

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

## Dissertação de Mestrado

**Análise da coordenação e seletividade das proteções do sistema de 123 nós do IEEE com elevada integração de geração distribuída baseada em inversores**

Amauri Cesar Cristofano Junior

VITÓRIA – ES

Abril/2023

Amauri Cesar Cristofano Junior

**Análise da coordenação e seletividade das proteções  
do sistema de 123 nós do IEEE com elevada integração  
de geração distribuída baseada em inversores**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. D. Sc. Oureste Elias Batista

VITÓRIA – ES

Abril/2023

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de  
Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

C933a Cristofano Junior, Amauri Cesar, 1989-  
Análise da coordenação e seletividade das proteções do sistema  
de 123 nós do IEEE com elevada integração de geração distribuída  
baseada em inversores / Amauri Cesar Cristofano Junior. - 2023.  
137 f. : il.

Orientador: Prof. D. Sc. Oureste Elias Batista.  
Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade  
Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Sistemas de Energia Elétrica - Proteção. 2. Geração  
Distribuída de Energia Elétrica. 3. Geração de Energia  
Fotovoltáica. 4. Falhas de Energia Elétrica. I. Elias Batista,  
Prof. D. Sc. Oureste. II. Universidade Federal do Espírito Santo.  
Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

---

Amauri Cesar Cristofano Junior

**Análise da coordenação e seletividade das proteções  
do sistema de 123 nós do IEEE com elevada integração  
de geração distribuída baseada em inversores**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

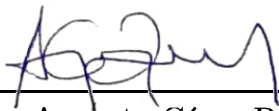
Aprovada em 13 de abril de 2023

**COMISSÃO EXAMINADORA:**



---

**Prof. D. Sc. Oureste Elias Batista**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador



---

**Prof. D. Sc. Augusto César Rueda Medina**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador

Documento assinado digitalmente



MARCIO ALMEIDA CO

Data: 02/06/2023 10:00:47-0300

Verifique em <https://validar.it.gov.br>

---

**Prof. Dr. Sc. Márcio Almeida Có**  
Instituto Federal do Espírito Santo  
Examinador

*Dedico este trabalho a minha família e meus professores que foram a base do meu desenvolvimento*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, que rege todas as coisas e me permitir realizar mais esse sonho, sendo meu amparo nos momentos mais difíceis.

Agradeço ao meu professor orientador, professor Oureste Elias Batista que sempre acreditou no meu potencial, mesmo nas horas que me sentia desmotivado e inclusive quando até eu duvidava que seria possível concluir essa jornada.

Aos meus amigos e colegas de mestrado, que me auxiliaram nessa caminhada árdua, que nos momentos mais difíceis, provas, trabalho e durante este período nebuloso que passamos, pandemia, sempre me incentivaram a continuar, a caminhar mesmo sem acreditar.

Agradeço aos meus familiares, em especial minha esposa Ana Carla Grassi, que foram a base que me suportaram para que eu conseguisse me manter em pé, ajudando em outras tarefas enquanto estudava, e me dando força quando eu cansava.

A empresa que trabalho, Asea Brown Boveri, e meu coordenador Rodrigo Furini, que cedeu tempo e foi compreensivo quando precisei me dedicar ao mestrado.

*Creio firmemente em uma lei de compensação. As verdadeiras recompensas são sempre proporcionais ao esforço e aos sacrifícios feitos.*  
*(Nikola Tesla)*

# RESUMO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) são responsáveis por fornecer energia elétrica de forma confiável, contínua e segura aos consumidores, garantindo qualidade no fornecimento. É essencial que esses sistemas operem corretamente, mesmo em situações anormais, como curtos-circuitos, a fim de manter essas características.

Este trabalho tem como objetivo estudar os impactos da integração em larga escala de geração distribuída baseada em inversores em um SEP. Serão analisadas as características desse tipo de geração e seu comportamento durante curtos-circuitos. Além disso, serão avaliados os impactos causados por essa integração no projeto de proteção, coordenação e seletividade do sistema.

O sistema elétrico utilizado como exemplo foi o modelo de 123 nós do IEEE. Para realizar as simulações, foi utilizado o *software* OpenDSS, que foi controlado pelo *software* PyCharm, por meio da linguagem de programação *Python*.

A integração dos geradores fotovoltaicos baseados em inversores no sistema elétrico foi realizada por meio do OpenDSS. Esse *software* permitiu calcular o fluxo de potência e as correntes de curto-circuito, levando em consideração a presença e o comportamento desses geradores.

O PyCharm, por sua vez, possibilitou a programação e o controle das simulações no OpenDSS, utilizando a linguagem *Python*. Com essa integração, foi possível automatizar e facilitar o processo de simulação e análise dos impactos da geração distribuída no sistema elétrico estudado.

A utilização dessas ferramentas e abordagens permitiu realizar simulações precisas e detalhadas, avaliando o comportamento do sistema elétrico com a integração dos geradores fotovoltaicos. Essas análises são fundamentais para compreender os impactos da geração distribuída no projeto de proteção, coordenação e seletividade do sistema, conforme mencionado anteriormente.

Foi desenvolvido em projeto de proteção, no qual foram utilizados dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) e fusíveis para realizar as funções de proteção de sobrecorrente 50 e 51, conforme a simbologia adotada pela norma ANSI. Com base nesse projeto, foram realizadas análises detalhadas, elemento por elemento, para avaliar se a inserção massiva de geradores baseados em inversores (GBI) afetaria a coordenação e seletividade do sistema elétrico.

Uma preocupação ao integrar os GBI é que suas correntes de curto-circuito possam alterar as características do sistema elétrico, levando a uma descoordenação das proteções e comprometendo a seletividade. A análise realizada tinha como objetivo verificar se essa preocupação era válida.

No estudo realizado, os cálculos das correntes de curto-circuito foram inicialmente feitos sem a integração dos GBIs. Em seguida, foi realizada uma análise considerando a variação da potência nominal dos geradores em diferentes porcentagens: 20%, 40%, 60%, 80% e 100%.

Durante essa análise, o objetivo era verificar a variação máxima das correntes de curto-circuito resultantes com base nessas variações na potência nominal dos geradores. Os resultados obtidos indicaram que as correntes de curto-circuito trifásicas apresentaram uma variação máxima de aproximadamente 7,58%, enquanto as correntes de curto-circuito monofásicas apresentaram uma variação máxima de cerca de 6,73%.

Esses resultados sugerem que a introdução dos GBIs e as variações na potência nominal desses geradores têm um impacto relativamente pequeno nas correntes de curto-circuito do sistema elétrico estudado. Essas informações são valiosas para avaliar a influência dos GBIs nas correntes de curto-circuito e fornecer uma base sólida para o dimensionamento adequado das proteções, garantindo a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico em situações de curto-circuito, mesmo com a presença dos geradores baseados em inversores.

As proteções parametrizadas nos IEDs, 50 e 51, não apresentam operações indevidas nem perda de coordenação e seletividade. Isso se deve ao fato de que a variação máxima encontrada não é suficiente para descoordenar o sistema e influenciar os níveis de *pick-up* dos IEDs.

Apesar da inserção massiva de GBIs causar mudanças na característica do fluxo de potência no circuito estudado, as contribuições desses geradores nas correntes de curto-circuito ( $I_{CC}$ ) podem impactar a operação dos fusíveis, que são projetados para operar próximos à corrente nominal.

As proteções parametrizadas nos IEDs mostraram-se robustas e mantiveram a coordenação e seletividade, enquanto a operação dos fusíveis pode ser afetada pela contribuição das correntes de curto-circuito dos GBIs. Portanto, é importante considerar esses aspectos ao projetar e dimensionar as proteções e dispositivos de segurança no sistema elétrico estudado.

**Palavras-chave:** Proteção do Sistema Elétrico de Potência. Geração Distribuída Baseada em Inversores. Corrente de Curto Circuito. Coordenação e Seletividade.

# ABSTRACT

The electric power systems are responsible for supplying electrical energy from reliably, continuously and safely to consumers, ensuring quality in supply. It is essential that these systems operate correctly, even in abnormal situations such as short circuits in order to maintain these characteristics.

This work aims to study the impacts of large-scale integration of Distributed generation based on inverters in a electric power system. The characteristics will be analyzed of this type of generation and its behavior during short circuits. Furthermore, they will evaluated the impacts caused by this integration in the project of protection, coordination and selectivity system. The electrical system used as an example was the IEEE 123-node model. To perform simulations, the OpenDSS software was used, which was controlled by the PyCharm software, through the Python programming language.

The integration of photovoltaic generators into the electrical system was performed using OpenDSS. This software made it possible to calculate the power flow and the short-circuit currents, taking into account the presence and behavior of these generators.

PyCharm, in turn, made it possible to program and control the simulations in the OpenDSS, using the Python language. With this integration, it was possible to automate and facilitate the process of simulation and analysis of the impacts of distributed generation on the system electrical studied.

The use of these tools and approaches allowed to carry out accurate simulations and detailed, evaluating the behavior of the electrical system with the integration of generators photovoltaics. These analyzes are fundamental to understanding the impacts of generation distributed in the protection, coordination and selectivity project of the system, as mentioned before.

It was developed in a protection project, in which intelligent electronic devices were used and fuses to realize overcurrent protection functions 50 and 51, according to the symbology adopted by the ANSI standard. Based on this project, detailed analyses, element by element, were carried out to assess whether the massive insertion of inverter-based generators would affect system coordination and selectivity electric.

A concern when integrating inverter-based generators is that their short-circuit currents may change the characteristics of the electrical system, leading to a lack of coordination

of protections and compromising selectivity. The analysis carried out had the objective of verifying whether this concern was valid.

In the study carried out, calculations of short-circuit currents were initially made without integrating the inverter-based generators. Then, an analysis was performed considering the variation of the nominal power of the generators in different percentages: 20%, 40%, 60%, 80% and 100%.

During this analysis, the objective was to verify the maximum variation of short-circuit currents results based on these variations in the nominal power of the generators. The results obtained indicated that the three-phase short-circuit currents presented a maximum variation of approximately 7.58%, while short-circuit currents single phase presented a maximum variation of about 6.73%.

These results suggest that the introduction of inverter-based generators and variations in nominal power of these generators have a relatively small impact on short-circuit currents of the electrical system studied. This information is valuable for assessing the influence of inverter-based generators on short-circuit currents and provide a solid basis for sizing adequate protections, guaranteeing the reliability and security of the electrical system in short-circuit situations, even with the presence of generators based on inverters.

The protections parameterized in the intelligent electronic devices, 50 and 51, do not present undue operations nor loss of coordination and selectivity. This is due to the fact that the maximum variation found is not enough to uncoordinate the system and influence pick-up levels of the intelligent electronic devices.

Despite the massive insertion of inverter-based generators causing changes in the power flow characteristic in the studied circuit, the contributions of these generators in the short-circuit currents ( $I_{CC}$ ) can impact the operation of fuses, which are designed to operate close to Nominal chain.

The parameterized protections in the intelligent electronic devices proved to be robust and maintained coordination and selectivity, while fuse operation can be affected by the contribution of short-circuit currents of inverter-based generators. Therefore, it is important to consider these aspects when designing and dimensioning protections and safety devices in the electrical system studied.

**Keywords:** Electric Power System Protection. Distributed Generation Based on Inverters. Short Circuit Current. Coordination and Selectivity.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de curva Volt-Var linear por partes . . . . .	31
Figura 2 – Contribuição da GFV . . . . .	33
Figura 3 – IEEE 1547, características de operação em variações de tensão . . . . .	35
Figura 4 – Geração da matriz de admitância nodal no OpenDSS . . . . .	40
Figura 5 – Diagrama unifilar do alimentador de 123 nós IEEE . . . . .	44
Figura 6 – Alocação de GFV . . . . .	46
Figura 7 – Modelo do PVSystem Simplificado . . . . .	47
Figura 8 – Características I e V do PVSystem . . . . .	49
Figura 9 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL1 . . . . .	51
Figura 10 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL2 . . . . .	52
Figura 11 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL3 . . . . .	52
Figura 12 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL4 . . . . .	53
Figura 13 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL5 . . . . .	53
Figura 14 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL6 . . . . .	54
Figura 15 – Curvas características TEMPO X CORRENTE dos fusíveis INEPAR . . . . .	54
Figura 16 – Alimentador IEEE de 123 nós com os elementos de proteção . . . . .	57
Figura 17 – Atuação dos fusíveis projetados . . . . .	67
Figura 18 – Variações nas Correntes de Curto Circuito Trifásicas . . . . .	68
Figura 19 – Variações nas Correntes de Curto Circuito Monofásicas . . . . .	69

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência nominal das Cargas e GBI integrados em kW . . . . .	44
Tabela 2 – Ajustes de proteção projetados para os IED . . . . .	51
Tabela 3 – Definição dos nós que serão protegidos e elementos de proteção . . . . .	55
Tabela 4 – Definição dos elementos de proteção e características . . . . .	56
Tabela 5 – $I_{CC}^{3\phi}$ e $I_{CC}^{1\phi}$ em todos os nós do sistema IEEE de 123 nós sem GDFV . . . . .	59
Tabela 6 – Maiores $\Delta I_{CC}^{3\phi}$ e $\Delta I_{CC}^{1\phi}$ em todos os nós do sistema IEEE de 123 encontrados após as simulações . . . . .	60
Tabela 7 – Tempo de atuação dos elementos de proteção após integração massiva de GBI . . . . .	66

# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
GD	Geração Distribuída
GBI	Geração baseada em inversores
GDFV	Geração(ões) Distribuída(s) Fotovoltaica(s)
GFV	Gerador fotovoltaico
$I_{CC}$	Correntes de Curto-Circuito
$I_{CC}^{1\phi}$	Correntes de Curto-Circuito monofásica
$I_{CC}^{3\phi}$	Correntes de Curto-Circuito trifásica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Dispositive</i>
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
REN	Resolução Normativa
RL	Religador
SEP	Sistema Elétrico de Potência

# LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	Deslocamento de fase do inversor
$\theta$	Ângulo da rede
$\omega$	Frequência angular da rede
$i_{ca}, I_{ca}$	Corrente de saída do inversor
$I_{cc}$	Corrente de curto-circuito
$I_{ger,eq}$	Corrente equivalente fotogerada pelos módulos fotovoltaicos
$I_{FV}$	Corrente terminal no gerador fotovoltaico
$I_q$	Corrente de controle
M	Taxa de modulação do inversor
$P_{ca}$	Potência de saída do inversor
$P_{cc}$	Potência de entrada do inversor
$P_{FV}$	Potência produzida pelo gerador fotovoltaico
$P_s$	Potência ativa entregue à rede
$Q_s$	Potência reativa entregue à rede ou absorvida pela rede
$R_{cc}$	Resistência dos cabos do sistemas fotovoltaico
$R_{ger,eq}$	Resistência equivalente do modelo fotovoltaico
$v_{ca}, V_{ca}$	Tensão de saída do inversor
$V_{cc}$	Tensão de entrada do inversor
$V_{FV}$	Tensão terminal no gerador fotovoltaico
$V_{PAC}$	Tensão no ponto de acoplamento comum
$V_r, v_{r(t)}$	Tensão na rede

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO</b>	<b>18</b>
1.1	Introdução	18
1.2	Justificativa e Motivação do Tema	21
1.3	Objetivos da Dissertação	23
1.3.1	Objetivo geral	23
1.3.2	Objetivos específicos	23
1.4	Trabalhos Desenvolvidos	23
1.5	Organização da Dissertação	24
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>26</b>
2.1	Geração Distribuída	26
2.1.1	Características intrínsecas da geração distribuída	26
2.1.2	Geração baseada em inversores	28
2.2	Impactos da inserção de GBI na coordenação e seletividade	31
2.3	OpenDSS	38
2.4	PyCharm	40
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>42</b>
3.1	Alimentador	43
3.2	Alocação dos GBI	43
3.3	Modelo de geração fotovoltaica	46
3.4	Projeto de Proteção	50
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>58</b>
4.1	Simulações	58
4.2	Análise da coordenação e seletividade	61
4.2.1	Análise do FU1, FU2 e FU3	62
4.2.2	Análise do FU4 e FU17	63
4.2.3	Análise do FU5, FU6, FU7, FU8, FU11 e FU12	63
4.2.4	Análise do FU9	64
4.2.5	Análise do FU10	64
4.2.6	Análise do FU13	64
4.2.7	Análise do FU14 e FU15	65
4.2.8	Análise do FU16	65
4.2.9	Análise do FU18	66
4.2.10	Análise Geral	66

<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	<b>70</b>
<b>5.1</b>	<b>Conclusões . . . . .</b>	<b>70</b>
<b>5.2</b>	<b>Trabalhos Futuros . . . . .</b>	<b>72</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>73</b>
	<b>Appendices . . . . .</b>	<b>77</b>
<b>.1</b>	<b>Código no PyCharm . . . . .</b>	<b>78</b>
<b>.2</b>	<b>Código no OpenDSS . . . . .</b>	<b>86</b>
<b>.3</b>	<b>Geradores Fotovoltaicos no OpenDSS . . . . .</b>	<b>95</b>

# 1 INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO

## 1.1 Introdução

O aumento do consumo de energia elétrica impulsionado pelo desenvolvimento de novas tecnologias, crescimento populacional e novas plantas industriais pode levar o sistema elétrico a atingir sua capacidade máxima de carga instalada em alguns anos (ANEEL, 2023). Quando o consumo de energia elétrica se aproxima ou atinge a capacidade máxima de produção, isso pode resultar em restrições e desafios para atender à demanda crescente.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e outras instituições reguladoras monitoram e analisam o sistema elétrico para garantir a capacidade de suprimento de energia de forma contínua e confiável. No entanto, o rápido crescimento da demanda pode levar a um desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, especialmente durante períodos de pico de consumo.

Para evitar a sobrecarga do sistema elétrico e garantir a continuidade do fornecimento de energia, são necessárias medidas como investimentos em infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia, incentivo ao uso eficiente da energia, implantação de fontes de energia renovável e estratégias de gerenciamento da demanda.

Além disso, o uso de tecnologias avançadas, como a digitalização e automação dos sistemas elétricos, pode ajudar a otimizar a operação, melhorar a eficiência e facilitar a integração de fontes de energia diversificadas.

É fundamental que as políticas energéticas e os planejamentos considerem esses desafios futuros, buscando soluções sustentáveis e promovendo a diversificação da matriz energética para garantir um suprimento confiável de energia elétrica, mesmo diante do aumento contínuo da demanda.

Construção de unidades geradoras de grande porte, como usinas hidrelétricas, térmicas e nucleares, apresentam desafios significativos em termos de impacto ambiental. Essas usinas podem exigir altos investimentos financeiros, um longo período de construção e operação, e podem ter impactos negativos no meio ambiente.

As usinas hidrelétricas, por exemplo, envolvem a construção de grandes barragens que podem levar à inundação de áreas extensas, resultando no deslocamento de comunidades e na perda de habitats naturais. As usinas térmicas, especialmente aquelas que utilizam

combustíveis fósseis, contribuem para a emissão de gases de efeito estufa e a poluição atmosférica. As usinas nucleares, por sua vez, apresentam preocupações relacionadas à gestão de resíduos radioativos e aos riscos associados à segurança nuclear.

Esses impactos ambientais têm levado à crescente preocupação com o aquecimento global, a proteção ambiental e a busca por um desenvolvimento sustentável. Como resultado, muitas nações têm buscado alternativas mais sustentáveis para suprir suas necessidades energéticas.

As fontes de energia renovável, como a solar, eólica, biomassa e geotérmica, têm ganhado destaque como opções mais limpas e ambientalmente amigáveis. Essas fontes de energia renovável têm se mostrado mais viáveis em termos de sustentabilidade, pois têm menores impactos ambientais, são renováveis e podem ser distribuídas de forma mais descentralizada.

Além disso, avanços tecnológicos e incentivos governamentais têm impulsionado o crescimento das energias renováveis, tornando-as cada vez mais competitivas em termos de custos em relação às usinas de grande porte. Essa transição para fontes de energia mais limpas e sustentáveis contribui para a mitigação dos efeitos do aquecimento global e a preservação do meio ambiente.

Portanto, é importante considerar alternativas de geração de energia que sejam mais compatíveis com os princípios do desenvolvimento sustentável, priorizando a redução dos impactos ambientais e promovendo uma transição para um sistema energético mais limpo e sustentável (ALVES et al., 2018).

O avanço tecnológico e a redução dos custos associados a soluções eletrônicas têm impulsionado o desenvolvimento da geração de energia elétrica de forma distribuída e com o uso de fontes alternativas, como a energia solar fotovoltaica. Essa mudança de paradigma representa uma nova alternativa viável e sustentável para suprir as necessidades energéticas.

Com a diminuição dos custos de tecnologias como os inversores e painéis solares fotovoltaicos, a geração de energia distribuída se tornou mais acessível e economicamente atrativa. Isso permite que consumidores individuais, comunidades e empresas possam gerar sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis.

A energia solar fotovoltaica utiliza painéis solares para converter a luz solar em eletricidade, enquanto a energia eólica utiliza turbinas movidas pelo vento para gerar energia elétrica. Ambas as fontes são limpas, renováveis e têm um impacto ambiental significativamente menor em comparação com as usinas de grande porte mencionadas anteriormente.

Além disso, a geração de energia distribuída tem outros benefícios, como a redução das perdas de transmissão e distribuição de energia, a melhoria da confiabilidade do sistema

e a possibilidade de participação ativa dos consumidores na produção de energia.

Essa mudança para um modelo de geração de energia distribuída e baseada em fontes alternativas está alinhada com os princípios do desenvolvimento sustentável, permitindo uma transição para um sistema energético mais limpo, resiliente e descentralizado (NEMET, 2006).

Os sistemas elétricos podem enfrentar desafios ao lidar com a integração massiva de geração distribuída (GD). A adesão em larga escala de fontes de geração distribuída, traz consigo mudanças nas características e comportamento do SEP, que podem impactar a confiabilidade e a estabilidade do sistema.

Quando o SEP foi originalmente projetado, provavelmente não se considerou a adoção em massa da geração distribuída. Portanto, as mudanças introduzidas por essa integração podem perturbar o funcionamento tradicional do sistema elétrico. Alguns dos desafios enfrentados incluem:

- Flutuações de geração: As fontes de geração distribuída, como energia solar e eólica, são altamente dependentes das condições ambientais. Isso resulta em flutuações na geração de energia, o que pode afetar a estabilidade da tensão e frequência do sistema elétrico.
- Impacto nas correntes de curto-circuito: Com a introdução de fontes de geração distribuída, as correntes de curto-circuito podem ser afetadas, uma vez que a contribuição dessas fontes pode variar dependendo das condições de operação. Isso requer uma avaliação cuidadosa do projeto de proteção e coordenação do sistema (VARGAS; MENDES; BATISTA, 2018).
- Desafios de controle e operação: A integração de geração distribuída também introduz desafios em termos de controle e operação do sistema elétrico. É necessário desenvolver estratégias de controle avançadas para lidar com as flutuações na geração e garantir a estabilidade do sistema.
- Requisitos de reforço da infraestrutura: A integração massiva de geração distribuída pode exigir reforços na infraestrutura de transmissão e distribuição, a fim de lidar com o aumento da demanda e garantir a confiabilidade do sistema.

Esses desafios estão sendo abordados por meio de avanços na tecnologia de controle, planejamento e operação dos sistemas elétricos. Além disso, regulamentações e normas estão sendo atualizadas para incentivar a integração eficiente e segura da geração distribuída.

Fenômenos como descoordenação entre dispositivos de proteção (COSTA; MONTI; PAIVA, 2015), modificação no fluxo de potência (NIE et al., 2012), elevação do nível de curto-circuito (COFFELE; BOOTH; DYŠKO, 2014), trip solidário (FRACALOSSO;

VARGAS; BATISTA, 2020) e aumento no nível de tensão (QUEIROZ et al., 2020) podem ocorrer devido à integração massiva de geração fotovoltaica distribuída (GDFV). Esses fenômenos podem ter um impacto negativo na confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico.

Para estudar essas consequências, as simulações computacionais desempenham um papel crucial. Ao realizar simulações que envolvem a inserção de GBI em um SEP, é possível obter uma análise mais completa e abrangente do comportamento do sistema. Além disso, o uso de ferramentas computacionais e softwares específicos pode reduzir o tempo necessário para obter dados em diferentes cenários, agilizando o processo de avaliação.

Ao realizar simulações, é possível estudar o impacto da geração fotovoltaica distribuída em diferentes aspectos do sistema elétrico, como fluxo de carga, correntes de curto-circuito, estabilidade de tensão e coordenação de proteção. Essas análises permitem identificar possíveis problemas e tomar medidas para mitigar seus efeitos indesejados.

As ferramentas computacionais, como *softwares* de simulação de sistemas elétricos, permitem modelar o SEP, inserir geração fotovoltaica distribuída, e simular seu comportamento em diferentes cenários. Isso facilita a análise de múltiplas variáveis e a realização de estudos comparativos, auxiliando no desenvolvimento de estratégias adequadas para garantir a operação segura e estável do sistema.

Ao integrar dados reais sobre a geração fotovoltaica, características dos dispositivos de proteção e informações sobre a rede elétrica, as simulações computacionais fornecem *insights* valiosos sobre os impactos dos GBIs e ajudam a orientar decisões relacionadas ao planejamento, operação e proteção do sistema elétrico.

## 1.2 Justificativa e Motivação do Tema

A Resolução Normativa ANEEL n<sup>o</sup> 482/2012 trouxe um impulso significativo para a instalação de unidades geradoras de geração distribuída, incluindo sistemas fotovoltaicos, no Brasil. Esse crescimento acelerado da GDFV traz consigo a necessidade de estudar as influências e consequências dessa integração massiva no SEP (ANEEL, 2022).

Um dos efeitos indesejados que podem ocorrer é a superação dos níveis de correntes de curto-circuito ( $I_{CC}$ ) para os quais os equipamentos do sistema foram projetados. Com a inserção massiva de GDFV, a contribuição dessas unidades para as correntes de curto-circuito pode exceder as expectativas, levando a sobrecargas nos equipamentos e componentes do SEP. Essa superação dos níveis de  $I_{CC}$  pode resultar em danos aos equipamentos, interrupções no fornecimento de energia e riscos de segurança (MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2020).

Outro fenômeno que precisa ser estudado é a perda de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. Com esta integração, as correntes de curto-circuito podem apresentar variações e características diferentes das esperadas. Isso pode levar a problemas de coordenação entre os dispositivos de proteção, como disjuntores e fusíveis, dificultando a identificação e isolamento adequado das falhas no sistema elétrico.

Além disso, a elevação do nível de tensão é outro fenômeno que pode ocorrer devido à integração massiva de GBIs. As unidades geradoras fotovoltaicas podem gerar tensões mais elevadas do que a rede elétrica convencional, causando problemas de compatibilidade e qualidade de tensão. Isso pode afetar a operação de equipamentos sensíveis e comprometer a confiabilidade do fornecimento de energia (NEGREIROS et al., 2023).

Estudar essas influências e fenômenos é essencial para que as concessionárias de energia possam antecipar investimentos e obras no SEP, garantindo a qualidade, continuidade e segurança do fornecimento de energia elétrica. Com base nessas análises, podem ser adotadas medidas mitigadoras, como ajustes nas proteções, reforço da infraestrutura ou implementação de dispositivos de compensação de tensão, para minimizar os efeitos indesejados da integração massiva de GBIs.

Dessa forma, é fundamental realizar estudos e análises adequadas para compreender os impactos e adotar as medidas necessárias para garantir um sistema elétrico confiável, estável e resiliente diante da crescente inserção de geração fotovoltaica distribuída.

Mensurar as variações das correntes de curto-circuito em configurações aleatórias é um método importante para avaliar o comportamento de um sistema elétrico de potência com integração massiva de geradores baseados em inversores. É crucial verificar se as proteções de sobrecorrente existentes estão projetadas considerando os níveis de curto-circuito do nó protegido, e se ajustes, substituições de fusíveis e adequação dos equipamentos são necessários para lidar com as novas características do sistema (RAZAVI et al., 2019).

As variações nas correntes de curto-circuito podem resultar em uma atuação descoordenada e não seletiva dos relés de proteção e fusíveis. Isso significa que os dispositivos de proteção podem operar de forma inadequada, desligando áreas que não estão com falha e enviando sinais de desligamento para partes do SEP que não estão relacionadas ao curto-circuito real. Essas ações podem resultar em interrupções desnecessárias no fornecimento de energia elétrica (KAUHANIEMI; KUMPULAINEN, 2004).

Além disso, é importante considerar o impacto nas medições das correntes de curto-circuito. Instrumentos de medição, como transformadores de corrente (TC), podem ter suas leituras afetadas pelo aumento das correntes, pois podem operar na zona de saturação e não ser capazes de ler corretamente a corrente real. Os elos fusíveis também podem romper prematuramente, mesmo sem a necessidade, devido à contribuição dos geradores durante um curto-circuito em outra parte do sistema. Equipamentos como

painéis e chaves contadoras são projetados para suportar níveis máximos de corrente de curto-circuito, portanto, se esses níveis forem excedidos, podem ocorrer eventos indesejáveis, como explosões de painéis (NASCIMENTO; BRITO; SOUZA, 2020).

Portanto, é fundamental realizar análises e estudos para compreender as variações nas correntes de curto-circuito e seus impactos nos dispositivos de proteção, medições e equipamentos do SEP. Isso permitirá a tomada de medidas adequadas, como ajustes nos relés de proteção, substituições de fusíveis e reavaliação dos equipamentos existentes, a fim de garantir a operação segura e confiável do sistema elétrico com a integração massiva de GBI.

## 1.3 Objetivos da Dissertação

### 1.3.1 Objetivo geral

Analisar os efeitos da inserção massiva de GDFV na coordenação e seletividade de um SEP.

### 1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos do trabalho podem ser apresentados da seguinte maneira:

- Simular as correntes de curto-circuito em regime permanente de um alimentador modelo IEEE de 123 nós utilizando o *software* OpenDSS;
- Simular a inserção massiva de GBI utilizando o *software* Pycharm em linguagem *Python*;
- Analisar e estudar as variações das  $I_{CC}$  monofásicas e trifásicas em todos os nós do sistema modelo;
- Projetar um sistema de proteção para o SEP estudado;
- Analisar os efeitos que a variação das correntes de curto-circuito podem causar no sistema estudado, perda de coordenação e seletividade;

## 1.4 Trabalhos Desenvolvidos

O início desta pesquisa ocorreu em março de 2020 após ingresso no programa de pós graduação da Universidade Federal do Espírito Santo, Mestrado em Engenharia Elétrica. Foi gerada a curiosidade no ambiente acadêmico devido a alta tendência de instalação de geradores fotovoltaicos em indústrias, comércios e residências, e os efeitos que esta integração massiva causaria nos SEP.

Outro assunto que motivou o tema foi o desenvolvimento de habilidades em *softwares* de análise de SEP. O OpenDss que, além de ser um *software* de código livre e aberto, em 2014 no Brasil, a ANEEL decidiu utiliza-lo como máquina de cálculo do seu *software* chamado Progeoperdas, o qual é responsável pelo cálculo das perdas técnicas das concessionárias de energia elétrica. O *software* seria uma alternativa sem custos monetário em relação aos outros *softwares* utilizados para este tipo de estudo.

A programação em *Python* também foi intrinsecamente relevante, visto que é uma linguagem amplamente utilizada pelo ambiente acadêmico e possui um poder e velocidade de processamento favoráveis a este tipo de aplicação.

