



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Impacto de geradores fotovoltaicos na comutação de tap's de reguladores de tensão

Ítalo Rafael de Natal Campos

João Monlevade, MG
2023

Ítalo Rafael de Natal Campos

Impacto de geradores fotovoltaicos na comutação de tap's de reguladores de tensão

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.
Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2023

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

C198i Campos, Ítalo Rafael de Natal.
Impacto de geradores fotovoltaicos na comutação de tap's de reguladores de tensão. [manuscrito] / Ítalo Rafael de Natal Campos. - 2023.

52 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica - Transmissão. 3. Geração distribuída de energia elétrica. 4. MATLAB (Programa de computador). 5. Reguladores de voltagem. 6. Simulação (Computadores). I. Manso, Juan Carlos Galvis. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Ítalo Rafael de Natal Campos

Impacto de geradores fotovoltaicos na comutação de tap's de reguladores de tensão

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 23 de agosto de 2023

Membros da banca

Dr. Juan Carlos Galvis Manso - Orientador - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Wilington Guerra Zvietsovich - Universidade Federal de Ouro Preto

Juan Carlos Galvis Manso, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 07/09/2023



Documento assinado eletronicamente por **Juan Carlos Galvis Manso, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 07/09/2023, às 19:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0585846** e o código CRC **12CCB459**.

Resumo

A geração distribuída por fontes de energia solar traz algumas vantagens para o sistema elétrico, tais como o aumento da diversificação da matriz energética e diminuição de perdas no sistema de transmissão. No entanto, também traz algumas desvantagens, como o aumento da quantidade de comutação dos tap's de reguladores de tensão e a elevação dos níveis de tensão da rede de distribuição de energia elétrica. Consequentemente, há maior quantidade de comutação dos tap's dos reguladores de tensão devido à maior necessidade de regulação da tensão do sistema de energia elétrica (SDEE). Portanto, este trabalho apresenta um estudo que visa minimizar a quantidade de comutações nos tap's do regulador de tensão em um período de tempo específico mediante a injeção de potência reativa por parte de geradores fotovoltaicos, mantendo os níveis de tensão do sistema em uma faixa permitida pelo módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (Prodist). A metodologia utilizada simula a regulação de tensão do sistema mediante o uso do software OpenDSS, uma ferramenta de modelagem e simulação de redes de distribuição, em conjunto com o MATLAB. O problema é abordado mediante a técnica de "busca exaustiva" e determina os valores de potência reativa a serem injetados na rede elétrica, através do ajuste do fator de potência na curva volt-var dos inversores fotovoltaicos. Foram simulados os sistemas IEEE de 13 e 37 barras, sendo observado que para os dois sistemas houve alguns valores de fator de potência indutivo dos geradores fotovoltaicos que possibilitaram reduzir o número de comutações do regulador de tensão.

Palavras-chave: Reguladores de Tensão, Comutação, Geradores fotovoltaicos, Compensação de Potência Reativa, Busca Exaustiva.

Abstract

Distributed generation from solar energy sources brings some advantages to the electrical system, such as increasing the diversification of the energy matrix and reducing losses in the transmission system. However, it also brings some improvements, such as increasing the number of passages of voltage regulator taps and increasing voltage levels in the electricity distribution network. Consequently, there is a greater amount of overload on tap voltage regulators due to the greater need for voltage regulation in the electrical power system (SDEE). Therefore, this work presents a study that aims to minimize the amount of switching on voltage regulator taps in a specific period of time through the injection of reactive power by photovoltaic generators, maintaining system voltage levels in a range permitted by the module 8 of the Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (Prodist). The methodology used simulates the system's voltage adjustment through the use of OpenDSS software, a distribution network modeling and simulation tool, in conjunction with MATLAB. The problem is approached through an "exhaustive search" technique and determination of the reactive power values to be injected into the electrical grid, through the adjustment of the power factor in the volt-var curve of the photovoltaic inverters. IEEE systems with 13 and 37 bars were simulated, and it was observed that for both systems there were some inductive power factor values of the photovoltaic generators that made it possible to reduce the number of voltage regulator switches.

Keywords: Voltage Regulators, Switching, Photovoltaic Generators, Reactive Power Compensation, Exhaustive Search.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Custos totais específicos para a integração de rede PV.	14
Figura 2 – Equivalente de Thévenin.	18
Figura 3 – Modelo π de uma linha trifásica a 4 fios.	19
Figura 4 – Circuito trifásico equivalente de um transformador com conexão Δ - Y.	20
Figura 5 – Exemplo de curva de carga.	21
Figura 6 – Carga elétrica trifásica.	21
Figura 7 – Geração fotovoltaica on-grid.	22
Figura 8 – Sistema real de geração fotovoltaica.	22
Figura 9 – Representação do Modelo PVSystem do OpenDSS.	23
Figura 10 – Curvas típicas dos módulos.	24
Figura 11 – Dados de geração fotovoltaica de uma usina real da cidade de João Monlevade em um dia nublado.	24
Figura 12 – Curva de eficiência do inversor.	25
Figura 13 – Topologia de inversor fotovoltaico.	26
Figura 14 – Modo de operação de um inversor com fator de potência fixo.	27
Figura 15 – Modo de operação de um inversor com fator de potência variável.	27
Figura 16 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa do inversor.	28
Figura 17 – Regulador de tensão monofásico da marca Toshiba.	29
Figura 18 – Esquema de conexão interno de um regulador de tensão monofásico.	31
Figura 19 – Circuito compensador de queda de linha do regulador de tensão.	32
Figura 20 – Regulador de tensão trifásico.	32
Figura 21 – Bandas de regulação de tensão do Prodist e dos reguladores monofásicos de tensão.	33
Figura 22 – Ilustração da interpretação de uma rede elétrica pelo OpenDss.	34
Figura 23 – Interface COM do OpenDss e Matlab.	36
Figura 24 – Fluxograma do algoritmo implementado para diminuir a comutação dos tap's do regulador de tensão.	39
Figura 25 – Sistema IEEE com 13 barras.	40
Figura 26 – Sistema IEEE com 37 barras.	41
Figura 27 – Comutações dos tap's dos reguladores de tensão em cada fase através da alteração do fator de potência do sistema de 13 barras.	42
Figura 28 – Comutações dos tap's dos reguladores de tensão em cada fase através da alteração do fator de potência do sistema de 37 barras.	42
Figura 29 – Comutações dos taps dos reguladores de tensão - Sistema de 13 barras com fp 0,96 capacitivo.	43

Figura 30 – Comutações dos taps reguladores de tensão - Sistema de 13 barras com fp 0,99 indutivo.	43
Figura 31 – Tensões das barras para o fator de potência 0,96 capacitivo - Sistema de 13 barras.	44
Figura 32 – Barras com os níveis de tensão abaixo de 0,95 p.u ou acima de 1,05 p.u em função do fator de potência - Sistema de 13 barras.	45
Figura 33 – Barras com os níveis de tensão abaixo de 0,95 p.u ou acima de 1,05 p.u em função do fator de potência - Sistema de 37 barras.	45
Figura 34 – Tensões das 13 barras para o fator de potência 0,99 indutivo.	47
Figura 35 – Tensões das 37 barras para o fator de potência 0,94 indutivo.	47
Figura 36 – Curvas utilizadas para modelar o gerador fotovoltaico.	52
Figura 37 – Curva de carga utilizada nos sistemas de 13 e 37 barras.	53
Figura 38 – Curvas utilizadas para modelar o gerador fotovoltaico.	56

Lista de tabelas

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.	12
Tabela 2 – Comparação de diferentes métodos de controle de níveis de tensão em sistemas de distribuição com alta taxa de penetrações fotovoltaicas. . .	13
Tabela 3 – Estratégias utilizadas para controle dos níveis de tensão.	13
Tabela 4 – Condições de operação a serem definidas no modelo PVsystem	23
Tabela 5 – Elementos utilizados do OpenDss	35
Tabela 6 – Limites adequados de tensão utilizados no OpenDSS	44
Tabela 7 – Perdas diária de energia dos sistemas analisados	46
Tabela 8 – Demanda total do sistema de 13 barras.	51
Tabela 9 – Transformadores do sistema de 13 barras	51
Tabela 10 – Capacitores do sistema de 13 barras	51
Tabela 11 – Reguladores de tensão do sistema de 13 barras	51
Tabela 12 – Cargas do sistema de 13 barras	52
Tabela 13 – Dados individuais dos sistemas fotovoltaicos “PV” e “PV2”	53
Tabela 14 – Demanda total do sistema de 37 barras.	54
Tabela 15 – Transformadores do sistema de 37 barras	54
Tabela 16 – Reguladores do sistema de 37 barras	54
Tabela 17 – Cargas do sistema de 37 barras	55
Tabela 18 – Dados individuais dos sistemas fotovoltaicos “PV” e “PV2”	56

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Justificativa e Motivação	12
1.2	Revisão Bibliográfica	13
1.3	Objetivos	16
1.3.1	Objetivos específicos	16
2	REVISÃO TEÓRICA	17
2.1	Sistema de distribuição de energia e geração distribuída	17
2.2	Modelagem da Rede de Distribuição	18
2.2.1	Subestação	18
2.2.2	Linhas de distribuição	19
2.2.3	Transformadores	19
2.2.4	Cargas	20
2.2.5	Gerador fotovoltaico	22
2.2.5.1	Configuração de potência reativa de inversores fotovoltaicos	26
2.2.5.1.1	Fator de potência unitário	26
2.2.5.1.2	Fator de potência fixo	26
2.2.5.2	Fator de potência variável	27
2.2.5.3	Curva de capacidade	28
2.2.6	Regulador de tensão	28
3	METODOLOGIA	34
3.1	Fluxo de potência no OpenDss	34
3.2	Busca exaustiva	36
4	RESULTADOS	40
4.1	Características dos sistemas de teste	40
4.2	Análise dos resultados	41
5	CONCLUSÃO	48
	REFERÊNCIAS	49
	ANEXO A – DADOS SISTEMA IEEE 13 BARRAS	51
A.1	Dados do PVSystem	53
	ANEXO B – DADOS SISTEMA IEEE 37 BARRAS	54

B.1	Dados do PVSystem	56
------------	------------------------------------	-----------

1 Introdução

Com o aumento no consumo de energia elétrica, torna-se necessário gerar mais energia. Para suprir essa demanda, fontes renováveis estão sendo cada vez mais utilizadas, pois são consideradas inesgotáveis. São exemplos de fontes renováveis: hídrica (energia da água dos rios), solar (energia do sol), eólica (energia do vento), entre outras. Além disso, as fontes renováveis de energia são consideradas limpas, pois emitem menos Gases de Efeito Estufa (GEE) que as fontes fósseis e, por isso, estão conseguindo uma elevada penetração no mercado brasileiro e mundial (EPE, 2020).

