	6726,6	144,3	6652,5	167,0
11 h	6530,7	147,6	6675,2	165,6
12 h	6006,6	145,4	6709,1	164,6
13 h	5836,8	145,6	6702,4	164,8
14 h	6007,7	145,8	6722,2	164,1
15 h	6459,5	147,0	6722,3	163,5
16 h	6747,9	148,1	6686,3	164,4
17 h	6827,0	166,0	6626,8	166,4
18 h	6792,6	162,4	6586,5	143,1
19 h	6638,8	166,5	6584,1	143,2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para analisar a variabilidade das tensões nas barras ao longo das horas, foi feita a soma dos desvios quadráticos das tensões em relação a 1 pu.

Tabela 9 – Soma dos Desvios Quadráticos das Tensões em Relação a 1 pu

Barra	Verão	Inverno	Barra	Verão	Inverno
1	0,140	0,140	20	0,140	0,140
2	0,064	0,038	21	0,004	0,001
3	0,119	0,083	22	0,003	0,003
4	0,041	0,014	23	0,054	0,052
5	0,015	0,023	24	0,115	0,112
6	0,101	0,140	25	0,104	0,140
7	0,064	0,067	26	0,140	0,140
8	0,130	0,140	27	0,102	0,127
9	0,006	0,002	28	0,019	0,017
10	0,001	0,000	29	0,099	0,107
11	0,140	0,140	30	0,140	0,140
12	0,138	0,140	31	0,016	0,030
13	0,130	0,122	32	0,011	0,022
14	0,138	0,140	33	0,132	0,140
15	0,099	0,094	34	0,140	0,140
16	0,080	0,093	35	0,124	0,127
17	0,129	0,138	36	0,089	0,106
18	0,105	0,102	37	0,097	0,100
19	0,009	0,005	38	0,080	0,099

Fonte: Elaborado pelo autor.

No verão, as barras cujas tensões mais se distanciaram de 1 pu ao longo das horas de estudo foram as barras: 1, que possui gerador e se conecta diretamente à barra onde foi incluída a UFV de Toledo e Cascavel; 11, que está ligada à barra da UFV de Curitiba; 20, que está próxima à UFV de Florianópolis; 26; 30, que possui gerador e se conecta a outras duas barras geradoras; e 34, onde foi inserida a UFV de Novo Hamburgo.

Para o inverno, as barras com as tensões mais distantes de 1 pu são: 1, assim como no verão; 6, que possui gerador; 8, que está próxima da UFV de Curitiba; 11, tal qual no verão; 14, que possui gerador e se conecta a outras duas barras geradoras; 20; 25, próxima a duas UFV; 26; 30, como no verão; 33, sendo uma barra geradora; e 34.

Observa-se também, que, de maneira geral, as tensões no inverno tem valores mais distantes de 1 pu do que as tensões do verão.

## 6 CONCLUSÕES

Neste trabalho de conclusão de curso foi feito o estudo dos impactos que a inserção da micro e mini geração distribuída tem no sistema elétrico da região Sul do ponto de vista da operação do mesmo, através da implementação de usinas fotovoltaicas equivalentes que representassem a geração fotovoltaica de dez cidades com elevadas capacidades de geração fotovoltaica. Para tanto, foi feito o uso de um programa computacional que solucionava o problema do fluxo de potência ótimo, com ênfase na maximização da carga.

As simulações das gerações fotovoltaicas de cada cidade foram feitas utilizando o método dos cinco parâmetros para a obtenção das variáveis relacionadas à célula fotovoltaica. Assim, foi necessário coletar os dados do modelo de painel fotovoltaico e do inversor, fornecidos pelos fabricantes. Também foram necessários dados de irradiância e temperatura para cada cidade, obtidos através do INMET, para um dia de verão, com altas temperaturas e irradiâncias, e para um dia de inverno, com temperaturas e irradiâncias mais baixas, ambos para o ano de 2023.

Quando inseridas as usinas no sistema, o mesmo teve comportamentos bem distintos para cada cenário. Na simulação do dia de verão, no horário em que a geração fotovoltaica atinge seu auge, as UFVs suprem mais de 18% da potência ativa demandada pelo sistema. No inverno, esse valor fica em torno de 3%. Nota-se que, no verão, as usinas fotovoltaicas equivalentes contribuíram positivamente para o balanço de potência do sistema, diminuindo a geração proveniente dos geradores do sistema, diminuindo o fluxo de potência entre as interligações e, por consequência, reduzindo as perdas entre as áreas. O Fator de Potência do sistema também foi impactado positivamente nesse cenário, sendo registrado um aumento no seu valor nos horários em que a geração solar estava no seu pico. Entretanto, as tensões das barras do sistema sofreram consideráveis alterações ao longo das horas, o que poderia trazer problemas à estabilidade do mesmo. Essas mudanças podem estar relacionadas à geração de potência reativa que foi observada ao se inserir as usinas fotovoltaicas equivalentes no sistema, ainda que as UFV não injetassem reativos.

Para o dia de inverno, os resultados foram mais imprevistos. Apesar de as tensões nas barras do sistema permanecerem mais constantes ao longo do dia quando comparado ao dia de verão, ainda foram relatadas modificações importantes nesses valores, visto que ainda ocorre uma mudança na injeção de potência reativa por parte dos geradores originais. Além disso, alguns geradores, mesmo no horário de pico da geração solar, ainda registraram aumentos significativos na injeção de potência ativa, enquanto outros tiveram grandes quedas. Isso pode ser corroborado pela diminuição do Fator de Potência nesse cenário, indicando que a eficiência do sistema pode ter sido afetada pela inserção das usinas.

Portanto, constata-se que a inserção de energia proveniente da MMGD fotovoltaica traz resultados inesperados e atípicos, no que diz respeito à estabilidade e operação do

sistema elétrico. Em um dia com altos níveis de irradiância e temperatura, há vantagens com relação aos geradores do sistema e ao balanço de potência, mas a potência reativa gerada pelo sistema como resposta à essa inserção pode trazer mudanças inesperadas ao perfil de tensão das barras e a carga máxima suportada é reduzida conforme aumenta a energia da MMGD. De maneira paralela, irradiâncias e temperaturas mais amenas podem resultar em tensões mais estáveis e maior carregamento máximo, como também em alterações não planejadas na geração de potência ativa do sistema, gerando perdas e comprometendo o Fator de Potência do sistema.

Dessa forma, foi possível analisar os efeitos que a potência ativa fornecida ao sistema elétrico pela geração fotovoltaica oriunda de consumidores têm nas grandezas e no funcionamento do sistema elétrico, visto que esse tipo de geração injeta valores inconstantes de potência no sistema ao longo do dia. Esse estudo se torna mais relevante quando se considera o crescente número de MMGD que vem sendo instalada no país.

Para trabalhos futuros, sugere-se que se considere a potência reativa que é injetada pela MMGD no sistema, uma vez que os inversores podem operar com FP menor do que 1, e se inclua a geração de mais cidades no estudo. Também se faz relevante analisar o aumento desse tipo de geração e os impactos que podem surgir, além do estudo em outras regiões do Brasil. Outro ponto importante a ser considerado é que os dados de irradiância e temperatura horários podem não ser suficientes para representar o comportamento da geração fotovoltaica, pois esses dados meteorológicos sofrem alterações significativas a todo instante. Sendo assim, uma sugestão é que se use dados meteorológicos com intervalos de tempo menores entre as coletas.



## REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**: Infográfico ABSOLAR. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 25 jul. 2024.
- \_\_\_\_\_. **O crescimento da energia solar no Brasil e o seu futuro**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/o-crescimento-da-energia-solar-no-brasil-e-o-seu-futuro/>. Acesso em: 6 mai. 2024.
- ALEXANDRE, Cristiana da Silva. **Impacto de Ações Independentes dos Consumidores com Autogeração Fotovoltaica: Análise via Fluxo de Potência Ótimo Binível**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. [S.l.], 2021.
- ALMEIDA, K. C.; BERWANGER, Y. M. S. **A Study of the Impact of Solar Self Generation via Optimal Power Flow**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8849126>. Acesso em: 15 mai. 2024.
- ANEEL. **Dados da Geração Distribuída**. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiJrR9>. Acesso em: 12 jan. 2024.
- BERWANGER, Y. M. S. **Modelagem de Centrais Fotovoltaicas para Análise em Regime Permanente de Sistemas de Potência**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. [S.l.], 2018.
- BRANO, Valerio Lo *et al.* **An improved five-parameter model for photovoltaic modules**. [S.l.], 2010.
- CHAN, Daniel S. H.; PHANG, Jacob C. H. **Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single- and Double-Diode Model Parameters from I-V Characteristics**. [S.l.], 1987. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1486631>. Acesso em: 15 mai. 2024.
- CHAN, Daniel S. H.; PHANG, Jacob C. H.; PHILLIPS, J. R. **Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters**. [S.l.], 1984. Disponível em: [https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/e1\\_19840281](https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/e1_19840281). Acesso em: 15 mai. 2024.
- CRESESB. **tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <https://>

[//www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=291](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=291). Acesso em: 5 mai. 2024.

ENERGÊS. **Diferença entre Irradiância e Irradiação**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-de-irradiancia-e-irradiacao/>. Acesso em: 3 jun. 2024.

HEJRI, Mohammad *et al.* **An analytical numerical approach for parameter determination of a five-parameter single diode model of photovoltaic cells and modules**. [S.l.], 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1080/14786451.2013.863886>. Acesso em: 17 mai. 2024.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Dados Históricos Anuais**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 10 out. 2023.

LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. [S.l.]: John Wiley e Sons, 2011.

ONS. **Histórico da Operação**. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>. Acesso em: 9 mai. 2024.

ONS. **Histórico da Operação: Curva de Carga Horária**. [S.l.], 2023. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx). Acesso em: 9 mai. 2024.

\_\_\_\_\_. **Sobre o SIN: O Sistema em Números**. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 9 mai. 2024.

PATEL, Mukund R. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation**. 2. ed. New York: Taylor e Francis, 2006.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES - CEPEL - DTE - CRESESB, 2014.

RANGEL JR., Edemilson Luiz. **Modelagem de Centrais Fotovoltaicas no Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Aplicação a Sistemas de Distribuição**. [S.l.], 2015.

SAADAT, Hadi. **Power Systems Analysis**. [S.l.]: WCB/McGraw-Hill, 1999.

SALGADO, R. S. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica: Notas de Aula**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2022.

SALGADO, R. S.; ALMEIDA, K. C. **EEL6301-Otimização Estática Aplicada a Sistemas de Potência**: Notas de Aula. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2014.

SILVA, Breno da. **Análise do Impacto da Inserção do Complexo Fotovoltaico São Gonçalo na Transferência de Potência para a Região Nordeste**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. [S.l.], 2019.

SMA SOLAR TECHNOLOGY. **SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL (Datasheet)**. [S.l.]. Disponível em: <https://SMA-Solar.com>.

VILLA-VILLASEÑOR, Noé; GALINDO-OROZCO, René. **Bond graph modelling of a 4-parameter photovoltaic array**. [S.l.], 2018. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/epdf/10.1080/13873954.2018.1445649?needAccess=true>. Acesso em: 19 mai. 2024.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael; FILHO, Ernesto Ruppert. **Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays**. [S.l.], 2009. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4806084>. Acesso em: 3 mai. 2024.

## APÊNDICE A – POTÊNCIA GERADA PELO MÓDULO FOTOVOLTAICO A PARTIR DO MODELO DOS CINCO PARÂMETROS

Primeiramente, o objetivo é determinar os cinco parâmetros  $I_L$ ,  $I_D$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  e  $a$  a partir da tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ , da corrente de curto circuito  $I_{sc}$  e do ponto de máxima potência ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ), uma vez que esses três parâmetros são fornecidos pelos fabricantes através de testes realizados com condições de radiação e temperatura específicas (*Standard Test Conditions-STC*) (ALMEIDA; BERWANGER, 2019). No STC, as características e dados de performance dos painéis fotovoltaicos são obtidos para uma irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  com a massa de ar correspondente a um ângulo de incidência solar de  $48,2^\circ$  a  $25^\circ\text{C}$ . (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Portanto, através da curva  $I - V$ , obtém-se que, para uma tensão de saída  $V_{oc}$  a corrente é  $I = 0$ ; para a corrente  $I = I_{sc}$ , a tensão de saída é  $V = I_{sc}R_s$ , e quando  $I = I_{mp}$ ,  $V = V_{mp}$ . Sendo assim, a partir da Equação (19) tem-se:

$$0 = I_L - I_D \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (41)$$

$$I_{sc} = I_L - I_D \left[ \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \quad (42)$$

$$I_{mp} = I_L - I_D \left[ \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_{sh}} \quad (43)$$

Sabe-se que a potência produzida pelo painel é dada pela expressão:

$$P = V \cdot I \quad (44)$$

Então, derivando-se  $P$  em relação à  $V$  em (44), tem-se:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{dI}{dV} V + I \quad (45)$$

Pela curva  $I - V$ , observa-se que no ponto de máxima potência, tem-se:

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{V=V_{mp}}^{I=I_{mp}} = 0 \quad (46)$$

Considerando o ponto de máxima potência ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) e as Equações (45) e (46) e rearranjando os termos, chega-se em:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} \quad (47)$$

O termo  $\frac{dI}{dV}$  pode ser obtido derivando-se a Equação (19) em relação à tensão:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_D}{V_t a} \left( 1 + R_s \frac{dI}{dV} \right) \exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - \frac{1}{R_{sh}} \left( 1 + R_s \frac{I}{V} \right) \quad (48)$$

Substituindo a Equação (47) em (48) e considerando o ponto de máxima potência, encontra-se:

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{I_D}{V_t a} \left( 1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{V_t a} \right) + \frac{1}{R_{sh}} \left( 1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \right) \quad (49)$$

Usando a Equação (41) e rearranjando os termos, é possível encontrar:

$$I_L = \frac{V_{oc}}{R_{sh}} + I_D \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{a V_t} \right) - 1 \right] \quad (50)$$

Substituindo a Equação (50) em (42) e (49), obtém-se:

$$I_{sc} = I_D \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{a V_t} \right) - \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{a V_t} \right) \right] + \frac{V_{oc} - R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (51)$$

$$I_{mp} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) = I_D \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{a V_t} \right) - \exp \left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{a V_t} \right) \right] + \frac{V_{oc} - V_{mp}}{R_{sh}} \quad (52)$$

As Equações (49), (51) e (52) são três equações independentes com quatro variáveis desconhecidas ( $R_s, R_{sh}, a$  e  $I_D$ ). Por isso, é necessário encontrar mais uma equação para se resolver o sistema e encontrar os parâmetros (HEJRI *et al.*, 2013).