Houve duas publicações envolvendo este trabalho, a primeira estudou as variações nas correntes de curto-circuito a cada inserção em um ramo específico do sistema exemplo de 123 nós IEEE, e a segunda foi estudado o aumento da energia incidente em um alimentador exemplo de 13 nós do IEEE.

- Cristofano Jr., A. C.; Bravim, M. R.; Batista, O. E.; ***Alteração nas correntes de curto-circuito com elevada integração de geração distribuída fotovoltaica.*** In: IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2022, Santa Maria, RS, Brasil.
- Bravim, M. R.; Santos A., L. F.; Cristofano Jr., A. C.; Batista, O. E.; ***Impactos da Alta Integração de Geradores Distribuídos nos Níveis de Energia Incidente de Alimentadores de Distribuição.*** In: IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2022, Santa Maria, RS, Brasil.

## 1.5 Organização da Dissertação

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta uma introdução ao tema, com uma breve explanação sobre a inserção da geração distribuída no sistema elétrico de potência e as motivações para o aumento dos investimentos em gerações alternativas. Neste capítulo, também serão apresentadas as justificativas, os problemas que podem ocorrer com a implementação da geração distribuída fotovoltaica, as consequências e os fenômenos envolvidos, bem como as motivações deste trabalho, as análises e os estudos que serão realizados.

No segundo capítulo, é realizada uma revisão bibliográfica minuciosa de cada subtema envolvido na dissertação, tais como: geração distribuída, geração baseada em inversores, impactos da integração de GBIs na coordenação e seletividade. Enfim, é apresentado o embasamento teórico desta dissertação.

No capítulo três, é discutida a metodologia, incluindo o cálculo das correntes de curto-circuito, a descrição do alimentador de 123 nós do IEEE, o método de alocação dos GBIs, os softwares utilizados, o modelo de geração baseada em inversores e as simulações.

No quarto capítulo, é realizada uma análise dos dados obtidos, verificando a influência das variações das correntes de curto-circuito obtidas e a interferência que podem causar em um sistema elétrico de potência.

Por fim, no capítulo cinco, é apresentada a conclusão desta dissertação, revelando as análises sobre a real interferência da integração massiva de geradores baseados em inversores em um sistema elétrico de potência.

# 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

## 2.1 Geração Distribuída

### 2.1.1 Características intrínsecas da geração distribuída

A integração massiva da geração distribuída fotovoltaica em um sistema elétrico de distribuição traz consigo diversos desafios e implicações. Os sistemas de distribuição tradicionais foram projetados levando em conta o fluxo de potência unidirecional, com a energia sendo fornecida pelas usinas de grande porte. No entanto, a integração de GBIs permite que os consumidores também se tornem produtores de energia, gerando eletricidade por meio de painéis solares fotovoltaicos instalados em suas residências ou empresas.

Com a GDFV, a energia elétrica é injetada na rede de distribuição em múltiplos pontos, podendo ocorrer em diferentes níveis de tensão e em várias localidades. Isso altera o fluxo de potência no sistema, introduzindo novas direções e fluxos de energia. Além disso, a geração distribuída é intermitente, dependendo das condições climáticas e da disponibilidade de radiação solar. Essa variabilidade na geração de energia apresenta desafios adicionais para o planejamento e operação do sistema elétrico.

A introdução de GBIs requer uma revisão da regulamentação e dos procedimentos de operação existentes. É necessário estabelecer regras claras para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição, bem como para a medição e compensação da energia gerada pelos consumidores-produtores. Além disso, é preciso avaliar os efeitos da integração massiva da GBIs na qualidade da energia elétrica, estabilidade do sistema, proteção contra curto-circuitos e coordenação de proteções.

A proteção adequada dos sistemas de distribuição contra curto-circuitos e outras falhas é essencial para garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia. Com a GDFV, podem surgir novos desafios relacionados à coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, devido às características específicas da geração fotovoltaica e sua interação com o sistema elétrico.

Nesse contexto, a dissertação propõe uma análise detalhada dos impactos da integração massiva dos GBIs em um sistema elétrico de distribuição, abordando aspectos como coordenação e seletividade das proteções, variações das correntes de curto-circuito e interferências no sistema elétrico. Através de uma revisão bibliográfica, metodologia de cálculo e simulações, serão realizadas análises para compreender a real interferência dessa integração no sistema elétrico de potência, fornecendo *insights* valiosos para o planejamento

e operação de sistemas elétricos com geração distribuída fotovoltaica.

Ao inserir fontes alternativas de geração distribuída nos sistemas elétricos, é essencial minimizar o impacto dessas fontes e garantir que seus efeitos sejam conhecidos para que possam ser totalmente mitigados e controlados. Isso é fundamental para manter a continuidade, confiabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. É importante que a integração massiva de GBIs sejam realizadas de forma planejada, levando em consideração as peculiaridades do sistema elétrico existente e adotando medidas para garantir a estabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A inserção massiva de unidades geradoras baseadas em inversores em um sistema elétrico pode trazer desafios, como alterações na coordenação e seletividade das proteções e elevação nos níveis de tensão. Para mitigar esses problemas, têm sido estudadas diversas estratégias.

Uma das estratégias em destaque é a proteção adaptativa, que visa ajustar automaticamente as funções de proteção às condições de operação prevalentes do sistema (PITOMBO, 2010). Essa abordagem permite que as proteções se adaptem às variações nas condições de geração e carga, garantindo uma resposta adequada e coordenada em diferentes cenários.

Outra técnica é a seletividade lógica, que se baseia em protocolos de comunicação entre IEDs. Nesse caso, os dispositivos trocam sinais de intertravamento dependendo das condições analisadas, permitindo uma maior seletividade e coordenação nas proteções (SANTOS, 2015).

A utilização de proteções direcionais também é uma possibilidade estudada. Essas proteções analisam o fluxo de potência e atuam de acordo com o sentido da corrente, permitindo uma atuação direcionada e seletiva (NEGRÃO, 2015).

Além disso, é importante realizar estudos por meio de simulações computacionais para analisar as novas características do sistema elétrico após a integração massiva de geração distribuída. Essas simulações permitem aproximar situações reais, antecipando ações necessárias, como a troca de equipamentos e a parametrização de relés, antes da instalação das fontes de geração baseadas em inversores ao longo do sistema elétrico (SHAHRIARI et al., 2010). Dessa forma, é possível avaliar o comportamento do sistema e tomar medidas adequadas para garantir a estabilidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica.

Essas estratégias e estudos são fundamentais para lidar com os desafios decorrentes da integração massiva de geração distribuída e assegurar a operação confiável e eficiente do sistema elétrico.

As fontes de geração distribuída, como a geração fotovoltaica e eólica, são estimuladas pelos governos devido à sua contribuição para o desenvolvimento sustentável.

Essas fontes de energia limpa podem ser instaladas em locais mais acessíveis e de forma relativamente simples, com a necessidade de verificar a incidência solar e o nível de radiação para a geração fotovoltaica, e a quantidade e velocidade dos ventos para a geração eólica (MEDDEB et al., 2018).

O desenvolvimento tecnológico e a redução dos custos dos inversores têm possibilitado a viabilidade econômica da geração distribuída em menores potências. Isso abre espaço para várias conexões ao longo do SEP, caracterizando essa geração como distribuída, uma vez que está próxima das cargas consumidoras.

No entanto, a utilização de pequenos geradores próximos às cargas também apresenta desvantagens e desafios a serem considerados. Entre eles, destacam-se o aumento da complexidade na operação da rede elétrica, as mudanças na direcionalidade da carga e do fluxo de potência, as interferências na operação das proteções, os desligamentos indesejáveis e o aumento nos níveis de tensão. Esses aspectos podem trazer dificuldades operacionais e exigir adaptações nas proteções e nos sistemas de controle e monitoramento do sistema elétrico.

Além disso, a presença da geração distribuída pode aumentar a complexidade na cobrança tarifária por parte das concessionárias de energia elétrica, que são responsáveis pelo fornecimento de energia, disponibilidade da rede e manutenções. É necessário desenvolver modelos tarifários adequados e mecanismos de regulação para garantir uma justa compensação dos custos e benefícios da geração distribuída, levando em conta aspectos como a injeção de energia na rede e a utilização da infraestrutura de distribuição.

Portanto, embora a geração distribuída traga benefícios em termos de sustentabilidade e acesso à energia limpa, é importante avaliar e enfrentar os desafios relacionados à operação, proteção e gerenciamento da rede elétrica para garantir um sistema confiável, seguro e eficiente.

### **2.1.2 Geração baseada em inversores**

A alta penetração de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição realmente apresenta novos desafios para a operacionalidade do sistema elétrico de potência. A mudança no fluxo de potência, de unidirecional para bidirecional, pode impactar o funcionamento normal do SEP e exigir medidas para mitigar os efeitos indesejados.

Uma das consequências da integração massiva de geração baseada em inversores (GBI) é a elevação do nível de curto-circuito. Isso ocorre devido à contribuição adicional de corrente dos sistemas fotovoltaicos durante falhas no sistema elétrico. Esse aumento no nível de curto-circuito pode comprometer a seletividade e a coordenação dos dispositivos de proteção, afetando a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia.

Outro efeito da integração massiva da GBI é a mudança no perfil de tensão e na

qualidade de energia. A geração fotovoltaica depende das condições de radiação solar, o que pode causar variações na tensão e na frequência do sistema elétrico. Além disso, os inversores utilizados nos sistemas fotovoltaicos podem introduzir distorções harmônicas na rede elétrica. Essas variações e distorções podem afetar a qualidade do fornecimento de energia e causar problemas operacionais.

Uma técnica para mitigar esses efeitos indesejados é o uso de controles ativos de tensão pela própria geração baseada em inversores. Esses controles visam regular a tensão na rede de distribuição, compensando as variações causadas pela geração fotovoltaica. Os inversores podem ajustar a tensão de saída de forma a manter os valores dentro dos limites aceitáveis e contribuir para a estabilidade do sistema elétrico.

Estudar e desenvolver estratégias de controle de tensão eficientes e eficazes é fundamental para minimizar os impactos da integração massiva de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição. Essas técnicas permitem antecipar e prever os efeitos indesejados, contribuindo para a continuidade, confiabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica.

No artigo (SMITH et al., 2011), são apresentados métodos de controle de potência reativa utilizados pelos inversores inteligentes. Alguns dos métodos destacados são:

- Fator de Potência (FP) fixo e unitário: Nesse método, o inversor é configurado para operar com fator de potência igual a 1, ou seja, potência reativa nula ( $Q=0$ ). Isso significa que o inversor fornece apenas potência ativa para a rede elétrica.
- Fator de Potência fixo, mas não unitário: Nesse caso, o inversor é configurado para operar com um fator de potência fixo que não é igual a 1. Isso permite ao inversor fornecer uma quantidade específica de potência reativa para a rede, além da potência ativa.
- Potência reativa como função da tensão local (controle Volt-Var): Esse método envolve o ajuste da potência reativa fornecida pelo inversor com base nas variações da tensão local. A ideia é manter a tensão dentro dos limites aceitáveis, regulando a potência reativa de acordo com a variação da tensão medida.

Além desses métodos, alguns inversores inteligentes atuais também permitem a operação com um fator de potência dependente da potência ativa ( $FP(P)$ ). Nesse caso, o fator de potência pode variar de acordo com a potência ativa gerada pelo inversor.

A efetividade do controle Volt-Var de cada inversor inteligente depende de fatores como a potência do sistema, a distância elétrica em relação à subestação e a presença de outros inversores inteligentes conectados à mesma rede (RYLANDER et al., 2016). No entanto, é possível avaliar a eficácia de utilizar uma mesma curva padrão de controle Volt-Var para diferentes cenários de irradiação solar, perfil de carga e topologia de rede.

Isso é especialmente relevante considerando o crescente número de pedidos de conexão de inversores inteligentes em redes de distribuição. Dimensionar todos os equipamentos controláveis da rede de forma ótima ou realizar um estudo individual de acesso para cada inversor pode não ser tecnicamente e economicamente viável para as distribuidoras (BORGHETTI, 2013). Portanto, buscar uma curva padrão de controle Volt-Var que seja eficiente em diferentes cenários pode trazer benefícios práticos na integração dos inversores inteligentes ao sistema elétrico de distribuição.

No controle Volt-Var, os inversores inteligentes dos geradores monitoram continuamente a tensão em seus terminais e ajustam a injeção ou consumo de potência reativa de acordo com uma curva pré-estabelecida. O objetivo desse controle é manter a tensão em um ponto desejado.

Na Figura 1, é possível observar o comportamento dessa curva. Quando a tensão nos terminais do GBI é maior do que a tensão de referência ( $V_{ref}$ ) e está fora da zona morta ( $Z_m$ ), o GBI consome potência reativa para reduzir a tensão nos terminais.

Por outro lado, quando a tensão é menor do que  $V_{ref}$  e está fora da  $Z_m$ , ocorre o oposto, com o GBI injetando potência reativa para aumentar a tensão nos terminais. A quantidade de potência reativa injetada ou consumida em um determinado instante de tempo,  $Q_{FV}(t)$ , deve obedecer a uma Equação 2.1. Essa equação leva em consideração o valor máximo permitido de potência reativa,  $Q_{FVmax}(t)$ , que depende da potência nominal do inversor  $S_{inv}$  e da injeção de potência ativa pelo GBI no mesmo instante,  $P_{FV}(t)$ .

$$|Q_{FV}(t)| \leq Q_{FVmax}(t) = \sqrt{S_{inv}^2 - P_{FV}^2(t)} \quad (2.1)$$

A curva de operação do controle Volt-Var é definida por quatro pontos, que são utilizados para determinar a injeção ou consumo de potência reativa pelos inversores inteligentes (GBI).

Os pontos da curva são os seguintes:

- Ponto  $P_1$ : Este ponto representa o valor mínimo de tensão permitido, indicando uma condição de subtensão. Abaixo desse valor, espera-se que o GBI inicie a injeção de potência reativa para aumentar a tensão.
- Ponto  $P_2$ : Esse ponto representa um valor mínimo aceitável de tensão, abaixo do qual é iniciada a injeção de potência reativa. É um ponto de referência para a atuação do controle Volt-Var.
- Ponto  $P_3$ : Esse ponto representa um valor máximo aceitável de tensão, acima do qual é iniciado o consumo de potência reativa. É outro ponto de referência para a atuação do controle.

- Ponto  $P_4$ : Esse ponto representa o valor máximo de tensão permitido, indicando uma condição de sobretensão. Acima desse valor, espera-se que o GBI consuma potência reativa para reduzir a tensão.

Na Figura 1, é possível observar um exemplo de curva Volt-Var. Uma boa prática é adotar pontos simétricos em relação à tensão de referência ( $V_{ref}$ ), o que significa que os pontos  $P_1$  e  $P_4$  devem ser simétricos em relação a  $V_{ref}$ , assim como os pontos  $P_2$  e  $P_3$ . Essa simetria ajuda a manter um controle balanceado das tensões.

Para a aplicação do controle Volt-Var, é importante fornecer não apenas os pontos de operação da curva, mas também os limites de tensão e a zona morta, onde o controle não atua. Isso permite definir de forma adequada o comportamento do GBI em relação à variação da tensão.

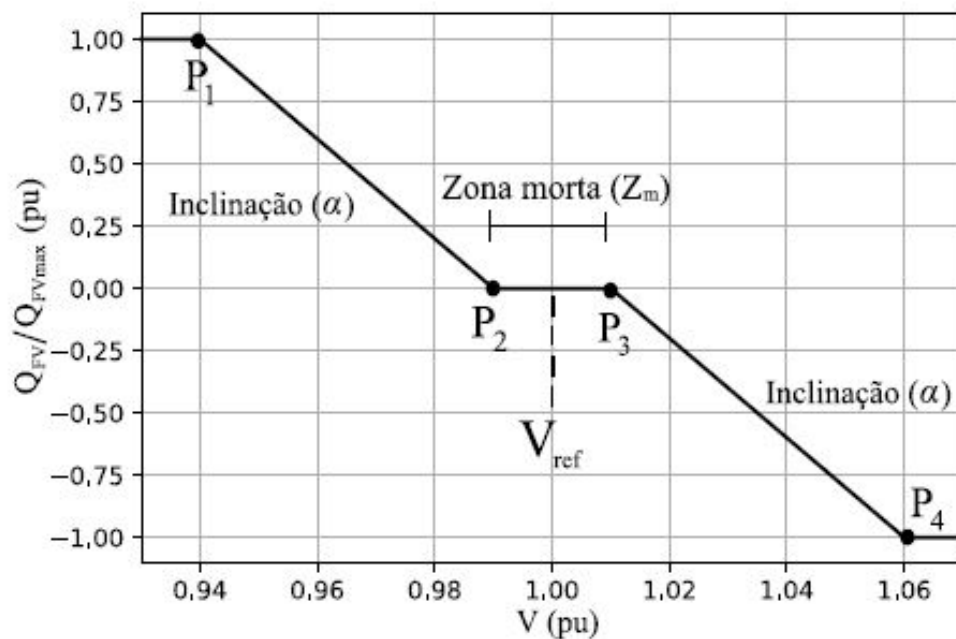


Figura 1 – Exemplo de curva Volt-Var linear por partes

Fonte: *Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies OpenDSS*

## 2.2 Impactos da inserção de GBI na coordenação e seletividade

Alguns parâmetros são importantes para avaliar os impactos da integração massiva de GBI em um SEP, especialmente no que diz respeito às variações nas correntes de curto-

circuito. Esses parâmetros incluem a distância do ponto de falta em relação à subestação, a fonte geradora de energia conectada e o tipo de falta.

À medida que a distância do ponto de falta aumenta em relação à subestação, a impedância também aumenta, resultando em uma diminuição nas correntes de curto-circuito. Isso é uma vantagem da topologia radial dos sistemas de distribuição, pois simplifica o projeto do sistema de proteção e a determinação da coordenação e seletividade entre os dispositivos de interrupção, como disjuntores e fusíveis.

No entanto, muitos sistemas elétricos existentes foram projetados sem considerar a alta integração de GBIs, o que significa que as contribuições desses GBIs para as correntes de curto-circuito, representadas por  $I_{CC}$  na Equação 2.2, não foram levadas em consideração nos projetos de proteção. A Figura 2 exemplifica graficamente a contribuição do GBI na corrente de curto-circuito  $I_{CC}$ .

Essas contribuições adicionais de corrente podem causar perturbações na estabilidade, continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, pois podem levar a uma descoordenação dos dispositivos de proteção e resultar em um SEP não seletivo. Portanto, é importante considerar essas contribuições ao projetar e coordenar os sistemas de proteção em um SEP que integra GBI em larga escala.

$$I_{CC\_T} = I_{CC} + I_{CC\_GBI} \quad (2.2)$$

onde :

$I_{CC\_T}$  é a corrente de curto-circuito resultante total;

$I_{CC\_GBI}$  é a corrente de contribuição do GBI.

A análise e o projeto de proteção em sistemas com alta penetração de GBI devem levar em consideração diversas características específicas. Algumas delas incluem o comportamento do inversor durante uma falta, o projeto do controlador do inversor e as proteções parametrizadas no GBI.

O comportamento do inversor durante uma falta refere-se à resposta do inversor no momento em que ocorre um curto-circuito ou uma falta no sistema elétrico. Estudos, como os citados em (DU et al., 2015) e (WANG; YUE; MULJADI, 2012), analisam esse comportamento e destacam que a corrente de falta gerada pelo inversor pode variar de 110% a 400% da corrente nominal do inversor. Esses valores podem não impactar diretamente um projeto de proteção atualizado, considerando a classificação do painel fotovoltaico e a irradiância solar.

No entanto, é importante ressaltar que se o sistema de distribuição estiver desatualizado, ou seja, não considerar cargas adicionais que não foram previstas e estiver próximo de sua capacidade máxima, a integração de GBI pode impactar a coordenação e a seletividade

das proteções existentes. Isso pode comprometer a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica nesse sistema, conforme mencionado em (WANG; YUE; MULJADI, 2012).

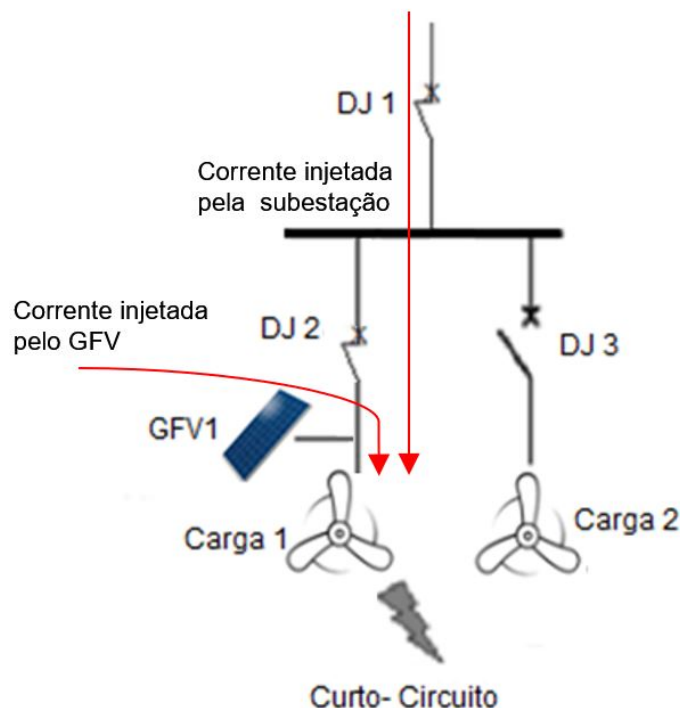


Figura 2 – Contribuição da GFV

Fonte: Autor

Portanto, é fundamental avaliar cuidadosamente a interação entre os inversores, o sistema de distribuição e as proteções existentes, especialmente em sistemas desatualizados ou próximos da capacidade máxima. Isso garantirá a adequação da coordenação e seletividade das proteções, garantindo a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Diferentes tipos de controle de GBI podem influenciar a contribuição durante um curto-circuito, impactando nos níveis de corrente de contribuição ( $I_{CC}$ ). Um exemplo é o controle proposto em (WANG; YUE; MULJADI, 2012), que aborda a variação dos níveis de subtensão e o tempo de desconexão como fatores que podem aumentar as correntes de contribuição. Essas variações podem levar a um aumento nos níveis de  $I_{CC}$ .

Além disso, o reconhecimento de faltas também desempenha um papel importante. Em (YAAI et al., 2013), é proposto um método de controle que detecta grandes variações positivas na corrente como indicação de falta. Isso permite uma resposta mais rápida ao curto-circuito, reduzindo a subtensão durante o pico de corrente causada por  $I_{CC}$ . Esse método de controle, conhecido como *fault ride through control*, também busca manter as

correntes balanceadas em faltas monofásicas, utilizando técnicas de modulação.

Além dos aspectos de controle, a modificação dos ajustes de sobrecorrente de tempo inverso, pickups de subtensão e sobretensão, a detecção da zona morta para evitar o ilhamento e o reconhecimento do local da falta, e posição do GBI por meio de algoritmos para decidir sobre a desconexão ou não do GBI são técnicas de modelagem de proteções já publicadas, conforme mencionado em (OK; LEE; CHOI, 2015), (YINGRAM; PREMRUDEEPREECHACHARN, 2012) e (HEIDARI et al., 2013).

Essas técnicas de modelagem e ajustes das proteções são fundamentais para garantir a coordenação, seletividade e estabilidade do sistema elétrico durante faltas e curto-circuitos, considerando a integração massiva de GBI.

A duração da corrente de falta do inversor é um aspecto importante a ser considerado para evitar o ilhamento e garantir a segurança do sistema. Conforme o padrão IEEE 1547 (IEEE1547, 2018), o limite estabelecido para a desconexão em caso de falta é de 5ms a 2s. Isso significa que, quando ocorre uma falta, o inversor deve se desconectar dentro desse intervalo de tempo para prevenir o ilhamento.

Além disso, de acordo com o padrão atual, em caso de decaimento de tensão entre 0,5 a 0,88 pu (*per unit*), o inversor pode permanecer conectado por até 2 segundos (EDP, 2022). Isso significa que, se a tensão do sistema cair dentro dessa faixa durante uma falta, o inversor pode continuar operando por até 2 segundos. No entanto, é importante observar que, em casos de falhas remotas, a tensão não deve ser inferior a 0,8 pu, o que aumenta a probabilidade de o inversor permanecer conectado por mais de 2 segundos.

É importante destacar que, dependendo da contribuição da corrente de falta, um tempo de 2 segundos pode ser considerado longo o suficiente para que os dispositivos de proteção atuem e isolem a falta de forma adequada.

A integração massiva de geração fotovoltaica no sistema elétrico traz consigo diversos impactos nos elementos de infraestrutura existentes. O aumento significativo na quantidade de potência transmitida pelos cabos, linhas e transformadores da rede é um dos principais desafios a serem enfrentados. Esses equipamentos serão os mais afetados pelo aumento de capacidade do sistema (PRAETORIUS et al., 2008).

Os transformadores e cabos precisarão lidar com correntes mais elevadas devido ao aumento da potência transmitida. Isso pode levar ao aquecimento excessivo, sobrecarga e deterioração dos isolamentos, reduzindo a vida útil desses equipamentos. Portanto, é necessário considerar a capacidade de potência dos transformadores e cabos para garantir que sejam adequados às demandas da integração de geração fotovoltaica.

Além disso, o aumento na frequência de operação de dispositivos reguladores de tensão, como LTC (*Load Tap Changer*), VR (*Voltage Regulator*) e bancos de capacitores, também é um fator a ser considerado. O aumento da frequência de chaveamento desses

dispositivos pode levar a um desgaste mais rápido dos componentes e exigir manutenções mais frequentes.

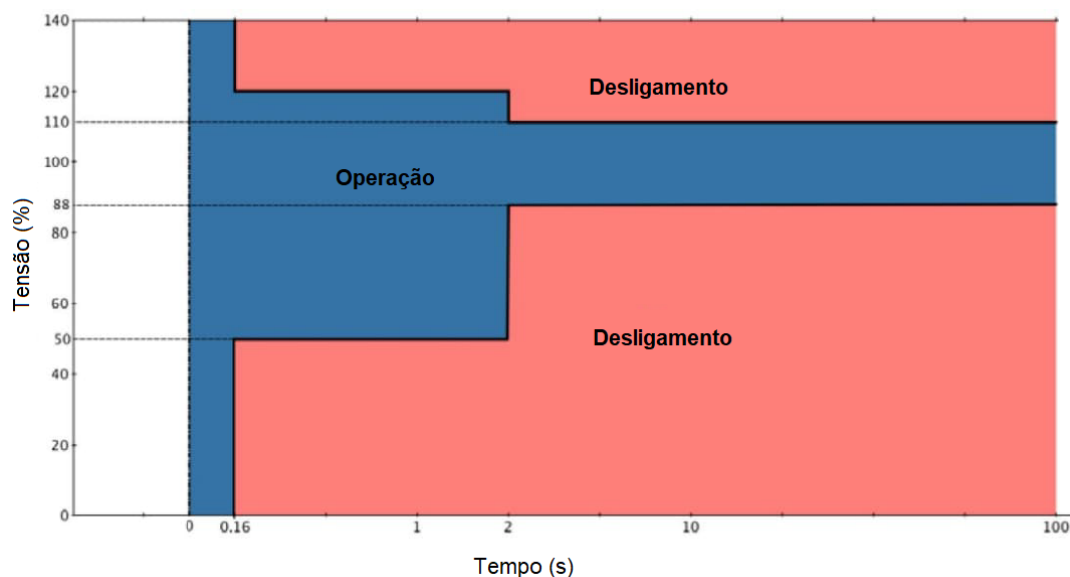


Figura 3 – IEEE 1547, características de operação em variações de tensão

Fonte: IEEE 1547

A flutuação no fluxo de potência devido à intermitência na produção fotovoltaica ao longo do dia, especialmente em dias nublados, também pode ter impactos na qualidade da energia fornecida. Isso pode resultar em flutuações de tensão na rede elétrica, afetando a operação de equipamentos sensíveis e a qualidade do fornecimento de energia.

Além disso, é importante mencionar que a mudança no fluxo de potência, de unidirecional para bidirecional, impõe desafios adicionais. Em horários de pico de consumo, os transformadores e cabos devem ser capazes de lidar com o fluxo reverso de potência, pois tanto a concessionária quanto os geradores distribuídos podem estar operando com capacidade máxima. Isso requer uma análise cuidadosa da capacidade desses equipamentos para garantir um fornecimento confiável de energia. Esses aspectos são essenciais para garantir a estabilidade, confiabilidade e eficiência do sistema elétrico.

A inserção de GBIs podem ter impactos na qualidade de energia, dependendo do tipo de inversor utilizado. Inversores mais simples, que não possuem um controle de acionamento sofisticado, podem introduzir harmônicos na rede elétrica. Por outro lado, inversores com controles mais avançados podem contribuir para a melhoria da qualidade de energia, gerando componentes capazes de compensar ou anular os harmônicos presentes no sistema elétrico conectado.

Quanto à integração de GBI em larga escala, estudos como os mencionados em (MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2020), (KELLER; KROPOSKI, 2010) e (MENDES

et al., 2022) afirmam que a contribuição das  $I_{CC}$  podem ser até quatro vezes a corrente nominal do gerador fotovoltaico. Esta contribuição pode afetar elementos de proteção, como os fusíveis, que são projetados para operar com valores próximos à corrente nominal e possuem uma capacidade máxima de suportar corrente de curto-circuito. Portanto, a perda de coordenação e seletividade entre esses dispositivos dependerá do tempo de ocorrência do curto-circuito. Em alguns casos, devido à contribuição de corrente, o circuito pode ser desconectado mesmo na ausência de um curto-circuito real.

Com base no estudo de (HOOSHYAR; BARAN; VANFRETTI, 2013), é mencionado que o aumento de 1 a 4 vezes na corrente nominal do GBI pode afetar a coordenação e a seletividade em situações específicas, como faltas de alta impedância. Nesses casos, as proteções de tempo inverso, projetadas para atuar em situações de sobrecarga, faltas no final de linhas longas ou redução da resistência dos isoladores, podem ser sensibilizadas e atuar erroneamente.

É importante destacar que cada sistema elétrico é único e a coordenação adequada dos dispositivos de proteção é essencial para garantir o funcionamento seguro e confiável do sistema. Portanto, ao integrar sistemas de geração fotovoltaica, é fundamental realizar estudos de coordenação e seletividade que levem em consideração as características específicas do sistema e as condições de operação esperadas. Esses estudos ajudam a identificar potenciais problemas e a implementar medidas corretivas adequadas, garantindo a proteção adequada e a qualidade desejada da energia.

Alguns estudos propõem técnicas de proteção para manter a coordenação e seletividade, como descrito em (MATOS; ENCARNAÇÃO; DONADEL, 2017). Essas técnicas incluem uma menor divisão das zonas de proteção, utilização de funções direcionais, comunicação entre os IEDs, desenvolvimento de seletividade lógica e a utilização do protocolo de comunicação IEC 61850. Esses estudos propõem que as proteções dos IEDs mais próximos da falta enviem um sinal de bloqueio para os outros IEDs a montante ou a jusante, evitando assim a abertura equivocada dos elementos de interrupção. No entanto, é importante ressaltar que essa abordagem depende da utilização da proteção de falha de abertura do disjuntor, conhecida como 50BF, como uma proteção de *backup*. Caso o sinal de bloqueio seja recebido e a falta persista após um determinado tempo, o disjuntor será aberto, mesmo com o sinal de bloqueio..