A maior parte da energia elétrica do Brasil é gerada de forma centralizada, tendo como característica a geração de eletricidade em larga escala por meio de usinas centralizadas distantes dos grandes centros urbanos, sendo necessário o uso de sistemas complexos de transmissão de energia elétrica. Já o conceito de Geração Distribuída (GD) tem como característica a geração de energia por geradores de pequeno porte instalados nas redes de distribuição próximo aos centros urbanos de consumo, podendo ser provenientes de energias renováveis. ONS (2022) estima que haverá um crescimento de 126,2% na geração de energia solar de 2021 até 2026, saindo de 4552 MW para 10298 MW. As energias renováveis devem responder por quase 95% do aumento da capacidade global de geração de energia até 2026 (IEA, 2021).

No entanto, a alta inserção de GD's nas redes de distribuição causam alguns impactos, tais como: fluxo bidirecional de potência, elevação dos níveis de tensão, alteração nas perdas elétricas e desequilíbrio de tensão (Karimi et al., 2016). Neste trabalho será estudado o efeito que a elevação dos níveis de tensão devido à alta inserção de geradores fotovoltaicos nas redes elétricas produz na comutação de tap's de reguladores de tensão, que possuem a função de manter os níveis de tensão do sistema de distribuição de energia elétrica dentro de limites adequados.

1.1 Justificativa e Motivação

Agalgaonkar, Pal e Jabr (2014) mostram que a maioria das usinas fotovoltaicas estão conectadas em níveis de baixa ou média tensão das redes de distribuição de energia elétrica. Em países onde já existe elevada taxa de geração fotovoltaica distribuída conectada às redes, ocasionou um sério problema operacional do sistema: o aumento dos níveis de tensão nos alimentadores de distribuição. Stetz, Marten e Braun (2013) citam que esse fenômeno já pode ser observado na Alemanha, onde há estudos técnicos e financeiros sobre a redução da vida útil de reguladores de tensão devido a maior taxa de comutação para adequar os níveis de tensão do sistema.

Em concordância, Dong et al. (2018) explica que o maior uso de Recursos Energéticos Distribuídos (DERs) ocasionou maiores desafios na operação do SDEE, porque altera o fluxo de potência do sistema. A alta inserção de geradores fotovoltaicos na rede de distribuição poderá ter como consequência um aumento de tensão nas barras do sistema, podendo ocasionar uma violação do limite dos níveis de tensão e como consequência, a vida útil dos reguladores de tensão será reduzida devido a ajustes rápidos e frequentes de mudança de tap. A consequência é a deterioração tanto do desempenho, quanto da vida útil do mecanismo de controle de tensão existente. Também é citado o problema de que a geração fotovoltaica não é um sistema estável, devido a condições climáticas, impossibilitando prever a quantidade de geração do sistema.

Também é importante destacar que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável por regular o setor elétrico brasileiro, estabelece os procedimentos de distribuição de energia elétrica (Prodist). Estes procedimentos são compostos por 11 documentos elaborados para normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O módulo 8 desse documento visa abordar a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Um dos tópicos abordados nesse módulo é o nível de tensão nos pontos de conexão, para não ultrapassar limites estabelecidos conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

1.2 Revisão Bibliográfica

Chaudhary e Rizwan (2018) fazem uma revisão da literatura sobre o aumento de tensão em redes de distribuição devido à alta inserção de energia fotovoltaica. É feita uma comparação entre 3 estratégias de controle, sendo elas: 1) Estratégia baseada em armazenamento de energia elétrica. 2) Controle de potência reativa através dos inversores fotovoltaicos. 3) Redução da inserção de potência ativa pelos inversores. Conforme pode-se ver na Tabela 2, o controle de potência reativa dos inversores fotovoltaicos é uma boa solução para controlar o aumento de tensão em redes de distribuição do ponto de vista de tempo de resposta, eficiência e custo financeiro.

Tabela 2 – Comparação de diferentes métodos de controle de níveis de tensão em sistemas de distribuição com alta taxa de penetrações fotovoltaicas.

Características	Sistema armazenador de energia	Controle de potência reativa	Redução da inserção de potência ativa
Tempo de resposta	Rápido	Muito rápido	Muito rápido
Eficiência	Alto	Alto	Alto
Custo	Alto	Baixo	Baixo
Efeitos nas perdas do sistema	Baixo	Alto	Baixo
Efeitos no fator de potência da rede	Baixo	Alto	Baixo

Fonte: Adaptado de (Chaudhary e Rizwan, 2018).

Stetz, Marten e Braun (2013) fazem um estudo técnico e econômico de diferentes estratégias para controlar os níveis de tensão de um sistema real. Trata-se de uma rede radial de distribuição de energia, cujos dados foram fornecidos por uma concessionária alemã. Foram simulados 4 cenários: +50%, +100%, +150% e +200% de potência gerada em relação à capacidade do alimentador, por meio de usinas fotovoltaicas. A rede conta com 122 cargas residenciais, onde foram escolhidas, aleatoriamente, 12, para serem equipadas com geração fotovoltaica. O objetivo principal é sempre regular os níveis de tensão nas barras do sistema, a fim de aumentar a capacidade da rede elétrica de receber mais geração distribuída, alinhado ao menor custo financeiro possível. Para isso, as estratégias analisadas estão apresentadas na Tabela 3. Os resultados foram obtidos para simulações de 12 meses.

Tabela 3 – Estratégias utilizadas para controle dos níveis de tensão.

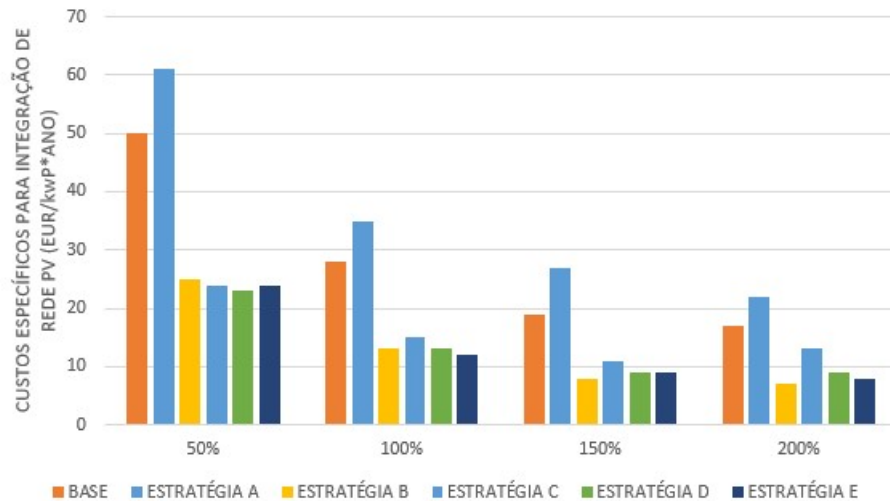
Estratégia	Descrição
BASE	Aumentar a robustez do sistema elétrico de potência (Transformadores, cabos e demais elementos).
A	Limitar a potência ativa instantânea dos inversores em 70% da capacidade dos módulos instalados.
B	Fornecimento estático de potência reativa pelos inversores.
C	Controle automático de inserção de potência ativa dos inversores fotovoltaicos.
D	Controle automático de inserção de potência ativa e reativa dos inversores fotovoltaicos.
E	Uso de reguladores de tensão na rede de média tensão.

Fonte: Adaptado de (Stetz, Marten e Braun, 2013).

Na Figura 1, mostra-se que o fornecimento estático de potência reativa pelos inversores e o uso de reguladores de tensão demonstraram ser uma estratégia razoável para

aumentar a capacidade do sistema elétrico de receber mais geração distribuída e reduzir os custos gerais de integração da rede.

Figura 1 – Custos totais específicos para a integração de rede PV.



Fonte: Adaptado de (Stetz, Marten e Braun, 2013).

Hayashi et al. (2006) simulam uma rede radial de distribuição japonesa de 6,6 kV com alta inserção de geração fotovoltaica, tendo como objetivo a análise diante da redução de tensão na rede e, conseqüentemente, reduzir o número total de comutações dos reguladores de tensão. Trata-se de um sistema com 9 PV's, 24 cargas residenciais e 1 regulador de tensão com 20 posições de tap. A técnica utilizada pelos autores consiste em encontrar o valor ótimo das variáveis no problema abordado, que são: a posição dos tap's dos reguladores de tensão, as potências ativas e reativas injetadas pelos inversores fotovoltaicos. As simulações foram feitas para períodos de 24 horas e utilizou-se um método de otimização chamado de Diagrama Reduzido de Decisão Binária (ROBDD). Os resultados obtidos pelos autores foram satisfatórios, reduzindo comutações desnecessárias e mantendo as tensões do sistema em níveis adequados, aumentando a capacidade da rede elétrica de receber mais geração distribuída. A maior dificuldade deste método é a necessidade da comunicação entre os inversores, reguladores de tensão e relés de medição de tensão. Ou seja, essa técnica aumenta os gastos com melhorias da robustez do sistema.