A quarta equação pode ser obtida pelas curvas  $I - V$  da célula fotovoltaica. A resistência equivalente *shunt* na condição de curto-circuito é:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}}^{V=0} = -\frac{1}{R_{sh0}} \quad (53)$$

De acordo com Hejri *et al.* (2013 apud PHANG *et al.*, 1984), a aproximação  $R_{sh0} \approx R_{sh}$  é válida,  $R_{sh0}, R_{sh} \gg R_s$  e  $\left( \frac{I_D}{a V_t} \right) \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{a V_t} \right) \ll \frac{1}{R_{sh}}$ . Portanto, levando em conta essas suposições e substituindo (53) em (48), temos que:

$$\left[ \frac{I_D}{V_t a} \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{V_t a} \right) + \frac{1}{R_{sh}} \right] (R_{sh} - R_s) - 1 = 0 \quad (54)$$

As Equações (49), (51), (52) e (54) formam um sistema de quatro equações independentes com quatro incógnitas ( $R_{sh}, R_s, a$  e  $I_D$ ). De acordo com Hejri *et al.* (2013), essas equações podem ser resolvidas numericamente através do método de Newton-Raphson. Contudo, devido ao valor da corrente de saturação reversa do diodo  $I_D$  ser muito pequeno na matriz Jacobiana e da dependência do método da solução numérica com o valor inicial, pode ser que as iterações não convirjam a um resultado desejado. Por isso, se faz necessário eliminar o parâmetro  $I_D$  e obter novas equações apenas com as incógnitas  $R_{sh}, a$  e  $R_s$ .

Para módulos fotovoltaicos, a aproximação  $\exp \left( \frac{V_{oc}}{V_t} \right) \gg \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{V_t} \right)$  pode ser considerada (HEJRI *et al.*, 2013 apud PHANG; CHAN; PHILLIPS, 1984; CHAN; PHANG, 1987). Então, a Equação (51) pode ser reescrita como:

$$I_D = \left( \frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh})I_{sc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( -\frac{V_{oc}}{aV_t} \right) \quad (55)$$

Substituindo a Equação (55) nas Equações (49), (52) e (54) as seguintes equações são obtidas, respectivamente:

$$\begin{aligned} \frac{I_{mp}}{V_{mp}} - \frac{1}{aV_t} \left( 1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \right) \left( \frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh})I_{sc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{aV_t} \right) \\ - \frac{1}{R_{sh}} \left( 1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \right) = 0 \end{aligned} \quad (56)$$

$$\begin{aligned} -I_{mp} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + \left( \frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh})I_{sc}}{R_{sh}} \right) \left[ 1 - \exp \left( \frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{aV_t} \right) \right] \\ + \frac{V_{oc} - V_{mp}}{R_{sh}} = 0 \end{aligned} \quad (57)$$

$$-\frac{R_s}{R_{sh}} + \frac{R_{sh} - R_s}{aV_t} + \left( \frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh})I_{sc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{R_s I_{sc} - V_{oc}}{aV_t} \right) = 0 \quad (58)$$

Para resolver o sistema formado pelas equações (56), (57) e (58) com três incógnitas  $R_{sh}, R_s$  e  $a$ , e encontrar a solução numérica, é preciso de um valor estimado inicial. Para tanto, HEJRI *et al.* (2013, apud PHANG; CHAN; PHILLIPS, 1984) propõem algumas aproximações:

- Como  $R_{sh} \gg R_s$ ,  $1 + \frac{R_s}{R_{sh}}$  pode ser aproximado pela Equação (19);
- $I_{sc} \gg \frac{V_{oc}}{R_{sh}}$ ;
- $\frac{1}{R_{sh}} \left( 1 - \frac{R_s I_{mp}}{V_{mp}} \right) \approx 0$ ;
- $\frac{(V_{oc} - V_{mp})}{R_{sh}} \approx 0$ ;
- Com as aproximações acima, é razoável considerar que  $\frac{(-V_{oc} + (R_s + R_{sh})I_{sc})}{R_{sh}} \approx I_{sc}$ .

Sendo assim, as Equações (56), (57) e (58) se tornam as Equações (59), (60) e (61), respectivamente:

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} - \frac{I_{sc}}{aV_t} \left( 1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{aV_t} \right) = 0 \quad (59)$$

$$-I_{mp} + I_{sc} \left[ 1 - \exp \left( \frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{aV_t} \right) \right] = 0 \quad (60)$$

$$-R_s + \frac{I_{sc} R_{sh}^2}{aV_t} \exp \left( \frac{R_s I_{sc} - V_{oc}}{aV_t} \right) = 0 \quad (61)$$

A Equação (55) pode ser simplificada como:

$$I_D = I_{sc} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{aV_t}\right) \quad (62)$$

Então, com a Equação (62) e, por conta das aproximações feitas anteriormente, ignorando o termo  $\frac{V_{oc}}{R_{sh}}$ , pode-se reescrever a Equação (50) da seguinte forma:

$$I_L = I_{sc} \quad (63)$$

Com a eliminação do termo exponencial nas Equações (59) e (60), chega-se em:

$$\frac{V_{mp}}{aV_t} - \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} = \frac{R_s I_{mp}}{aV_t} \quad (64)$$

E a Equação (60) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\ln \frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}} = \frac{V_{mp} + R_s I_{mp} - V_{oc}}{aV_t} \quad (65)$$

Finalmente, usando as Equações (64) e (65) obtém-se as soluções analíticas aproximadas para  $a$  e para  $R_s$ , conforme as Equações (66) e (67). Com os valores de  $a$  e  $R_s$  calculados, pode-se chegar no valor de  $R_{sh}$ , conforme (68):

$$a = \frac{2V_{mp} - V_{oc}}{V_t \left[ \ln \left( \frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}} \right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \right]} \quad (66)$$

$$R_s = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} - \frac{\frac{2V_{mp} - V_{oc}}{I_{sc} - I_{mp}}}{\ln \left( \frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}} \right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}}} \quad (67)$$

$$R_{sh} = \sqrt{\frac{R_s}{\frac{I_{sc}}{aV_t} \exp\left(\frac{R_s I_{sc} - V_{oc}}{aV_t}\right)}} \quad (68)$$

Usando como estimativa inicial os valores fornecidos por (66)- (68), resolve-se as equações (59), (60) e (61) a fim de se obter  $a$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$ . Por fim, calcula-se  $I_D$  pela equação (55).

Contudo, esses parâmetros consideram apenas as condições de teste, chamadas de *Standard Test Conditions* (STC). Segundo Villa-Villaseñor e Galindo-Orozco (2018), algumas adaptações são necessárias para que os resultados forneçam a energia gerada em condições fora do STC para temperatura e irradiância. Sendo assim, os parâmetros  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  são corrigidos para as Equações (69), (70), (71) e (72), respectivamente:

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \frac{G}{G_{STC}} (1 + \alpha_I (T_C - T_{C,STC})) \quad (69)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} (1 + \alpha_V (T_C - T_{C,STC})) \quad (70)$$

$$V_{mp} = V_{mp,STC} (1 + \alpha_V (T_C - T_{C,STC})) \quad (71)$$

$$I_{mp} = I_{mp,STC} \frac{G}{G_{STC}} (1 + \alpha_I (T_C - T_{C,STC})) \quad (72)$$

onde

$I_{sc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$  e  $V_{mp}$  são os parâmetros corrigidos;

$I_{sc,STC}$ ,  $I_{mp,STC}$ ,  $V_{oc,STC}$  e  $V_{mp,STC}$  são os parâmetros sob condições padrões de teste (STC), fornecidos pelos fabricantes;

$T_C$  e  $T_{C,STC}$  são, respectivamente, a temperatura medida e a temperatura do arranjo sob condições padrões de teste (STC), na escala  $K$ ;

$G$  e  $G_{STC}$  são a irradiância medida e a irradiância sob condições padrões de teste (STC), em  $W/m^2$ ;

$\alpha_I$  e  $\alpha_V$  são, respectivamente, os coeficientes de temperatura da corrente de curto-circuito e de temperatura da tensão de circuito aberto. Ambos são fornecidos pelos fabricantes.