Estudos como (MORREN; HAAN, 2008) e (VIJITHA; SELVAN; RAJA, 2015) sugerem que a melhor opção para manter a coordenação e seletividade em um SEP com alta integração de GBI é a desconexão dos geradores fotovoltaicos durante uma falta. No entanto, calcular os ajustes das variáveis, como tempo de desconexão, tensão mínima e corrente de curto, não é uma tarefa trivial, considerando as novas características introduzidas pelo SEP. Pode haver atuações indevidas do elemento de desconexão dos geradores em eventos que não são necessariamente faltas, como variações na rede ou

presença de componentes harmônicos. Além disso, existem outros problemas que o próprio SEP pode enfrentar, como o efeito de sobrecarga devido ao fluxo de potência bidirecional, o qual o SEP pode não estar preparado estrategicamente, podendo resultar em quedas de tensão.

Desenvolver um projeto de coordenação e seletividade que seja realmente aplicável e funcione adequadamente é um verdadeiro desafio. Levar em consideração as características das proteções, como sobrecarga, capacidade dos equipamentos, inrush de transformadores, partidas de motores e todos os tipos de curto-circuito, pode tornar esse trabalho complexo, especialmente em sistemas elétricos de grande porte (LARSEN; DEGNAN, 2008). O projeto da coordenação e seletividade envolve o cálculo de ajustes de variáveis, como tempo de abertura e amplitude de corrente de curto-circuito, além da utilização de protocolos de comunicação. Essas são algumas das técnicas mais utilizadas para garantir o fornecimento contínuo, confiável e seguro de energia elétrica.

A seletividade amperimétrica, como o próprio nome sugere, está relacionada à corrente elétrica e depende de vários fatores, como a quantidade de ramificações no circuito, a impedância equivalente entre os nós do SEP e as características dos elementos de proteção, como disjuntores, IEDs, religadores e fusíveis. Esse tipo de seletividade coordena a atuação dos elementos de proteção com base na corrente de pickup. Dependendo da posição do elemento de interrupção no circuito, ele é ajustado para uma corrente de pickup específica. No entanto, se houver modificações nos níveis de corrente de curto-circuito, essa seletividade pode ser comprometida.

Outro desafio no projeto de coordenação e seletividade é o tempo de atuação dos elementos de interrupção. É de extrema importância que o projeto leve em consideração a seletividade cronológica, ou seja, a ordenação dos elementos de interrupção com base em intervalos de tempo de atuação. Isso também inclui os tempos de abertura dos próprios elementos de desconexão no projeto. Por exemplo, os disjuntores levam de 35 a 60 ms para interromper o circuito (ABB, 2012), enquanto os fusíveis levam cerca de 3 ms (INEPAR, 2023). Portanto, o tempo total de atuação de uma proteção engloba o tempo de detecção do elemento de supervisão, o tempo parametrizado nas proteções e o tempo do elemento de desconexão. Dependendo da posição do ponto protegido no circuito, seja a montante ou a jusante, o tempo de operação da proteção de sobrecorrente, por exemplo, será diferente para um mesmo ajuste de corrente de pickup.

Uma questão importante no desenvolvimento do projeto de coordenação e seletividade é determinar se todas as proteções dos nós do SEP precisam ser seletivas e coordenadas. Alguns estudos, como mencionado em (LARSEN; DEGNAN, 2008), sugerem que a coordenação e seletividade devem ser projetadas até o transformador a montante. Isso ocorre devido à diferença de tensão e impedância equivalente entre o primário e o secundário do transformador, que naturalmente coordena as correntes de curto-circuito.

Nesse caso, as proteções dos nós do SEP antes do transformador são projetadas para serem seletivas entre si, garantindo que a proteção mais próxima da falta atue de forma adequada, enquanto as proteções a montante permaneçam inativas. Porém, a coordenação e seletividade além do transformador podem ser menos críticas, uma vez que as correntes de curto-circuito do primário e secundário do transformador se "auto"coordenam devido às características do próprio transformador.

No entanto, é importante ressaltar que cada sistema elétrico é único, e a decisão de até onde projetar a coordenação e seletividade depende das características específicas do sistema, das necessidades de proteção e das restrições operacionais. É recomendado realizar estudos detalhados levando em consideração as características específicas do SEP em questão para determinar a extensão adequada da coordenação e seletividade.

## 2.3 OpenDSS

O OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) é um *software* de código aberto desenvolvido com o objetivo de apoiar análises de redes elétricas com alta penetração de geração distribuída. Ele foi projetado para ser uma plataforma flexível de operação, com desenvolvimento constante de seu código-fonte. No momento de sua concepção, o OpenDSS possuía capacidades de cálculo que outras ferramentas não possuíam (SEXAUER, 2016). O *software* OpenDSS é capaz de calcular o fluxo de potência, a variação dos níveis de tensão no domínio do tempo, as correntes de curto-circuito, entre outros tipos de cálculos.

Uma característica do OpenDSS é sua programação baseada em linhas de comando, onde os elementos do circuito são definidos por meio de códigos pré-existentes. Os usuários podem definir os circuitos diretamente no executável autônomo ou importá-los de um arquivo de texto fixo (RADATZ et al., 2020).

O programa também disponibiliza a interface Component Object Model (COM) da Microsoft (MS), o que permite que programadores desenvolvam e executem soluções personalizadas por meio de programas externos.

Por meio dessa interface COM, o programa pode ser acionado independentemente de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que defina um circuito. O *software* OpenDSS pode ser controlado por programas como Python, MATLAB (MATrix LABoratory), entre outros, e também por ferramentas do MS Office, como o Visual Basic for Applications (VBA).

Para o cálculo de curto-circuito, o OpenDSS descreve o sistema de potência por meio da construção da matriz de admitância nodal. O estudo da corrente de curto-circuito pode ser realizado por meio de dois métodos:

- Simulação de Falta (*Fault Simulation*): Nesse modo, é possível gerar uma falta

em qualquer nó do sistema, informando o ponto, as fases e a impedância da falta desejada. O OpenDSS considera a falta como um resistor, cujo valor de resistência pode ser especificado entre as fases desejadas e o ponto de falta. Em seguida, o software calcula as correntes de falta utilizando o método de fluxo de potência. Essa simulação permite aplicar várias faltas simultaneamente, possibilitando um estudo mais detalhado dos pontos de falta.

- Estudo de Falta (*Fault Study*): Nesse modo, o *software* utiliza um método de cálculo consolidado para determinar as correntes de falta, o qual modela os dados do sistema elétrico programado em uma matriz de admitância nodal,  $Y_{bus}$ , Figura 4, que relaciona as impedâncias de cada nó, Equação 2.3. A partir da inversão dessa matriz, obtém-se a matriz de impedância nodal,  $Z_{bus}$ , Equação 2.5, na qual os elementos da diagonal principal representam os equivalentes de Thévenin de cada nó. Esses equivalentes de Thévenin são determinados pela Equação 2.4, onde  $Z_{ii}$  é o equivalente de Thévenin visto pelo nó  $i$ . Com base nessa matriz de impedância nodal, as correntes de falta são calculadas usando a Equação 2.6, onde  $I_f$  é a corrente de falta calculada,  $E_i$  é a tensão pré-falta,  $Z_{ii}$  é o equivalente de Thévenin do nó e  $Z_f$  é a impedância da falta.

$$Z_{bus} = Y_{bus}^{-1} \quad (2.3)$$

$$Z_{th} = Z_{ii} \quad (2.4)$$

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1j} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2j} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & \cdots & Z_{ij} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$I_f = E_i / (Z_{ii} + Z_f) \quad (2.6)$$

No OpenDSS, o elemento *PVSystem* é modelado como uma fonte de corrente e uma impedância, equivalente ao modelo de Norton. As características do sistema fotovoltaico, como potência, tensão nominal e fator de potência, são representadas na montagem da matriz de admitância nodal.

Durante o cálculo do  $I_{CC}$ , o OpenDSS leva em consideração a contribuição do sistema fotovoltaico para o valor de  $I_{CC}$  em cada nó do sistema elétrico modelado. A presença do elemento *PVSystem* na matriz de admitância nodal afeta as correntes de falta e, conseqüentemente, o comportamento do sistema durante as faltas.

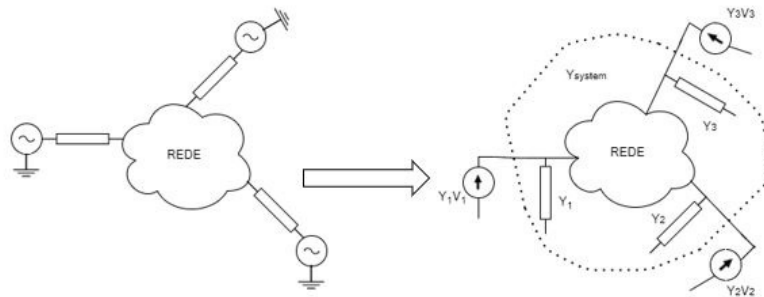


Figura 4 – Geração da matriz de admitância nodal no OpenDSS

Fonte: OpenDSS Manual

Ao modelar o *PVSystem* como uma fonte de corrente e uma impedância equivalente de Norton, o OpenDSS considera as características do sistema fotovoltaico de forma apropriada para os cálculos de curto-circuito e outras análises do sistema elétrico. Isso permite uma avaliação mais precisa do impacto do sistema fotovoltaico nas correntes de falta e na operação geral do sistema.

## 2.4 PyCharm

O PyCharm é um ambiente de desenvolvimento integrado (IDE) para a linguagem de programação *Python*. Lançado em 2010, ele oferece uma ampla gama de recursos e ferramentas essenciais para desenvolvedores *Python*. Embora existam versões gratuitas e de código aberto disponíveis, o PyCharm também oferece edições profissionais com recursos adicionais (ISLAM, 2015).

Existem várias vantagens em usar o PyCharm em comparação com editores de texto simples. Ele fornece recursos avançados, como depuração remota, verificação de qualidade de código, integração com sistemas de controle de versão e suporte a bibliotecas e frameworks populares. Esses recursos facilitam o desenvolvimento, o teste e a manutenção de projetos em *Python*.

No contexto da dissertação, o PyCharm foi utilizado para controlar o *software* OpenDSS por meio da interface Component Object Model (COM) da Microsoft. O código *Python* escrito no PyCharm permitiu a ativação dos sistemas fotovoltaicos baseados em inversores, a execução dos cálculos de curto-circuito no OpenDSS usando o comando apropriado e a obtenção dos resultados.

O PyCharm também foi usado para armazenar os dados em matrizes, plotar gráficos e gerar tabelas de variação da corrente de curto-circuito ( $I_{CC}$ ). Através do código *Python*, os GBIs foram ativados com uma determinada porcentagem da potência nominal, e os

dados resultantes de  $I_{CC}$  para as fases trifásica e monofásica foram registrados e analisados.

Assim, o uso do PyCharm como IDE *Python* foi fundamental para controlar o OpenDSS, automatizar o processo de cálculo de curto-circuito, processar os dados resultantes e visualizar os resultados por meio de gráficos e tabelas.

## 3 METODOLOGIA

Nesse trabalho, foi utilizado o sistema de 123 nós do IEEE, que já é amplamente estudado e consolidado pela comunidade acadêmica. Esse sistema é comumente usado para análises e simulações em estudos de SEP.

Para realizar as simulações e obter os cálculos das correntes de curto-circuito no sistema, são utilizados dois *softwares*: o OpenDSS e o PyCharm.

O OpenDSS é empregado para realizar os cálculos das correntes de curto-circuito. Ele é capaz de calcular fluxo de potência, variação dos níveis de tensão no domínio do tempo, correntes de curto-circuito e outros tipos de cálculos relacionados aos sistemas elétricos. No contexto deste trabalho, o OpenDSS é usado especificamente para calcular as correntes de curto-circuito monofásicas e trifásicas, e integrar os GBI no sistema de 123 nós.

O PyCharm, por sua vez, é utilizado para controlar a potência nominal dos GBIs integrados ao sistema. Ele permite a escrita e execução de código *Python* que interage com o OpenDSS, ativando e desativando os GBIs e controlando sua potência nominal. Dessa forma, é possível analisar a influência da alta integração de GBIs na coordenação e seletividade do sistema elétrico.

As correntes de curto-circuito monofásicas são calculadas porque representam a maior incidência de eventos em sistemas elétricos, aproximadamente 80% dos curtos-circuitos que ocorrem são monofásicos (FILHO, 2022). Além disso, também são calculadas as correntes de curto-circuito trifásicas, que possuem o maior valor em módulo, sendo essenciais para a análise da robustez e coordenação dos elementos de proteção do sistema.

Essas simulações e cálculos das correntes de curto-circuito fornecerão informações valiosas sobre a influência da alta integração de GBI na coordenação e seletividade do sistema elétrico de potência estudado.

As simulações das correntes de curto circuito foram divididas em seis partes:

- 1- Cálculo de curto circuito sem inserção de GBI;
- 2- Cálculo de curto circuito com inserção de 20% da potência nominal dos GBI;
- 3- Cálculo de curto circuito com inserção de 40% da potência nominal dos GBI;
- 4- Cálculo de curto circuito com inserção de 60% da potência nominal dos GBI;
- 5- Cálculo de curto circuito com inserção de 80% da potência nominal dos GBI;
- 6- Cálculo de curto circuito com inserção de 100% da potência nominal dos GBI.

## 3.1 Alimentador

Neste trabalho, foi utilizado um alimentador exemplo de 123 nós como base para análise e estudo, Figura 5. Esse alimentador é representado por um sistema elétrico de distribuição com ramificações monofásicas, bifásicas e trifásicas, além de possuir reguladores de tensão, transformadores e diferentes tipos de cargas.

O modelo exemplo utilizado no trabalho é considerado bastante realista e próximo à realidade de vários sistemas elétricos existentes. Ele possui uma potência aparente total de 3,86 MVA e uma subestação principal com um transformador de 115/4.16 kV. Ao longo do sistema, estão conectadas oitenta e cinco cargas, sendo algumas trifásicas, bifásicas e monofásicas. Essas cargas são modeladas como potência constante, impedância e cargas de corrente.

No alimentador, existem quatro reguladores de tensão e onze chaves seccionadoras. Seis dessas chaves estão fechadas, enquanto cinco estão abertas, proporcionando flexibilidade operacional. A extensão total da rede é de doze quilômetros, sendo que a maior distância entre os nós é de um quilômetro e novecentos metros (BEUNING; SALEH-FAR, 2019). Além disso, o alimentador apresenta linhas com características construtivas diferentes, o que implica variações na impedância e na forma como ela é analisada.

Os trabalhos citados, como (BASSEY et al., 2019), (LI et al., 2017) e (DESHMUKH; NATARAJAN; PAHWA, 2012), são exemplos de estudos que analisam a complexidade desse alimentador de 123 nós, pertencente ao padrão IEEE. Eles abordam diferentes aspectos, como a coordenação de reguladores de tensão, análise de tensão e estabilidade do sistema elétrico, entre outros. Essas referências são utilizadas como base para compreender e analisar o funcionamento e as características desse alimentador específico.

## 3.2 Alocação dos GBI

No trabalho realizado, o elemento *PVSystem* foi utilizado no *software* OpenDSS para modelar os geradores fotovoltaicos no sistema elétrico exemplo IEEE de 123 nós. Esses GBIs foram conectados e ativados nos nós onde as cargas estão instaladas.

No sistema IEEE de 123 nós, existem oitenta e cinco cargas distribuídas ao longo das ramificações. Para cada carga, foi modelado um GBI com a mesma potência. Quando há carga em duas ou três fases, foram conectados dois ou três GBIs monofásicos, respectivamente. Portanto, no total, foram conectados noventa e seis GBIs no sistema exemplo de 123 nós.

A Tabela 1 apresenta as potências das cargas instaladas em cada nó do sistema de teste IEEE de 123 nós, assim como a potência dos GBIs criados utilizando o código *PVSystem*.



Nó	Carga	GBI	Nó	Carga	GBI	Nó	Carga	GBI
19.1	40	40	52.1	40	40	87.2	40	40
20.1	40	40	53.1	40	40	88.1	40	40
22.2	40	40	55.1	20	20	90.2	40	40
24.3	40	40	56.2	20	20	92.3	40	40
28.1	40	40	58.2	20	20	94.1	40	40
29.1	40	40	59.2	20	20	95.2	20	20
30.3	40	40	60.1	20	20	96.2	20	20
31.3	20	20	62.3	40	40	98.1	40	40
32.3	20	20	63.1	40	40	99.2	40	40
33.1	40	40	64.2	75	80	100.3	40	40
34.3	40	40	65.1.2	35	40	102.3	20	20
35.1	40	40	65.2.3	35	40	103.3	40	40
35.2	40	40	65.3.1	70	80	104.3	40	40
37.1	40	40	66.3	75	80	106.2	40	40
38.2	20	20	68.1	20	20	107.2	40	40
39.2	20	20	69.1	40	40	109.1	40	40
41.3	20	20	70.1	20	20	111.1	20	20
42.1	20	20	71.1	40	40	112.1	20	20
43.2	40	40	73.3	40	40	113.1	40	40
45.1	20	20	74.3	40	40	114.1	20	20
						Total	4160	4180

O modelo do GBI adotado possui características monofásicas, com a tensão de saída igual à do nó ao qual estão conectados, e possuem a mesma potência da carga instalada. Essas premissas foram escolhidas com o objetivo de simplificar a modelagem, focando na análise de correntes de curto-circuito e em simular um cenário real.

Como resultado dessa simplificação, não foram incluídos transformadores de potência e chaves seccionadoras no sistema modelo simulado. Esses componentes são comumente utilizados em sistemas elétricos para ajustar a tensão, isolar circuitos e controlar a distribuição de energia. No entanto, devido ao foco específico da modelagem em correntes de curto-circuito e à simplificação adotada, eles não foram considerados nesse contexto.

Essa abordagem pode ser útil para análises específicas e simplificadas, mas é importante ter em mente que em sistemas elétricos reais, transformadores de potência e chaves seccionadoras desempenham um papel fundamental na operação e controle do sistema.

Foi considerado um cenário em que um consumidor deseja instalar um Gerador Fotovoltaico para compensar a energia elétrica consumida. A ideia por trás disso é reduzir

os custos a serem pagos às concessionárias, buscando "zerar" o valor da conta de energia.

No nó vinte e sete, onde uma carga monofásica de oito quilowatts, com tensão nominal de 4.16kV, está conectada, foi instalado um GBI monofásico de oito quilowatts com a mesma tensão nominal de 4.16kV, ilustrado na Figura 6.

Essa configuração é adotada para que o GBI produza energia elétrica equivalente à demanda da carga, de forma a equilibrar o consumo e a geração de energia. Com isso, o objetivo é reduzir a quantidade de energia elétrica consumida da concessionária e, conseqüentemente, os custos associados.

Essa prática é comum em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, onde a geração de energia renovável é utilizada para compensar o consumo de energia convencional, resultando em uma conta de energia reduzida ou até mesmo nula.

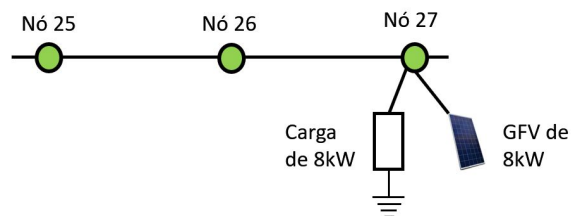


Figura 6 – Alocação de GBI

Fonte: Autor

O software PyCharm foi utilizado para variar a potência injetada pelos GBIs em cada simulação. Foi desenvolvida uma programação em linguagem *Python* com o objetivo de otimizar e acelerar os tempos de simulação em comparação com outros *softwares*, como o MatLab (VARGAS, 2018).

No PyCharm, foi utilizada a interface COM para estabelecer a comunicação com o *software* OpenDSS. Isso permitiu a conexão e habilitação dos GBIs no sistema, além da realização do cálculo das correntes de curto-circuito e a execução do comando *Faultstudy* para análise de faltas no sistema elétrico. Também foi possível armazenar as correntes obtidas para a geração de gráficos, tabelas e análise dos resultados.

Essa abordagem, utilizando a programação em *Python* e a interface COM para se comunicar com o OpenDSS, oferece vantagens em termos de flexibilidade, controle e possíveis melhorias de desempenho em comparação com outras soluções.

### 3.3 Modelo de geração fotovoltaica

O OpenDSS é um *software* de simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica que permite modelar componentes como geradores fotovoltaicos controlados por

inversores. O *PVSystem* é um dos recursos disponíveis no OpenDSS para modelar geradores fotovoltaicos, levando em consideração as características da conversão da energia elétrica e dos inversores de frequência (RADATZ et al., 2016), como ilustrado na Figura 7.

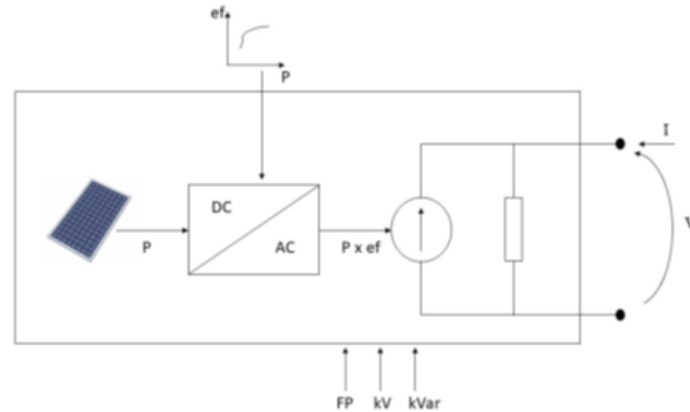


Figura 7 – Modelo do PVSystem Simplificado

Fonte: adaptado pelo Autor de OpenDSS Manual

Além disso, o OpenDSS oferece o código *InvControl* para simular o controle do inversor fotovoltaico. Esse código possui diferentes modos de operação, como:

- **VOLT-VAR:** Controla a injeção de potência reativa monitorando a tensão e ajustando a potência reativa disponível de acordo com as curvas volt-var parametrizadas.
- **VOLT-WATT:** Limita a injeção de potência ativa de acordo com uma curva VOLT-WATT parametrizada. O inversor monitora os níveis de tensão e ajusta a potência ativa disponível no sistema.
- **DYNAMICREACCURR:** Controla dinamicamente os desvios de potência reativa monitorando os valores de tensão e potência ativa programados.
- **WATT-PF:** Realiza o controle da potência ativa em função do fator de potência, de acordo com uma curva parametrizada.
- **WATT-VAR:** Realiza o controle da potência ativa em função da potência reativa, de acordo com uma curva parametrizada.

Esses modos de operação permitem simular diferentes estratégias de controle do inversor fotovoltaico dentro do OpenDSS, dependendo dos requisitos e objetivos do sistema que está sendo modelado.

Neste trabalho, foi escolhida a técnica VOLT-VAR para controle dos GBI, devido à sua ampla pesquisa e aplicação acadêmica no estudo de sistemas fotovoltaicos conectados

à rede. Essa técnica consiste em monitorar continuamente a tensão e ajustar a injeção ou consumo de potência reativa de acordo com as variações de tensão.

Durante uma falta ou curto-circuito, a corrente injetada no sistema depende principalmente do projeto do inversor fotovoltaico, que é projetado para injetar a máxima potência ativa possível (HOOSHYAR; BARAN, 2012). A corrente de falta em um curto-circuito é limitada pela potência fornecida pela fonte, e as concessionárias de energia fornecem os valores de potência de curto-circuito e a impedância de Thévenin equivalente da rede. Dependendo da impedância da falta, a tensão tende a zero de forma inversamente proporcional, conforme demonstrado pela Equação 3.1.

No entanto, se os valores de tensão estiverem dentro dos limites mínimos ajustados no GBI, o controle do inversor tenderá a compensar essa queda de tensão aumentando a corrente fornecida. Em alguns casos, isso pode resultar em correntes de 1 a 4 vezes a corrente nominal (MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2020; KELLER; KROPOSKI, 2010; MENDES et al., 2022). O tempo de interrupção dessa sobrecorrente fornecida dependerá, mais uma vez, dos parâmetros ajustados, conforme ilustrado na Figura 8.

$$SCC_{3\phi} = \sqrt{3} \times V_{pre-f} \times I_{3\phi} \quad (3.1)$$

Onde:

$SCC_{3\phi}$  é a capacidade de curto circuito;

$V_{pre-f}$  é a tensão pré falta;

$I_{3\phi}$  é a corrente trifásica.

Nesta dissertação, serão considerados os seguintes parâmetros a serem inseridos no modelo matemático do *PVSystem*: número de fases, barras conectadas, tensão nominal, eficiência, fator de potência, potência aparente e irradiação (RADATZ et al., 2020). No entanto, o foco deste estudo não é analisar a variação da geração de energia solar, mas sim entender o impacto que ela pode ter nas correntes de curto-circuito do sistema elétrico em estudo. Portanto, optou-se por considerar eficiência e a irradiação com valores unitários, ou seja, iguais a 1, e o fator de potência igual a 0,98.

Também será considerada a máxima inserção de potência, ou seja, a potência total disponível para injeção. A tensão será a mesma da rede à qual o sistema fotovoltaico está conectado, e a potência aparente será a mesma da carga no nó em que o sistema fotovoltaico foi inserido.

No OpenDSS, foi utilizado o código *New PVSystem.Name* para criar um GBI, e seus parâmetros são definidos da seguinte maneira: o parâmetro *phases* informa o número de fases, *bus* indica a barra à qual o GBI está conectado, *kV* representa a tensão nominal, *irrad* é um fator que representa a exposição do GBI à irradiação solar durante a simulação,

$KVA$  é a potência aparente e  $pmpp$  é a proporção de potência gerada pelo GFV.

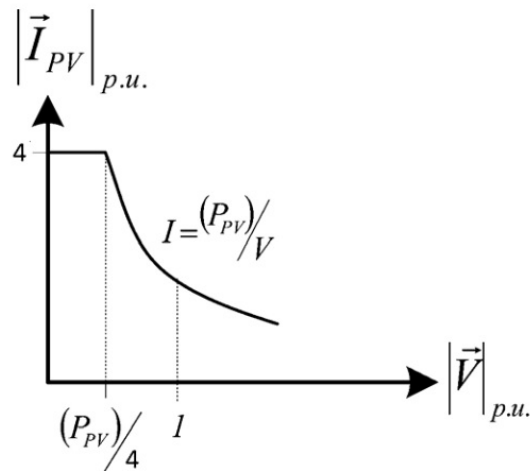


Figura 8 – Características I e V do PVSystem

Fonte: Adaptado pelo Autor de OpenDSS Manual

Onde:

$I_{PV}$  é a corrente do gerador fotovoltaico

$P_{PV}$  é a potência do gerador fotovoltaico

Para criar o controle VOLT-VAR no OpenDSS, primeiramente é necessário parametrizar a curva de tensão em relação à potência reativa. O código utilizado é *New XYCurve.Name*, e os parâmetros da curva são os seguintes: *npts* é o número de pontos na curva, *Yarray* representa as coordenadas dos pontos no eixo Y (potência reativa) e *Xarray* representa as coordenadas dos pontos no eixo X (tensão).

Após a criação da curva, o controle VOLT-VAR é definido utilizando o código *New InvControl.Name*. Os parâmetros desse controle incluem o *mode* (modo de controle), sendo que neste caso é utilizado o modo VOLT-VAR, e *vvc\_curve1* é o parâmetro que faz referência à curva de tensão por potência reativa.

O cálculo das correntes de curto-circuito foi realizado em regime permanente no OpenDSS, que utiliza como ferramenta matemática o método da matriz de admitância nodal para o modo de estudo *FaultStudy*. Com isso gerador fotovoltaico *PVSystem* é transformado em uma fonte de corrente com uma impedância, equivalente de Norton.

Com os resultados obtidos com os cálculos de  $I_{CC}$  foi concluído que este tipo de controle utilizado não influenciou nos cálculos, e que foi considerado apenas os dados como potência ativa, tensão nominal, rendimento e fator de potência.

## 3.4 Projeto de Proteção

Um projeto de proteção tem que ser desenvolvido estabelecendo premissas de segurança, confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica. As funções de proteção projetadas têm como objetivo acionar os dispositivos de interrupção em eventos críticos, como curto-circuitos francos, acionando proteções de sobrecorrente instantâneas ou temporizadas, e em eventos de falta de alta impedância ou sobrecargas, acionando proteções de sobrecorrente temporizadas de tempo inverso. Nesse sentido, os dispositivos de proteção, como IEDs e fusíveis, precisam ser coordenados e seletivos, desligando apenas o ramo do sistema elétrico com defeito ou o mais próximo possível do local da falta.

O projeto de proteção desenvolvido neste trabalho não considera complexidades operacionais e considerações de mudança no fluxo de potência. Seu objetivo é estudar a influência dos GBIs na coordenação e seletividade da proteção. Todas as funções de proteção foram calculadas e projetadas antes da integração dos GBIs, e a contribuição desses geradores nas correntes de curto-circuito foi avaliada. Após a integração em larga escala dos geradores fotovoltaicos baseados em inversores, foi verificado o impacto na coordenação e seletividade do projeto de proteção aplicado ao sistema IEEE de 123 nós.

Foram considerados pontos estratégicos para a inserção dos elementos de proteção. Para os nós próximos a religadores, chaves seccionadoras e pontos de ramificação trifásica, foram atribuídos IEDs. Em casos de alteração na configuração das linhas trifásicas para monofásicas ou bifásicas, foram atribuídos elos fusíveis. A proteção selecionada para o estudo de implementação será a de sobrecorrente.

Dessa forma, o projeto de proteção busca garantir a segurança e confiabilidade do sistema elétrico, interrompendo apenas os ramos ou partes do sistema afetadas por falhas ou eventos críticos, minimizando os impactos no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

A proteção de sobrecorrente pode ser dividida em dois tipos: sobrecorrente instantânea (denotada pelo número 50 na norma ANSI) e sobrecorrente de tempo definido e tempo inverso (denotada pelo número 51 na norma ANSI). Para os IEDs, serão considerados os ajustes de proteção descritos na Tabela 2. As curvas de proteção para esses IEDs são apresentadas graficamente nas Figuras 9, 10, 11, 12, 13 e 14. Já para os fusíveis escolhidos, as curvas de proteção apresentarão as características ilustradas na Figura 15.

Os fusíveis são projetados levando em consideração as correntes nominais e a capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito, conforme ilustrado na Figura 15. No entanto, para os dispositivos inteligentes, IEDs, a parametrização requer uma análise mais detalhada. Além da corrente nominal e da capacidade de interrupção de  $I_{CC}$ , é necessário considerar a relação de transformação e a saturação dos transformadores de corrente (TC), a complexidade da operação e a direcionalidade do fluxo de potência.