Wanik, Bukshaisha e Chaudhry (2017) simulam uma rede de distribuição de 11 kV de um sistema com 7 barras. Foram simulados três cenários diferentes: 1) Sem PV's, 2) PV's com fator de potência unitário conectados ao sistema e 3) Simulação de diversos valores de fatores de potência indutivos e capacitivos dos reguladores de tensão. Os resultados mostram como a inserção de potência reativa por inversores fotovoltaicos podem beneficiar os níveis de tensão. Para a rede implementada, observou-se que o melhor resultado obtido foi quando os PV's operavam com um fator de potência capacitivo de 0,95. Mesmo com a quantidade de geração distribuída conectada à rede, os níveis de tensão ainda estavam baixos devido a fatores como o nível de carregamento do alimentador. Com

um sistema muito carregado, há queda de tensão na linha. Portanto, há o aumento da quantidade de comutação dos reguladores de tensão. Injetar potência reativa através dos inversores fotovoltaicos possibilitou manter os níveis de tensão dentro de níveis adequados e obter o menor número de comutação dos tap's dos reguladores. Também discute-se que a irradiância em dias nublados pode aumentar a comutação dos tap's significativamente, pois há muita intermitência da potência inserida no sistema.

Hussein, Mahmoud e Abdel-Nasser (2018) usam uma rede de distribuição de 11 kV com 119 barras para estudar como controlar a elevação de tensão nas barras devido à alta inserção de geradores fotovoltaicos. São simulados 3 casos com intervalo de 24 horas cada um: 1) Sem regulador de tensão, com geradores fotovoltaicos operando com fator de potência unitário. 2) Sem regulador de tensão, com geradores fotovoltaicos operando com fator de potência 0,95 indutivo. 3) Com regulador de tensão, com geradores fotovoltaicos operando com fator de potência fixo de 0,95 indutivo. É proposto um controle ótimo de tensão através do uso do algoritmo otimização de lobos cinzentos (GWO, do inglês grey wolf optimization), que busca diminuir as violações de tensões, matendo seus níveis dentro dos limites adequados de operação. Para isso, o algoritmo busca otimizar as variáveis da função objetivo: potência ativa e reativa injetada pelos inversores fotovoltaicos e a posição do tap do regulador de tensão. Para o primeiro caso simulado, a função objetivo implicou em muitas violações dos limites adequados de tensão. Para o segundo caso, observou-se que foram reduzidas consideravelmente as violações dos níveis de tensão. Finalmente, para o terceiro caso foi possível obter um excelente resultado, reduzindo drasticamente as violações de tensão. Ao diminuir as elevações de tensões, automaticamente a quantidade de comutações dos tap's dos reguladores de tensão são reduzidas. Os autores concluem que o controle cooperativo dos inversores fotovoltaicos em conjunto com o regulador de tensão podem melhorar significativamente a tensão dos sistemas de distribuição.

1.3 Objetivos

O objetivo deste trabalho é analisar como a inserção de geradores fotovoltaicos em um sistema de distribuição pode influenciar na comutação dos tap's de reguladores de tensão através da injeção de potência reativa. O problema será modelado e simulado nos softwares OpenDss e Matlab. Serão simulados diversos valores de fatores de potência estáticos de inversores fotovoltaicos para observar o comportamento dos níveis de tensão em todas as barras do sistema e a comutação dos taps dos reguladores de tensão. As simulações serão realizadas visando reduzir o chaveamento dos tap's dos reguladores e manter a tensão dentro dos níveis permitidos conforme o módulo 8 do prodist.

1.3.1 Objetivos específicos

- Estudar o modelo e as formas de operação de um inversor fotovoltaico com relação ao controle de potência reativa;
- Utilizar um algoritmo de busca exaustiva para encontrar um fator de potência para os inversores fotovoltaicos que minimize o chaveamento dos taps dos reguladores de tensão presentes na rede de média tensão;
- Estudar o modelo e a forma de operação de reguladores de tensão monofásicos utilizados em redes de distribuição;
- Utilizar o software OpenDSS em conjunto com o Matlab para modelar e simular o sistema de distribuição;

2 Revisão Teórica

Na Seção 2.1 são descritos os conceitos de SDEE e GD. Nas Seções de 2.2.1 até 2.2.4 são descritos os modelos utilizados para os componentes da rede de distribuição: subestação, linhas de distribuição, transformadores e cargas. Na Seção 2.2.5 são descritos os componentes de um sistema de geração fotovoltaico, destacando, particularmente, as curvas que representam os limites de potência ativa e reativa do inversor fotovoltaico, a qual é fundamental para definição do fator de potência que o inversor pode operar. Por final, na Seção 2.2.6 apresenta-se detalhadamente o esquema de regulação de tensão do OpenDSS.

2.1 Sistema de distribuição de energia e geração distribuída

O sistema de distribuição de energia é aquele que conecta fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica. A conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao consumidor ocorrem por parte das distribuidoras de energia elétrica. As redes de uma determinada empresa de distribuição podem ser do tipo aérea (suportada por postes) ou do tipo subterrânea (com cabos ou fios localizados no subsolo, dentro de dutos subterrâneos) (ABRADEE, 2018).

A GD representa as fontes que geram a energia elétrica próxima dos consumidores, dispensando a necessidade de sistemas complexos de transmissão de energia e, consequentemente, diminuindo as perdas de potência ativa e reativa do sistema (ANEEL, 2016). A ANEEL cita alguns benefícios dos geradores distribuídos para o sistema elétrico: baixo impacto ambiental, melhores níveis de tensão da rede no período de alta demanda de carga e a diversificação da matriz energética. Em contrapartida, algumas desvantagens citadas são: aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.

Quando se trata de GD, normalmente trabalha-se com diversas fontes de geração. Neste trabalho será abordada somente a geração fotovoltaica.

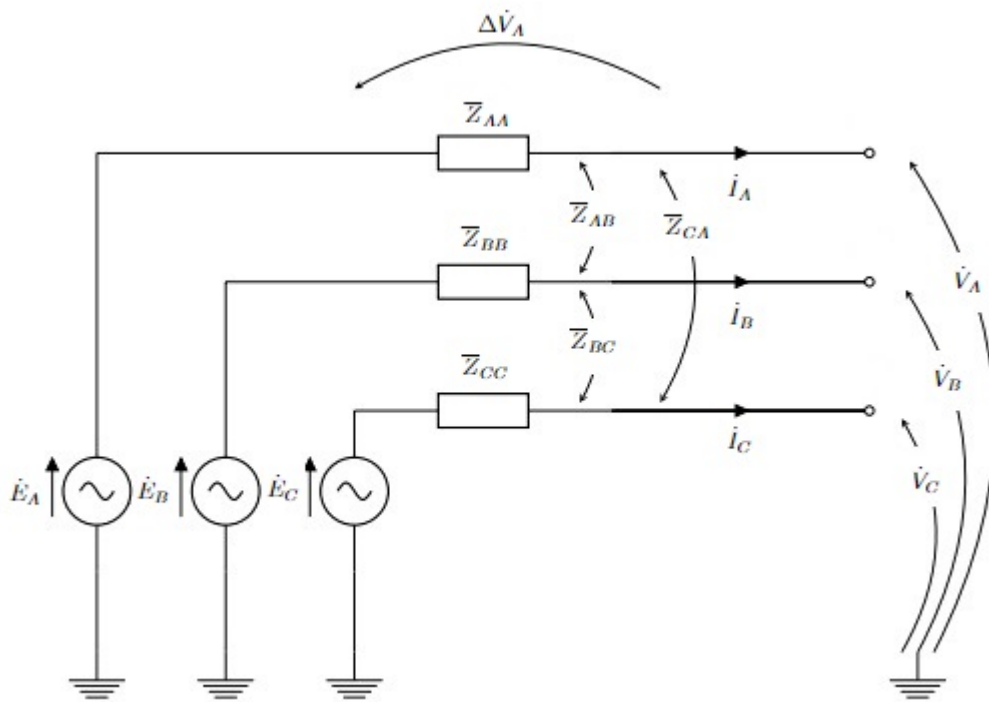
2.2 Modelagem da Rede de Distribuição

Nessa seção são apresentados os conceitos de modelagem dos elementos utilizados na rede de distribuição.

2.2.1 Subestação

A subestação é modelada matematicamente como um Equivalente de Thévenin, que consiste em um gerador de tensão trifásico e simétrico, ou seja, três fontes de tensão senoidais de mesma amplitude e defasamento angular de 120° . É considerada a barra de referência do sistema e sua impedância representa o equivalente de Thévenin, sendo $\bar{Z}_{AA}$, $\bar{Z}_{BB}$ e $\bar{Z}_{CC}$ as impedâncias próprias e $\bar{Z}_{AB}$, $\bar{Z}_{BC}$ e $\bar{Z}_{CA}$ as impedâncias mútuas. A Figura 2 representa a subestação.

Figura 2 – Equivalente de Thévenin.

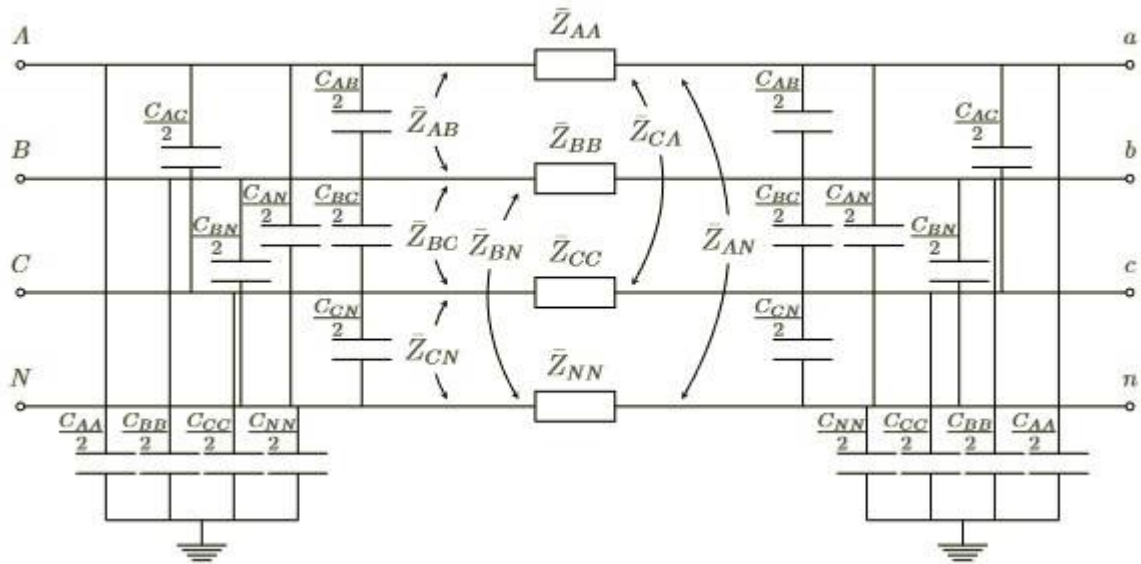


Fonte: Adaptado de (TEIXEIRA, 2019).