Na curva  $I - V$ , existe apenas um ponto onde a potência gerada é máxima (ponto de máxima potência), como visto anteriormente. Nesse ponto, a potência que o módulo fornece é dada por:

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \quad (73)$$

Tomando como base as equações anteriores, Berwanger (2018) obtém duas equações para estimar a potência gerada pelo módulo em dadas condições de temperatura e radiação. As equações são:

$$I_{mp} = I_{sc} - \left( I_{sc} - \frac{V_{oc} - R_s I_{sc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - V_{oc}}{aV_t} \right) - \frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (74)$$

$$V_{mp} \left( \frac{\frac{-1}{R_{sh}} - \left( \frac{R_{sh} I_{sc} - V_{oc} + R_s I_{sc}}{aV_t R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - V_{oc}}{aV_t} \right)}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}} + R_s \left( \frac{R_{sh} I_{sc} - V_{oc} + R_s I_{sc}}{aV_t R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - V_{oc}}{aV_t} \right)} \right) = 0 \quad (75)$$

Obtém-se  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$  usando-se os parâmetros do circuito equivalente calculados pelo procedimento explicado anteriormente. Por fim, obtém-se a potência CC  $P_{mp}$  pela Equação (73).



## APÊNDICE B – INFORMAÇÕES DO SISTEMA EQUIVALENTE DE 38 BARRAS

Neste Apêndice estão detalhadas as informações do Sistema Equivalente de 38 barras usado para representar o sistema da região Sul do Brasil nas simulações do FPO. Os dados de carga e geração são relativos ao caso base, sem geração fotovoltaica. Os dados restantes foram mantidos na simulação com FV.

Tabela 10 – Dados das Barras do Sistema

Barra	Tipo	V	Ang	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pd	Qd	Shunt	Área
1	1	1.05	0	840	0	-368	408	215.00	-35.00	0	1
2	0	1.00	0	0	0	0	0	278.00	5.00	0	2
3	1	1.04	0	180	0	-88	136	138.60	26.00	0	3
4	0	1.00	0	0	0	0	0	267.00	1.50	0	3
5	0	1.00	0	0	0	0	0	155.00	74.00	0	2
6	1	1.05	0	240	0	-200	400	127.00	63.00	0	2
7	0	1.00	0	0	0	0	0	237.00	95.00	0	2
8	0	1.00	0	0	0	0	0	256.00	115.00	0	2
9	0	1.00	0	0	0	0	0	500.00	200.00	0	1
10	0	1.00	0	0	0	0	0	108.00	27.00	0	1
11	0	1.00	0	0	0	0	0	147.00	15.00	0	1
12	0	1.00	0	0	0	0	0	750.00	182.00	200	3
13	2	1.05	0	0	0	-355	350	0.00	0.00	-200	1
14	1	1.04	0	600	0	-440	420	0.00	0.00	0	1
15	1	1.05	0	1000	0	-800	800	200.00	0.00	0	1
16	0	1.00	0	0	0	0	0	0.00	0.00	-300	1
17	0	1.00	0	0	0	0	0	281.00	53.00	-200	2
18	0	1.00	0	0	0	0	0	0.00	0.00	-300	3
19	0	1.00	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0	2
20	0	1.00	0	0	0	0	0	25.35	-8.58	0	2
21	0	1.00	0	0	0	0	0	32.88	25.98	0	2
22	0	1.00	0	0	0	0	0	31.44	22.40	0	2
23	0	1.00	0	0	0	0	0	20.20	10.48	0	2
24	0	1.00	0	0	0	0	0	24.09	9.87	0	2
25	0	1.00	0	0	0	0	0	93.21	27.80	0	2
26	0	1.00	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0	2
27	1	1.05	0	200	0	-475	750	0.00	0.00	-300	3
28	0	1.00	0	0	0	0	0	260.00	22.00	0	1
29	1	1.00	0	300	0	-400	350	0.00	0.00	0	1
30	1	1.00	0	300	0	-1000	350	0.00	0.00	0	1
31	1	1.00	0	1000	0	-250	250	0.00	216.00	0	3
32	0	1.00	0	0	0	0	0	384.66	30.00	-150	3
33	1	1.04	0	440	0	-344	310	0.00	0.00	0	2
34	0	1.00	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0	3
35	0	1.00	0	0	0	0	0	300.00	80.00	-150	3
36	0	1.05	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0	1
37	0	1.05	0	0	0	0	0	0.00	0.00	100	1
38	0	1.05	0	0	0	0	0	403.00	126.00	0	1