Tabela 2 – Ajustes de proteção projetados para os IED

Dipositivo	Pick-up (kA)	Curva IEC	Tempo (ms)
RL1	0,76 50	Normalmente Inversa Tempo Definido	1,0 800
RL2	0,40 15	Normalmente Inversa Tempo Definido	1,0 600
RL3	0,16 9	Normalmente Inversa Tempo Definido	1,0 600
RL4	0,29 6	Normalmente Inversa Tempo Definido	1,0 400
RL5	0,06 3	Normalmente Inversa Tempo Definido	1,0 200
RL6	0,07 6	Normalmente Inversa Tempo Definido	1,0 600

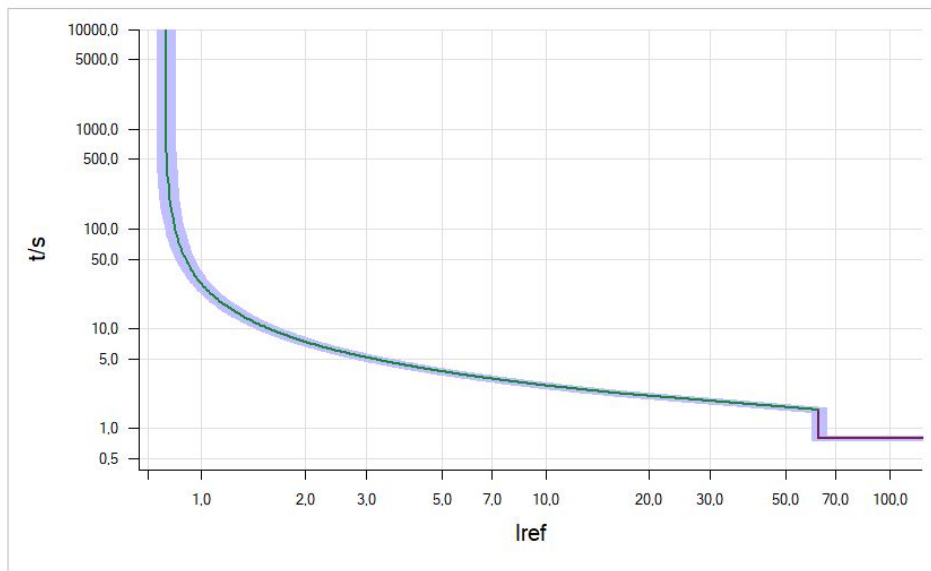


Figura 9 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL1

Fonte: Autor

A disposição física dos elementos de proteção pode ser visualizada na Figura 16, onde os IEDs são representados por quadrados azuis, e os fusíveis são representados por quadrados vermelhos.

A Tabela 3 apresenta os dispositivos de proteção selecionados para os nós do sistema, juntamente com suas correntes nominais e correntes de curto-circuito. Além disso, é indicado o número de fases do circuito protegido.

A Tabela 4 fornece informações detalhadas sobre os tipos de dispositivos de proteção, seus fabricantes, correntes nominais e correntes de curto-circuito.

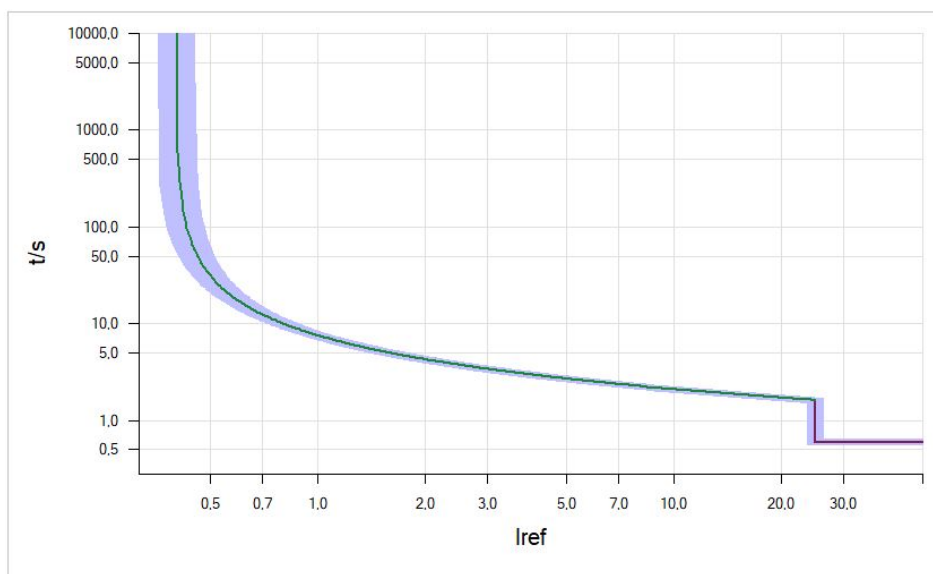


Figura 10 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL2

Fonte: Autor

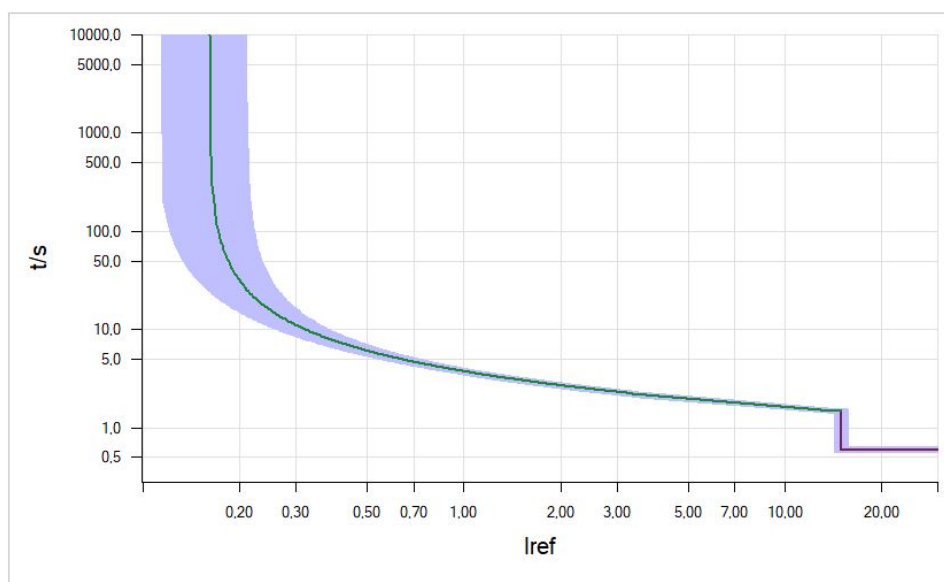


Figura 11 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL3

Fonte: Autor

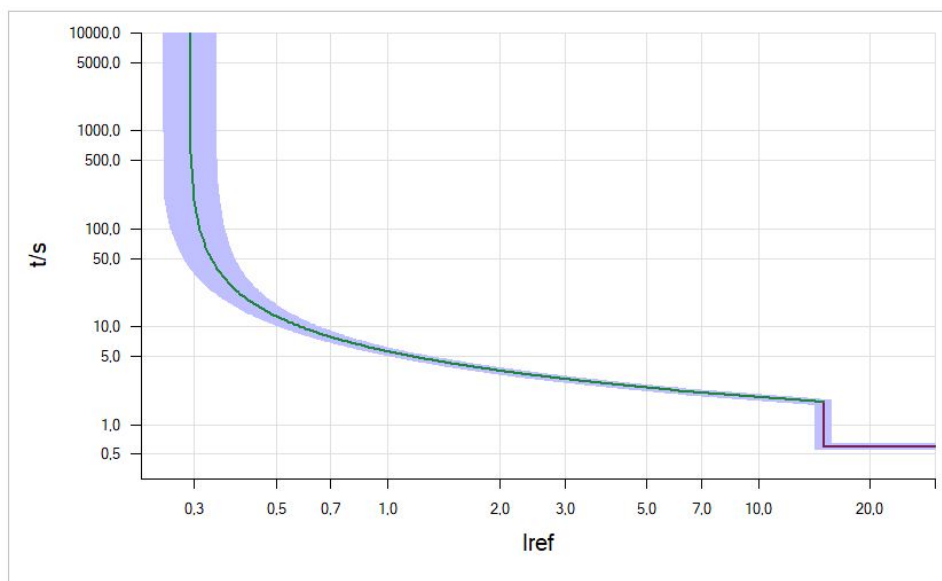


Figura 12 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL4

Fonte: Autor

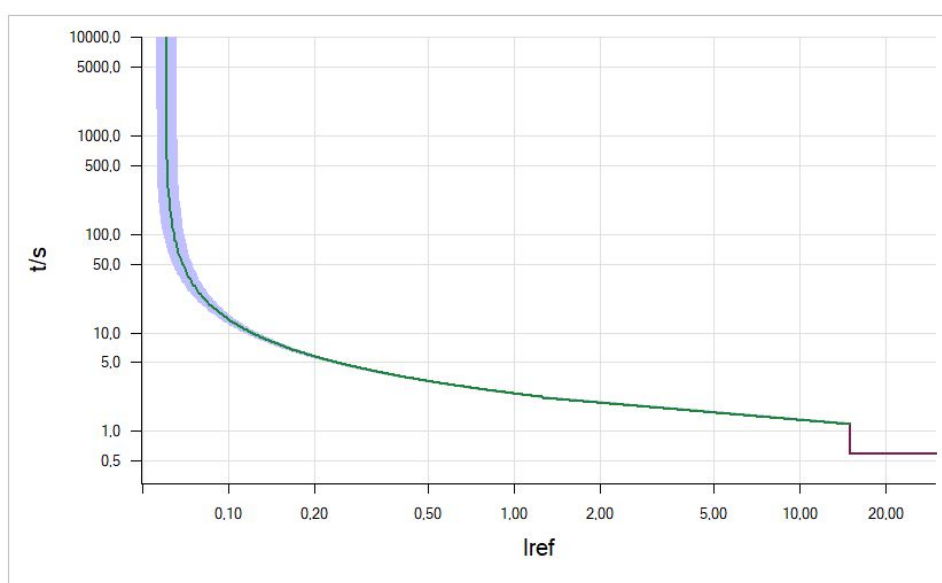


Figura 13 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL5

Fonte: Autor

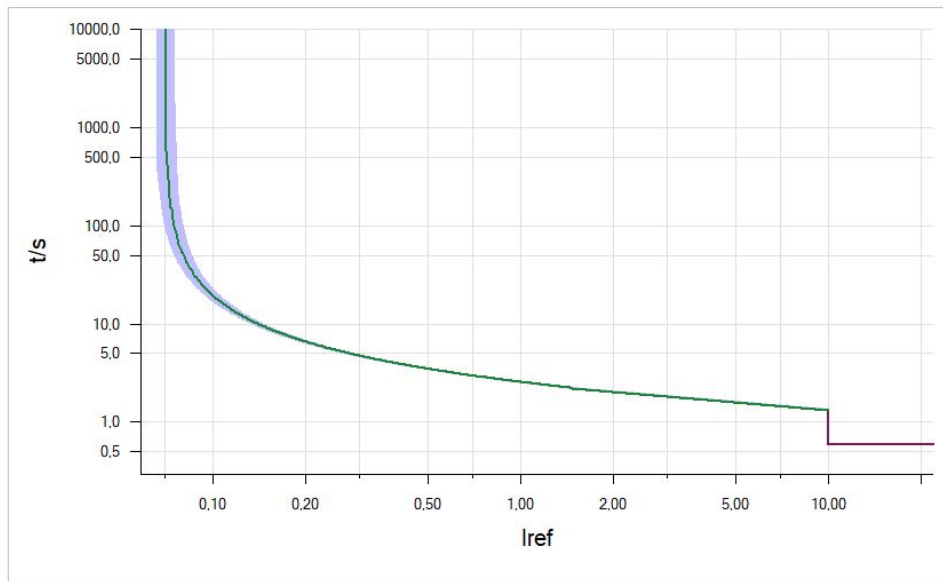


Figura 14 – Curvas características TEMPO X CORRENTE do RL6

Fonte: Autor

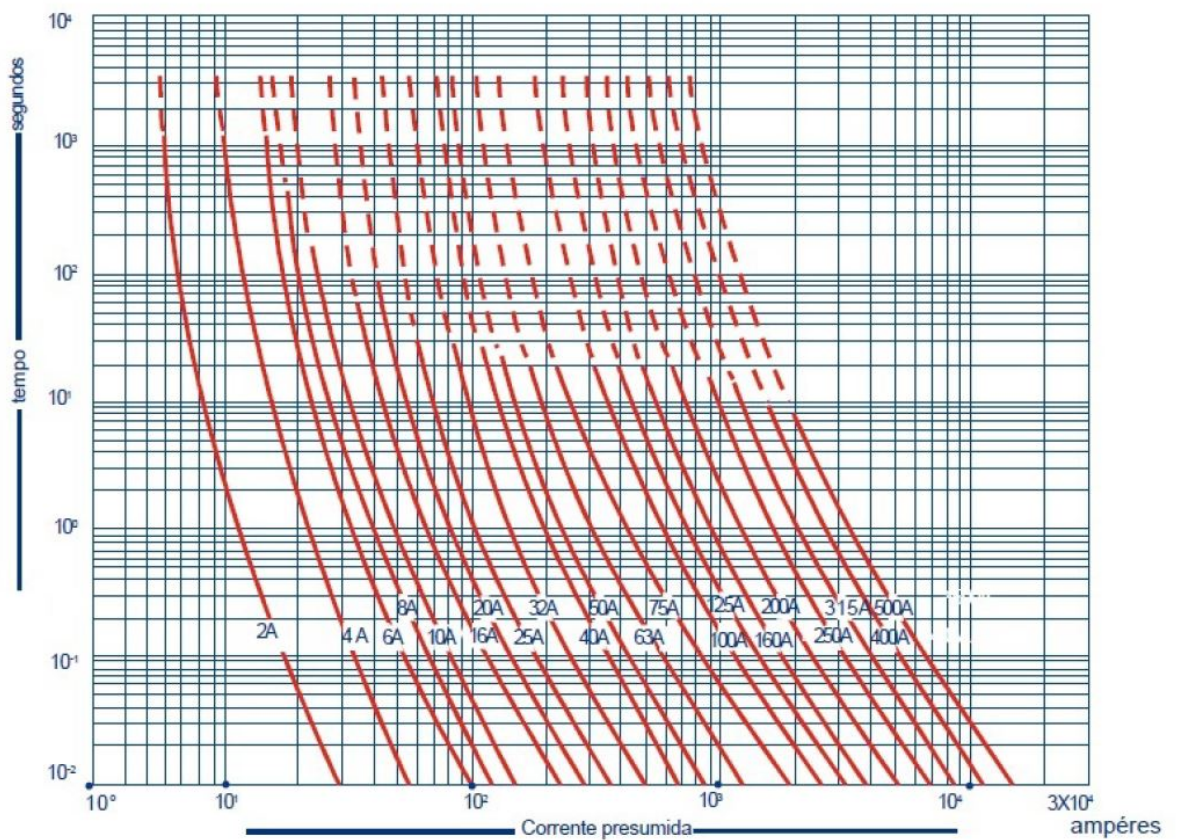


Figura 15 – Curvas características TEMPO X CORRENTE dos fusíveis INEPAR

Fonte: Catálogo INEPAR

Tabela 3 – Definição dos nós que serão protegidos e elementos de proteção

Nó Antes	Nó Depois	Dispositivo	Nº Fases	In (A)	(KA)
149	1	RL1	3	628,12	50,158
13	152	RL2	3	332,02	16,740
18	135	RL3	3	136,59	9,341
60	160	RL4	3	240,08	6,296
86	87	RL5	3	49,216	3,372
23	25	RL6	3	55,967	7,260
1	3	FU1	1	46,57	13,755
13	34	FU2	1	46,44	7,633
8	9	FU3	1	46,25	8,693
18	19	FU4	1	37,29	4,531
21	22	FU5	1	19,21	3,495
23	24	FU6	1	18,46	3,178
44	45	FU7	1	18,71	3,200
42	43	FU8	1	19,13	2,993
40	41	FU9	1	9,22	3,457
35	36	FU10	2	18,54	5,486
57	58	FU11	1	18,36	4,136
26	27	FU12	1	19,01	4,743
81	84	FU13	1	27,02	1,819
72	73	FU14	1	55,34	2,696
67	68	FU15	1	54,13	2,952
101	102	FU16	1	45,19	2,603
105	106	FU17	1	36,21	2,434
108	109	FU18	1	64,71	2,107

Tabela 4 – Definição dos elementos de proteção e características

Dipositivo	Tipo	Fabricante	In (A)
RL1	REF615	ABB	800*
RL2	REF615	ABB	400*
RL3	REF615	ABB	200*
RL4	REF615	ABB	300*
RL5	REF615	ABB	100*
RL6	REF615	ABB	100*
FU1	HH	INEPAR	50
FU2	HH	INEPAR	50
FU3	HH	INEPAR	50
FU4	HH	INEPAR	40
FU5	HH	INEPAR	20
FU6	HH	INEPAR	20
FU7	HH	INEPAR	20
FU8	HH	INEPAR	20
FU9	HH	INEPAR	10
FU10	HH	INEPAR	20
FU11	HH	INEPAR	20
FU12	HH	INEPAR	20
FU13	HH	INEPAR	32
FU14	HH	INEPAR	63
FU15	HH	INEPAR	63
FU16	HH	INEPAR	50
FU17	HH	INEPAR	40
FU18	HH	INEPAR	75

\* Corrente primária do TC responsável pela leitura enviada ao IED.

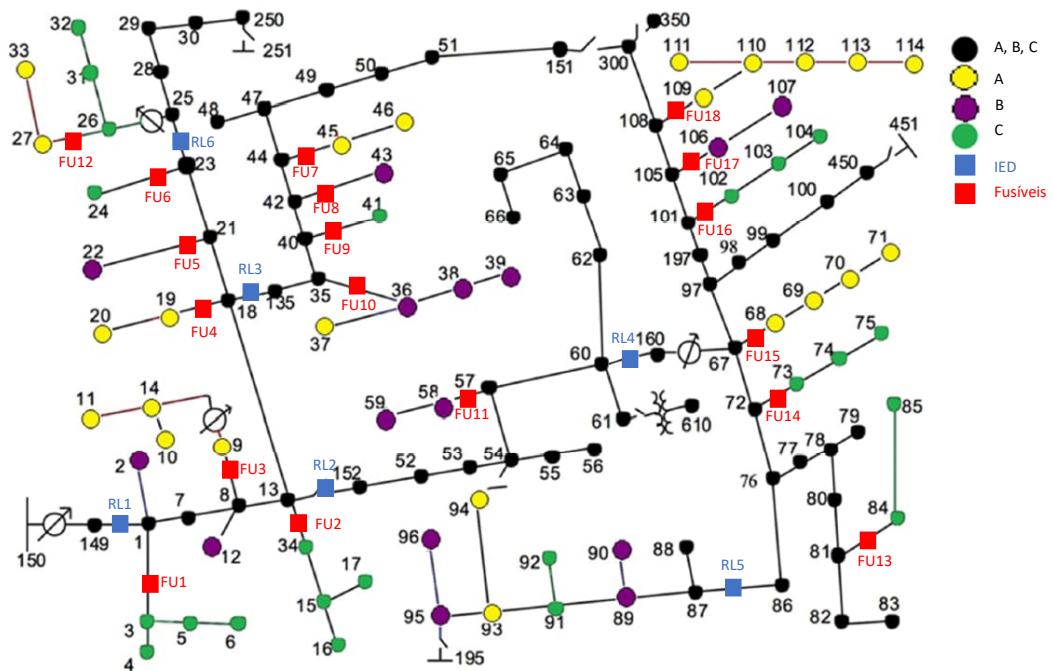


Figura 16 – Alimentador IEEE de 123 nós com os elementos de proteção

Fonte : IEEE 123-bus Feeder

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base nas simulações realizadas neste trabalho, foi observado que há um aumento nas correntes de curto-circuito quando ocorre a integração de geradores baseados em inversores no sistema. Quanto maior a potência dos GBIs inseridos, maior será a contribuição para as correntes de curto-circuito ( $I_{cc}$ ). Os GBIs foram projetados com potências iguais às cargas, ou seja, a potência total dos GBIs é igual à demanda da carga, considerando uma produção ideal de energia elétrica.

Após a integração completa dos GBIs, foi observado que a variação máxima nas correntes de curto-circuito foi de 7,576% para correntes trifásicas e 6,734% para correntes monofásicas, conforme demonstrado na Tabela 6. Essa variação máxima ocorre apenas quando a potência do GBI é igual a 100% da carga. Esses resultados estão em conformidade com estudos anteriores, como mencionado em (MENDES, 2018), (MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2020), (KELLER; KROPOSKI, 2010) e (MENDES et al., 2022), que indicam que um gerador fotovoltaico em curto-circuito contribui com uma corrente que varia de 1 a 4 vezes a corrente nominal do GBI.

O impacto da alta integração de GBIs na coordenação e seletividade da proteção dependerá principalmente do projeto de proteção aplicado aos dispositivos de interrupção. Valores de variação de 7,576% para correntes de curto-circuito trifásicas e 6,734% para correntes monofásicas têm pouca influência, uma vez que é comum projetar intervalos de coordenação e seletividade maiores, com margens de segurança que levam em consideração um possível crescimento e uma porcentagem de correção. No entanto, se o sistema elétrico de potência estiver desatualizado, com fusíveis e proteções ajustados em suas capacidades máximas e com os ajustes das proteções de sobrecorrente próximos à corrente de curto-circuito, e se os intervalos de coordenação e seletividade forem pequenos, isso pode causar instabilidade no SEP. Portanto, é importante revisar e reestudar o projeto, buscando garantir a continuidade, confiabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica.

### 4.1 Simulações

Com o objetivo de estudar a influência da alta integração de geradores distribuídos baseados em inversores na coordenação e seletividade, foram realizadas simulações considerando diferentes variações na potência nominal dos geradores. As simulações foram conduzidas em seis cenários: sem GBI integrado, e com variações de 20%, 40%, 60%, 80% e 100% da potência nominal dos geradores.

Antes de inserir os GBIs, é importante realizar os cálculos das correntes de curto-

circuito sem a presença desses geradores, como apresentado na Tabela 5. Essa etapa permite simular o sistema elétrico operando com suas características originais e fornece uma base para comparação e verificação das características após a integração massiva dos GBIs.

Essas simulações permitirão uma análise comparativa das correntes de curto-circuito antes e após a integração dos GBIs, possibilitando avaliar o impacto desses geradores na coordenação e seletividade do sistema de proteção.

Após as simulações com as GBIs, com 20%, 40%, 60%, 80% e 100% da potência nominal, foram analisados as variações de  $I_{CC}^{3\phi}$  e  $I_{CC}^{1\phi}$ , Tabela 6, com a utilização da , Equação 4.1.

$$\Delta I_{CC} = \frac{I_{CCmax} - I_{CCmin}}{I_{CCmin}} * 100 \quad (4.1)$$

E afim de melhorar as análises dos dados e visualização, foram plotados os Gráficos 18 e 19 que representa as variações de  $I_{CC}^{3\phi}$  e  $I_{CC}^{1\phi}$  respectivamente.

Tabela 5 –  $I_{CC}^{3\phi}$  e  $I_{CC}^{1\phi}$  em todos os nós do sistema IEEE de 123 nós sem GDFV

Nó	$I_{CC}^{3\phi}$	$I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$I_{CC}^{3\phi}$	$I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$I_{CC}^{3\phi}$	$I_{CC}^{1\phi}$
1	50210	27811	42	6627	3951	83	3372	1990
2	-	16402	43	-	3114	84	-	1763
3	-	13716	44	6221	3702	85	-	1570
4	-	9749	45	-	3139	86	4130	2426
5	-	8254	46	-	2749	87	3754	2209
6	-	6309	47	5778	3431	88	2004	2004
7	28756	15994	48	5525	3284	89	3556	2095
8	22391	12489	49	5373	3198	90	-	1953
9	-	8628	50	5019	2992	91	3410	2010
10	-	4604	51	4709	2811	92	-	1794
11	-	4605	52	12626	7057	93	3275	1933
12	-	8947	53	11228	6271	94	-	1718
13	16817	9411	54	10502	5862	95	3112	1839
14	-	5573	55	9189	5134	96	-	1751
15	-	6850	56	8167	4565	97	5198	3064
16	-	4970	57	8691	4938	98	4808	2849
17	-	5061	58	-	4214	99	4221	2499
18	9396	5614	59	-	3669	100	3970	2341
19	-	4479	60	6353	3684	101	4842	2867

Nó	$I_{CC}^{3\phi}$	$I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$I_{CC}^{3\phi}$	$I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$I_{CC}^{3\phi}$	$I_{CC}^{1\phi}$
20	-	3675	61	5377	3117	102	-	2555
21	8097	4892	62	5726	3365	103	-	2280
22	-	3612	63	5343	3166	104	-	1846
23	7260	4417	64	4692	2819	105	4505	2677
24	-	3159	65	4064	2473	106	-	2472
25	6589	3992	66	3677	2257	107	-	2063
26	-	3386	67	5610	3291	108	4199	2482
27	-	3117	68	-	2886	109	-	2060
28	6174	3730	69	-	2587	110	-	1889
29	5641	3395	70	-	2301	111	-	1628
30	5124	3072	71	-	2102	112	-	1826
31	-	3054	72	5158	3034	113	-	1600
32	-	2697	73	-	2641	114	-	1485
33	-	2522	74	-	2328	135	9396	5614
34	-	7606	75	-	2046	151	4193	2506
35	7918	4753	76	4873	2869	152	16817	9411
36	5505	3740	77	4368	2595	160	6353	3684
37	-	3043	78	4267	2534	197	5198	3064
38	-	3318	79	4058	2413	250	4868	2913
39	-	2889	80	3845	2279	300	3473	2030
40	7215	4315	81	3711	2196	450	3428	2005
41	-	3430	82	3533	2088	610	5319	-

Tabela 6 – Maiores  $\Delta I_{CC}^{3\phi}$  e  $\Delta I_{CC}^{1\phi}$  em todos os nós do sistema IEEE de 123 encontrados após as simulações

Nó	$\Delta I_{CC}^{3\phi}$	$\Delta I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$\Delta I_{CC}^{3\phi}$	$\Delta I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$\Delta I_{CC}^{3\phi}$	$\Delta I_{CC}^{1\phi}$
1	0,243 %	-2,571 %	42	2,037 %	-4,227 %	83	5,279 %	-1,457 %
2	-	-1,439 %	43	-	-5,684 %	84	-	2,836 %
3	-	0,744 %	44	2,154 %	-4,268 %	85	-	3,885 %
4	-	1,251 %	45	-	3,568 %	86	4,431 %	-2,473 %
5	-	1,442 %	46	-	5,056 %	87	4,875 %	-1,811 %
6	-	1,728 %	47	2,285 %	-4,284 %	88	3,293 %	3,293 %
7	0,438 %	-3,839 %	48	2,371 %	-4,111 %	89	5,146 %	-1,432 %
8	0,563 %	-4,564 %	49	2,401 %	-3,940 %	90	-	-4,659 %
9	-	0,892 %	50	2,550 %	-3,509 %	91	5,308 %	-1,095 %

Nó	$\Delta I_{CC}^{3\phi}$	$\Delta I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$\Delta I_{CC}^{3\phi}$	$\Delta I_{CC}^{1\phi}$	Nó	$\Delta I_{CC}^{3\phi}$	$\Delta I_{CC}^{1\phi}$
10	-	3,910 %	51	2,676 %	-3,131 %	92	-	2,899 %
11	-	3,909 %	52	1,133 %	-5,371 %	93	5,496 %	-0,828 %
12	-	-3,823 %	53	1,283 %	-5,390 %	94	-	4,657 %
13	0,761 %	-5,504 %	54	1,362 %	-5,391 %	95	5,720 %	-0,489 %
14	-	3,158 %	55	1,687 %	-4,499 %	96	-	-3,998 %
15	-	-0,131 %	56	1,947 %	-3,768 %	97	2,501 %	-3,819 %
16	-	1,670 %	57	1,588 %	-5,103 %	98	3,099 %	-3,054 %
17	-	1,600 %	58	-	-6,265 %	99	4,430 %	-1,841 %
18	1,533 %	-4,382 %	59	-	-5,260 %	100	4,710 %	-1,239 %
19	-	2,009 %	60	2,031 %	-4,832 %	101	2,974 %	-3,139 %
20	-	3,891 %	61	2,604 %	-3,080 %	102	-	0,626 %
21	2,964 %	-3,434 %	62	2,428 %	-4,160 %	103	-	1,798 %
22	-	-4,707 %	63	2,658 %	-3,759 %	104	-	3,684 %
23	4,656 %	-2,762 %	64	3,069 %	-2,909 %	105	4,151 %	-2,503 %
24	-	2,691 %	65	3,519 %	-1,860 %	106	-	-5,623 %
25	5,084 %	-2,154 %	66	3,807 %	-1,019 %	107	-	-4,217 %
26	-	3,219 %	67	2,282 %	-4,527 %	108	4,453 %	-1,732 %
27	-	3,593 %	68	-	0,520 %	109	-	3,835 %
28	5,345 %	-1,743 %	69	-	1,778 %	110	-	4,711 %
29	5,708 %	-1,178 %	70	-	3,042 %	111	-	5,958 %
30	6,069 %	-0,586 %	71	-	3,996 %	112	-	4,984 %
31	-	2,685 %	72	2,462 %	-4,219 %	113	-	6,125 %
32	-	3,374 %	73	-	-0,189 %	114	-	6,734 %
33	-	5,789 %	74	-	1,160 %	135	1,533 %	-4,382 %
34	-	-0,828 %	75	-	2,493 %	151	2,886 %	-2,394 %
35	1,755 %	-4,208 %	76	2,688 %	-4,008 %	152	0,761 %	-5,504 %
36	2,525 %	-2,781 %	77	4,167 %	-3,314 %	160	2,031 %	-4,832 %
37	-	4,765 %	78	4,265 %	-3,157 %	197	2,501 %	-3,819 %
38	-	-5,154 %	79	4,534 %	-2,694 %	250	6,286 %	-0,275 %
39	-	-4,465 %	80	4,733 %	-2,457 %	300	5,183 %	0,049 %
40	1,913 %	-4,218 %	81	4,850 %	-2,140 %	450	5,251 %	0,050 %
41	-	1,458 %	82	5,095 %	-1,772 %	610	7,577 %	-

## 4.2 Análise da coordenação e seletividade

Para verificar se haverá atuação indevida dos elementos de proteção, é necessário comparar os módulos das  $I_{CC}$  antes e depois da inserção massiva dos geradores fotovoltaicos distribuídos e analisar as curvas tempo x corrente no projeto de proteção.

No projeto de proteção, os ajustes dos IEDs foram realizados levando em consideração que a curva de sobrecorrente de tempo definido teria valores menores que as correntes de curto-circuito calculadas. Além disso, a curva de sobrecorrente normalmente inversa foi ajustada com um valor de *pick-up* 1,2 vezes a corrente nominal e um delta de tempo igual a 1. Dessa forma, mesmo com o aumento das correntes de curto-circuito devido à integração dos GBIs, os IEDs continuarão protegendo o sistema elétrico de distribuição de forma coordenada e seletiva, evitando aberturas indevidas. Isso ocorre porque as correntes de curto-circuito não são muito próximas entre si: 50 kA no RL1, 16 kA no RL2, 9 kA no RL3, 6 kA no RL4, 3 kA no RL5 e 7 kA no RL6. Essa diferença cria uma seletividade amperimétrica, onde mesmo com a contribuição de 4 vezes a corrente nominal dos GBIs, e devido ao ajuste do delta de tempo em 1, a coordenação e seletividade não serão afetadas.

Os fusíveis foram projetados considerando a corrente nominal do circuito e a capacidade máxima de interrupção de  $I_{CC}$ . Com base em trabalhos anteriores, como (MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2020), (KELLER; KROPOSKI, 2010) e (MENDES et al., 2022), foi considerada a contribuição de 4 vezes a corrente nominal dos GBIs no curto-circuito, conforme a Equação 4.2. Em seguida, foi verificado se cada fusível atuava corretamente comparando a corrente obtida (corrente nominal mais a contribuição) com a curva tempo x corrente e o tempo de atuação. Após a integração massiva dos GBIs, foi analisado se a coordenação e seletividade foram afetadas.

$$I_{nTotal} = I_{nCarga} + 4 * I_{nGBI} \quad (4.2)$$

Para curtos-circuitos em suas próprias barras, a variação da corrente de curto-circuito em torno de 7.576% para curtos-circuitos trifásicos e 6.734% para curtos-circuitos monofásicos não afetará a operação rápida dos fusíveis. No entanto, em circuitos adjacentes, pode ocorrer uma operação indevida devido à contribuição das correntes dos GBIs e ao tempo de desconexão necessário devido à subtensão gerada pelo curto-circuito. Um padrão de tempo de desconexão utilizado por (EDP, 2022) e citado em (IEEE1547, 2018) é dois segundos.