2.2.2 Linhas de distribuição

Linhas são componentes elétricos responsáveis por transportar a energia elétrica. Possuem quatro parâmetros: resistência, indutância, capacitância e condutância. A impedância série é formada pela resistência e indutância uniformemente distribuídas ao longo da linha. A admitância em derivação é formada pela condutância e capacitância existentes entre condutores ou entre condutor e neutro de uma linha trifásica. Linhas com comprimento de até 80 km são consideradas curtas; linhas com comprimento de 80 km até 240 km são consideradas médias e linhas com comprimento acima de 240 km são consideradas longas (STEVENSON, 1986). O efeito capacitivo dos cabos com o solo em linhas de distribuição pode ser desconsiderado, pois linhas de distribuição tipicamente possuem comprimento inferior a 80 km (ZANETTA, 2006).

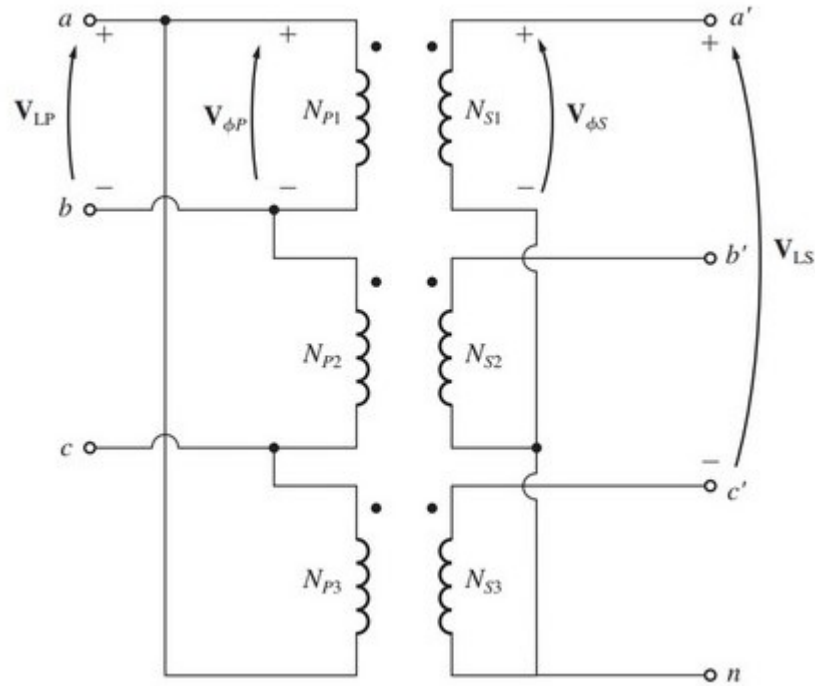
Figura 3 – Modelo π de uma linha trifásica a 4 fios.



Fonte: Adaptado de (TEIXEIRA, 2019).

2.2.3 Transformadores

Transformadores são dispositivos usados em corrente alternada para elevar ou diminuir as tensões e correntes elétricas. A resistência e reatância indutiva são usadas para modelar as perdas elétricas no cobre e as perdas por dispersão magnética, respectivamente. Os componentes shunt representam as perdas elétricas no núcleo e a indutância de magnetização (UMANS, 2014). Em subestações de distribuição utilizam-se predominantemente transformadores trifásicos de dois ou de três enrolamentos em redes de média tensão. Em redes de baixa tensão, utilizam-se transformadores monofásicos, bancos de dois ou três transformadores monofásicos ou transformadores trifásicos (KAGAN, 2012).

Figura 4 – Circuito trifásico equivalente de um transformador com conexão Δ - Y.

Fonte: Adaptado de (CHAPMAN, 2013).

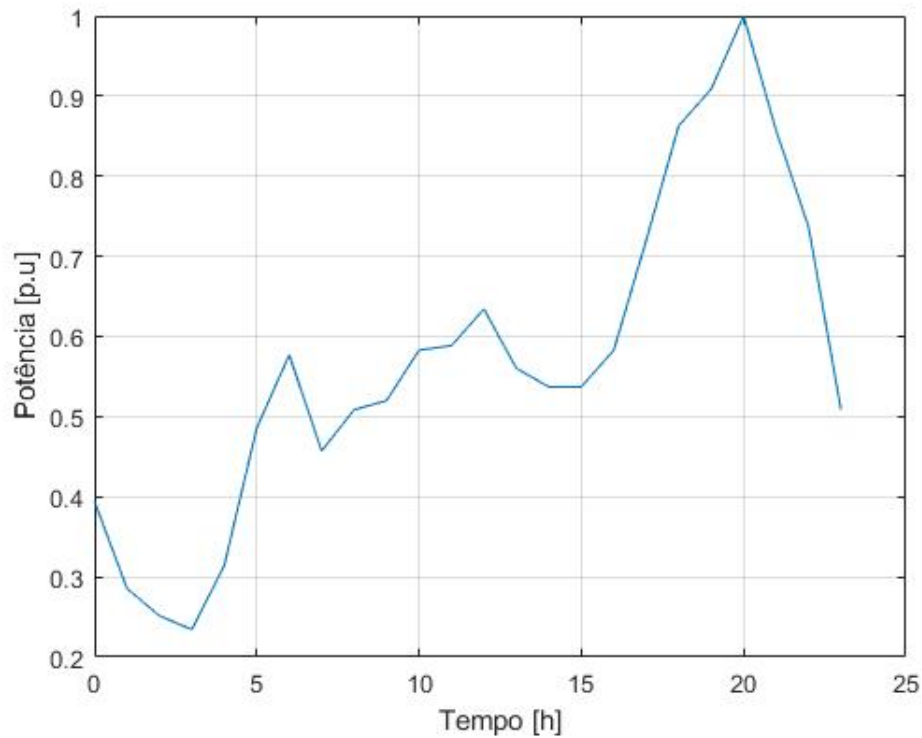
2.2.4 Cargas

Cargas elétricas podem ser definidas como componentes ou dispositivos que consomem energia elétrica. Podem ser classificadas como cargas resistivas, indutivas ou capacitivas. Cargas resistivas, como resistências elétricas, consomem energia principalmente na forma de aquecimento. Cargas indutivas, como motores elétricos, consomem energia principalmente na forma de energia de campo magnético. Cargas capacitivas, como banco de capacitores, consomem energia principalmente na forma de um campo elétrico. Podem ser caracterizadas quanto ao número de fases, à potência instalada, ao fator de potência e ao consumo médio mensal. Kagan (2012) diz que existem três tipos de carga que se destacam:

1. **Carga de potência constante com a tensão:** a potência ativa e reativa são invariantes com o valor da tensão;
2. **Carga de corrente constante com a tensão:** cargas em que o módulo e ângulo da corrente absorvida é invariante com o valor da tensão;
3. **Carga de impedância constante com a tensão:** cargas cujas suas impedâncias são invariantes com o valor da tensão;

Neste trabalho será utilizada a carga de potência constante modificada por um conjunto de multiplicadores denominado como curva de carga diária, conforme pode-se observar através da Figura 5. Essa curva é utilizada para representar a variação das cargas ao longo de um período de tempo nos sistemas que serão simulados posteriormente.

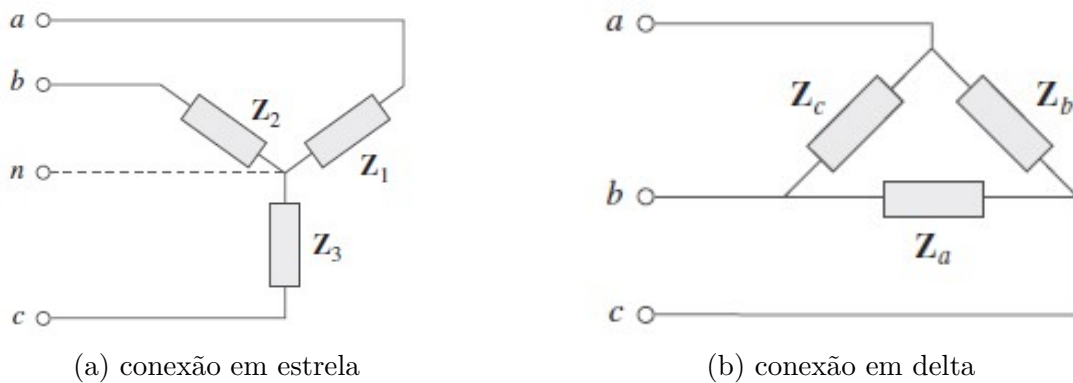
Figura 5 – Exemplo de curva de carga.



Fonte: Do autor.

A conexão das cargas trifásicas poderá ser simulada por uma conexão em estrela ou delta, conforme pode-se ver na Figura 6.

Figura 6 – Carga elétrica trifásica.