Fonte: LABSPOT/UFSC

Tabela 11 – Dados das Linhas de Transmissão do Sistema

b. origem	b. final	circ	R	X	C	a	a min	a max
11	1	1	3.060	11.650	2.702	0.00	0.000	0.000
11	1	1	3.060	11.650	2.702	0.00	0.000	0.000
1	2	1	3.160	16.210	2.784	0.00	0.000	0.000
1	2	1	3.160	16.210	2.784	0.00	0.000	0.000
2	3	1	1.720	8.540	1.434	0.00	0.000	0.000
2	3	1	1.720	8.540	1.434	0.00	0.000	0.000
3	4	1	4.630	23.780	4.080	0.00	0.000	0.000
3	4	1	4.630	23.780	4.080	0.00	0.000	0.000
5	4	1	3.860	19.870	3.400	0.00	0.000	0.000
4	12	1	1.580	8.240	1.375	0.00	0.000	0.000
4	12	1	1.580	8.240	1.375	0.00	0.000	0.000
5	6	1	0.960	10.020	0.840	0.00	0.000	0.000
5	6	1	0.960	10.020	0.840	0.00	0.000	0.000
6	7	1	3.250	16.500	2.869	0.00	0.000	0.000
7	8	1	1.540	8.520	1.250	0.00	0.000	0.000
7	8	2	1.540	8.520	1.250	0.00	0.000	0.000
9	7	1	0.650	8.230	3.704	0.00	0.000	0.000
9	8	1	1.620	9.320	1.612	0.00	0.000	0.000
9	8	2	1.620	9.320	1.602	0.00	0.000	0.000
9	10	1	2.040	10.460	1.808	0.00	0.000	0.000
9	11	1	4.680	23.950	4.138	0.00	0.000	0.000
10	11	1	3.530	18.090	3.125	0.00	0.000	0.000
11	15	1	0.000	1.250	0.000	1.00	0.922	1.127
15	13	1	0.160	2.010	24.580	0.00	0.000	0.000
13	14	1	0.150	1.940	23.700	0.00	0.000	0.000
14	30	1	0.050	0.700	80.495	0.00	0.000	0.000
15	16	1	0.220	2.730	33.400	0.00	0.000	0.000
15	16	2	0.240	2.980	36.300	0.00	0.000	0.000
9	16	1	0.000	1.250	0.000	1.13	0.945	1.155
9	16	2	0.000	1.250	0.000	1.13	0.945	1.155
15	17	1	0.160	2.050	25.020	0.00	0.000	0.000
12	18	1	0.000	1.250	0.000	1.02	0.945	1.155
12	18	2	0.000	1.250	0.000	1.02	0.945	1.155
12	18	3	0.000	1.250	0.000	1.02	0.945	1.155
6	19	1	2.280	11.830	20.300	0.00	0.000	0.000
7	19	1	2.530	13.130	22.550	0.00	0.000	0.000
6	20	1	0.420	5.900	0.000	1.00	0.910	1.113
19	21	1	0.620	6.210	0.000	1.04	0.950	1.160
20	21	1	6.600	26.830	7.280	0.00	0.000	0.000
22	21	1	0.290	1.180	13.000	0.00	0.000	0.000
22	23	1	2.460	10.480	2.500	0.00	0.000	0.000
24	23	1	2.690	11.810	2.740	0.00	0.000	0.000
24	25	1	4.610	18.720	5.090	0.00	0.000	0.000
8	25	1	0.205	3.160	0.000	1.02	0.950	1.160
7	26	1	0.200	1.152	0.000	0.98	0.950	1.155
7	26	2	0.000	1.152	0.000	0.98	0.950	1.155
16	26	1	1.270	16.030	19.685	0.00	0.000	0.000
14	27	1	1.720	21.700	26.515	0.00	0.000	0.000
13	28	1	0.110	13.940	17.030	0.00	0.000	0.000
14	29	1	0.080	1.080	12.815	0.00	0.000	0.000
27	32	1	0.200	2.760	28.535	0.00	0.000	0.000
31	32	1	0.120	1.630	16.890	0.00	0.000	0.000
30	15	1	0.050	0.700	80.485	0.00	0.000	0.000
17	27	1	0.090	1.220	15.050	0.00	0.000	0.000
17	33	1	0.047	0.590	71.818	0.00	0.000	0.000
17	33	1	0.040	0.511	62.460	0.00	0.000	0.000
17	34	1	0.107	2.820	390.000	0.00	0.000	0.000
17	35	1	0.187	2.347	287.240	0.00	0.000	0.000
18	34	1	0.027	0.343	41.861	0.00	0.000	0.000
18	35	1	0.083	0.916	112.170	0.00	0.000	0.000
27	31	1	0.320	4.250	481.240	0.00	0.000	0.000
33	27	1	0.073	0.920	112.260	0.00	0.000	0.000
27	34	1	0.273	3.550	451.620	0.00	0.000	0.000
27	35	1	0.164	3.303	354.880	0.00	0.000	0.000
37	29	1	0.050	0.730	78.060	0.00	0.000	0.000
38	37	1	0.000	1.270	0.000	0.95	0.900	1.100
36	1	1	1.220	7.690	13.810	0.00	0.000	0.000
36	38	1	0.220	1.090	1.860	0.00	0.000	0.000

Tabela 12 – Limites do Sistema

Barra	Vmin	Vmax	Pgmin	Pgmax
1	0.9	1.1	0	1078
2	0.9	1.1	0	0
3	0.9	1.1	0	226
4	0.9	1.1	0	0
5	0.9	1.1	0	0
6	0.9	1.1	0	757
7	0.9	1.1	0	0
8	0.9	1.1	0	0
9	0.9	1.1	0	0
10	0.9	1.1	0	0
11	0.9	1.1	0	0
12	0.9	1.1	0	0
13	0.9	1.1	0	3300
14	0.9	1.1	0	1420
15	0.9	1.1	0	1676
16	0.9	1.1	0	0
17	0.9	1.1	0	0
18	0.9	1.1	0	0
19	0.9	1.1	0	0
20	0.9	1.1	0	0
21	0.9	1.1	0	0
22	0.9	1.1	0	0
23	0.9	1.1	0	0
24	0.9	1.1	0	0
25	0.9	1.1	0	0
26	0.9	1.1	0	0
27	0.9	1.1	0	1474
28	0.9	1.1	0	0
29	0.9	1.1	0	1260
30	0.9	1.1	0	1260
31	0.9	1.1	0	1100
32	0.9	1.1	0	0
33	0.9	1.1	0	969
34	0.9	1.1	0	0
35	0.9	1.1	0	0
36	0.9	1.1	0	0
37	0.9	1.1	0	0
38	0.9	1.1	0	0

Fonte: LABSPOT/UFSC

Tabela 13 – Fator de Carga Horário para cada Cenário

<b>Hora</b>	<b>Inverno</b>	<b>Verão</b>
6 h	0.77	0.78
7 h	0.85	0.84
8 h	0.92	0.87
9 h	0.94	0.87
10 h	0.97	0.89
11 h	0.97	0.90
12 h	0.88	0.87
13 h	0.89	0.95
14 h	0.90	1.00
15 h	0.91	1.00
16 h	0.93	1.00
17 h	0.95	0.97
18 h	1.00	0.92
19 h	0.99	0.97

Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE C – PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO DURANTE AS SIMULAÇÕES DAS UFV

Neste Apêndice estão listados os resultados obtidos para os cinco parâmetros para cada cidade, para inverno e verão. As posições não preenchidas nas tabelas correspondem à geração fotovoltaica nula.

Tabela 14 – Parâmetros para Florianópolis

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	93.4209	18.0447	445490	8E-11	0.1213
7 h	-	-	-	-	-	77.2955	1.738	127030	4E-11	1.762
8 h	136.3394	-0.0756	23920	1.55E-08	0.0576	75.4882	1.2259	91750	6E-11	2.5697
9 h	117.0885	5.5951	32430	3.56E-09	0.1469	72.3043	0.7711	59070	7E-11	4.2896
10 h	92.6108	3.9401	124510	1.80E-10	0.5822	64.944	0.4213	34270	8E-11	8.7643
11 h	89.662	2.9895	119180	1.40E-10	0.8185	62.6644	0.3787	31650	7E-11	10.0849
12 h	86.7095	2.2126	107420	1.10E-10	1.1735	60.448	0.3328	28450	7E-11	11.8538
13 h	87.3353	2.4896	115430	1.10E-10	1.03	59.7086	0.3252	28120	7E-11	12.2627
14 h	86.3848	2.2296	109760	1.10E-10	1.1717	60.6502	0.335	28560	7E-11	11.7392
15 h	86.1953	2.2051	109650	1.10E-10	1.1889	62.6008	0.3682	30670	8E-11	10.3802
16 h	88.4218	3.1037	131270	1.10E-10	0.8078	65.3967	0.4328	35050	8E-11	8.4747
17 h	96.0329	6.795	147280	2.30E-10	0.3095	68.4357	0.5544	43980	8E-11	6.3242
18 h	130.4858	-2.8571	27810	8.79E-09	0.0511	74.0541	1.0804	83100	6E-11	2.9819
19 h	-	-	-	-	-	76.6596	7.1412	652450	7E-12	0.4355

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 15 – Parâmetros para Curitiba