### 4.2.1 Análise do FU1, FU2 e FU3

Entre os nós 1 e 3, foi especificado o fusível FU1. Entre os nós 13 e 34, foi atribuído o fusível FU2, e entre os nós 8 e 9, o fusível FU3, todos com corrente nominal de 50 amperes. De acordo com a tabela 3, nesses trechos circulam correntes de 46.57(A), 46.44(A) e 46.25(A), respectivamente.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desses ramos, foram inseridos um total de 105 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 42.87 (A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelos fusíveis FU1, FU2 e FU3,

considerando a contribuição máxima de 4 vezes as correntes nominais dos GBI, pode chegar aos valores de 218.05 (A), 217.92 (A) e 217.43 (A), respectivamente.

Ao compararmos essas correntes com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, observamos que a proteção dos fusíveis pode operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 2 segundos. Esse é o tempo de desconexão em subtensões padronizado pela norma IEEE 1547.

#### 4.2.2 Análise do FU4 e FU17

Entre os nós 18 e 19, foi especificado o fusível FU4, e entre os nós 105 e 106, o fusível FU17, ambos com corrente nominal de 40 amperes. De acordo com a tabela 3, nesses trechos circulam correntes de 37.29(A) e 36.21(A), respectivamente.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desses ramos, foram inseridos um total de 84 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 34.30 (A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelos fusíveis FU4 e FU17, considerando a contribuição máxima de 4 vezes as correntes nominais dos GBI, pode chegar aos valores de 174.49 (A) e 173.41 (A), respectivamente.

Ao compararmos essas correntes com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, observamos que a proteção dos fusíveis pode operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 2 segundos. Esse é o tempo de desconexão em subtensões padronizado pela norma IEEE 1547.

#### 4.2.3 Análise do FU5, FU6, FU7, FU8, FU11 e FU12

Entre os nós 21 e 22, foi especificado o fusível FU5. Entre os nós 23 e 24, o fusível FU6. Entre os nós 44 e 45, o fusível FU7. Entre os nós 42 e 43, o fusível FU8. Entre os nós 57 e 58, o fusível FU11. E entre os nós 26 e 27, o fusível FU12. Todos esses fusíveis possuem corrente nominal de 20 amperes.

De acordo com a tabela 3, nesses trechos circulam correntes de 19.21(A), 18.46(A), 18.71(A), 19.13(A), 18.36(A) e 19.01(A), respectivamente.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desses ramos, foram inseridos um total de 42 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 17,15 (A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelos fusíveis FU5, FU6, FU7, FU8, FU11 e FU12, considerando a contribuição máxima de 4 vezes as correntes nominais dos GBI, pode chegar aos valores de 87.81 (A), 87.06(A), 87.31(A), 87.73(A), 86.96(A) e 87.61(A), respectivamente.

Ao compararmos essas correntes com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, observamos que a proteção dos fusíveis pode operar indevidamente se a falta

não for sanada antes de um período de aproximadamente 700 milissegundos.

#### 4.2.4 Análise do FU9

O fusível FU9 foi dimensionado entre os nós 40 e 41, com corrente nominal de 10 amperes. De acordo com a tabela 3, nesse trecho circula uma corrente de 9.22(A).

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desse ramo, foram inseridos um total de 21 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 8.575(A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelo fusível FU9, considerando a contribuição máxima de 4 vezes a corrente nominal do GBI, pode chegar ao valor de 43.52(A).

Ao compararmos essa corrente com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, observamos que a proteção do fusível pode operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 2 segundos, que é o tempo de desconexão em subtensões padronizado pela norma IEEE 1547.

#### 4.2.5 Análise do FU10

No trecho entre os nós 35 e 36 foram dimensionados dois fusíveis, o FU10, com corrente nominal de 20 amperes, uma vez que se trata de um circuito bifásico (fases A e B). A maior corrente nominal que circula por esse ramo é de 18.54(A) na fase A, conforme demonstrado na tabela 3.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desse ramo, foram inseridos um total de 42 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 17.15(A) por fase. Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelos fusíveis FU10, considerando a contribuição máxima de 4 vezes a corrente nominal dos GBI, pode chegar ao valor de 87.14(A).

Ao compararmos essa corrente com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, observamos que a proteção dos fusíveis pode operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 700 milissegundos.

#### 4.2.6 Análise do FU13

O FU13 foi dimensionado entre os nós 81 e 84, com corrente nominal de 32 amperes. Por esse trecho, circula uma corrente de 27.02(A), conforme demonstrado na tabela 3.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desse ramo, foram inseridos um total de 63 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 25.72(A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelo FU13, considerando a

contribuição máxima de 4 vezes a corrente nominal do GBI, pode chegar ao valor de 129.9(A).

Ao compararmos essa corrente com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, observamos que a proteção do fusível só irá operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 4 segundos. No entanto, geralmente os inversores são parametrizados com um tempo de desconexão de 2 segundos, conforme padronizado pela norma IEEE 1547. Portanto, nesse caso, não haverá atuação indevida do fusível.

### 4.2.7 Análise do FU14 e FU15

Entre os nós 72 e 73, foi especificado o fusível FU14, e entre os nós 67 e 68, foi atribuído o fusível FU15. Ambos possuem corrente nominal de 63 amperes. Por esses trechos, circulam correntes de 55.34(A) e 54.13(A), respectivamente, conforme demonstrado na tabela 3.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desses ramos, foram inseridos um total de 126 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 51.45(A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelo FU14 e FU15, considerando a contribuição máxima de 4 vezes as correntes nominais dos GBI, pode chegar ao valor de 261.14(A) e 259.933(A), respectivamente.

Ao compararmos essas correntes com as curvas de atuação especificadas pelo fabricante na Figura 17, vemos que a proteção dos fusíveis pode operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 2 segundos, que é o tempo de desconexão em subtensões padronizado pela norma IEEE 1547.

### 4.2.8 Análise do FU16

O fusível FU16 foi dimensionado entre os nós 101 e 102, com corrente nominal de 50 amperes. Por esse trecho, circula uma corrente de 45.19(A), conforme demonstrado na tabela 3.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desse ramo, foram inseridos um total de 105 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 42.87(A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelo FU16, considerando a contribuição máxima de 4 vezes a corrente nominal do GBI, pode chegar ao valor de 216.679(A).

Ao compararmos essa corrente com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, vemos que a proteção do fusível pode operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 1.5 segundos. É importante notar que o tempo de desconexão em subtensões padronizado pela norma IEEE 1547 é de 2 segundos.

### 4.2.9 Análise do FU18

O fusível FU18 foi dimensionado entre os nós 108 e 109, com corrente nominal de 75 amperes. Por esse trecho, circula uma corrente de 64.71(A), conforme demonstrado na tabela 3.

Com a inserção massiva de GBIs a jusante desse ramo, foram inseridos um total de 147 kVA, fator de potência de 0,98 e corrente nominal de 60.03(A). Portanto, se ocorrer um curto-circuito em um ramo adjacente, a corrente vista pelo FU18, considerando a contribuição máxima de 4 vezes a corrente nominal do GBI, pode chegar ao valor de 304.83(A).

Ao compararmos essa corrente com a curva de atuação especificada pelo fabricante na Figura 17, vemos que a proteção do fusível só irá operar indevidamente se a falta não for sanada antes de um período de aproximadamente 4 segundos. No entanto, é importante mencionar que geralmente os inversores são parametrizados com um tempo de desconexão de 2 segundos, conforme padronizado pela norma IEEE 1547. Portanto, neste caso, não haverá atuação indevida do fusível.

### 4.2.10 Análise Geral

As análises foram realizadas agrupando os fusíveis de mesma capacidade nominal de corrente, e para facilitar o entendimento e verificação dos tempos de atuação dos fusíveis foi criada a Tabela 7.

Tabela 7 – Tempo de atuação dos elementos de proteção após integração massiva de GBI

Elemento de proteção	RL1	RL2	RL3	RL4	RL5	RL6
Tempo atuação (s)	>2	>2	>2	>2	>2	>2
Elemento de proteção	FU1	FU2	FU3	FU4	FU5	FU6
Tempo atuação (s)	<2	<2	<2	<2	<0,7	<0,7
Elemento de proteção	FU7	FU5	FU9	FU10	FU11	FU12
Tempo atuação (s)	<0,7	<0,7	<2	<0,7	<0,7	<0,7
Elemento de proteção	FU13	FU14	FU15	FU16	FU17	FU18
Tempo atuação (s)	>2	<2	<2	<2	<2	>2

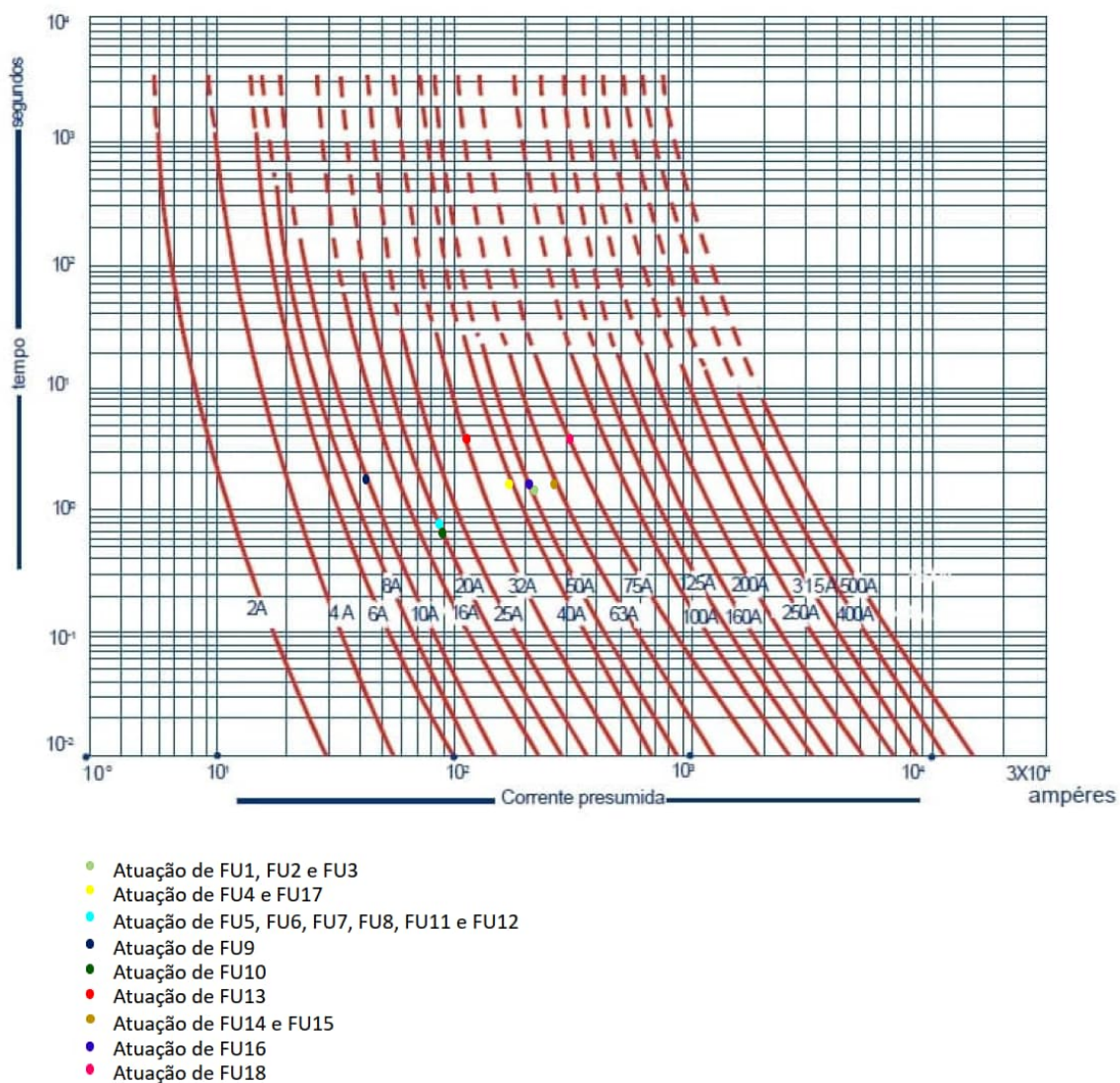


Figura 17 – Atuação dos fusíveis projetados

Fonte: Catálogo INEPAR

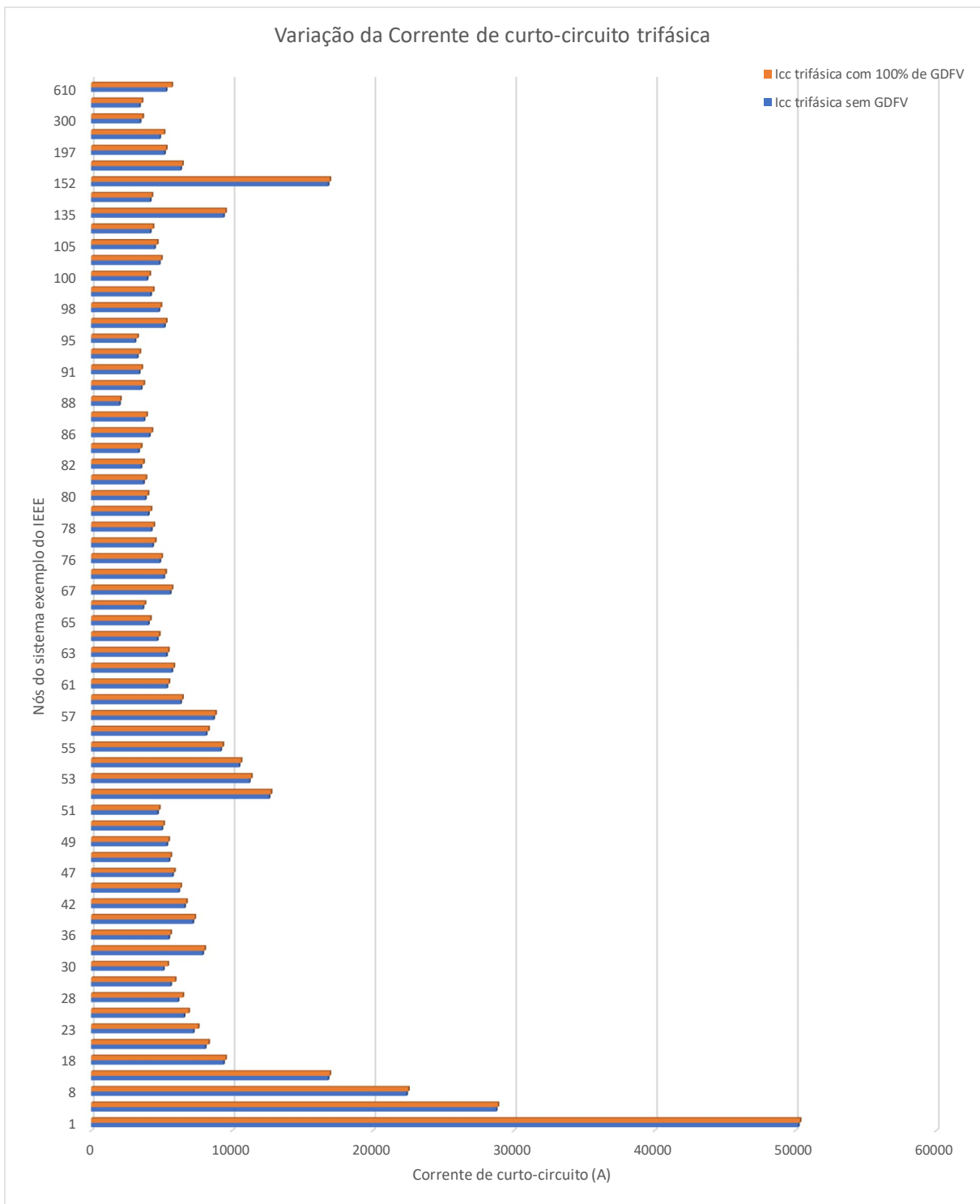


Figura 18 – Variações nas Correntes de Curto Circuito Trifásicas

Fonte: Autor.

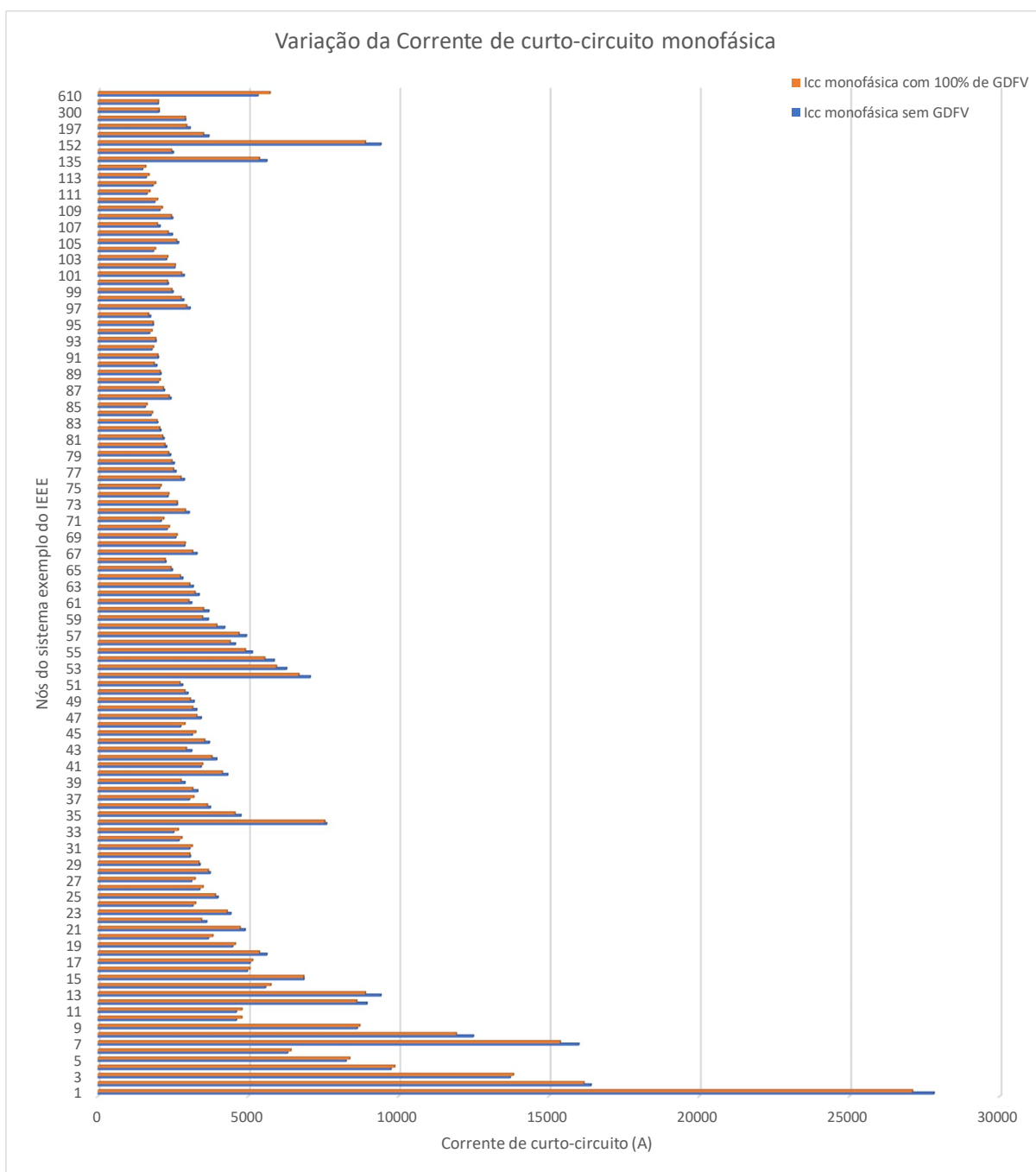


Figura 19 – Variações nas Correntes de Curto Circuito Monofásicas

# 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este capítulo final tem como objetivo apresentar as conclusões finais do trabalho realizado. Além disso, são apresentadas propostas para trabalhos futuros que poderiam complementar as conclusões obtidas nesta dissertação.

## 5.1 Conclusões

Verificou-se que a alta integração de Geradores Fotovoltaicos baseados em inversores causa um aumento nas correntes de curto-circuito, tanto monofásicas quanto trifásicas. Os maiores aumentos observados foram de aproximadamente 7,576% para as correntes de curto-circuito trifásicas e 6,734% para as monofásicas. Esse fenômeno está se tornando cada vez mais comum no cenário brasileiro devido ao desenvolvimento das tecnologias envolvidas e à redução de custos, indicando uma tendência de crescimento rápido e significativo.

Diante desse contexto, é de extrema importância revisar os projetos de proteção dos sistemas elétricos envolvidos. Essa revisão se torna ainda mais relevante à medida que a inserção desse tipo de geração renovável aumenta ao longo do Sistema Elétrico de Potência brasileiro. O objetivo é garantir a continuidade e a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, evitando prejuízos para a economia. Vale ressaltar que a contribuição dos Geradores Baseados em Inversores será significativa, dependendo da potência instalada.

Dessa forma, é essencial realizar estudos das correntes de curto-circuito, considerando o crescimento da inserção dessas fontes de geração renovável. A análise adequada dessas correntes e a implementação de medidas de proteção apropriadas são fundamentais para garantir a segurança e a estabilidade do sistema elétrico.

Os estudos têm como objetivo antecipar e analisar as características e fenômenos relacionados ao aumento das correntes de curto-circuito, considerando os impactos causados por esse fenômeno. Além disso, busca-se identificar possíveis soluções para mitigar ou resolver esses problemas, como a perda de coordenação e seletividade.

Uma das propostas é a aplicação de novas técnicas de proteção, como o uso do protocolo de comunicação IEC 61850. Esse protocolo estabelece uma comunicação segura entre os dispositivos IED por meio de mensagens utilizando protocolos de comunicação GOOSE (*Generic Object-Oriented Substation Event*). Além disso, são consideradas soluções como proteções direcionais e outras estratégias de proteção.

A preparação do Sistema Elétrico de Potência para essas mudanças de característi-

cas, como o fluxo bidirecional de potência e o aumento das correntes nos alimentadores com Geradores Baseados em Inversores conectados, pode contribuir para aprimorar a aplicação de transformadores e linhas de transmissão, que são os componentes mais impactados por essas mudanças.

É fundamental estar preparado para essas transformações e adotar medidas adequadas para garantir a eficiência, a segurança e a estabilidade do sistema elétrico. Isso inclui a atualização e o aprimoramento das estratégias de proteção, bem como a implementação de tecnologias avançadas de comunicação e controle.

A atuação da proteção de sobre corrente em IEDs não foi afetada, uma vez que os valores de ajuste geralmente são definidos abaixo da corrente de curto-circuito, a qual é normalmente muito maior que a corrente nominal. Isso é demonstrado na Tabela 3. Dessa forma, mesmo com o aumento da corrente de curto-circuito, a proteção continuará efetiva.

As proteções de sobrecarga, como a proteção de sobrecorrente de tempo inverso, podem ser afetadas apenas se a falta persistir por um longo período de tempo. No entanto, os Geradores Baseados em Inversores geralmente são projetados para se desconectar em até 2 segundos. Além disso, os projetos de proteção normalmente visam reduzir o tempo de falta, atuando em uma escala de milissegundos para minimizar os danos causados ao sistema e à energia incidente (BRAVIM et al., 2022). Portanto, os IEDs não perderão a coordenação e seletividade nesse contexto.

Por outro lado, dispositivos de proteção como fusíveis podem ter sua operação comprometida, dependendo da potência dos GBIs integrados. Isso ocorre porque os fusíveis são projetados com base na corrente nominal do circuito, e a inserção de GBIs com potência próxima carga nominal já pode resultar em atuação indevida dos fusíveis. Isso se deve à contribuição de até 4 vezes a corrente nominal do GBI integrado.

Com a alta integração de Geradores Distribuídos de Fonte Fotovoltaica, é necessário ter um cuidado maior com a proteção e a seletividade do sistema elétrico. Isso implica no uso de proteções mais complexas e na escolha ou adaptação de dispositivos para garantir a correta coordenação amperimétrica e cronológica.

Um dos aspectos concluídos neste estudo é que a quantidade de geradores fotovoltaicos conectados à rede não é um fator direto de impacto na variação da corrente nos pontos de análise. O fator relevante é a potência total inserida no Sistema Elétrico de Potência. Portanto, é a potência total dos geradores fotovoltaicos integrados que influencia na corrente e nos fenômenos analisados.

Essas conclusões ressaltam a importância de considerar a potência total dos geradores fotovoltaicos ao projetar a proteção e a seletividade do sistema elétrico. É necessário garantir que os dispositivos sejam dimensionados e ajustados adequadamente para lidar com a potência total inserida no SEP.

## 5.2 Trabalhos Futuros

Diante dos resultados obtidos, é possível propor os seguintes trabalhos futuros:

- Analisar a alocação de cada GBI e sua influência em um ponto específico do sistema elétrico;
- Analisar a contribuição nas  $I_{CC}$  dependendo da posição do GBI, a montante, a jusante e no ponto de falta;
- Analisar a contribuição nas  $I_{CC}$  de GBI com potência maiores que as cargas.
- Analisar a contribuição nas  $I_{CC}$  com menor número de GBI, mas com a potência total das cargas.
- Analisar a mesma proposta simulando em alimentadores com características diferentes visando comparar os resultados obtidos;
- De acordo com os resultados encontrados, propor um novo estudo de proteção visando eliminar ou reduzir os problemas de coordenação, seletividade e sensibilidade que possam vir a ocorrer;
- Estudar técnicas de mitigação da contribuição da  $I_{CC}$ .

# REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. *Geração Distribuída*. 2023. Url<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Citado na página 18.
- [2] ALVES, P. et al. Minimization of the impacts caused by distributed generation to the electric system by exploring the reactive control range of solar inverters. In: IEEE. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.], 2018. p. 1–6. Citado na página 19.
- [3] NEMET, G. F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, v. 34, n. 17, p. 3218–3232, 2006. Citado na página 20.
- [4] VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Impacts of high pv penetration on voltage profile of distribution feeders under brazilian electricity regulation. In: IEEE. *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. [S.l.], 2018. p. 38–44. Citado na página 20.
- [5] COSTA, F. B.; MONTI, A.; PAIVA, S. C. Overcurrent protection in distribution systems with distributed generation based on the real-time boundary wavelet transform. *IEEE Transactions on Power delivery*, IEEE, v. 32, n. 1, p. 462–473, 2015. Citado na página 20.
- [6] NIE, S. et al. Analysis of the impact of dg on distribution network reconfiguration using openss. In: IEEE. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. [S.l.], 2012. p. 1–5. Citado na página 20.
- [7] COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYŠKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 30, n. 2, p. 561–568, 2014. Citado na página 20.
- [8] FRACALOSSO, L. G.; VARGAS, M. C.; BATISTA, O. E. Trip solidário em alimentadores de distribuição com geração distribuída. In: *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1. Citado na página 21.
- [9] QUEIROZ, L. G. O. et al. Variação de tensão em rede de distribuição de energia elétrica com alta penetração de geração distribuída fotovoltaica. In: *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1. Citado na página 21.
- [10] ANEEL. *Geração Distribuída, Brasil ultrapassa marca de 10GW*. 2022. Url<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida>. Citado na página 21.
- [11] MESKIN, M.; DOMIJAN, A.; GRINBERG, I. Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies—review paper. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Wiley Online Library, v. 14, n. 24, p. 5944–5960, 2020. Citado 5 vezes nas páginas 21, 35, 48, 58 e 62.

- [12] NEGREIROS, G. F. de et al. Impact on voltage regulation in medium voltage distribution networks due to the insertion of photovoltaic generators. *Energies*, MDPI, v. 16, n. 3, p. 1307, 2023. Citado na página 22.
- [13] RAZAVI, S.-E. et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 105, p. 157–167, 2019. Citado na página 22.
- [14] KAUHANIEMI, K.; KUMPULAINEN, L. Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. IET, 2004. Citado na página 22.
- [15] NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N. S.; SOUZA, B. A. An adaptive overcurrent protection system applied to distribution systems. *Computers & Electrical Engineering*, Elsevier, v. 81, p. 106545, 2020. Citado na página 23.
- [16] PITOMBO, S. O. Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. *São Carlos*, 2010. Citado na página 27.
- [17] SANTOS, S. J. G. *UTILIZAÇÃO DO PROTOCOLO IEC61850 PARA IMPLEMENTAÇÃO DE SELETIVIDADE LÓGICA EM UM SISTEMA DE 13, 8 kV COM MÚLTIPLAS FONTES E TOPOLOGIA EM ANEL*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Pará, 2015. Citado na página 27.
- [18] NEGRÃO, D. L. A. *Metodologia para a coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015. Citado na página 27.
- [19] SHAHRIARI, S. et al. Minimizing the impact of distributed generation on distribution protection system by solid state fault current limiter. In: IEEE. *IEEE PES T&D 2010*. [S.l.], 2010. p. 1–7. Citado na página 27.
- [20] MEDDEB, A. et al. Impact of distributed generation on the protection system in tunisian distribution network. In: IEEE. *2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*. [S.l.], 2018. p. 514–520. Citado na página 28.
- [21] SMITH, J. et al. Smart inverter volt/var control functions for high penetration of pv on distribution systems. In: IEEE. *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. [S.l.], 2011. p. 1–6. Citado na página 29.
- [22] RYLANDER, M. et al. Default volt-var inverter settings to improve distribution system performance. In: IEEE. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.], 2016. p. 1–5. Citado na página 29.
- [23] BORGHETTI, A. Using mixed integer programming for the volt/var optimization in distribution feeders. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 98, p. 39–50, 2013. Citado na página 30.
- [24] DU, P. et al. Analysis on relay protection of user lateral grid-connected pv power generation. In: ATLANTIS PRESS. *2015 3rd International Conference on Mechanical Engineering and Intelligent Systems*. [S.l.], 2015. p. 50–53. Citado na página 32.

- [25] WANG, X.; YUE, M.; MULJADI, E. Modeling and control system design for an integrated solar generation and energy storage system with a ride-through capability. In: IEEE. *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. [S.l.], 2012. p. 3727–3734. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.
- [26] YAAI, C. et al. Research on the control strategy of pv grid-connected inverter upon grid fault. In: IEEE. *2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*. [S.l.], 2013. p. 2163–2167. Citado na página 33.
- [27] OK, Y.; LEE, J.; CHOI, J. Coordination of over current relay for sudden rise of input energy in renewable power system. In: IEEE. *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. [S.l.], 2015. p. 654–658. Citado na página 34.
- [28] YINGRAM, M.; PREMRUDEEPPREECHACHARN, S. Investigation over/under-voltage protection of passive islanding detection method of distributed generations in electrical distribution systems. In: IEEE. *2012 international conference on renewable energy research and applications (ICRERA)*. [S.l.], 2012. p. 1–5. Citado na página 34.
- [29] HEIDARI, A. et al. Prevention of overcurrent relays miscoordination in distribution system due to high penetration of distributed generation. In: IEEE. *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. [S.l.], 2013. p. 342–346. Citado na página 34.
- [30] IEEE1547. Ieee 1547 series of standards: interconnection issues. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 19, n. 5, p. 1159–1162, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 62.
- [31] EDP. *Normas e padrões técnicos*. 2022. Url<https://www.edp.com.br/normas-e-padroes-tecnicos>. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 62.
- [32] PRAETORIUS, B. et al. *Innovation for sustainable electricity systems*. [S.l.]: Springer, 2008. Citado na página 34.
- [33] KELLER, J.; KROPOSKI, B. *Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources*. [S.l.], 2010. Citado 4 vezes nas páginas 35, 48, 58 e 62.
- [34] MENDES, A. M. et al. Proposal of an inverter-based der model on openss under iee 1547–2018 regulation. In: IEEE. *2022 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*. [S.l.], 2022. p. 1–6. Citado 4 vezes nas páginas 36, 48, 58 e 62.
- [35] HOOSHYAR, H.; BARAN, M. E.; VANFRETTE, L. Coordination assessment of overcurrent relays in distribution feeders with high penetration of pv systems. In: IEEE. *2013 IEEE Grenoble Conference*. [S.l.], 2013. p. 1–6. Citado na página 36.
- [36] MATOS, S. P. da S.; ENCARNAÇÃO, L. F.; DONADEL, C. B. Analysis of contribution from solar generators for short circuit in an urban distribution system. In: IEEE. *2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.], 2017. p. 1–5. Citado na página 36.
- [37] MORREN, J.; HAAN, S. D. Impact of distributed generation units with power electronic converters on distribution network protection. IET, 2008. Citado na página 36.