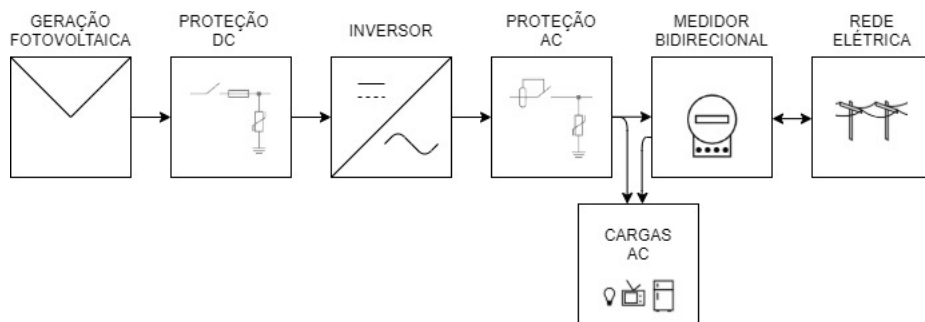


Fonte: Adaptado de (SADIKU, 2013)

2.2.5 Gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico on-grid real consiste em geração, proteção DC, inversor fotovoltaico e proteção AC. A geração ocorre por meio do efeito fotoelétrico em placas solares, gerando energia em corrente contínua. Em sequência, há uma proteção DC contra sobretensões transitórias na rede elétrica por meio do uso de DPS (dispositivos de proteção contra surtos). Ainda dentro da proteção DC, também há uma chave seccionadora para interromper o circuito entre a geração fotovoltaica e o inversor. Por fim, tem-se o inversor fotovoltaico, responsável por converter a energia em corrente contínua para corrente alternada e possibilitar a conexão deste sistema na rede elétrica. A proteção AC consiste somente de um disjuntor AC para interromper a conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica.

Figura 7 – Geração fotovoltaica on-grid.



Fonte: Do autor.

Figura 8 – Sistema real de geração fotovoltaica.



(a) Placas solares



(b) Proteção DC

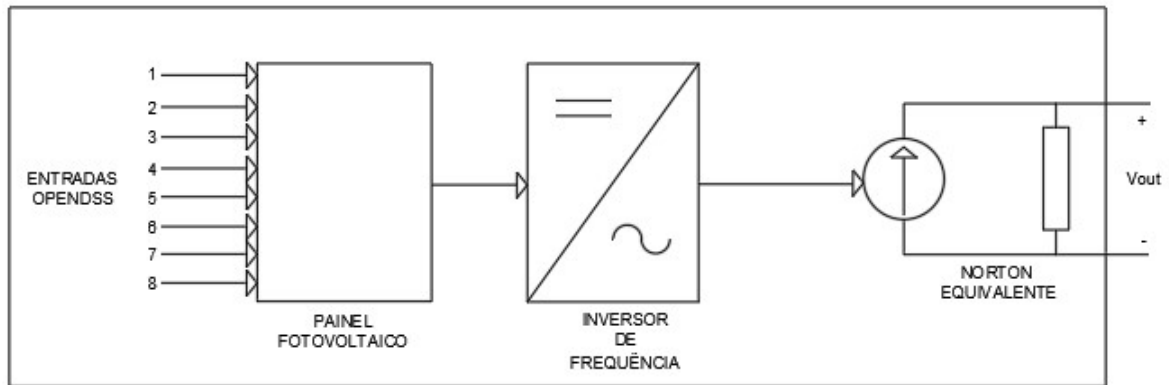


(c) Inversor fotovoltaico

Fonte: Do autor.

O modelo PVSystem da Figura 9 é usado para simular os sistemas fotovoltaicos no OpenDSS. Pode-se modelar qualquer sistema fotovoltaico real através das condições de operação especificadas na Tabela 4.

Figura 9 – Representação do Modelo PVSystem do OpenDSS.



Fonte: Do Autor.

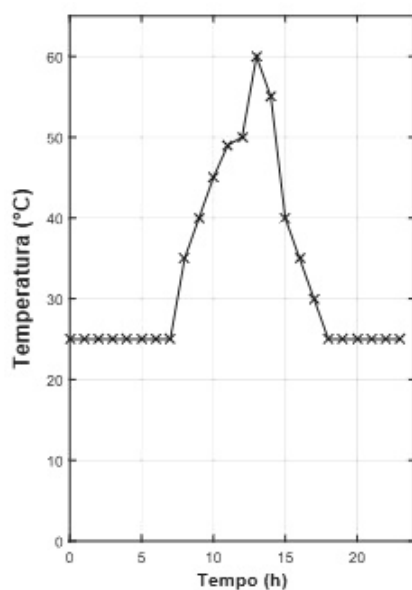
Tabela 4 – Condições de operação a serem definidas no modelo PVsystem

Entradas	Descrição
1	A potência no ponto de máxima potência nominal
2	Temperatura base
3	Irradiância base
4	Curva em PU da irradiação/h ao longo do dia
5	Curva da temperatura do módulo ao longo do dia
6	Curvas de eficiência do inversor e Potência · Temperatura do módulo
7	Tensão a ser gerada
8	Fator de potência ou potência reativa do inversor

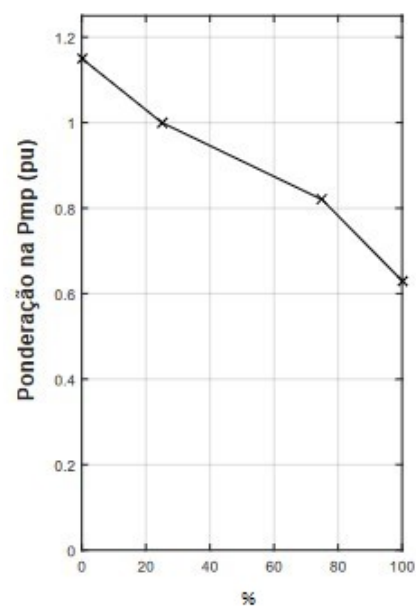
Fonte: Do autor.

Pode-se ver a temperatura dos módulos ao longo do dia na Figura 10a. Em sequência, tem-se a curva de eficiência inversamente proporcional à sua temperatura na Figura 10b. A curva de irradiação dos módulos simula a intermitência da irradiação, resultando em uma oscilação da potência gerada ao longo do dia. Esse efeito é mostrado na Figura 11 através de dados reais de geração de uma usina fotovoltaica instalada na cidade de João Monlevade - MG. Finalmente, a curva de eficiência do inversor retrata sua eficiência em função da potência de saída do módulo fotovoltaico, ilustrada na Figura 12.

Figura 10 – Curvas típicas dos módulos.



(a) Temperatura dos módulos ao longo do dia



(b) Eficiência dos módulos

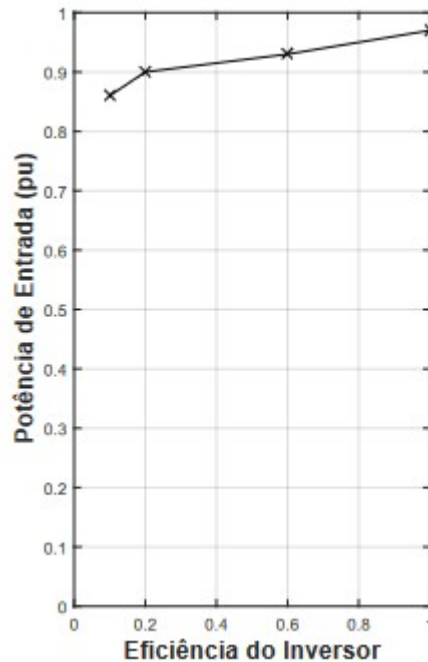
Fonte: Adaptado de (TEIXEIRA, 2019)

Figura 11 – Dados de geração fotovoltaica de uma usina real da cidade de João Monlevade em um dia nublado.



Fonte: Do autor.

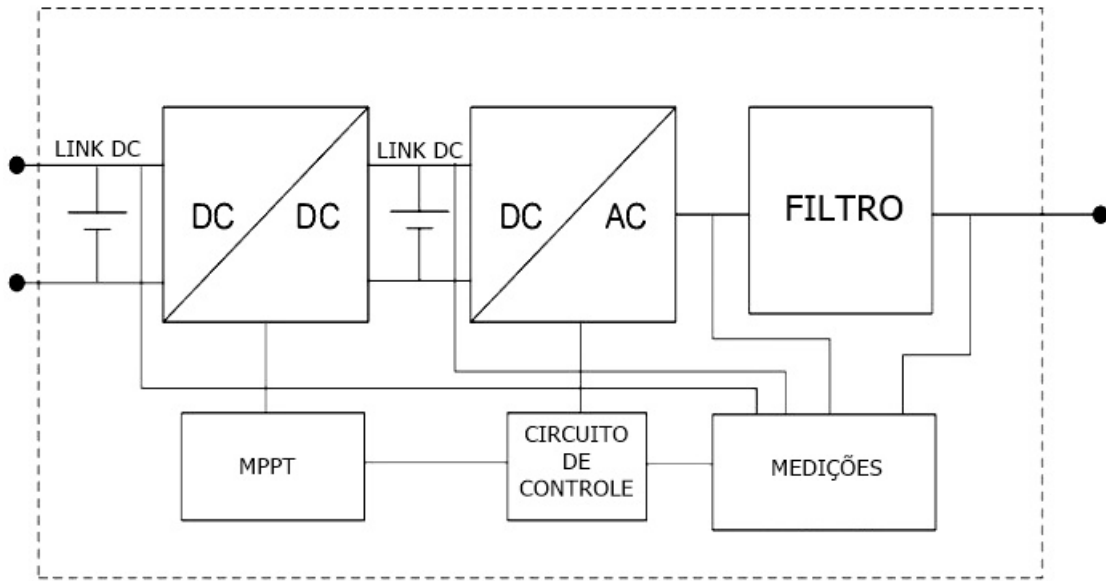
Figura 12 – Curva de eficiência do inversor.



Fonte: Adaptado de (TEIXEIRA, 2019).