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	129.5429	-5.0929	26820	9E-09	0.053
7 h	-	-	-	-	-	81.3654	1.529	94710	8E-11	1.8702
8 h	127.0847	0.0899	11120	1.34E-09	0.0254	75.5651	0.7066	49580	1E-10	4.4465
9 h	113.1895	5.1565	31290	2.18E-09	0.2323	68.0557	0.4109	31390	1E-10	8.5769
10 h	109.4914	5.1486	44060	1.44E-09	0.2785	63.0549	0.331	26870	9E-11	11.4695
11 h	101.0104	4.0695	76140	5.40E-10	0.4614	60.2653	0.3069	25990	8E-11	12.8846
12 h	94.5873	2.9298	90490	2.59E-10	0.7533	60.8823	0.3147	26430	8E-11	12.4535
13 h	91.5988	2.35	89860	1.97E-10	1.0037	66.3057	0.4328	34430	9E-11	8.361
14 h	86.822	1.4108	72150	1.59E-10	1.8409	75.0823	0.8571	62090	8E-11	3.6957
15 h	85.458	1.2512	67810	1.52E-10	2.1283	63.9205	0.3434	27580	1E-10	10.9135
16 h	87.4951	1.6785	81870	1.50E-10	1.5268	68.3333	0.4186	31890	1E-10	8.3845
17 h	95.7457	3.8822	102280	2.73E-10	0.551	83.5971	2.9936	164930	6E-11	0.9178
18 h	8.968	-0.9654	10360	0.00E+00	0.0121	86.3621	3.26	153190	8E-11	0.8002
19 h	-	-	-	-	-	82.6653	1.8098	106370	8E-11	1.5448

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 16 – Parâmetros para Caxias do Sul

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	122.3312	-0.5876	36700	4E-09	0.0515
7 h	-	-	-	-	-	81.0311	1.9657	123710	6E-11	1.4632
8 h	265.9974	-1.3552	699	-1.8E-05	0.0228	74.8746	0.7439	53320	1E-10	4.2702
9 h	124.7108	2.4752	18544	1.00E-08	0.1648	69.794	0.4991	37900	1E-10	6.8801
10 h	126.7436	0.8773	21858	1.00E-08	0.206	65.5105	0.4023	32120	9E-11	9.1011
11 h	107.2798	4.7442	52312	0.00E+00	0.3279	61.9844	0.357	29950	8E-11	10.804
12 h	97.2431	3.2691	84004	0.00E+00	0.6342	59.9656	0.3315	28610	7E-11	11.9821
13 h	100.469	3.8673	76592	0.00E+00	0.4931	58.8737	0.3291	29030	6E-11	12.2644
14 h	98.0386	3.6256	85489	0.00E+00	0.5598	58.7754	0.3319	29380	6E-11	12.1788
15 h	100.7594	4.4653	81524	0.00E+00	0.4221	59.5113	0.3522	31020	6E-11	11.3543
16 h	103.592	5.0639	71847	0.00E+00	0.3428	62.5875	0.4408	37960	6E-11	8.6746
17 h	108.099	6.1195	54927	0.00E+00	0.2434	67.1856	0.6256	52180	6E-11	5.7133
18 h	116.4924	0.1631	11946	0.00E+00	0.0235	70.6166	1.066	90920	4E-11	3.1883
19 h	-	-	-	-	-	73.919	3.118	297460	1E-11	1.0402

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 17 – Parâmetros para Toledo

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	206.9073	18.6577	41440	9E-08	0.0025
7 h	-	-	-	-	-	82.0997	3.4039	203010	4E-11	0.8292
8 h	271.9019	-1.0321	390	-0.00005	0.0419	74.816	0.9344	68890	7E-11	3.4049
9 h	267.2157	-2.0466	850	-0.00002	0.0185	69.2793	0.5537	43150	8E-11	6.2513
10 h	132.1235	1.9019	31350	0.00000	0.0771	65.2002	0.4268	34620	8E-11	8.6184
11 h	93.4078	4.0772	121680	0.00000	0.5526	61.908	0.371	31370	7E-11	10.4093
12 h	89.6504	3.1625	124690	0.00000	0.7735	61.167	0.3681	31570	7E-11	10.6042
13 h	83.4395	1.3483	77770	0.00000	2.0464	60.7607	0.3681	31830	6E-11	10.6696
14 h	77.4239	0.682	45800	0.00000	4.4715	58.9394	0.3489	31060	6E-11	11.5579
15 h	74.8153	0.5785	40490	0.00000	5.4937	62.3226	0.4366	37730	6E-11	8.7933
16 h	79.4214	1.1409	74890	0.00000	2.5892	67.2935	0.6983	59450	5E-11	5.1113
17 h	78.2767	1.0066	67870	0.00000	2.9901	64.3317	0.5271	45300	6E-11	7.0728
18 h	85.298	4.5014	217420	0.00000	0.5906	68.1849	0.8085	69490	4E-11	4.3579
19 h	268.2174	-3.8812	1330	-0.00002	0.0118	79.44	2.878	198490	3E-11	1.0276

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 18 – Parâmetros para Santa Maria

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	97.2096	-1.7981	14460	3E-11	0.0295
7 h	-	-	-	-	-	81.8286	2.7893	169210	5E-11	1.017
8 h	269.8912	-1.0264	461	-0.000032	0.0355	74.8123	0.8423	61320	8E-11	3.7764
9 h	97.7507	3.4216	83925	0.00000	0.5981	68.792	0.5704	45120	8E-11	6.1141
10 h	93.9406	2.6548	87477	0.00000	0.8445	62.8057	0.4436	38060	6E-11	8.5923
11 h	95.606	2.9969	86996	0.00000	0.7196	59.7393	0.3901	34870	5E-11	10.2201
12 h	98.48	3.6212	83222	0.00000	0.5545	58.3029	0.3746	34300	5E-11	10.8652
13 h	87.8008	1.4318	70614	0.00000	1.7814	61.1293	0.4755	42970	5E-11	8.2183
14 h	90.0494	1.8799	81081	0.00000	1.2972	60.5489	0.4857	44710	4E-11	8.1139
15 h	89.3162	1.7985	80657	0.00000	1.3759	62.2954	0.5867	54220	4E-11	6.5499
16 h	90.5921	2.2378	90749	0.00000	1.0763	60.6325	0.4947	45640	4E-11	7.9572
17 h	91.9164	2.7592	99676	0.00000	0.8476	66.727	0.818	73360	4E-11	4.4029
18 h	103.576	5.473	75017	0.00000	0.3165	69.8719	1.8107	183100	2E-11	1.9033
19 h	272.5358	-0.7197	290	-0.000057	0.0573	78.7286	12.318	984490	5E-12	0.2438

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 19 – Parâmetros para Porto Alegre

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	113.4527	14.0824	119110	2E-09	0.0719
7 h	-	-	-	-	-	79.1001	1.9054	130160	5E-11	1.56
8 h	125.0699	0.2775	14040	9.56E-10	0.017	72.7087	0.7742	58760	8E-11	4.2452
9 h	88.1182	2.5307	112640	1.22E-10	0.9981	67.6163	0.5303	42480	8E-11	6.6938
10 h	81.9136	1.1172	67960	1.19E-10	2.5358	63.2515	0.42	35330	7E-11	9.0165
11 h	88.9421	3.0062	124380	1.22E-10	0.8257	60.0116	0.3706	32600	6E-11	10.7143
12 h	91.4966	3.3532	117840	1.63E-10	0.7019	57.8385	0.342	31070	5E-11	11.9827
13 h	88.3767	2.218	99740	1.37E-10	1.1342	56.1866	0.3368	31700	4E-11	12.4606
14 h	86.01	1.6449	85190	1.29E-10	1.6013	57.4525	0.3606	33410	4E-11	11.4278
15 h	93.1292	3.6543	114390	1.96E-10	0.6213	62.4535	0.5069	45070	5E-11	7.5616
16 h	93.1481	3.7229	115800	1.95E-10	0.6095	63.1879	0.5044	44070	5E-11	7.516
17 h	98.1414	5.1569	105710	3.46E-10	0.3894	66.8516	0.6164	51660	6E-11	5.8274
18 h	127.0967	0.0492	15480	1.47E-09	0.0192	70.6564	1.1442	99060	4E-11	2.9692
19 h	-	-	-	-	-	73.9496	3.5082	343320	1E-11	0.9246