- [38] VIJITHA, K.; SELVAN, M.; RAJA, P. Short circuit analysis and adaptive zonal protection of distribution system with distributed generators. In: IEEE. *2015 International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth (ICEPE)*. [S.l.], 2015. p. 1–6. Citado na página 36.
- [39] LARSEN, E.; DEGNAN, J. Selective coordination in low-voltage power distribution systems: Is the level important? In: IEEE. *2008 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*. [S.l.], 2008. p. 1–7. Citado na página 37.
- [40] ABB. *Catálogo : Medium Voltage Products, VD4 Instruções para a instalação e funcionamento*. [S.l.], 2012. 98 p. Citado na página 37.
- [41] INEPAR. *Catálogo de fusíveis limitadores de corrente HH INEPAR*. 2023. Citado na página 37.
- [42] SEXAUER, J. Introdução ao openss. *Tradução de: Paulo Radaz e Celso Rocha. USA: Electric Power Research Institute–EPRI*, 2016. Citado na página 38.
- [43] RADATZ, P. et al. Advances in openss smart inverter modelling for quasi-static time-series simulations. In: IET. *CIREN 2020 Berlin Workshop (CIREN 2020)*. [S.l.], 2020. v. 2020, p. 243–246. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 48.
- [44] ISLAM, Q. N. *Mastering PyCharm*. [S.l.]: Packt Publishing Ltd, 2015. Citado na página 40.
- [45] FILHO, J. M. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. [S.l.: s.n.], 2022. ISBN 9788521618843. Citado na página 42.
- [46] BEUNING, J. A.; SALEHFAR, H. Pv penetration optimization with wam smart inverters through reduction of power system distribution losses. In: IEEE. *2019 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.], 2019. p. 1–6. Citado na página 43.
- [47] BASSEY, O. et al. Pscad implementation of iee 123 node test feeder. 2019. Citado na página 43.
- [48] LI, P. et al. Coordinated control method of voltage and reactive power for active distribution networks based on soft open point. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 8, n. 4, p. 1430–1442, 2017. Citado na página 43.
- [49] DESHMUKH, S.; NATARAJAN, B.; PAHWA, A. Voltage/var control in distribution networks via reactive power injection through distributed generators. *IEEE Transactions on smart grid*, IEEE, v. 3, n. 3, p. 1226–1234, 2012. Citado na página 43.
- [50] VARGAS, M. C. Análise dos impactos das faltas na proteção de sobrecorrente em redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica. *Ph. D. dissertation*, 2018. Citado na página 46.
- [51] RADATZ, P. et al. Assessing maximum dg penetration levels in a real distribution feeder by using openss. In: IEEE. *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. [S.l.], 2016. p. 71–76. Citado na página 47.
- [52] HOOSHYAR, H.; BARAN, M. E. Fault analysis on distribution feeders with high penetration of pv systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 3, p. 2890–2896, 2012. Citado na página 48.

- [53] MENDES, M. Análise dos impactos da alta inserção de geração distribuída fotovoltaica na proteção de sobrecorrente temporizada. *Ph. D. dissertation*, 2018. Citado na página 58.
- [54] BRAVIM, M. dos R. et al. Impactos da alta integração de geradores distribuídos nos níveis de energia incidente de alimentadores de distribuição. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 2, n. 1, 2022. Citado na página 71.

## .1 Código no PyCharm

```
1 # Desenvolvimento da programação em python para  
2 controle e integração dos GFVs no OpenDSS  
3  
4 import win32com.client  
5  
6 from openpyxl import Workbook  
7 import csv  
8 from time import sleep  
9 import timeit  
10  
11  
12 wb = Workbook()  
13 inicio = timeit.default_timer()  
14  
15 class DSS():  
16  
17     def __init__(self, end_modelo_DSS):  
18  
19         self.end_modelo_DSS = end_modelo_DSS  
20  
21         # criar conexão entre python e OpenDss  
22         self.dssObj = win32com.client.Dispatch("  
OpenDSSEngine.DSS")  
23  
24         # Criar um objeto DSS  
25         if self.dssObj.Start(0) == False:  
26             print("Problemas em iniciar o OpenDSS")  
27         else:  
28             # criar variaveis para as principais  
interfaces  
29             self.dssText = self.dssObj.Text  
30             self.dssCircuit = self.dssObj.  
ActiveCircuit  
31             self.dssSolution = self.dssCircuit.  
Solution  
32             self.dssCktElement = self.dssCircuit.  
ActiveCktElement  
33             self.dssBus = self.dssCircuit.ActiveBus  
34             self.dssLines = self.dssCircuit.Lines  
35             self.dssTransformers = self.dssCircuit.
```

```
35 Transformers
36         self.dssPVSystems = self.dssCircuit.
    PVSystems
37
38     def versao_DSS(self):
39         return self.dssObj.Version
40
41     def compila_DSS(self):
42         # Limpar informações das ultimas simulações
43         self.dssObj.ClearAll()
44         self.dssText.Command = "compile " + self.
end_modelo_DSS
45
46     def DSS_mode(self):
47         # configurações da minha solução
48         self.dssText.Command = "Set Mode = faultstudy"
49         # self.dssText.Command = "Set Mode = SnapShot"
50         self.dssText.Command = "Set ControlMode =
Static"
51         self.dssText.Command = "Set maxiteration = 100
"
52
53     def Solve(self):
54         # resolver o fluxo de potencia
55         self.dssSolution.Solve()
56
57     def get_resultados_potencia(self):
58         # self.dssText.Command = "Show Current
    Elements"
59         # self.dssText.Command = "Plot Circuit"
60         # self.dssText.Command = "Show Faults"
61         self.dssText.Command = "Export Faults"
62         # self.dssText.Command = "Export Currents"
63
64     def controla_gd0(self):
65         # Comanda as switches dos PVSystem
66         for i in range(1, 455):
67             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=no"
68
69
```

```
70     def controla_gd1(self):
71         # Comanda as switches dos PVSystem
72         for i in range(1, 480):
73             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=no"
74
75         for i in range(1, 96):
76             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=yes"
77
78     def controla_gd2(self):
79         # Comanda as switches dos PVSystem
80         for i in range(1, 480):
81             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=no"
82
83         for i in range(97, 192):
84             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=yes"
85
86
87     def controla_gd3(self):
88         # Comanda as switches dos PVSystem
89
90         for i in range(1, 480):
91             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=no"
92
93         for i in range(193, 288):
94             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=yes"
95
96
97
98     def controla_gd4(self):
99         # Comanda as switches dos PVSystem
100        for i in range(1, 480):
101            self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
enabled=no"
102
103        for i in range(289, 384):
```

```
104         self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
        enabled=yes"
105
106     def controla_gd5(self):
107         # Comanda as switches dos PVSystem
108         for i in range(1, 480):
109             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
        enabled=no"
110
111         for i in range(385, 480):
112             self.dssText.Command = f"PVSystem.PV{i}.
        enabled=yes"
113
114
115 if __name__ == "__main__":
116     # criar um objeto de classe DSS
117     objeto = DSS(r"C:\Users\bramcri\Desktop\123Bus\
    Run_IEEE123Bus.DSS")
118
119     # print u"Versão do OpenDSS :" + objeto.
    versao_DSS() + "\n"
120
121     # Resolver Fluxo de potencia
122
123
124 #ICC com 100 GFV integrado
125
126 objeto.compila_DSS()
127 objeto.DSS_mode()
128 objeto.controla_gd1()
129 objeto.Solve()
130 objeto.get_resultados_potencia()
131
132
133 lista = dict()
134 with open('ieeee123_EXP_FAULTS.csv', "r") as entrada:
135     ler = csv.reader(entrada)
136     for n in ler:
137         lista[f"{n}"] = n
138
139 with open(f'ICC_GDFV100.csv', "a", newline="") as
```

```
139 saida:
140     escrever = csv.writer(saida)
141     for n in lista:
142         escrever.writerow([n])
143
144
145
146 #ICC com 20% GFV integrado
147
148 objeto.compila_DSS()
149 objeto.DSS_mode()
150 objeto.controla_gd2()
151 objeto.Solve()
152 objeto.get_resultados_potencia()
153
154
155 lista = dict()
156 with open('ieeee123_EXP_FAULTS.csv', "r") as entrada:
157     ler = csv.reader(entrada)
158     for n in ler:
159         lista[f"{n}"] = n
160
161 with open(f'ICC_GDFV20.csv', "a", newline="") as
saida:
162     escrever = csv.writer(saida)
163     for n in lista:
164         escrever.writerow([n])
165
166
167
168 #ICC com 40% GFV integrado
169
170 objeto.compila_DSS()
171 objeto.DSS_mode()
172 objeto.controla_gd3()
173 objeto.Solve()
174 objeto.get_resultados_potencia()
175
176
177 lista = dict()
178 with open('ieeee123_EXP_FAULTS.csv', "r") as entrada:
```

```
179     ler = csv.reader(entrada)
180     for n in ler:
181         lista[f"{n}"] = n
182
183 with open(f'ICC_GDFV40.csv', "a", newline="") as
    saida:
184     escrever = csv.writer(saida)
185     for n in lista:
186         escrever.writerow([n])
187
188
189 # ICC com 60% GFV integrado
190
191 objeto.compila_DSS()
192 objeto.DSS_mode()
193 objeto.controla_gd4()
194 objeto.Solve()
195 objeto.get_resultados_potencia()
196
197
198 lista = dict()
199 with open('ieeee123_EXP_FAULTS.csv', "r") as entrada:
200     ler = csv.reader(entrada)
201     for n in ler:
202         lista[f"{n}"] = n
203
204 with open(f'ICC_GDFV60.csv', "a", newline="") as
    saida:
205     escrever = csv.writer(saida)
206     for n in lista:
207         escrever.writerow([n])
208
209
210 #ICC com 80% GFV integrado
211
212 objeto.compila_DSS()
213 objeto.DSS_mode()
214 objeto.controla_gd5()
215 objeto.Solve()
216 objeto.get_resultados_potencia()
217
```

```
218 lista = dict()
219 with open('ieeee123_EXP_FAULTS.csv', "r") as entrada:
220     ler = csv.reader(entrada)
221     for n in ler:
222         lista[f"{n}"] = n
223
224 with open(f'ICC_GDFV80.csv', "a", newline="") as
saida:
225     escrever = csv.writer(saida)
226     for n in lista:
227         escrever.writerow([n])
228
229
230 #ICC sem GFV integrado
231
232 objeto.compila_DSS()
233 objeto.DSS_mode()
234 objeto.controla_gd0()
235 objeto.Solve()
236 objeto.get_resultados_potencia()
237
238
239 lista = dict()
240 with open('ieeee123_EXP_FAULTS.csv', "r") as entrada:
241     ler = csv.reader(entrada)
242     for n in ler:
243         lista[f"{n}"] = n
244
245 with open(f'ICC_GDFV.csv', "a", newline="") as saida:
246     escrever = csv.writer(saida)
247     for n in lista:
248         escrever.writerow([n])
249
250
251
252 fim = timeit.default_timer()
253 print ('duração: %f' % (fim - inicio))
254
```

## .2 Código no OpenDSS

```

1  !
2  ! LOAD DEFINITIONS
3  !
4  ! Note that 1-phase loads have a voltage rating = to actual voltage across terminals
5  ! This could be either 2.4kV for Wye connectoin or 4.16 kV for Delta or Line-Line
   connection.
6  ! 3-phase loads are rated Line-Line (as are 2-phase loads, but there are none in this
   case).
7  ! Only the balanced 3-phase loads are declared as 3-phase; unbalanced 3-phase loads are
   declared
8  ! as three 1-phase loads.
9
10 New Load.S1a   Bus1=1.1   Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
11 New Load.S2b   Bus1=2.2   Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
12 New Load.S4c   Bus1=4.3   Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
13 New Load.S5c   Bus1=5.3   Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
14 New Load.S6c   Bus1=6.3   Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
15 New Load.S7a   Bus1=7.1   Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
16 New Load.S9a   Bus1=9.1   Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
17 New Load.S10a  Bus1=10.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
18 New Load.S11a  Bus1=11.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
19 New Load.S12b  Bus1=12.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
20 New Load.S16c  Bus1=16.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
21 New Load.S17c  Bus1=17.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
22 New Load.S19a  Bus1=19.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
23 New Load.S20a  Bus1=20.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
24 New Load.S22b  Bus1=22.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
25 New Load.S24c  Bus1=24.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
26 New Load.S28a  Bus1=28.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
27 New Load.S29a  Bus1=29.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
28 New Load.S30c  Bus1=30.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
29 New Load.S31c  Bus1=31.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
30 New Load.S32c  Bus1=32.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
31 New Load.S33a  Bus1=33.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
32 New Load.S34c  Bus1=34.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
33 New Load.S35a  Bus1=35.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV=4.160 kW=40.0   kvar=20.0
34 New Load.S37a  Bus1=37.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
35 New Load.S38b  Bus1=38.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
36 New Load.S39b  Bus1=39.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
37 New Load.S41c  Bus1=41.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
38 New Load.S42a  Bus1=42.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
39 New Load.S43b  Bus1=43.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
40 New Load.S45a  Bus1=45.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
41 New Load.S46a  Bus1=46.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
42 New Load.S47   Bus1=47     Phases=3 Conn=Wye   Model=5 kV=4.160 kW=105.0  kvar=75.0
43 New Load.S48   Bus1=48     Phases=3 Conn=Wye   Model=2 kV=4.160 kW=210.0  kVAR=150.0
44 New Load.S49a  Bus1=49.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=35.0   kvar=25.0
45 New Load.S49b  Bus1=49.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=70.0   kvar=50.0
46 New Load.S49c  Bus1=49.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=35.0   kvar=20.0 !
   used to be 25 in on-line document
47 New Load.S50c  Bus1=50.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
48 New Load.S51a  Bus1=51.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
49 New Load.S52a  Bus1=52.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
50 New Load.S53a  Bus1=53.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
51 New Load.S55a  Bus1=55.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
52 New Load.S56b  Bus1=56.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
53 New Load.S58b  Bus1=58.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
54 New Load.S59b  Bus1=59.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
55 New Load.S60a  Bus1=60.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=20.0   kvar=10.0
56 New Load.S62c  Bus1=62.3  Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
57 New Load.S63a  Bus1=63.1  Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=40.0   kvar=20.0
58 New Load.S64b  Bus1=64.2  Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=75.0   kvar=35.0
59 New Load.S65a  Bus1=65.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.160 kW=35.0   kvar=25.0
60 New Load.S65b  Bus1=65.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.160 kW=35.0   kvar=25.0

```

61	New Load.S65c	Bus1=65.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV=4.160	kW=70.0	kvar=50.0
62	New Load.S66c	Bus1=66.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=75.0	kvar=35.0
63	New Load.S68a	Bus1=68.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
64	New Load.S69a	Bus1=69.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
65	New Load.S70a	Bus1=70.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
66	New Load.S71a	Bus1=71.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
67	New Load.S73c	Bus1=73.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
68	New Load.S74c	Bus1=74.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
69	New Load.S75c	Bus1=75.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
70	New Load.S76a	Bus1=76.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV=4.160	kW=105.0	kvar=80.0
71	New Load.S76b	Bus1=76.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV=4.160	kW=70.0	kvar=50.0
72	New Load.S76c	Bus1=76.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV=4.160	kW=70.0	kvar=50.0
73	New Load.S77b	Bus1=77.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
74	New Load.S79a	Bus1=79.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
75	New Load.S80b	Bus1=80.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
76	New Load.S82a	Bus1=82.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
77	New Load.S83c	Bus1=83.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
78	New Load.S84c	Bus1=84.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
79	New Load.S85c	Bus1=85.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
80	New Load.S86b	Bus1=86.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
81	New Load.S87b	Bus1=87.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
82	New Load.S88a	Bus1=88.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
83	New Load.S90b	Bus1=90.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
84	New Load.S92c	Bus1=92.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
85	New Load.S94a	Bus1=94.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
86	New Load.S95b	Bus1=95.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
87	New Load.S96b	Bus1=96.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
88	New Load.S98a	Bus1=98.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
89	New Load.S99b	Bus1=99.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
90	New Load.S100c	Bus1=100.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
91	New Load.S102c	Bus1=102.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
92	New Load.S103c	Bus1=103.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
93	New Load.S104c	Bus1=104.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
94	New Load.S106b	Bus1=106.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
95	New Load.S107b	Bus1=107.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
96	New Load.S109a	Bus1=109.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
97	New Load.S111a	Bus1=111.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
98	New Load.S112a	Bus1=112.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
99	New Load.S113a	Bus1=113.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
100	New Load.S114a	Bus1=114.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0

```

1  ! Annotated Master file for the IEEE 123-bus test case.
2  !
3  ! This file is meant to be invoked from the Compile command in the "Run_IEEE123Bus.DSS"
  file.
4  !
5  ! Note: DSS commands, property names, etc., are NOT case sensitive. Capitalize as you
  please.
6  ! You should always do a "Clear" before making a new circuit:
7
8  Clear
9
10 ! INSTANTIATE A NEW CIRCUIT AND DEFINE A STIFF 4160V SOURCE
11 ! The new circuit is called "ieee123"
12 ! This creates a Vsource object connected to "sourcebus". This is now the active circuit
  element, so
13 ! you can simply continue to edit its property value.
14 ! The basekV is redefined to 4.16 kV. The bus name is changed to "150" to match one of
  the buses in the test feeder.
15 ! The source is set for 1.0 per unit and the Short circuit impedance is set to a small
  value (0.0001 ohms)
16 ! The ~ is just shorthad for "more" for the New or Edit commands
17
18 New object=circuit.ieee123
19 ~ basekv=4.16 Bus1=150 pu=1.00 R1=0 X1=0.0001 R0=0 X0=0.0001
20
21 ! 3-PHASE GANGED REGULATOR AT HEAD OF FEEDER (KERSTING ASSUMES NO IMPEDANCE IN THE
  REGULATOR)
22 ! the first line defines the 3-phase transformer to be controlled by the regulator
  control.
23 ! The 2nd line defines the properties of the regulator control according to the test case
24
25 new transformer.reg1a phases=3 windings=2 buses=[150 150r] conns=[wye wye] kvs=[4.16 4.16
  ] kvas=[5000 5000] XHL=.001 %LoadLoss=0.00001 ppm=0.0
26 new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=120 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R
  =3 X=7.5
27
28 ! REDIRECT INPUT STREAM TO FILE CONTAINING DEFINITIONS OF LINECODES
29 ! This file defines the line impedances is a similar manner to the description in the
  test case.
30
31 Redirect          IEEElinecodes.DSS
32 !Redirect          geradoresfvn100.dss
33 Compile (geradoresfvn100.dss)
34 Compile (geradoresfvn20.dss)
35 Compile (geradoresfvn40.dss)
36 Compile (geradoresfvn60.dss)
37 Compile (geradoresfvn80.dss)
38
39
40 ! LINE DEFINITIONS
41 ! Lines are defined by referring to a "linecode" that contains the impedances per unit
  length
42 ! So the only properties required are the LineCode name and Length. Units are assumed
  to match the definition
43 ! since no units property is defined in either the Linecodes file or this file.
44 ! Note that it is not necessary to explicitly specify the node connections for the
  3-phase lines
45 ! unless they are not ".1.2.3". However, they are spelled out here for clarity.
46 ! The DSS assumes .1.2.3.0.0 ... for connections of 3 or more phases.
47 ! Likewise, .1 is not necessary for 1-phase lines connected to phase 1. However, if it
  is connected
48 ! to any other phase, it must be specified. For completeness, everything is spelled out
  here.
49 !

```

```

50 ! Note that it is recommended that the "units=" property be used here and in the
Linecode definition as well
51 ! to avoid confusion in the future
52
53 ! *** Original *** New Line.L115 Phases=3 Bus1=149.1.2.3 Bus2=1.1.2.3
LineCode=1 Length=0.4
54 ! Since the default is 3-phase, the definition of this line can be simpler:
55
56 New Line.L115 Bus1=149 Bus2=1 LineCode=1 Length=0.4
57
58 New Line.L1 Phases=1 Bus1=1.2 Bus2=2.2 LineCode=10 Length=0.175
59 New Line.L2 Phases=1 Bus1=1.3 Bus2=3.3 LineCode=11 Length=0.25
60 New Line.L3 Phases=3 Bus1=1.1.2.3 Bus2=7.1.2.3 LineCode=1 Length=0.3
61 New Line.L4 Phases=1 Bus1=3.3 Bus2=4.3 LineCode=11 Length=0.2
62 New Line.L5 Phases=1 Bus1=3.3 Bus2=5.3 LineCode=11 Length=0.325
63 New Line.L6 Phases=1 Bus1=5.3 Bus2=6.3 LineCode=11 Length=0.25
64 New Line.L7 Phases=3 Bus1=7.1.2.3 Bus2=8.1.2.3 LineCode=1 Length=0.2
65 New Line.L8 Phases=1 Bus1=8.2 Bus2=12.2 LineCode=10 Length=0.225
66 New Line.L9 Phases=1 Bus1=8.1 Bus2=9.1 LineCode=9 Length=0.225
67 New Line.L10 Phases=3 Bus1=8.1.2.3 Bus2=13.1.2.3 LineCode=1 Length=0.3
68 New Line.L11 Phases=1 Bus1=9r.1 Bus2=14.1 LineCode=9 Length=0.425
69 New Line.L12 Phases=1 Bus1=13.3 Bus2=34.3 LineCode=11 Length=0.15
70 New Line.L13 Phases=3 Bus1=13.1.2.3 Bus2=18.1.2.3 LineCode=2 Length=0.825
71 New Line.L14 Phases=1 Bus1=14.1 Bus2=11.1 LineCode=9 Length=0.25
72 New Line.L15 Phases=1 Bus1=14.1 Bus2=10.1 LineCode=9 Length=0.25
73 New Line.L16 Phases=1 Bus1=15.3 Bus2=16.3 LineCode=11 Length=0.375
74 New Line.L17 Phases=1 Bus1=15.3 Bus2=17.3 LineCode=11 Length=0.35
75 New Line.L18 Phases=1 Bus1=18.1 Bus2=19.1 LineCode=9 Length=0.25
76 New Line.L19 Phases=3 Bus1=18.1.2.3 Bus2=21.1.2.3 LineCode=2 Length=0.3
77 New Line.L20 Phases=1 Bus1=19.1 Bus2=20.1 LineCode=9 Length=0.325
78 New Line.L21 Phases=1 Bus1=21.2 Bus2=22.2 LineCode=10 Length=0.525
79 New Line.L22 Phases=3 Bus1=21.1.2.3 Bus2=23.1.2.3 LineCode=2 Length=0.25
80 New Line.L23 Phases=1 Bus1=23.3 Bus2=24.3 LineCode=11 Length=0.55
81 New Line.L24 Phases=3 Bus1=23.1.2.3 Bus2=25.1.2.3 LineCode=2 Length=0.275
82 New Line.L25 Phases=2 Bus1=25r.1.3 Bus2=26.1.3 LineCode=7 Length=0.35
83 New Line.L26 Phases=3 Bus1=25.1.2.3 Bus2=28.1.2.3 LineCode=2 Length=0.2
84 New Line.L27 Phases=2 Bus1=26.1.3 Bus2=27.1.3 LineCode=7 Length=0.275
85 New Line.L28 Phases=1 Bus1=26.3 Bus2=31.3 LineCode=11 Length=0.225
86 New Line.L29 Phases=1 Bus1=27.1 Bus2=33.1 LineCode=9 Length=0.5
87 New Line.L30 Phases=3 Bus1=28.1.2.3 Bus2=29.1.2.3 LineCode=2 Length=0.3
88 New Line.L31 Phases=3 Bus1=29.1.2.3 Bus2=30.1.2.3 LineCode=2 Length=0.35
89 New Line.L32 Phases=3 Bus1=30.1.2.3 Bus2=250.1.2.3 LineCode=2 Length=0.2
90 New Line.L33 Phases=1 Bus1=31.3 Bus2=32.3 LineCode=11 Length=0.3
91 New Line.L34 Phases=1 Bus1=34.3 Bus2=15.3 LineCode=11 Length=0.1
92 New Line.L35 Phases=2 Bus1=35.1.2 Bus2=36.1.2 LineCode=8 Length=0.65
93 New Line.L36 Phases=3 Bus1=35.1.2.3 Bus2=40.1.2.3 LineCode=1 Length=0.25
94 New Line.L37 Phases=1 Bus1=36.1 Bus2=37.1 LineCode=9 Length=0.3
95 New Line.L38 Phases=1 Bus1=36.2 Bus2=38.2 LineCode=10 Length=0.25
96 New Line.L39 Phases=1 Bus1=38.2 Bus2=39.2 LineCode=10 Length=0.325
97 New Line.L40 Phases=1 Bus1=40.3 Bus2=41.3 LineCode=11 Length=0.325
98 New Line.L41 Phases=3 Bus1=40.1.2.3 Bus2=42.1.2.3 LineCode=1 Length=0.25
99 New Line.L42 Phases=1 Bus1=42.2 Bus2=43.2 LineCode=10 Length=0.5
100 New Line.L43 Phases=3 Bus1=42.1.2.3 Bus2=44.1.2.3 LineCode=1 Length=0.2
101 New Line.L44 Phases=1 Bus1=44.1 Bus2=45.1 LineCode=9 Length=0.2
102 New Line.L45 Phases=3 Bus1=44.1.2.3 Bus2=47.1.2.3 LineCode=1 Length=0.25
103 New Line.L46 Phases=1 Bus1=45.1 Bus2=46.1 LineCode=9 Length=0.3
104 New Line.L47 Phases=3 Bus1=47.1.2.3 Bus2=48.1.2.3 LineCode=4 Length=0.15
105 New Line.L48 Phases=3 Bus1=47.1.2.3 Bus2=49.1.2.3 LineCode=4 Length=0.25
106 New Line.L49 Phases=3 Bus1=49.1.2.3 Bus2=50.1.2.3 LineCode=4 Length=0.25
107 New Line.L50 Phases=3 Bus1=50.1.2.3 Bus2=51.1.2.3 LineCode=4 Length=0.25
108 New Line.L51 Phases=3 Bus1=51.1.2.3 Bus2=151.1.2.3 LineCode=4 Length=0.5
109 New Line.L52 Phases=3 Bus1=52.1.2.3 Bus2=53.1.2.3 LineCode=1 Length=0.2
110 New Line.L53 Phases=3 Bus1=53.1.2.3 Bus2=54.1.2.3 LineCode=1 Length=0.125
111 New Line.L54 Phases=3 Bus1=54.1.2.3 Bus2=55.1.2.3 LineCode=1 Length=0.275