Hamid, Adrianti e Rahman (2017) explicam que inversores fotovoltaicos conseguem injetar potência reativa na rede elétrica através da mudança de fase da corrente injetada em relação à tensão da rede. A figura 13 mostra um diagrama de blocos com a topologia típica de um inversor fotovoltaico. O mecanismo MPPT é utilizado para otimizar a extração de energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. O bloco medições é responsável por ler as tensões da rede elétrica e enviar um sinal para o circuito de controle fazer o sincronismo de tensão com a rede. No primeiro estágio, a tensão DC gerada a partir dos módulos fotovoltaicos passa por um conversor DC-DC para ajustar a tensão variável a uma tensão constante no barramento CC que será usada como tensão de entrada para o conversor DC-AC gerar a tensão alternada. Em seguida, injeta-se tensão e corrente na rede por meio de um filtro LC. O circuito de controle também é responsável por mandar sinal ao conversor DC-AC fazer mudança do ângulo de fase da corrente injetada em relação à tensão e controlar a potência reativa.

Figura 13 – Topologia de inversor fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (HAMID; ADRIANTI; RAHMAN, 2017).

2.2.5.1 Configuração de potência reativa de inversores fotovoltaicos

Weg (2014) cita quatro modos de operação de inversores fotovoltaicos: fator de potência unitário, fator de potência fixo, fator de potência variável e curva volt/var. Todos esses modos serão explicados em seguida.

2.2.5.1.1 Fator de potência unitário

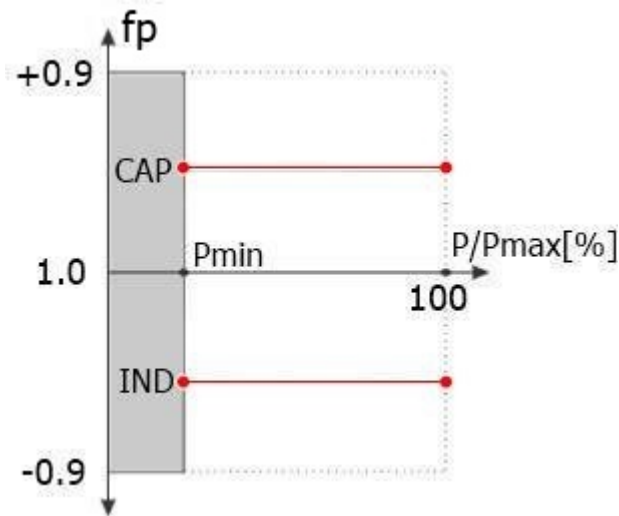
Neste modo de operação, o fator de potência do inversor é fixo em 1. Portanto, não há inserção de potência reativa na rede elétrica por parte do gerador fotovoltaico.

2.2.5.1.2 Fator de potência fixo

Neste modo, o inversor pode assumir fatores de potência *capacitivos ou indutivos*, desde que a potência seja superior a P_{min} . Para a potência inferior a P_{min} , o inversor opera com fator de potência unitário. P_{max} é dado pelo produto entre a potência aparente nominal e o fator de potência.

$$P_{max} = S \cdot fp \quad (2.1)$$

Figura 14 – Modo de operação de um inversor com fator de potência fixo.

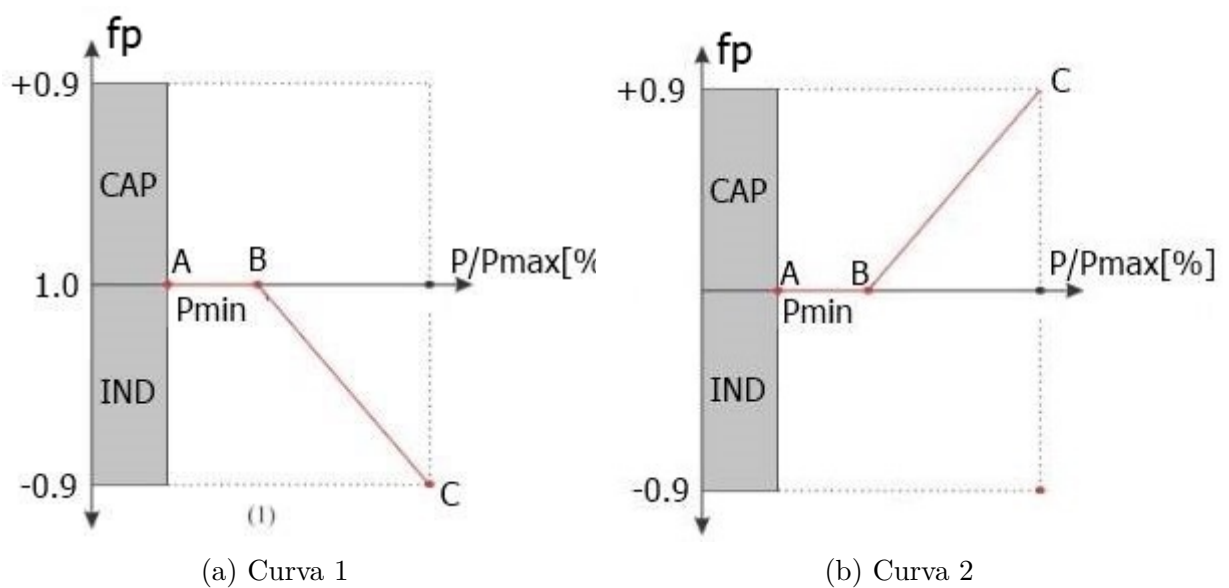


Fonte: Adaptado de (Weg, 2014).

2.2.5.2 Fator de potência variável

Nos pontos que possuem elevação de tensão, causados pela alta inserção de potência ativa ou pela baixa demanda de energia elétrica, é recomendada a utilização da curva da Figura 15a. Em cenários onde o gerador fotovoltaico estiver muito longe do ponto de conexão e houver queda de tensão nos cabos, a curva da Figura 15b é recomendada, a fim de elevar a tensão a níveis adequados no ponto de conexão.

Figura 15 – Modo de operação de um inversor com fator de potência variável.

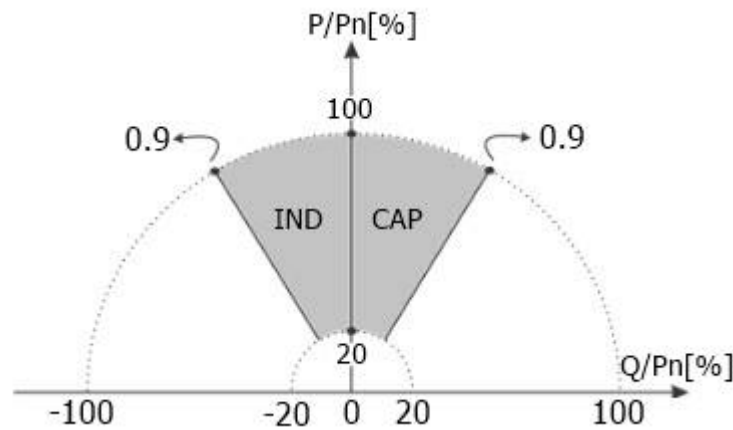


Fonte: Adaptado de (Weg, 2014).

2.2.5.3 Curva de capacidade

Neste modo, o inversor fotovoltaico pode operar tanto com fator de potência indutivo quanto capacitivo, agindo assim como compensador de reativos. No entanto, há um limite especificado para cada modelo de inversor, conforme é possível visualizar através da Figura 16. Neste trabalho será utilizado esse modo de operação do inversor fotovoltaico.

Figura 16 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa do inversor.



Fonte: Adaptado de (Weg, 2014).

2.2.6 Regulador de tensão

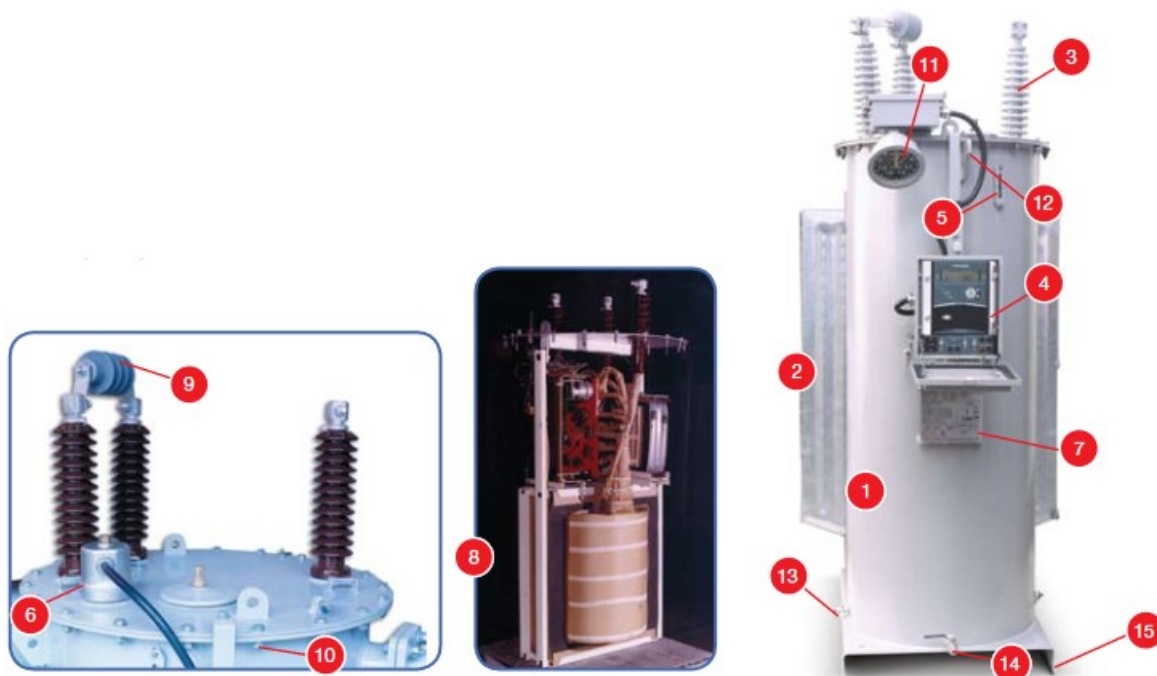
Como as cargas dos alimentadores de distribuição variam frequentemente ao longo de um dia, o fornecimento de energia elétrica está sujeito a variações de tensão. Portanto, podem-se usar reguladores de tensão para garantir níveis adequados de tensão nos pontos de conexão. Para regular 3 fases de um sistema elétrico, pode-se utilizar um regulador trifásico ou 3 reguladores monofásicos (um para cada fase). Toshiba (2018) cita algumas vantagens de se utilizar reguladores de tensão monofásicos ao invés de reguladores trifásicos:

- **Regulação:** Cada regulador faz a amostragem de sua fase, implementando a correção conforme sua necessidade. Isso resulta em níveis de tensão mais adequados nos pontos de consumo, reduzindo as perdas e aumentando a vida útil dos equipamentos. No regulador trifásico não é possível corrigir cada fase separadamente.
- **Sistema de controle:** Permite diversos recursos de parametrização dos níveis de tensão e do comportamento do sistema, tais como níveis de insensibilidade, temporizações, compensações de queda de tensões na linha, limitações de tensões, entre outras.
- **Dimensional:** Dimensões e peso reduzidos, facilitando a locomoção e instalação em postes e plataformas.