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 20 – Parâmetros para Cascavel

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	155.2354	0	4140	-2E-08	0.0044
7 h	-	-	-	-	-	82.8766	2.8412	163040	5E-11	0.9799
8 h	272.2659	-0.743	300	-0.00005	0.0544	75.4805	0.9138	65980	8E-11	3.445
9 h	265.5791	-1.8494	860	-0.00002	0.0182	69.9832	0.5452	41760	9E-11	6.2816
10 h	134.4954	0.6138	16780	0.00000	0.0508	66.2003	0.4233	33620	9E-11	8.5621
11 h	101.9966	4.7697	77850	0.00000	0.3815	65.4039	0.4288	34660	8E-11	8.5534
12 h	91.6667	2.4424	92190	0.00000	0.964	62.8233	0.3839	32060	7E-11	9.9238
13 h	89.0659	1.8259	82500	0.00000	1.3616	60.1443	0.3453	29900	6E-11	11.4761
14 h	83.9499	0.9755	56180	0.00000	2.8048	66.7785	0.5303	43240	7E-11	6.7789
15 h	79.7089	0.6081	38760	0.00000	4.8316	63.33	0.441	37380	6E-11	8.576
16 h	81.6871	0.8116	49740	0.00000	3.5041	60.7154	0.3915	34280	6E-11	10.0394
17 h	84.3701	1.4986	83190	0.00000	1.8108	65.1572	0.5348	45250	6E-11	6.886
18 h	89.8345	3.7199	140320	0.00000	0.6541	68.9394	0.8055	67800	5E-11	4.3242
19 h	269.7315	-2.0327	740	-0.00003	0.0216	72.4446	1.8363	166400	2E-11	1.8033

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 21 – Parâmetros para Novo Hamburgo

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	272.7758	-0.6279	260	-0.00006	0.0643	113.4527	14.0824	119110	2E-09	0.0719
7 h	272.6462	-0.6562	270	-0.00006	0.0616	79.1001	1.9054	130160	5E-11	1.56
8 h	102.7517	-0.7592	8760	0.00000	0.0612	72.7087	0.7742	58760	8E-11	4.2452
9 h	92.9394	3.8486	120050	0.00000	0.592	67.6163	0.5303	42480	8E-11	6.6938
10 h	87.8834	2.4947	112590	0.00000	1.0172	63.2515	0.42	35330	7E-11	9.0165
11 h	84.2426	1.7646	97390	0.00000	1.5408	60.0116	0.3706	32600	6E-11	10.7143
12 h	84.6119	1.9276	104120	0.00000	1.4008	57.8385	0.342	31070	5E-11	11.9827
13 h	84.8328	1.5915	86470	0.00000	1.6908	56.1866	0.3368	31700	4E-11	12.4606
14 h	88.5419	2.5836	112220	0.00000	0.9695	57.4525	0.3606	33410	4E-11	11.4278
15 h	89.7853	3.035	119820	0.00000	0.8041	62.4535	0.5069	45070	5E-11	7.5616
16 h	94.2794	4.5243	124160	0.00000	0.4876	63.1879	0.5044	44070	5E-11	7.516
17 h	95.6245	4.8929	120350	0.00000	0.4366	66.8516	0.6164	51660	6E-11	5.8274
18 h	132.9135	-1.2247	24160	0.00000	0.0746	70.6564	1.1442	99060	4E-11	2.9692
19 h	271.0114	-1.247	480	-0.00004	0.0339	73.9496	3.5082	343320	1E-11	0.9246

Fonte: Elaborado pelo autor.



Tabela 22 – Parâmetros para Maringá

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	-	-	-	-	-	84.8729	9.8772	461600	3E-11	0.2708
7 h	90.2656	4.6332	162560	0.00000	0.5194	76.2894	1.1499	83200	7E-11	2.7041
8 h	86.3675	2.8897	137830	0.00000	0.9032	72.8721	0.7141	53400	8E-11	4.59
9 h	91.7191	3.1429	110920	0.00000	0.746	71.3756	0.6624	50700	8E-11	5.0631
10 h	80.7019	0.818	51340	0.00000	3.5342	66.7296	0.4463	35400	9E-11	8.0568
11 h	79.1841	0.7103	45990	0.00000	4.1731	65.4572	0.4325	35000	8E-11	8.4725
12 h	73.7962	0.5031	35440	0.00000	6.4171	62.44	0.3814	32100	7E-11	10.0472
13 h	73.9867	0.5712	40600	0.00000	5.6362	61.0478	0.3547	30300	7E-11	11.0252
14 h	69.2973	0.448	33840	0.00000	7.7217	61.0752	0.3676	31600	7E-11	10.6335
15 h	71.4804	0.5391	40010	0.00000	6.2078	63.0014	0.4391	37400	6E-11	8.6559
16 h	75.5879	0.8025	56990	0.00000	3.9148	64.8736	0.4991	41900	6E-11	7.4087
17 h	81.0466	1.9738	124140	0.00000	1.4569	80.3843	3.1879	209700	3E-11	0.9128
18 h	113.5754	-2.5196	23880	0.00000	0.0287	74.1326	1.5836	129600	3E-11	2.0346
19 h	-	-	-	-	-	74.881	15.7688	1897000	2E-12	0.2039

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 23 – Parâmetros para Londrina

Hora	Inverno					Verão				
	gama	Rs	Rsh	Is	Iph	gama	Rs	Rsh	Is	Iph
6 h	272.6061	-0.7748	300	-0.00006	0.0549	223.7703	34.9132	35170	2E-07	0.0026
7 h	272.482	-0.8189	320	-0.00006	0.0522	82.8072	3.3132	189860	0E+00	0.8411
8 h	99.3756	5.4024	100190	0.00000	0.3598	76.2084	0.9941	70990	1E-10	3.1309
9 h	86.1743	1.9522	98560	0.00000	1.3442	71.9286	0.6536	49300	1E-10	5.0878
10 h	85.3037	1.9321	101330	0.00000	1.3802	70.497	0.6044	46520	1E-10	5.623
11 h	86.0969	2.0427	102930	0.00000	1.2862	70.7441	0.6894	53870	1E-10	4.913
12 h	83.626	1.3027	74780	0.00000	2.1111	65.6353	0.4666	38090	1E-10	7.8341
13 h	77.9806	0.6809	45180	0.00000	4.4388	65.1263	0.4682	38640	1E-10	7.8679
14 h	76.6387	0.6113	41430	0.00000	5.0512	66.8927	0.5125	41440	1E-10	7.0007
15 h	77.7333	0.7347	49230	0.00000	4.1307	61.1425	0.3826	33050	1E-10	10.2086
16 h	75.1364	0.6215	43500	0.00000	5.0881	65.0057	0.496	41490	1E-10	7.44
17 h	78.627	1.0083	67320	0.00000	2.968	67.5418	0.6646	55640	1E-10	5.3502
18 h	85.6422	3.3515	163430	0.00000	0.789	69.439	0.8921	75740	0E+00	3.8763
19 h	272.3216	-1.3442	460	-0.00004	0.0355	72.4086	2.6196	260690	0E+00	1.2671

Fonte: Elaborado pelo autor.

## APÊNDICE D – RESULTADOS DO FPO PARA 13 H NO VERÃO

Neste Apêndice serão mostrados os resultados obtidos ao rodar o FPO para o cenário de verão, às 13 h. Também estão registrados os multiplicadores de Lagrange. O Fator de Carga para esse horário é 0.95067.