```

112	New Line.L55	Phases=3	Bus1=54.1.2.3	Bus2=57.1.2.3	LineCode=3	Length=0.35
113	New Line.L56	Phases=3	Bus1=55.1.2.3	Bus2=56.1.2.3	LineCode=1	Length=0.275
114	New Line.L57	Phases=1	Bus1=57.2	Bus2=58.2	LineCode=10	Length=0.25
115	New Line.L58	Phases=3	Bus1=57.1.2.3	Bus2=60.1.2.3	LineCode=3	Length=0.75
116	New Line.L59	Phases=1	Bus1=58.2	Bus2=59.2	LineCode=10	Length=0.25
117	New Line.L60	Phases=3	Bus1=60.1.2.3	Bus2=61.1.2.3	LineCode=5	Length=0.55
118	New Line.L61	Phases=3	Bus1=60.1.2.3	Bus2=62.1.2.3	LineCode=12	Length=0.25
119	New Line.L62	Phases=3	Bus1=62.1.2.3	Bus2=63.1.2.3	LineCode=12	Length=0.175
120	New Line.L63	Phases=3	Bus1=63.1.2.3	Bus2=64.1.2.3	LineCode=12	Length=0.35
121	New Line.L64	Phases=3	Bus1=64.1.2.3	Bus2=65.1.2.3	LineCode=12	Length=0.425
122	New Line.L65	Phases=3	Bus1=65.1.2.3	Bus2=66.1.2.3	LineCode=12	Length=0.325
123	New Line.L66	Phases=1	Bus1=67.1	Bus2=68.1	LineCode=9	Length=0.2
124	New Line.L67	Phases=3	Bus1=67.1.2.3	Bus2=72.1.2.3	LineCode=3	Length=0.275
125	New Line.L68	Phases=3	Bus1=67.1.2.3	Bus2=97.1.2.3	LineCode=3	Length=0.25
126	New Line.L69	Phases=1	Bus1=68.1	Bus2=69.1	LineCode=9	Length=0.275
127	New Line.L70	Phases=1	Bus1=69.1	Bus2=70.1	LineCode=9	Length=0.325
128	New Line.L71	Phases=1	Bus1=70.1	Bus2=71.1	LineCode=9	Length=0.275
129	New Line.L72	Phases=1	Bus1=72.3	Bus2=73.3	LineCode=11	Length=0.275
130	New Line.L73	Phases=3	Bus1=72.1.2.3	Bus2=76.1.2.3	LineCode=3	Length=0.2
131	New Line.L74	Phases=1	Bus1=73.3	Bus2=74.3	LineCode=11	Length=0.35
132	New Line.L75	Phases=1	Bus1=74.3	Bus2=75.3	LineCode=11	Length=0.4
133	New Line.L76	Phases=3	Bus1=76.1.2.3	Bus2=77.1.2.3	LineCode=6	Length=0.4
134	New Line.L77	Phases=3	Bus1=76.1.2.3	Bus2=86.1.2.3	LineCode=3	Length=0.7
135	New Line.L78	Phases=3	Bus1=77.1.2.3	Bus2=78.1.2.3	LineCode=6	Length=0.1
136	New Line.L79	Phases=3	Bus1=78.1.2.3	Bus2=79.1.2.3	LineCode=6	Length=0.225
137	New Line.L80	Phases=3	Bus1=78.1.2.3	Bus2=80.1.2.3	LineCode=6	Length=0.475
138	New Line.L81	Phases=3	Bus1=80.1.2.3	Bus2=81.1.2.3	LineCode=6	Length=0.175
139	New Line.L82	Phases=3	Bus1=81.1.2.3	Bus2=82.1.2.3	LineCode=6	Length=0.25
140	New Line.L83	Phases=1	Bus1=81.3	Bus2=84.3	LineCode=11	Length=0.675
141	New Line.L84	Phases=3	Bus1=82.1.2.3	Bus2=83.1.2.3	LineCode=6	Length=0.25
142	New Line.L85	Phases=1	Bus1=84.3	Bus2=85.3	LineCode=11	Length=0.475
143	New Line.L86	Phases=3	Bus1=86.1.2.3	Bus2=87.1.2.3	LineCode=6	Length=0.45
144	New Line.L87	Phases=1	Bus1=87.1	Bus2=88.1	LineCode=9	Length=0.175
145	New Line.L88	Phases=3	Bus1=87.1.2.3	Bus2=89.1.2.3	LineCode=6	Length=0.275
146	New Line.L89	Phases=1	Bus1=89.2	Bus2=90.2	LineCode=10	Length=0.25
147	New Line.L90	Phases=3	Bus1=89.1.2.3	Bus2=91.1.2.3	LineCode=6	Length=0.225
148	New Line.L91	Phases=1	Bus1=91.3	Bus2=92.3	LineCode=11	Length=0.3
149	New Line.L92	Phases=3	Bus1=91.1.2.3	Bus2=93.1.2.3	LineCode=6	Length=0.225
150	New Line.L93	Phases=1	Bus1=93.1	Bus2=94.1	LineCode=9	Length=0.275
151	New Line.L94	Phases=3	Bus1=93.1.2.3	Bus2=95.1.2.3	LineCode=6	Length=0.3
152	New Line.L95	Phases=1	Bus1=95.2	Bus2=96.2	LineCode=10	Length=0.2
153	New Line.L96	Phases=3	Bus1=97.1.2.3	Bus2=98.1.2.3	LineCode=3	Length=0.275
154	New Line.L97	Phases=3	Bus1=98.1.2.3	Bus2=99.1.2.3	LineCode=3	Length=0.55
155	New Line.L98	Phases=3	Bus1=99.1.2.3	Bus2=100.1.2.3	LineCode=3	Length=0.3
156	New Line.L99	Phases=3	Bus1=100.1.2.3	Bus2=450.1.2.3	LineCode=3	Length=0.8
157	New Line.L118	Phases=3	Bus1=197.1.2.3	Bus2=101.1.2.3	LineCode=3	Length=0.25
158	New Line.L100	Phases=1	Bus1=101.3	Bus2=102.3	LineCode=11	Length=0.225
159	New Line.L101	Phases=3	Bus1=101.1.2.3	Bus2=105.1.2.3	LineCode=3	Length=0.275
160	New Line.L102	Phases=1	Bus1=102.3	Bus2=103.3	LineCode=11	Length=0.325
161	New Line.L103	Phases=1	Bus1=103.3	Bus2=104.3	LineCode=11	Length=0.7
162	New Line.L104	Phases=1	Bus1=105.2	Bus2=106.2	LineCode=10	Length=0.225
163	New Line.L105	Phases=3	Bus1=105.1.2.3	Bus2=108.1.2.3	LineCode=3	Length=0.325
164	New Line.L106	Phases=1	Bus1=106.2	Bus2=107.2	LineCode=10	Length=0.575
165	New Line.L107	Phases=1	Bus1=108.1	Bus2=109.1	LineCode=9	Length=0.45
166	New Line.L108	Phases=3	Bus1=108.1.2.3	Bus2=300.1.2.3	LineCode=3	Length=1
167	New Line.L109	Phases=1	Bus1=109.1	Bus2=110.1	LineCode=9	Length=0.3
168	New Line.L110	Phases=1	Bus1=110.1	Bus2=111.1	LineCode=9	Length=0.575
169	New Line.L111	Phases=1	Bus1=110.1	Bus2=112.1	LineCode=9	Length=0.125
170	New Line.L112	Phases=1	Bus1=112.1	Bus2=113.1	LineCode=9	Length=0.525
171	New Line.L113	Phases=1	Bus1=113.1	Bus2=114.1	LineCode=9	Length=0.325
172	New Line.L114	Phases=3	Bus1=135.1.2.3	Bus2=35.1.2.3	LineCode=4	Length=0.375
173	New Line.L116	Phases=3	Bus1=152.1.2.3	Bus2=52.1.2.3	LineCode=1	Length=0.4
174	New Line.L117	Phases=3	Bus1=160r.1.2.3	Bus2=67.1.2.3	LineCode=6	Length=0.35
175						

```

176
177 ! NORMALLY CLOSED SWITCHES ARE DEFINED AS SHORT LINES
178 ! Could also be defined by setting the Switch=Yes property
179
180 New Line.Sw1    phases=3 Bus1=150r Bus2=149    r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.
000 c0=0.000 Length=0.001
181 New Line.Sw2    phases=3 Bus1=13    Bus2=152    r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.
000 c0=0.000 Length=0.001
182 New Line.Sw3    phases=3 Bus1=18    Bus2=135    r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.
000 c0=0.000 Length=0.001
183 New Line.Sw4    phases=3 Bus1=60    Bus2=160    r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.
000 c0=0.000 Length=0.001
184 New Line.Sw5    phases=3 Bus1=97    Bus2=197    r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.
000 c0=0.000 Length=0.001
185 New Line.Sw6    phases=3 Bus1=61    Bus2=61s    r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.
000 c0=0.000 Length=0.001
186
187 ! NORMALLY OPEN SWITCHES; DEFINED AS SHORT LINE TO OPEN BUS SO WE CAN SEE OPEN POINT
VOLTAGES.
188 ! COULD ALSO BE DEFINED AS DISABLED OR THE TERMINCAL COULD BE OPENED AFTER BEING DEFINED
189
190 New Line.Sw7    phases=3 Bus1=151    Bus2=300_OPEN r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000
c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001
191 New Line.Sw8    phases=1 Bus1=54.1 Bus2=94_OPEN.1 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000
c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001
192
193 ! LOAD TRANSFORMER AT 61s/610
194 ! This is a 150 kVA Delta-Delta stepdown from 4160V to 480V.
195
196 New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 Xh1=2.72
197 ~ wdg=1 bus=61s      conn=Delta kv=4.16 kva=150 %r=0.635
198 ~ wdg=2 bus=610     conn=Delta kv=0.48 kva=150 %r=0.635
199
200 ! CAPACITORS
201 ! Capacitors are 2-terminal devices. The 2nd terminal (Bus2=...) defaults to all phases
202 ! connected to ground (Node 0). Thus, it need not be specified if a Y-connected or L-N
connected
203 ! capacitor is desired
204
205 New Capacitor.C83      Bus1=83      Phases=3      kVAR=600      kV=4.16
206 New Capacitor.C88a    Bus1=88.1    Phases=1      kVAR=50       kV=2.402
207 New Capacitor.C90b    Bus1=90.2    Phases=1      kVAR=50       kV=2.402
208 New Capacitor.C92c    Bus1=92.3    Phases=1      kVAR=50       kV=2.402
209
210
211 !REGULATORS - REDIRECT TO DEFINITIONS FILE
212 ! This file contains definitions for the remainder of regulators on the feeder:
213
214 Redirect IEEE123Regulators.DSS
215
216 ! SPOT LOADS -- REDIRECT INPUT STREAM TO LOAD DEFINITIONS FILE
217
218 Redirect IEEE123Loads.DSS
219
220 ! All devices in the test feeder are now defined.
221 !
222 ! Many of the voltages are reported in per unit, so it is important to establish the
base voltages at each bus so
223 ! that we can compare with the result with greater ease.
224 ! We will let the DSS compute the voltage bases by doing a zero-load power flow.
225 ! There are only two voltage bases in the problem: 4160V and 480V. These must be
expressed in kV
226
227 Set VoltageBases = [4.16, 0.48] ! ARRAY OF VOLTAGES IN KV

```

228 CalcVoltageBases ! PERFORMS ZERO LOAD POWER FLOW TO ESTIMATE VOLTAGE BASES  
229

```

1  ! Annotated "Run" file for the IEEE 123 Bus Test Case
2  !
3
4  ! This file contains two DSS scripts for executing the IEEE 123-bus test case.
5
6
7  Compile (IEEE123Master.dss)
8
9  ! 'Compile' differs from "redirect" in that it changes the default directory
10 ! to the one in which the referenced file is located.
11 ! 'Redirect' returns to the directory from which it was invoked.
12
13 ! After compiling, the next series of script commands modify to the regulator control
14 ! definitions to
15 ! limit the maximum tap change to 1 per solution control iteration. In most cases, this
16 ! will
17 ! allow the standard DSS solution algorithm to better represent an actual control.
18 ! Note the time delay is also changed. This forces the regulator at the head of the
19 ! feeder to move first.
20
21 RegControl.creg1a.maxtapchange=1 Delay=15 !Allow only one tap change per solution.
22 This one moves first
23 RegControl.creg2a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
24 RegControl.creg3a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
25 RegControl.creg4a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
26 RegControl.creg3c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
27 RegControl.creg4b.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
28 RegControl.creg4c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
29
30 ! The default maximum control iterations is 10. With so many regulators each moving only
31 ! one tap at a time,
32 ! this is insufficient for the 123-bus test case, which will need 15 control iterations
33 ! for the initial solution.
34 ! Therefore, the 'MaxControlIter' option is set to 30 to be safe.
35
36 Set MaxControlIter=30
37
38 ! Solve executes the solution for the present solution mode, which is "snapshot".
39
40 New EnergyMeter.Feeder Line.L115 1
41
42 set mode = faultstudy
43 solve
44 Buscoords Buscoords.dat ! load in bus coordinates
45
46 ! Show some selected results
47
48 !Plot Profile
49 !plot profile phases=all
50
51 !Show fault
52 !Show Voltage LN Nodes ! this shows the voltages by node, Line-to-Neutral voltage.
53 !Show Currents Elements ! this produces a report of the currents, element-by-element.
54 !Show Powers kva Elements ! This produces a report of the powers, in kVA,
55 element-by-element
56 !Show taps ! shows the present regulator taps
57
58 !Redirect CircuitplottingScripts.DSS
59
60

```

### **.3 Geradores Fotovoltaicos no OpenDSS**

```

1  !!Geradores Fotovoltaicos com 20% da carga
2
3  !Curva de potencia gerada por temperatura
4  New XYCurve.FVTEMP npts=4 xarray=[0 25 50 100 150 200] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6 0.4 0.2]
5
6  !Curva de eficiencia
7  New XYCurve.FVEFF npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[0.86 .9 .93 .97]
8
9  !Curva de Irradiancia
10 New LoadShape.FVIRR npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9
    .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
11
12 !Curva de temperatura
13 New TShape.FVTEMPA npts=24 interval=1 temp=[14 14 14 14 15 15 14 14 20 20 23 23 24 24 23
    23 21 21 18 18 17 17 18 18]
14
15
16
17
18
19 !1-Gerador Nó 1
20 !Fase A
21 New PVSSystem.PV97 phases=1 bus=1.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
22
23 !2-Gerador Nó 2
24 !Fase B
25 New PVSSystem.PV98 phases=1 bus=2.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=4 pmp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
26
27 !3-Gerador Nó 4
28 !Fase C
29 New PVSSystem.PV99 phases=1 bus=4.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
30
31 !4-Gerador Nó 5
32 !Fase C
33 New PVSSystem.PV100 phases=1 bus=5.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=4 pmp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
34
35 !5-Gerador Nó 6
36 !Fase C
37 New PVSSystem.PV101 phases=1 bus=6.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
38
39 !6-Gerador Nó 7
40 !Fase A
41 New PVSSystem.PV102 phases=1 bus=7.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=4 pmp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
42
43 !7-Gerador Nó 9
44 !Fase A
45 New PVSSystem.PV103 phases=1 bus=9.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
46
47 !8-Gerador Nó 10
48 !Fase A

```

```

49 New PVSsystem.PV104 phases=1 bus=10.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
50
51 !9-Gerador Nó 11
52 !Fase A
53 New PVSsystem.PV105 phases=1 bus=11.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
54
55 !10-Gerador Nó 12
56 !Fase B
57 New PVSsystem.PV106 phases=1 bus=12.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
58
59 !11-Gerador Nó 16
60 !Fase C
61 New PVSsystem.PV107 phases=1 bus=16.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
62
63 !12-Gerador Nó 17
64 !Fase C
65 New PVSsystem.PV108 phases=1 bus=17.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
66
67 !13-Gerador Nó 19
68 !Fase A
69 New PVSsystem.PV109 phases=1 bus=19.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
70
71 !14-Gerador Nó 20
72 !Fase A
73 New PVSsystem.PV110 phases=1 bus=20.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
74
75 !15-Gerador Nó 22
76 !Fase B
77 New PVSsystem.PV111 phases=1 bus=22.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
78
79 !16-Gerador Nó 24
80 !Fase C
81 New PVSsystem.PV112 phases=1 bus=24.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
82
83 !17-Gerador Nó 28
84 !Fase A
85 New PVSsystem.PV113 phases=1 bus=28.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
86
87 !18-Gerador Nó 29
88 !Fase A
89 New PVSsystem.PV114 phases=1 bus=29.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
   %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
90

```

```

91 !19-Gerador Nó 30
92 !Fase C
93 New PVSsystem.PV115 phases=1 bus=30.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
94
95 !4-Gerador Nó 31
96 !Fase C
97 New PVSsystem.PV116 phases=1 bus=31.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
98
99 !21-Gerador Nó 32
100 !Fase C
101 New PVSsystem.PV117 phases=1 bus=32.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
102
103 !22-Gerador Nó 33
104 !Fase A
105 New PVSsystem.PV118 phases=1 bus=33.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
106
107 !23-Gerador Nó 34
108 !Fase C
109 New PVSsystem.PV119 phases=1 bus=34.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
110
111 !24-Gerador Nó 35
112 !Fase A
113 New PVSsystem.PV120 phases=1 bus=35.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
114
115 !25-Gerador Nó 37
116 !Fase A
117 New PVSsystem.PV121 phases=1 bus=37.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
118
119 !26-Gerador Nó 38
120 !Fase B
121 New PVSsystem.PV122 phases=1 bus=38.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
122
123 !27-Gerador Nó 39
124 !Fase B
125 New PVSsystem.PV123 phases=1 bus=39.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
126
127 !28-Gerador Nó 41
128 !Fase C
129 New PVSsystem.PV124 phases=1 bus=41.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
130
131 !29-Gerador Nó 42
132 !Fase A
133 New PVSsystem.PV125 phases=1 bus=42.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=

```

```

134 FVIRR TDaily=FVTEMPA
135 !30-Gerador Nó 43
136 !Fase B
137 New PVSystem.PV126 phases=1 bus=43.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
138
139 !31-Gerador Nó 45
140 !Fase A
141 New PVSystem.PV127 phases=1 bus=45.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
142
143 !32-Gerador Nó 46
144 !Fase A
145 New PVSystem.PV128 phases=1 bus=46.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
146
147 !33-Gerador Nó 47
148 !FASE A
149 New PVSystem.PV129 phases=1 bus=47.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf
    =1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
150
151 !34-Gerador Nó 48
152 !FASE A
153 New PVSystem.PV130 phases=1 bus=48.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf
    =1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
154
155 !35-Gerador Nó 49
156 !Fase A
157 New PVSystem.PV131 phases=1 bus=49.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
158
159 !36-Gerador Nó 49
160 !Fase B
161 New PVSystem.PV132 phases=1 bus=49.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
    =1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
162
163 !37-Gerador Nó 49
164 !Fase C
165 New PVSystem.PV133 phases=1 bus=49.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
166
167 !38-Gerador Nó 50
168 !Fase C
169 New PVSystem.PV134 phases=1 bus=50.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
170
171 !39-Gerador Nó 51
172 !Fase A
173 New PVSystem.PV135 phases=1 bus=51.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
174
175 !8-Gerador Nó 52
176 !Fase A

```

```

177 New PVSsystem.PV136 phases=1 bus=52.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
178
179 !41-Gerador Nó 53
180 !Fase A
181 New PVSsystem.PV137 phases=1 bus=53.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
182
183 !42-Gerador Nó 55
184 !Fase A
185 New PVSsystem.PV138 phases=1 bus=55.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
186
187 !43-Gerador Nó 56
188 !Fase B
189 New PVSsystem.PV139 phases=1 bus=56.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
190
191 !44-Gerador Nó 58
192 !Fase B
193 New PVSsystem.PV140 phases=1 bus=58.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
194
195 !45-Gerador Nó 59
196 !Fase B
197 New PVSsystem.PV141 phases=1 bus=59.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
198
199 !46-Gerador Nó 60
200 !Fase A
201 New PVSsystem.PV142 phases=1 bus=60.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
202
203 !47-Gerador Nó 62
204 !Fase C
205 New PVSsystem.PV143 phases=1 bus=62.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
206
207 !48-Gerador Nó 63
208 !Fase A
209 New PVSsystem.PV144 phases=1 bus=63.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
210
211 !49-Gerador Nó 64
212 !Fase B
213 New PVSsystem.PV145 phases=1 bus=64.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf
    =1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
214
215 !50-Gerador Nó 65
216 !Fase A
217 New PVSsystem.PV146 phases=1 bus=65.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
218

```

```

219 !51-Gerador Nó 65
220 !Fase B
221 New PVSSystem.PV147 phases=1 bus=65.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
222
223 !52-Gerador Nó 65
224 !Fase C
225 New PVSSystem.PV148 phases=1 bus=65.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
    =1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
226
227 !53-Gerador Nó 66
228 !Fase C
229 New PVSSystem.PV149 phases=1 bus=66.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
    =1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
230
231 !54-Gerador Nó 68
232 !Fase A
233 New PVSSystem.PV150 phases=1 bus=68.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
234
235 !55-Gerador Nó 69
236 !Fase A
237 New PVSSystem.PV151 phases=1 bus=69.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
238
239 !56-Gerador Nó 70
240 !Fase A
241 New PVSSystem.PV152 phases=1 bus=70.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
242
243 !57-Gerador Nó 71
244 !Fase A
245 New PVSSystem.PV153 phases=1 bus=71.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
246
247 !58-Gerador Nó 73
248 !Fase C
249 New PVSSystem.PV154 phases=1 bus=73.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
250
251 !59-Gerador Nó 74
252 !Fase C
253 New PVSSystem.PV155 phases=1 bus=74.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
254
255 !60-Gerador Nó 75
256 !Fase C
257 New PVSSystem.PV156 phases=1 bus=75.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
258
259 !61-Gerador Nó 76
260 !Fase A
261 New PVSSystem.PV157 phases=1 bus=76.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmp=20 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=

```

```

FVIRR TDaily=FVTEMPA
262
263 !62-Gerador Nó 76
264 !Fase B
265 New PVSystem.PV158 phases=1 bus=76.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
266
267 !63-Gerador Nó 76
268 !Fase C
269 New PVSystem.PV159 phases=1 bus=76.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
270
271 !64-Gerador Nó 77
272 !Fase B
273 New PVSystem.PV160 phases=1 bus=77.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
274
275 !65-Gerador Nó 79
276 !Fase A
277 New PVSystem.PV161 phases=1 bus=79.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
278
279 !66-Gerador Nó 80
280 !Fase B
281 New PVSystem.PV162 phases=1 bus=80.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
282
283 !67-Gerador Nó 82
284 !Fase A
285 New PVSystem.PV163 phases=1 bus=82.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
286
287 !68-Gerador Nó 83
288 !Fase C
289 New PVSystem.PV164 phases=1 bus=83.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
290
291 !69-Gerador Nó 84
292 !Fase C
293 New PVSystem.PV165 phases=1 bus=84.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
294
295 !70-Gerador Nó 85
296 !Fase C
297 New PVSystem.PV166 phases=1 bus=85.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
298
299 !71-Gerador Nó 86
300 !Fase B
301 New PVSystem.PV167 phases=1 bus=86.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
TDaily=FVTEMPA
302
303 !72-Gerador Nó 87
304 !Fase B

```

```

305 New PVSsystem.PV168 phases=1 bus=87.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
306
307 !73-Gerador Nó 88
308 !Fase A
309 New PVSsystem.PV169 phases=1 bus=88.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
310
311 !74-Gerador Nó 90
312 !Fase B
313 New PVSsystem.PV170 phases=1 bus=90.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
314
315 !75-Gerador Nó 92
316 !Fase C
317 New PVSsystem.PV171 phases=1 bus=92.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
318
319 !76-Gerador Nó 94
320 !Fase A
321 New PVSsystem.PV172 phases=1 bus=94.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
322
323 !77-Gerador Nó 95
324 !Fase B
325 New PVSsystem.PV173 phases=1 bus=95.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
326
327 !78-Gerador Nó 96
328 !Fase B
329 New PVSsystem.PV174 phases=1 bus=96.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
330
331 !79-Gerador Nó 98
332 !Fase A
333 New PVSsystem.PV175 phases=1 bus=98.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
334
335 !80-Gerador Nó 99
336 !Fase B
337 New PVSsystem.PV176 phases=1 bus=99.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=FVIRR
    TDaily=FVTEMPA
338
339 !81-Gerador Nó 100
340 !Fase C
341 New PVSsystem.PV177 phases=1 bus=100.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
342
343 !82-Gerador Nó 102
344 !Fase C
345 New PVSsystem.PV178 phases=1 bus=102.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
346

```

```

347 !83-Gerador Nó 103
348 !Fase C
349 New PVSystm.PV179 phases=1 bus=103.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
350
351 !84-Gerador Nó 104
352 !Fase C
353 New PVSystm.PV180 phases=1 bus=104.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
354
355 !85-Gerador Nó 106
356 !Fase B
357 New PVSystm.PV181 phases=1 bus=106.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
358
359 !86-Gerador Nó 107
360 !Fase B
361 New PVSystm.PV182 phases=1 bus=107.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
362
363 !87-Gerador Nó 109
364 !Fase A
365 New PVSystm.PV183 phases=1 bus=109.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
366
367 !88-Gerador Nó 111
368 !Fase A
369 New PVSystm.PV184 phases=1 bus=111.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
370
371 !89-Gerador Nó 112
372 !Fase A
373 New PVSystm.PV185 phases=1 bus=112.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
374
375 !90-Gerador Nó 113
376 !Fase A
377 New PVSystm.PV186 phases=1 bus=113.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
378
379 !91-Gerador Nó 114
380 !Fase A
381 New PVSystm.PV187 phases=1 bus=114.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=4 pmpp=4 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
382
383 !DIVIDINDO AS CARGAS BIFASICAS E TRIFASCAS EM GFV MONOFASICOS
384 !92-Gerador Nó 47
385 !FASE B
386 New PVSystm.PV188 phases=1 bus=47.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
387
388 !93-Gerador Nó 47
389 !FASE C
390 New PVSystm.PV189 phases=1 bus=47.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf=

```

```
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
391
392 !94-Gerador Nó 48
393 !FASE B
394 New PVSystem.PV190 phases=1 bus=48.2 kv=02.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
395
396 !95-Gerador Nó 48
397 !FASE C
398 New PVSystem.PV191 phases=1 bus=48.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
399
400 !96-Gerador Nó 35
401 !Fase A
402 New PVSystem.PV192 phases=1 bus=35.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=8 pmpp=8 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
403
```

154

155 !35-Gerador N° 49

```

1  !!Geradores Fotovoltaicos com 60% da carga
2
3  !Curva de potencia gerada por temperatura
4  New XYCurve.FVTEMP npts=4 xarray=[0 25 50 100 150 200] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6 0.4 0.2]
5
6  !Curva de eficiencia
7  New XYCurve.FVEFF npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[0.86 .9 .93 .97]
8
9  !Curva de Irradiancia
10 New LoadShape.FVIRR npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9
    .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
11
12 !Curva de temperatura
13 New TShape.FVTEMPA npts=24 interval=1 temp=[14 14 14 14 15 15 14 14 20 20 23 23 24 24 23
    23 21 21 18 18 17 17 18 18]
14
15
16
17
18
19 !1-Gerador Nó 1
20 !Fase A
21 New PVSystem.PV289 phases=1 bus=1.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
22
23 !2-Gerador Nó 2
24 !Fase B
25 New PVSystem.PV290 phases=1 bus=2.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
26
27 !3-Gerador Nó 4
28 !Fase C
29 New PVSystem.PV291 phases=1 bus=4.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
30
31 !4-Gerador Nó 5
32 !Fase C
33 New PVSystem.PV292 phases=1 bus=5.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
34
35 !5-Gerador Nó 6
36 !Fase C
37 New PVSystem.PV293 phases=1 bus=6.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
38
39 !6-Gerador Nó 7
40 !Fase A
41 New PVSystem.PV294 phases=1 bus=7.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
42
43 !7-Gerador Nó 9
44 !Fase A
45 New PVSystem.PV295 phases=1 bus=9.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
46
47 !8-Gerador Nó 10
48 !Fase A

```

```

49 New PVSystem.PV296 phases=1 bus=10.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
50
51 !9-Gerador Nó 11
52 !Fase A
53 New PVSystem.PV297 phases=1 bus=11.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
54
55 !10-Gerador Nó 12
56 !Fase B
57 New PVSystem.PV298 phases=1 bus=12.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
58
59 !11-Gerador Nó 16
60 !Fase C
61 New PVSystem.PV299 phases=1 bus=16.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
62
63 !12-Gerador Nó 17
64 !Fase C
65 New PVSystem.PV300 phases=1 bus=17.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
66
67 !13-Gerador Nó 19
68 !Fase A
69 New PVSystem.PV301 phases=1 bus=19.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
70
71 !14-Gerador Nó 20
72 !Fase A
73 New PVSystem.PV302 phases=1 bus=20.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
74
75 !15-Gerador Nó 22
76 !Fase B
77 New PVSystem.PV303 phases=1 bus=22.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
78
79 !16-Gerador Nó 24
80 !Fase C
81 New PVSystem.PV304 phases=1 bus=24.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
82
83 !17-Gerador Nó 28
84 !Fase A
85 New PVSystem.PV305 phases=1 bus=28.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
86
87 !18-Gerador Nó 29
88 !Fase A
89 New PVSystem.PV306 phases=1 bus=29.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
90

```

```

91 !19-Gerador Nó 30
92 !Fase C
93 New PVSystem.PV307 phases=1 bus=30.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
94
95 !12-Gerador Nó 31
96 !Fase C
97 New PVSystem.PV308 phases=1 bus=31.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
98
99 !21-Gerador Nó 32
100 !Fase C
101 New PVSystem.PV309 phases=1 bus=32.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
102
103 !22-Gerador Nó 33
104 !Fase A
105 New PVSystem.PV310 phases=1 bus=33.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
106
107 !23-Gerador Nó 34
108 !Fase C
109 New PVSystem.PV311 phases=1 bus=34.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
110
111 !24-Gerador Nó 35
112 !Fase A
113 New PVSystem.PV312 phases=1 bus=35.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
114
115 !25-Gerador Nó 37
116 !Fase A
117 New PVSystem.PV313 phases=1 bus=37.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
118
119 !26-Gerador Nó 38
120 !Fase B
121 New PVSystem.PV314 phases=1 bus=38.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
122
123 !27-Gerador Nó 39
124 !Fase B
125 New PVSystem.PV315 phases=1 bus=39.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
126
127 !28-Gerador Nó 41
128 !Fase C
129 New PVSystem.PV316 phases=1 bus=41.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
130
131 !29-Gerador Nó 42
132 !Fase A
133 New PVSystem.PV317 phases=1 bus=42.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=

```

```

134 FVIRR TDaily=FVTEMPA
135 !30-Gerador Nó 43
136 !Fase B
137 New PVSystem.PV318 phases=1 bus=43.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
138
139 !31-Gerador Nó 45
140 !Fase A
141 New PVSystem.PV319 phases=1 bus=45.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
142
143 !32-Gerador Nó 46
144 !Fase A
145 New PVSystem.PV320 phases=1 bus=46.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
146
147 !33-Gerador Nó 47
148 !FASE A
149 New PVSystem.PV321 phases=1 bus=47.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=60 pmpp=60 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
150
151 !34-Gerador Nó 48
152 !FASE A
153 New PVSystem.PV322 phases=1 bus=48.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=120 pmpp=120 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
154
155 !35-Gerador Nó 49
156 !Fase A
157 New PVSystem.PV323 phases=1 bus=49.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
158
159 !36-Gerador Nó 49
160 !Fase B
161 New PVSystem.PV324 phases=1 bus=49.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmpp=48 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
162
163 !37-Gerador Nó 49
164 !Fase C
165 New PVSystem.PV325 phases=1 bus=49.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
166
167 !38-Gerador Nó 50
168 !Fase C
169 New PVSystem.PV326 phases=1 bus=50.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
170
171 !39-Gerador Nó 51
172 !Fase A
173 New PVSystem.PV327 phases=1 bus=51.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
174
175 !24-Gerador Nó 52
176 !Fase A

```

```

177 New PVSystem.PV328 phases=1 bus=52.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
178
179 !41-Gerador Nó 53
180 !Fase A
181 New PVSystem.PV329 phases=1 bus=53.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
182
183 !42-Gerador Nó 55
184 !Fase A
185 New PVSystem.PV330 phases=1 bus=55.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
186
187 !43-Gerador Nó 56
188 !Fase B
189 New PVSystem.PV331 phases=1 bus=56.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
190
191 !44-Gerador Nó 58
192 !Fase B
193 New PVSystem.PV332 phases=1 bus=58.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
194
195 !45-Gerador Nó 59
196 !Fase B
197 New PVSystem.PV333 phases=1 bus=59.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
198
199 !46-Gerador Nó 60
200 !Fase A
201 New PVSystem.PV334 phases=1 bus=60.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
202
203 !47-Gerador Nó 62
204 !Fase C
205 New PVSystem.PV335 phases=1 bus=62.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
206
207 !48-Gerador Nó 63
208 !Fase A
209 New PVSystem.PV336 phases=1 bus=63.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
210
211 !49-Gerador Nó 64
212 !Fase B
213 New PVSystem.PV337 phases=1 bus=64.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmpp=48 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
214
215 !50-Gerador Nó 65
216 !Fase A
217 New PVSystem.PV338 phases=1 bus=65.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
218

```

```

219 !51-Gerador Nó 65
220 !Fase B
221 New PVSystem.PV339 phases=1 bus=65.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
222
223 !52-Gerador Nó 65
224 !Fase C
225 New PVSystem.PV340 phases=1 bus=65.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmpp=48 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
226
227 !53-Gerador Nó 66
228 !Fase C
229 New PVSystem.PV341 phases=1 bus=66.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmpp=48 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
230
231 !54-Gerador Nó 68
232 !Fase A
233 New PVSystem.PV342 phases=1 bus=68.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
234
235 !55-Gerador Nó 69
236 !Fase A
237 New PVSystem.PV343 phases=1 bus=69.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
238
239 !56-Gerador Nó 70
240 !Fase A
241 New PVSystem.PV344 phases=1 bus=70.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
242
243 !57-Gerador Nó 71
244 !Fase A
245 New PVSystem.PV345 phases=1 bus=71.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
246
247 !58-Gerador Nó 73
248 !Fase C
249 New PVSystem.PV346 phases=1 bus=73.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
250
251 !59-Gerador Nó 74
252 !Fase C
253 New PVSystem.PV347 phases=1 bus=74.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
254
255 !60-Gerador Nó 75
256 !Fase C
257 New PVSystem.PV348 phases=1 bus=75.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
258
259 !61-Gerador Nó 76
260 !Fase A
261 New PVSystem.PV349 phases=1 bus=76.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=60 pmpp=60 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=