- **Operação:** Todos os ajustes e leitura dos parâmetros no sistema de controle são efetuados através da IHM , podendo ainda usar o software para todas as operações e aquisição de dados através de notebooks para avaliações locais e posteriores.
- **Economia:** O uso de bancos trifásicos compostos de três reguladores monofásicos representa uma economia de aproximadamente 25% em relação ao uso de reguladores trifásicos.
- **Flexibilidade:** Durante as manutenções ou em caso de falha do regulador, a troca por regulador reserva em apenas uma fase do banco de reguladores de tensão monofásicos permite que o sistema continue funcionando normalmente. Quando é usado regulador de tensão trifásico, o sistema ligado a ele fica sem regulação, ou fora de operação.

Os reguladores de tensão monofásicos possuem até 32 degraus de 0,625% da tensão de operação do sistema, com 16 posições para elevar a tensão e 16 posições para abaixar a tensão, com indicação externa tipo ponteiro. São equipados com sistema de controle de tensão baseado em microprocessador (Toshiba, 2018). Na Figura 17 é possível visualizar as partes e acessórios de um regulador monofásico da marca Toshiba.

Figura 17 – Regulador de tensão monofásico da marca Toshiba.

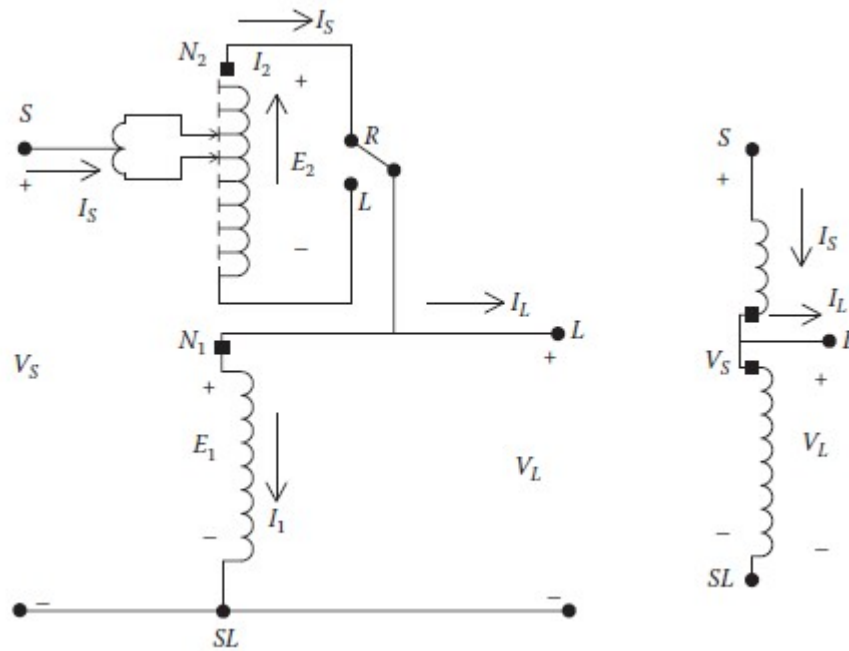


Fonte: Adaptado de (Toshiba, 2018).

1. Tanque selado em chama de aço carbono ou aço inox;
2. Radiadores em aço carbono ou aço inox;
3. Buchas nas cores marrom ou cinza;
4. Controle do regulador de tensão monofásico;
5. Indicador de nível e cor do óleo;
6. Caixa de terminais para acessar os taps do regulador e terminais do motor do comutador sob carga;
7. Placa de identificação;
8. Parte ativa do regulador com enrolamento de tapes com condutores em chapa, a fim de garantir excelente performance aos efeitos termodinâmicos frente ao curto-circuito;
9. Para-raio by-pass entre a bucha de fonte e a bucha de carga para proteger o enrolamento de tapes frente aos efeitos atmosféricos e tensões adversas do sistema elétrico;
10. Sistema de fixação da tampa ao tanque;
11. Indicador analógico do tipo ponteiro de posições atual mínima e máxima;
12. Gancho para içamento do regulador;
13. Terminal de aterramento;
14. Válvula de drenagem e amostragem de óleo;
15. Base para a fixação do regulador na plataforma, de acordo com as especificações do cliente;

Os reguladores de tensão monofásicos são modelados como autotransformadores de baixa impedância com dois enrolamentos (KERSTING, 2018). O modelo do regulador de tensão monofásico mostrado na Figura 18, consiste em um autotransformador e um mecanismo de comutação de derivação sob carga (OLTC, do inglês On Load Tap Changer) onde o controle da tensão é feito alterando os taps do enrolamento série do autotransformador.

Figura 18 – Esquema de conexão interno de um regulador de tensão monofásico.



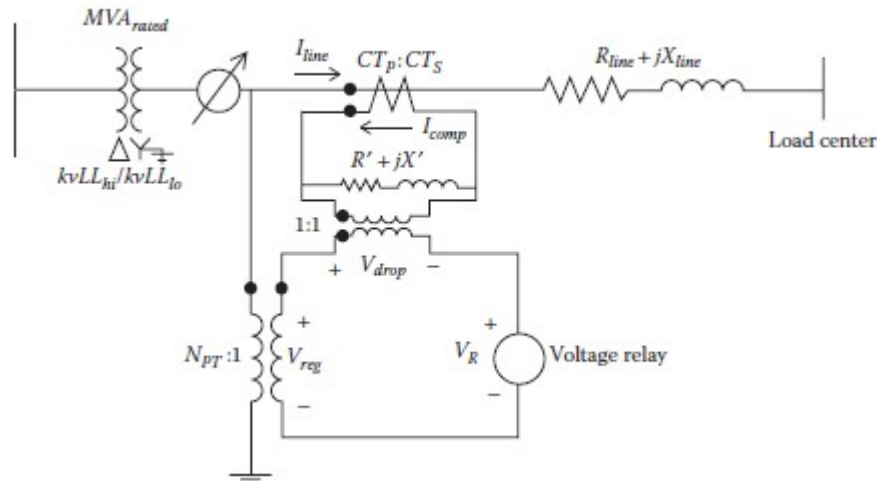
Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2018).

O circuito que representa a conexão do regulador de tensão monofásico com a rede é mostrado na Figura 19, onde estão representados o transformador de distribuição, as linhas elétricas, o regulador de tensão e seu circuito de controle.

O circuito de controle do regulador de tensão consiste em um transformador de corrente ($CT_P:CT_S$) conectado na linha elétrica para reduzi-la e enviar a corrente equivalente para o circuito de controle. Normalmente, a relação de transformação dessa corrente é feita considerando a máxima corrente suportada pelo transformador e pelas linhas. R' e X' representam a compensação necessária de queda de linha. Finalmente, tem-se V_{reg} , que é a tensão que o circuito de controle irá regular na linha. Essa tensão é conectada a um transformador de potencial para elevar a tensão ao nível desejado no barramento. É necessário configurar os seguintes itens do regulador de tensão:

1. Nível de tensão: Valor de tensão desejada em determinado local;
2. Largura de banda: Variação permitida entre um valor superior e um valor inferior ao nível de tensão desejado;
3. Atraso de tempo: É aplicado um tempo no sistema para evitar chaveamentos desnecessários durante uma mudança transitória ou de curta duração na corrente elétrica;
4. Compensador de queda de linha: Circuito ajustado para compensar a tensão de queda entre o regulador de tensão e o centro de carga;

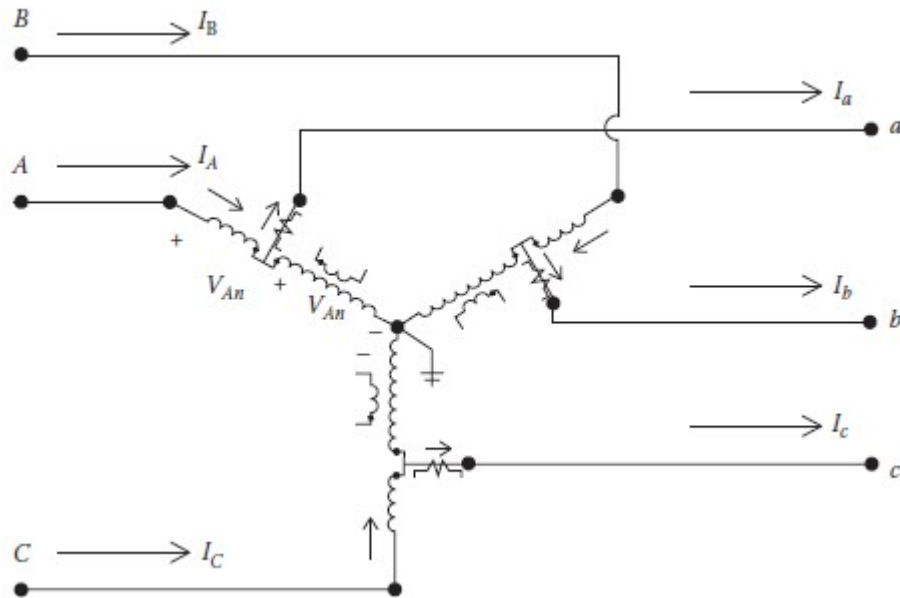
Figura 19 – Circuito compensador de queda de linha do regulador de tensão.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2018).