Tabela 24 – Resultados FPO 13 h com FV

Barra	Tipo	V	Pg	Qg	Pdmax	Qdmax
1	1	1.100	2.7564	0.7266	2.3974	-0.3903
2	0	1.079	0	0	3.0999	0.0558
3	1	1.100	2.2585	0.8963	1.5455	0.2899
4	0	1.072	0	0	2.9773	0.0167
5	0	1.012	0	0	1.7284	0.8252
6	1	1.048	1.7103	4	1.4162	0.7025
7	0	0.943	0	0	2.6428	1.0593
8	0	0.922	0	0	2.8546	1.2823
9	1	1.038	0.4825	0.0001	5.5754	2.2302
10	0	1.024	0	0	1.2043	0.3011
11	0	1.100	0	0	1.6392	0.1673
12	1	1.100	0.555	0	8.3632	2.0295
13	2	1.100	1.7986	3.4928	0	0
14	1	1.095	0.4346	0.2351	0	0
15	1	1.088	16.7592	7.9999	2.2302	0
16	0	0.939	0	0	0	0
17	0	1.087	0	0	3.1334	0.591
18	0	1.089	0	0	0	0
19	0	0.952	0	0	0	0
20	0	1.100	0	0	0.2827	-0.0957
21	0	0.972	0	0	0.3666	0.2897
22	1	0.978	6.693	0.0001	0.3506	0.2498
23	0	0.918	0	0	0.2252	0.1169
24	0	0.900	0	0	0.2686	0.1101
25	0	0.943	0	0	1.0394	0.31
26	0	0.900	0	0	0	0
27	1	1.067	0.0148	-4.7494	0	0
28	1	1.054	1.1475	0	2.8992	0.2453
29	1	1.075	0.4504	-2.9402	0	0
30	1	1.100	2.417	1.5056	0	0
31	1	0.980	10.9983	-2.4995	0	2.4086
32	1	0.988	0.257	0	4.2893	0.3345
33	1	1.087	9.0759	-0.0605	0	0
34	1	1.100	0.4078	0	0	0
35	1	1.092	0.6207	0	3.3453	0.8921
36	1	1.053	0.9871	0	0	0
37	0	1.078	0	0	0	0
38	0	1.043	0	0	4.4938	1.405

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 25 – Multiplicadores de Lagrange para o caso com FV, às 13 h

Barra	$\pi_P$	$\pi_Q$	$\pi_V$
1	0	0	7.8323
2	0.0233	0.0012	0.0012
3	0	0	4.8119
4	0.2756	1.1774	0.001
5	1.8855	11.2513	0.0005
6	0	0	0.0006
7	3.3469	13.2108	0.0008
8	4.6617	12.5939	0.0014
9	0	0	0.0006
10	1.6431	4.4883	0.0005
11	0.1439	0.9259	12.1428
12	0	0	18.0594
13	0	0	22.1858
14	0	0	0.0045
15	0	0	0.0021
16	1.0062	4.6841	0.0008
17	0.0014	0.0227	0.002
18	-0.073	-0.3741	0.0021
19	-4.4143	22.1031	0.0007
20	-1.3903	13.9392	17.4059
21	-13.9214	27.6818	0.0006
22	0	0	0.0005
23	-8.303	30.6989	0.0017
24	0.4644	29.1433	17.8497
25	5.2546	15.2354	0.0008
26	3.2506	13.1661	22.8472
27	0	0	0.0009
28	0	0	0.0007
29	0	0	0.0011
30	0	0	64.7747
31	0	0	0.0005
32	0	0	0.0005
33	0	0	0.0019
34	0	0	19.3345
35	0	0	0.0029
36	0	0	0.0007
37	-0.0001	-0.0001	0.0012
38	-0.0001	-0.0001	0.0006

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 26 – Resultados FPO 13 h sem FV (caso base)

Barra	Tipo	V	Pg	Qg	Pdmax	Qdmax
1	1	1.100	4.0033	1.3604	2.7044	-0.4402
2	0	0.983	0	0	3.4968	0.0629
3	1	0.963	2.253	-0.8792	1.7434	0.327
4	0	1.042	0	0	3.3585	0.0189
5	0	1.044	0	0	1.9497	0.9308
6	1	1.100	7.5699	3.9063	1.5975	0.7924
7	0	0.931	0	0	2.9811	1.195
8	0	0.900	0	0	3.2201	1.4465
9	1	1.012	0	0	6.2892	2.5157
10	0	0.998	0	0	1.3585	0.3396
11	0	1.100	0	0	1.849	0.1887
12	1	1.100	0	0	9.4339	2.2893
13	2	1.090	7.7959	3.4999	0	0
14	1	1.100	0.0121	1.2805	0	0
15	1	1.081	16.7593	8	2.5157	0
16	0	0.918	0	0	0	0
17	0	1.098	0	0	3.5346	0.6667
18	0	1.086	0	0	0	0
19	0	0.979	0	0	0	0
20	0	1.100	0	0	0.3189	-0.1079
21	0	0.991	0	0	0.4136	0.3268
22	1	0.981	0	0	0.3955	0.2818
23	0	0.936	0	0	0.2541	0.1318
24	0	0.909	0	0	0.303	0.1241
25	0	0.900	0	0	1.1724	0.3497
26	0	0.900	0	0	0	0
27	1	1.088	14.7246	-3.8197	0	0
28	1	0.943	0	0	3.2704	0.2767
29	1	1.087	0.0133	-1.2302	0	0
30	1	1.100	1.6408	1.8741	0	0
31	1	1.030	10.9843	-1.2262	0	2.717
32	1	1.027	0	0	4.8384	0.3774
33	1	1.100	1.516	0.7109	0	0
34	1	1.100	0	0	0	0
35	1	1.095	0	0	3.7735	1.0063
36	1	1.086	0	0	0	0
37	0	1.085	0	0	0	0
38	0	1.083	0	0	5.0691	1.5849

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 27 – Multiplicadores de Lagrange para o caso sem FV (caso base), às 13 h

Barra	$\pi_P$	$\pi_Q$	$\pi_V$
1	0	0	8.4976
2	-0.0009	-0.0377	0.0005
3	0	0	0.0006
4	0.0252	-0.0981	0.0006
5	0.3734	-0.0324	0.0006
6	0	0	45.4038
7	4.4536	9.5946	0.001
8	6.7961	14.2499	105.9479
9	2.1744	6.3581	0.0005
10	2.0488	4.6799	0.0005
11	0.1768	1.0318	11.194
12	-0.0122	-0.125	0.3466
13	0	0	0.0024
14	0	0	12.9666
15	0	0	0.0014
16	1.2773	4.7502	0.0017
17	0.0058	0.0718	0.0123
18	-0.0063	-0.1239	0.0018
19	2.35	5.052	0.0005
20	0.4886	-0.003	10.0843
21	2.9739	5.6795	0.0005
22	3.2137	6.0126	0.0005
23	4.9925	8.5923	0.0009
24	6.7323	11.1742	0.0033
25	8.0532	14.5938	7.4359
26	4.3243	9.5907	13.0768
27	0	0	0.0021
28	0.7262	0.9475	0.0008
29	0	0	0.0019
30	0	0	71.1244
31	0	0	0.0005
32	0.0032	0	0.0005
33	0	0	13.0909
34	-0.0046	-0.1468	9.1355
35	0.0017	-0.0581	0.0044
36	-0.0027	0	0.0018
37	-0.0035	0	0.0016
38	-0.0031	0	0.0015

Fonte: Elaborado pelo autor.