```

```

FVIRR TDaily=FVTEMPA
262
263 !62-Gerador Nó 76
264 !Fase B
265 New PVSystem.PV350 phases=1 bus=76.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmpp=48 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
266
267 !63-Gerador Nó 76
268 !Fase C
269 New PVSystem.PV351 phases=1 bus=76.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmpp=48 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
270
271 !64-Gerador Nó 77
272 !Fase B
273 New PVSystem.PV352 phases=1 bus=77.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
274
275 !65-Gerador Nó 79
276 !Fase A
277 New PVSystem.PV353 phases=1 bus=79.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
278
279 !66-Gerador Nó 80
280 !Fase B
281 New PVSystem.PV354 phases=1 bus=80.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
282
283 !67-Gerador Nó 82
284 !Fase A
285 New PVSystem.PV355 phases=1 bus=82.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
286
287 !68-Gerador Nó 83
288 !Fase C
289 New PVSystem.PV356 phases=1 bus=83.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
290
291 !69-Gerador Nó 84
292 !Fase C
293 New PVSystem.PV357 phases=1 bus=84.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
294
295 !70-Gerador Nó 85
296 !Fase C
297 New PVSystem.PV358 phases=1 bus=85.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
298
299 !71-Gerador Nó 86
300 !Fase B
301 New PVSystem.PV359 phases=1 bus=86.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
302
303 !72-Gerador Nó 87
304 !Fase B

```

```

305 New PVSystem.PV360 phases=1 bus=87.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
306
307 !73-Gerador Nó 88
308 !Fase A
309 New PVSystem.PV361 phases=1 bus=88.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
310
311 !74-Gerador Nó 90
312 !Fase B
313 New PVSystem.PV362 phases=1 bus=90.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
314
315 !75-Gerador Nó 92
316 !Fase C
317 New PVSystem.PV363 phases=1 bus=92.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
318
319 !76-Gerador Nó 94
320 !Fase A
321 New PVSystem.PV364 phases=1 bus=94.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
322
323 !77-Gerador Nó 95
324 !Fase B
325 New PVSystem.PV365 phases=1 bus=95.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
326
327 !78-Gerador Nó 96
328 !Fase B
329 New PVSystem.PV366 phases=1 bus=96.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
330
331 !79-Gerador Nó 98
332 !Fase A
333 New PVSystem.PV367 phases=1 bus=98.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
334
335 !80-Gerador Nó 99
336 !Fase B
337 New PVSystem.PV368 phases=1 bus=99.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
338
339 !81-Gerador Nó 100
340 !Fase C
341 New PVSystem.PV369 phases=1 bus=100.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
342
343 !82-Gerador Nó 102
344 !Fase C
345 New PVSystem.PV370 phases=1 bus=102.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmpp=12 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
346

```

```

347 !83-Gerador Nó 103
348 !Fase C
349 New PVSsystem.PV371 phases=1 bus=103.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
350
351 !84-Gerador Nó 104
352 !Fase C
353 New PVSsystem.PV372 phases=1 bus=104.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
354
355 !85-Gerador Nó 106
356 !Fase B
357 New PVSsystem.PV373 phases=1 bus=106.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
358
359 !86-Gerador Nó 107
360 !Fase B
361 New PVSsystem.PV374 phases=1 bus=107.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
362
363 !87-Gerador Nó 109
364 !Fase A
365 New PVSsystem.PV375 phases=1 bus=109.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
366
367 !88-Gerador Nó 111
368 !Fase A
369 New PVSsystem.PV376 phases=1 bus=111.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
370
371 !89-Gerador Nó 112
372 !Fase A
373 New PVSsystem.PV377 phases=1 bus=112.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
374
375 !90-Gerador Nó 113
376 !Fase A
377 New PVSsystem.PV378 phases=1 bus=113.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmp=24 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
378
379 !91-Gerador Nó 114
380 !Fase A
381 New PVSsystem.PV379 phases=1 bus=114.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=12 pmp=12 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
382
383 !DIVIDINDO AS CARGAS BIFASICAS E TRIFASCAS EM GFV MONOFASICOS
384 !92-Gerador Nó 47
385 !FASE B
386 New PVSsystem.PV380 phases=1 bus=47.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmp=38 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
387
388 !93-Gerador Nó 47
389 !FASE C
390 New PVSsystem.PV381 phases=1 bus=47.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=48 pmp=48 temperature=25 pf=

```

```
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
391
392 !94-Gerador Nó 48
393 !FASE B
394 New PVSystem.PV382 phases=1 bus=48.2 kv=02.4 irrads=0.98 kva=120 pmpp=120 temperature=25
    pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP
    Daily=FVIRR TDaily=FVTEMPA
395
396 !95-Gerador Nó 48
397 !FASE C
398 New PVSystem.PV383 phases=1 bus=48.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=120 pmpp=120 temperature=25
    pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP
    Daily=FVIRR TDaily=FVTEMPA
399
400 !96-Gerador Nó 35
401 !Fase A
402 New PVSystem.PV384 phases=1 bus=35.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=24 pmpp=24 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
403
404
```

```

1  !!Geradores Fotovoltaicos com 80% da carga
2
3  !Curva de potencia gerada por temperatura
4  New XYCurve.FVTEMP npts=4 xarray=[0 25 50 100 150 200] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6 0.4 0.2]
5
6  !Curva de eficiencia
7  New XYCurve.FVEFF npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[0.86 .9 .93 .97]
8
9  !Curva de Irradiancia
10 New LoadShape.FVIRR npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9
    .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
11
12 !Curva de temperatura
13 New TShape.FVTEMPA npts=24 interval=1 temp=[14 14 14 14 15 15 14 14 20 20 23 23 24 24 23
    23 21 21 18 18 17 17 18 18]
14
15
16
17
18
19
20 !1-Gerador Nó 1
21 !Fase A
22 New PVSystem.PV385 phases=1 bus=1.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
23
24 !2-Gerador Nó 2
25 !Fase B
26 New PVSystem.PV386 phases=1 bus=2.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
27
28 !3-Gerador Nó 4
29 !Fase C
30 New PVSystem.PV387 phases=1 bus=4.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
31
32 !4-Gerador Nó 5
33 !Fase C
34 New PVSystem.PV388 phases=1 bus=5.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
35
36 !5-Gerador Nó 6
37 !Fase C
38 New PVSystem.PV389 phases=1 bus=6.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
39
40 !6-Gerador Nó 7
41 !Fase A
42 New PVSystem.PV390 phases=1 bus=7.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
43
44 !7-Gerador Nó 9
45 !Fase A
46 New PVSystem.PV391 phases=1 bus=9.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
47
48 !8-Gerador Nó 10

```

```

49 !Fase A
50 New PVSystem.PV392 phases=1 bus=10.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
51
52 !9-Gerador Nó 11
53 !Fase A
54 New PVSystem.PV393 phases=1 bus=11.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
55
56 !10-Gerador Nó 12
57 !Fase B
58 New PVSystem.PV394 phases=1 bus=12.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
59
60 !11-Gerador Nó 16
61 !Fase C
62 New PVSystem.PV395 phases=1 bus=16.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
63
64 !12-Gerador Nó 17
65 !Fase C
66 New PVSystem.PV396 phases=1 bus=17.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
67
68 !13-Gerador Nó 19
69 !Fase A
70 New PVSystem.PV397 phases=1 bus=19.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
71
72 !14-Gerador Nó 20
73 !Fase A
74 New PVSystem.PV398 phases=1 bus=20.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
75
76 !15-Gerador Nó 22
77 !Fase B
78 New PVSystem.PV399 phases=1 bus=22.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
79
80 !16-Gerador Nó 24
81 !Fase C
82 New PVSystem.PV400 phases=1 bus=24.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
83
84 !17-Gerador Nó 28
85 !Fase A
86 New PVSystem.PV401 phases=1 bus=28.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
87
88 !18-Gerador Nó 29
89 !Fase A
90 New PVSystem.PV402 phases=1 bus=29.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA

```

```

91
92 !19-Gerador Nó 30
93 !Fase C
94 New PVSystem.PV403 phases=1 bus=30.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
95
96 !16-Gerador Nó 31
97 !Fase C
98 New PVSystem.PV404 phases=1 bus=31.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
99
100 !21-Gerador Nó 32
101 !Fase C
102 New PVSystem.PV405 phases=1 bus=32.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
103
104 !22-Gerador Nó 33
105 !Fase A
106 New PVSystem.PV406 phases=1 bus=33.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
107
108 !23-Gerador Nó 34
109 !Fase C
110 New PVSystem.PV407 phases=1 bus=34.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
111
112 !24-Gerador Nó 35
113 !Fase A
114 New PVSystem.PV408 phases=1 bus=35.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
115
116 !25-Gerador Nó 37
117 !Fase A
118 New PVSystem.PV409 phases=1 bus=37.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
119
120 !26-Gerador Nó 38
121 !Fase B
122 New PVSystem.PV410 phases=1 bus=38.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
123
124 !27-Gerador Nó 39
125 !Fase B
126 New PVSystem.PV411 phases=1 bus=39.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
127
128 !28-Gerador Nó 41
129 !Fase C
130 New PVSystem.PV412 phases=1 bus=41.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
131
132 !29-Gerador Nó 42
133 !Fase A
134 New PVSystem.PV413 phases=1 bus=42.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf

```

```

=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
135
136 !30-Gerador Nó 43
137 !Fase B
138 New PVSystem.PV414 phases=1 bus=43.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
139
140 !31-Gerador Nó 45
141 !Fase A
142 New PVSystem.PV415 phases=1 bus=45.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
143
144 !32-Gerador Nó 46
145 !Fase A
146 New PVSystem.PV416 phases=1 bus=46.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
147
148 !33-Gerador Nó 47
149 !FASE A
150 New PVSystem.PV417 phases=1 bus=47.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=80 pmp=80 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
151
152 !34-Gerador Nó 48
153 !FASE A
154 New PVSystem.PV418 phases=1 bus=48.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=160 pmp=160 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
155
156 !35-Gerador Nó 49
157 !Fase A
158 New PVSystem.PV419 phases=1 bus=49.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
159
160 !36-Gerador Nó 49
161 !Fase B
162 New PVSystem.PV420 phases=1 bus=49.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmp=64 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
163
164 !37-Gerador Nó 49
165 !Fase C
166 New PVSystem.PV421 phases=1 bus=49.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
167
168 !38-Gerador Nó 50
169 !Fase C
170 New PVSystem.PV422 phases=1 bus=50.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
171
172 !39-Gerador Nó 51
173 !Fase A
174 New PVSystem.PV423 phases=1 bus=51.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
175
176 !32-Gerador Nó 52

```

```

177 !Fase A
178 New PVSystem.PV424 phases=1 bus=52.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
179
180 !41-Gerador Nó 53
181 !Fase A
182 New PVSystem.PV425 phases=1 bus=53.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
183
184 !42-Gerador Nó 55
185 !Fase A
186 New PVSystem.PV426 phases=1 bus=55.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
187
188 !43-Gerador Nó 56
189 !Fase B
190 New PVSystem.PV427 phases=1 bus=56.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
191
192 !44-Gerador Nó 58
193 !Fase B
194 New PVSystem.PV428 phases=1 bus=58.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
195
196 !45-Gerador Nó 59
197 !Fase B
198 New PVSystem.PV429 phases=1 bus=59.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
199
200 !46-Gerador Nó 60
201 !Fase A
202 New PVSystem.PV430 phases=1 bus=60.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
203
204 !47-Gerador Nó 62
205 !Fase C
206 New PVSystem.PV431 phases=1 bus=62.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
207
208 !48-Gerador Nó 63
209 !Fase A
210 New PVSystem.PV432 phases=1 bus=63.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
211
212 !49-Gerador Nó 64
213 !Fase B
214 New PVSystem.PV433 phases=1 bus=64.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmp=64 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
215
216 !50-Gerador Nó 65
217 !Fase A
218 New PVSystem.PV434 phases=1 bus=65.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA

```

```

219
220 !51-Gerador Nó 65
221 !Fase B
222 New PVSystem.PV435 phases=1 bus=65.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
223
224 !52-Gerador Nó 65
225 !Fase C
226 New PVSystem.PV436 phases=1 bus=65.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmpp=64 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
227
228 !53-Gerador Nó 66
229 !Fase C
230 New PVSystem.PV437 phases=1 bus=66.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmpp=64 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
231
232 !54-Gerador Nó 68
233 !Fase A
234 New PVSystem.PV438 phases=1 bus=68.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
235
236 !55-Gerador Nó 69
237 !Fase A
238 New PVSystem.PV439 phases=1 bus=69.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
239
240 !56-Gerador Nó 70
241 !Fase A
242 New PVSystem.PV440 phases=1 bus=70.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
243
244 !57-Gerador Nó 71
245 !Fase A
246 New PVSystem.PV441 phases=1 bus=71.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
247
248 !58-Gerador Nó 73
249 !Fase C
250 New PVSystem.PV442 phases=1 bus=73.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
251
252 !59-Gerador Nó 74
253 !Fase C
254 New PVSystem.PV443 phases=1 bus=74.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
255
256 !60-Gerador Nó 75
257 !Fase C
258 New PVSystem.PV444 phases=1 bus=75.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
259
260 !61-Gerador Nó 76
261 !Fase A
262 New PVSystem.PV445 phases=1 bus=76.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf

```

```

1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
263
264 !62-Gerador Nó 76
265 !Fase B
266 New PVSystem.PV446 phases=1 bus=76.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmp=64 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
267
268 !63-Gerador Nó 76
269 !Fase C
270 New PVSystem.PV447 phases=1 bus=76.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmp=64 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
271
272 !64-Gerador Nó 77
273 !Fase B
274 New PVSystem.PV448 phases=1 bus=77.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
275
276 !65-Gerador Nó 79
277 !Fase A
278 New PVSystem.PV449 phases=1 bus=79.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
279
280 !66-Gerador Nó 80
281 !Fase B
282 New PVSystem.PV450 phases=1 bus=80.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
283
284 !67-Gerador Nó 82
285 !Fase A
286 New PVSystem.PV451 phases=1 bus=82.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
287
288 !68-Gerador Nó 83
289 !Fase C
290 New PVSystem.PV452 phases=1 bus=83.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
291
292 !69-Gerador Nó 84
293 !Fase C
294 New PVSystem.PV453 phases=1 bus=84.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
295
296 !70-Gerador Nó 85
297 !Fase C
298 New PVSystem.PV454 phases=1 bus=85.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
299
300 !71-Gerador Nó 86
301 !Fase B
302 New PVSystem.PV455 phases=1 bus=86.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
303
304 !72-Gerador Nó 87

```

```

305 !Fase B
306 New PVSystem.PV456 phases=1 bus=87.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
307
308 !73-Gerador Nó 88
309 !Fase A
310 New PVSystem.PV457 phases=1 bus=88.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
311
312 !74-Gerador Nó 90
313 !Fase B
314 New PVSystem.PV458 phases=1 bus=90.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
315
316 !75-Gerador Nó 92
317 !Fase C
318 New PVSystem.PV459 phases=1 bus=92.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
319
320 !76-Gerador Nó 94
321 !Fase A
322 New PVSystem.PV460 phases=1 bus=94.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
323
324 !77-Gerador Nó 95
325 !Fase B
326 New PVSystem.PV461 phases=1 bus=95.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
327
328 !78-Gerador Nó 96
329 !Fase B
330 New PVSystem.PV462 phases=1 bus=96.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
331
332 !79-Gerador Nó 98
333 !Fase A
334 New PVSystem.PV463 phases=1 bus=98.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
335
336 !80-Gerador Nó 99
337 !Fase B
338 New PVSystem.PV464 phases=1 bus=99.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
339
340 !81-Gerador Nó 100
341 !Fase C
342 New PVSystem.PV465 phases=1 bus=100.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
343
344 !82-Gerador Nó 102
345 !Fase C
346 New PVSystem.PV466 phases=1 bus=102.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA

```

```
347
348 !83-Gerador Nó 103
349 !Fase C
350 New PVSystem.PV467 phases=1 bus=103.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
351
352 !84-Gerador Nó 104
353 !Fase C
354 New PVSystem.PV468 phases=1 bus=104.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
355
356 !85-Gerador Nó 106
357 !Fase B
358 New PVSystem.PV469 phases=1 bus=106.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
359
360 !86-Gerador Nó 107
361 !Fase B
362 New PVSystem.PV470 phases=1 bus=107.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
363
364 !87-Gerador Nó 109
365 !Fase A
366 New PVSystem.PV471 phases=1 bus=109.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
367
368 !88-Gerador Nó 111
369 !Fase A
370 New PVSystem.PV472 phases=1 bus=111.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
371
372 !89-Gerador Nó 112
373 !Fase A
374 New PVSystem.PV473 phases=1 bus=112.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
375
376 !90-Gerador Nó 113
377 !Fase A
378 New PVSystem.PV474 phases=1 bus=113.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
379
380 !91-Gerador Nó 114
381 !Fase A
382 New PVSystem.PV475 phases=1 bus=114.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=16 pmpp=16 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
383
384 !DIVIDINDO AS CARGAS BIFASICAS E TRIFASCAS EM GFV MONOFASICOS
385 !92-Gerador Nó 47
386 !FASE B
387 New PVSystem.PV476 phases=1 bus=47.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmpp=64 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
388
389 !93-Gerador Nó 47
390 !FASE C
```

```
391 New PVSystem.PV477 phases=1 bus=47.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=64 pmpp=64 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
392
393 !94-Gerador Nó 48
394 !FASE B
395 New PVSystem.PV478 phases=1 bus=48.2 kv=02.4 irrads=0.98 kva=160 pmpp=160 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP
Daily=FVIRR TDaily=FVTEMPA
396
397 !95-Gerador Nó 48
398 !FASE C
399 New PVSystem.PV479 phases=1 bus=48.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=160 pmpp=160 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP
Daily=FVIRR TDaily=FVTEMPA
400
401 !96-Gerador Nó 35
402 !Fase A
403 New PVSystem.PV480 phases=1 bus=35.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=32 pmpp=32 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
404
405
```

```

1  !!Geradores Fotovoltaicos com 100% da carga
2
3  !Curva de potencia gerada por temperatura
4  New XYCurve.FVTEMP npts=4 xarray=[0 25 50 100 150 200] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6 0.4 0.2]
5
6  !Curva de eficiencia
7  New XYCurve.FVEFF npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[0.86 .9 .93 .97]
8
9  !Curva de Irradiancia
10 New LoadShape.FVIRR npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9
    .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
11
12 !Curva de temperatura
13 New TShape.FVTEMPA npts=24 interval=1 temp=[14 14 14 14 15 15 14 14 20 20 23 23 24 24 23
    23 21 21 18 18 17 17 18 18]
14
15
16
17
18 !1-Gerador Nó 1
19 !Fase A
20 New PVSSystem.PV1 phases=1 bus=1.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
21
22 !2-Gerador Nó 2
23 !Fase B
24 New PVSSystem.PV2 phases=1 bus=2.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
25
26 !3-Gerador Nó 4
27 !Fase C
28 New PVSSystem.PV3 phases=1 bus=4.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
29
30 !4-Gerador Nó 5
31 !Fase C
32 New PVSSystem.PV4 phases=1 bus=5.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
33
34 !5-Gerador Nó 6
35 !Fase C
36 New PVSSystem.PV5 phases=1 bus=6.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
37
38 !6-Gerador Nó 7
39 !Fase A
40 New PVSSystem.PV6 phases=1 bus=7.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
41
42 !7-Gerador Nó 9
43 !Fase A
44 New PVSSystem.PV7 phases=1 bus=9.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
45
46 !8-Gerador Nó 10
47 !Fase A
48 New PVSSystem.PV8 phases=1 bus=10.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=1

```

```

    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
49
50 !9-Gerador Nó 11
51 !Fase A
52 New PVSystem.PV9 phases=1 bus=11.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=1
    %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
53
54 !10-Gerador Nó 12
55 !Fase B
56 New PVSystem.PV10 phases=1 bus=12.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
57
58 !11-Gerador Nó 16
59 !Fase C
60 New PVSystem.PV11 phases=1 bus=16.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
61
62 !12-Gerador Nó 17
63 !Fase C
64 New PVSystem.PV12 phases=1 bus=17.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
65
66 !13-Gerador Nó 19
67 !Fase A
68 New PVSystem.PV13 phases=1 bus=19.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
69
70 !14-Gerador Nó 20
71 !Fase A
72 New PVSystem.PV14 phases=1 bus=20.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
73
74 !15-Gerador Nó 22
75 !Fase B
76 New PVSystem.PV15 phases=1 bus=22.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
77
78 !16-Gerador Nó 24
79 !Fase C
80 New PVSystem.PV16 phases=1 bus=24.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
81
82 !17-Gerador Nó 28
83 !Fase A
84 New PVSystem.PV17 phases=1 bus=28.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
85
86 !18-Gerador Nó 29
87 !Fase A
88 New PVSystem.PV18 phases=1 bus=29.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
89
90 !19-Gerador Nó 30

```

```

91 !Fase C
92 New PVSsystem.PV19 phases=1 bus=30.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
93
94 !20-Gerador Nó 31
95 !Fase C
96 New PVSsystem.PV20 phases=1 bus=31.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
97
98 !21-Gerador Nó 32
99 !Fase C
100 New PVSsystem.PV21 phases=1 bus=32.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
101
102 !22-Gerador Nó 33
103 !Fase A
104 New PVSsystem.PV22 phases=1 bus=33.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
105
106 !23-Gerador Nó 34
107 !Fase C
108 New PVSsystem.PV23 phases=1 bus=34.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
109
110 !24-Gerador Nó 35
111 !Fase A
112 New PVSsystem.PV24 phases=1 bus=35.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
113
114 !25-Gerador Nó 37
115 !Fase A
116 New PVSsystem.PV25 phases=1 bus=37.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
117
118 !26-Gerador Nó 38
119 !Fase B
120 New PVSsystem.PV26 phases=1 bus=38.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
121
122 !27-Gerador Nó 39
123 !Fase B
124 New PVSsystem.PV27 phases=1 bus=39.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
125
126 !28-Gerador Nó 41
127 !Fase C
128 New PVSsystem.PV28 phases=1 bus=41.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
129
130 !29-Gerador Nó 42
131 !Fase A
132 New PVSsystem.PV29 phases=1 bus=42.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA

```

```
133
134 !30-Gerador Nó 43
135 !Fase B
136 New PVSystem.PV30 phases=1 bus=43.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
137
138 !31-Gerador Nó 45
139 !Fase A
140 New PVSystem.PV31 phases=1 bus=45.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
141
142 !32-Gerador Nó 46
143 !Fase A
144 New PVSystem.PV32 phases=1 bus=46.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
145
146 !33-Gerador Nó 47
147 !FASE A
148 New PVSystem.PV33 phases=1 bus=47.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=100 pmpp=100 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
149
150 !34-Gerador Nó 48
151 !FASE A
152 New PVSystem.PV34 phases=1 bus=48.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=200 pmpp=200 temperature=25
pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
153
154 !35-Gerador Nó 49
155 !Fase A
156 New PVSystem.PV35 phases=1 bus=49.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
157
158 !36-Gerador Nó 49
159 !Fase B
160 New PVSystem.PV36 phases=1 bus=49.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
161
162 !37-Gerador Nó 49
163 !Fase C
164 New PVSystem.PV37 phases=1 bus=49.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
165
166 !38-Gerador Nó 50
167 !Fase C
168 New PVSystem.PV38 phases=1 bus=50.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
169
170 !39-Gerador Nó 51
171 !Fase A
172 New PVSystem.PV39 phases=1 bus=51.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.95 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
173
174 !40-Gerador Nó 52
175 !Fase A
176 New PVSystem.PV40 phases=1 bus=52.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
```

```

1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
177
178 !41-Gerador Nó 53
179 !Fase A
180 New PVSystem.PV41 phases=1 bus=53.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
181
182 !42-Gerador Nó 55
183 !Fase A
184 New PVSystem.PV42 phases=1 bus=55.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
185
186 !43-Gerador Nó 56
187 !Fase B
188 New PVSystem.PV43 phases=1 bus=56.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
189
190 !44-Gerador Nó 58
191 !Fase B
192 New PVSystem.PV44 phases=1 bus=58.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
193
194 !45-Gerador Nó 59
195 !Fase B
196 New PVSystem.PV45 phases=1 bus=59.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
197
198 !46-Gerador Nó 60
199 !Fase A
200 New PVSystem.PV46 phases=1 bus=60.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
201
202 !47-Gerador Nó 62
203 !Fase C
204 New PVSystem.PV47 phases=1 bus=62.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
205
206 !48-Gerador Nó 63
207 !Fase A
208 New PVSystem.PV48 phases=1 bus=63.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
209
210 !49-Gerador Nó 64
211 !Fase B
212 New PVSystem.PV49 phases=1 bus=64.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
213
214 !50-Gerador Nó 65
215 !Fase A
216 New PVSystem.PV50 phases=1 bus=65.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
217
218 !51-Gerador Nó 65

```

```

219 !Fase B
220 New PVSystem.PV51 phases=1 bus=65.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
221
222 !52-Gerador Nó 65
223 !Fase C
224 New PVSystem.PV52 phases=1 bus=65.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
225
226 !53-Gerador Nó 66
227 !Fase C
228 New PVSystem.PV53 phases=1 bus=66.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
229
230 !54-Gerador Nó 68
231 !Fase A
232 New PVSystem.PV54 phases=1 bus=68.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
233
234 !55-Gerador Nó 69
235 !Fase A
236 New PVSystem.PV55 phases=1 bus=69.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
237
238 !56-Gerador Nó 70
239 !Fase A
240 New PVSystem.PV56 phases=1 bus=70.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
241
242 !57-Gerador Nó 71
243 !Fase A
244 New PVSystem.PV57 phases=1 bus=71.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
245
246 !58-Gerador Nó 73
247 !Fase C
248 New PVSystem.PV58 phases=1 bus=73.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
249
250 !59-Gerador Nó 74
251 !Fase C
252 New PVSystem.PV59 phases=1 bus=74.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
253
254 !60-Gerador Nó 75
255 !Fase C
256 New PVSystem.PV60 phases=1 bus=75.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
257
258 !61-Gerador Nó 76
259 !Fase A
260 New PVSystem.PV61 phases=1 bus=76.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=100 pmpp=100 temperature=25 pf=
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA

```

```

261
262 !62-Gerador Nó 76
263 !Fase B
264 New PVSsystem.PV62 phases=1 bus=76.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
265
266 !63-Gerador Nó 76
267 !Fase C
268 New PVSsystem.PV63 phases=1 bus=76.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
269
270 !64-Gerador Nó 77
271 !Fase B
272 New PVSsystem.PV64 phases=1 bus=77.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
273
274 !65-Gerador Nó 79
275 !Fase A
276 New PVSsystem.PV65 phases=1 bus=79.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
277
278 !66-Gerador Nó 80
279 !Fase B
280 New PVSsystem.PV66 phases=1 bus=80.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
281
282 !67-Gerador Nó 82
283 !Fase A
284 New PVSsystem.PV67 phases=1 bus=82.1 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
285
286 !68-Gerador Nó 83
287 !Fase C
288 New PVSsystem.PV68 phases=1 bus=83.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
289
290 !69-Gerador Nó 84
291 !Fase C
292 New PVSsystem.PV69 phases=1 bus=84.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
293
294 !70-Gerador Nó 85
295 !Fase C
296 New PVSsystem.PV70 phases=1 bus=85.3 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
297
298 !71-Gerador Nó 86
299 !Fase B
300 New PVSsystem.PV71 phases=1 bus=86.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
301
302 !72-Gerador Nó 87
303 !Fase B
304 New PVSsystem.PV72 phases=1 bus=87.2 kv=2.4 irradi=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf=

```

```

1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
305
306 !73-Gerador Nó 88
307 !Fase A
308 New PVSystem.PV73 phases=1 bus=88.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
309
310 !74-Gerador Nó 90
311 !Fase B
312 New PVSystem.PV74 phases=1 bus=90.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
313
314 !75-Gerador Nó 92
315 !Fase C
316 New PVSystem.PV75 phases=1 bus=92.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
317
318 !76-Gerador Nó 94
319 !Fase A
320 New PVSystem.PV76 phases=1 bus=94.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
321
322 !77-Gerador Nó 95
323 !Fase B
324 New PVSystem.PV77 phases=1 bus=95.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
325
326 !78-Gerador Nó 96
327 !Fase B
328 New PVSystem.PV78 phases=1 bus=96.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmp=20 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
329
330 !79-Gerador Nó 98
331 !Fase A
332 New PVSystem.PV79 phases=1 bus=98.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
333
334 !80-Gerador Nó 99
335 !Fase B
336 New PVSystem.PV80 phases=1 bus=99.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
337
338 !81-Gerador Nó 100
339 !Fase C
340 New PVSystem.PV81 phases=1 bus=100.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
341
342 !82-Gerador Nó 102
343 !Fase C
344 New PVSystem.PV82 phases=1 bus=102.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmp=20 temperature=25 pf=
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
345
346 !83-Gerador Nó 103

```

```

347 !Fase C
348 New PVSystem.PV83 phases=1 bus=103.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
349
350 !84-Gerador Nó 104
351 !Fase C
352 New PVSystem.PV84 phases=1 bus=104.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
353
354 !85-Gerador Nó 106
355 !Fase B
356 New PVSystem.PV85 phases=1 bus=106.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
357
358 !86-Gerador Nó 107
359 !Fase B
360 New PVSystem.PV86 phases=1 bus=107.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
361
362 !87-Gerador Nó 109
363 !Fase A
364 New PVSystem.PV87 phases=1 bus=109.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
365
366 !88-Gerador Nó 111
367 !Fase A
368 New PVSystem.PV88 phases=1 bus=111.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
369
370 !89-Gerador Nó 112
371 !Fase A
372 New PVSystem.PV89 phases=1 bus=112.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
373
374 !90-Gerador Nó 113
375 !Fase A
376 New PVSystem.PV90 phases=1 bus=113.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmpp=40 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
377
378 !91-Gerador Nó 114
379 !Fase A
380 New PVSystem.PV91 phases=1 bus=114.1 kv=2.4 irrads=0.98 kva=20 pmpp=20 temperature=25 pf
=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
381
382 !DIVIDINDO AS CARGAS BIFASICAS E TRIFASCAS EM GFV MONOFASICOS
383 !92-Gerador Nó 47
384 !FASE B
385 New PVSystem.PV92 phases=1 bus=47.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=1
%cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
FVIRR TDaily=FVTEMPA
386
387 !93-Gerador Nó 47
388 !FASE C
389 New PVSystem.PV93 phases=1 bus=47.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=80 pmpp=80 temperature=25 pf=
1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=

```

```
FVIRR TDaily=FVTEMPA
390
391 !94-Gerador Nó 48
392 !FASE B
393 New PVSystem.PV94 phases=1 bus=48.2 kv=02.4 irrads=0.98 kva=200 pmp=200 temperature=25
    pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP
    Daily=FVIRR TDaily=FVTEMPA
394
395 !95-Gerador Nó 48
396 !FASE C
397 New PVSystem.PV95 phases=1 bus=48.3 kv=2.4 irrads=0.98 kva=200 pmp=200 temperature=25
    pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
398
399 !96-Gerador Nó 35
400 !Fase A
401 New PVSystem.PV96 phases=1 bus=35.2 kv=2.4 irrads=0.98 kva=40 pmp=40 temperature=25 pf=
    1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Vmaxpu=1.8 Vminpu=0.2 effcurve=FVEFF P-TCurve= FVTEMP Daily=
    FVIRR TDaily=FVTEMPA
402
403
404 New XYCurve.vv_curve npts=4 Yarray=(1.0,1.0,-1.0,-1.0) XArray=(0.5,0.95,1.1,1.5)
405
406 New InvControl.InvPVCtrl mode=VOLTVAR voltage_curve_ref=rated vvc_curve1=vv_curve
    EventLog=yes
407
```



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

**PROTOCOLO DE ASSINATURA**



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por  
OURESTE ELIAS BATISTA - SIAPE 2340826  
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE/CT  
Em 05/07/2023 às 09:52

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:  
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/742475?tipoArquivo=O>