O modelo de um regulador de tensão trifásico pode ser visto na Figura 20. No entanto, o OpenDss não possui um modelo trifásico, sendo implementado um regulador de tensão monofásico para cada fase.

Figura 20 – Regulador de tensão trifásico.

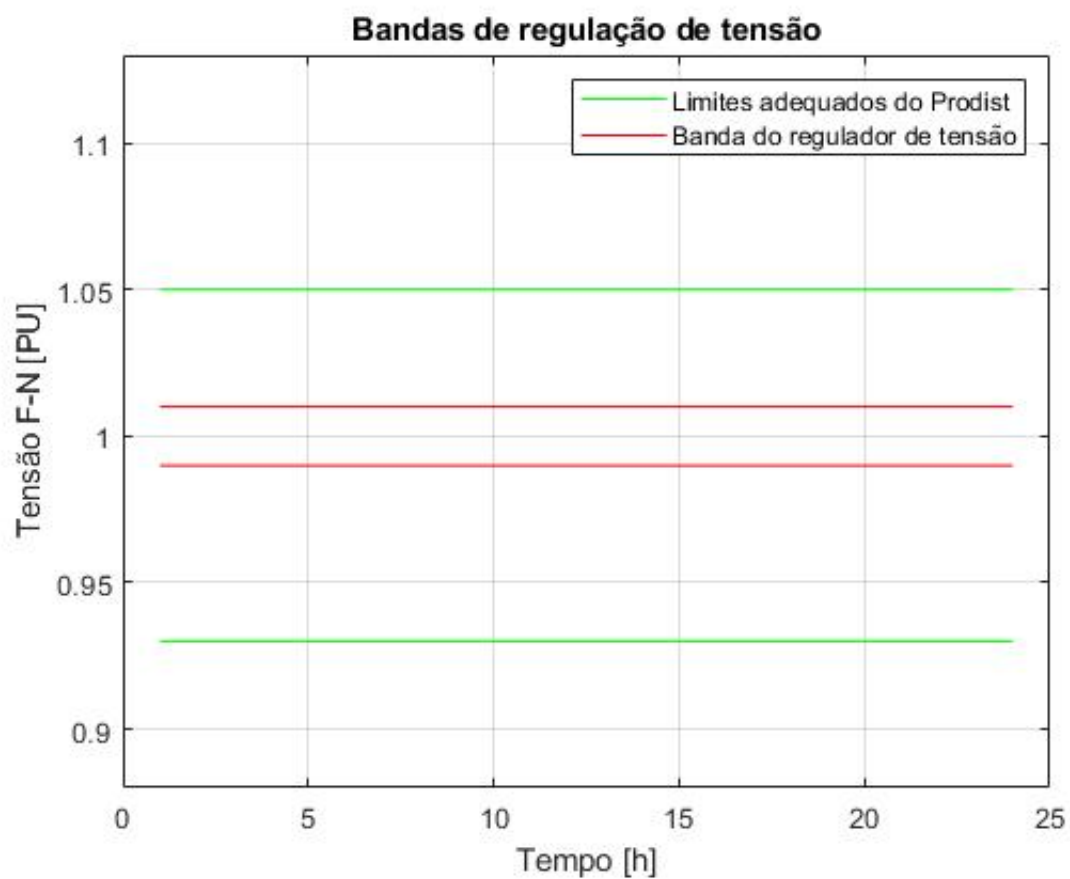


Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2018).

A tensão permitida nos pontos de conexão é mostrada na Tabela 1. Todavia, os reguladores monofásicos de tensão operam com uma banda definida de 2V para uma base de 122V (KERSTING, 2018). A tensão mantida no ponto de regulação será a metade a largura de banda. Por exemplo, Com a base definida para 122V e a largura de banda definida para 2V, o regulador mudará as derivações até que o a tensão do centro de carga

esteja entre 121 e 123V. Isso é equivalente a 0,99 e 1,01 p.u, conforme pode-se ver na Figura 21.

Figura 21 – Bandas de regulação de tensão do Prodlist e dos reguladores monofásicos de tensão.



Fonte: Do autor.

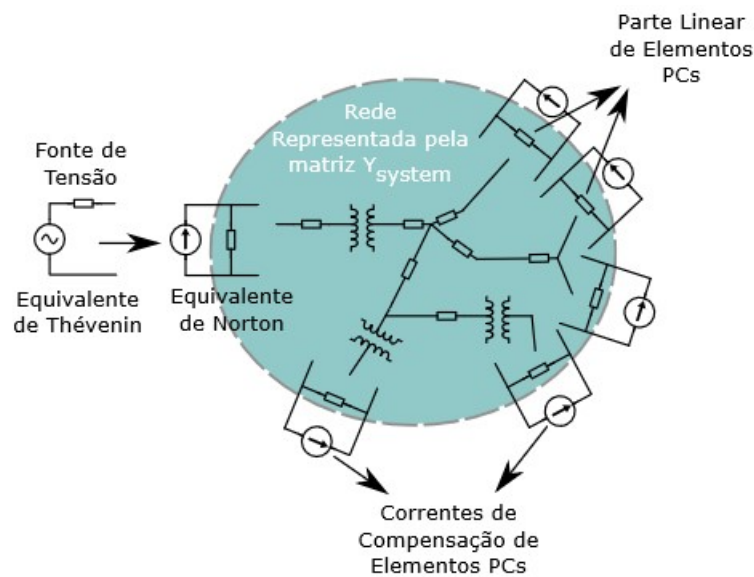
3 Metodologia

Neste capítulo são apresentados os procedimentos adotados para a simulação da rede de distribuição via software OpenDss e Matlab, além do algoritmo “busca exaustiva” utilizado para encontrar os pontos ótimos de potência reativa injetados ou absorvidos pelos GDs que minimizam o número de chaveamentos dos tap’s dos reguladores de tensão.

3.1 Fluxo de potência no OpenDss

Radatz e Rocha (2018) explicam detalhadamente como o OpenDss interpreta um sistema elétrico de potência e resolve o fluxo de potência, que não é resolvido por métodos tradicionais, como os métodos de Gauss-Seidel ou Newton-Raphson. O OpenDss possui dois algoritmos para solução do fluxo de potência, sendo um chamado de “iteração de ponto fixo”, que é o método de solução padrão do software. O outro método é chamado de “Newton”, que é utilizado para sistemas mais robustos, em que o método padrão possa não convergir. A Figura 22 ilustra a interpretação de uma rede pelo OpenDss, em que a subestação é representada pelo equivalente de Thevenin e as cargas e geradores são representados por elementos de conversão de energia (PC’s, do inglês power conversion element).

Figura 22 – Ilustração da interpretação de uma rede elétrica pelo OpenDss.



Fonte: Adaptado de (RADATZ; ROCHA, 2018).

O OpenDss consegue simular vários componentes de uma rede de distribuição. Na Tabela 5 são citados os principais componentes utilizados neste trabalho.

Tabela 5 – Elementos utilizados do OpenDss

Elemento	Descrição
Linha	São elementos de transporte de energia. São caracterizados pela sua matriz de admitância nodal.
Transformador	São elementos de transporte de energia com dois terminais, podendo ter dois ou mais enrolamentos. Podem ser monofásicos ou multifásicos.
Capacitor	São elementos fornecedores de energia. Podem ser ligados em série ou paralelo às linhas de distribuição.
Carga	São elementos de conversão de energia. Podem ser definidas como potência constante, impedância constante ou corrente constante.
Gerador	É um elemento de conversão de energia. Representa o equivalente da subestação.
PVSystem	É um elemento de conversão de energia. Representa o equivalente de uma usina fotovoltaica.
Regulador de tensão	É um elemento de suporte que possibilita controlar os tap's de transformadores de distribuição e controlar os níveis de tensão
Monitor	É um elemento de suporte que fornece a possibilidade de monitorar variáveis elétricas de outros elementos, tais como: tensão, corrente, potência, fator de potência.

Fonte: Do autor.

O método “iteração de ponto fixo” de solução do fluxo de potência do OpenDss consiste em 4 etapas:

- **Passo 1:** É feito o cálculo das tensões das barras considerando somente o alimentador como fonte de tensão, gerando valores iniciais de tensões das barras para que o processo iterativo do fluxo de potência possa convergir mais rápido.

$$\begin{bmatrix} V_1^1 \\ \dots \\ V_j^1 \\ \dots \\ V_N^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{1,1} & \dots & \bar{Y}_{1,j} & \dots & \bar{Y}_{1,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{j,1} & \dots & \bar{Y}_{j,j} & \dots & \bar{Y}_{j,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{N,1} & \dots & \bar{Y}_{N,j} & \dots & \bar{Y}_{N,N} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1^0 \\ \dots \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

- **Passo 2:** Cálculo das correntes de compensação injetadas por cada elemento de conversão de energia (geradores, cargas, armazenadores de energia).

$$\begin{bmatrix} I_1^n \\ \dots \\ I_j^n \\ \dots \\ I_N^n \end{bmatrix} = f \left(\begin{bmatrix} V_1^1 \\ \dots \\ V_j^1 \\ \dots \\ V_N^1 \end{bmatrix} \right) \quad (3.2)$$

- **Passo 3:** Solução para um novo vetor de tensões nodais, ou seja, com o vetor de correntes injetadas atualizado, uma nova solução do sistema é calculada.

$$\dot{V}_{nodal} = [\bar{Y}_{sistema}]^{-1} \cdot \dot{I}_{inj} \quad (3.3)$$

$$\begin{bmatrix} V_1^{n+1} \\ \dots \\ V_j^{n+1} \\ \dots \\ V_N^{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{1,1} & \dots & \bar{Y}_{1,j} & \dots & \bar{Y}_{1,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{j,1} & \dots & \bar{Y}_{j,j} & \dots & \bar{Y}_{j,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{N,1} & \dots & \bar{Y}_{N,j} & \dots & \bar{Y}_{N,N} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1^n \\ \dots \\ I_j^n \\ \dots \\ I_N^n \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

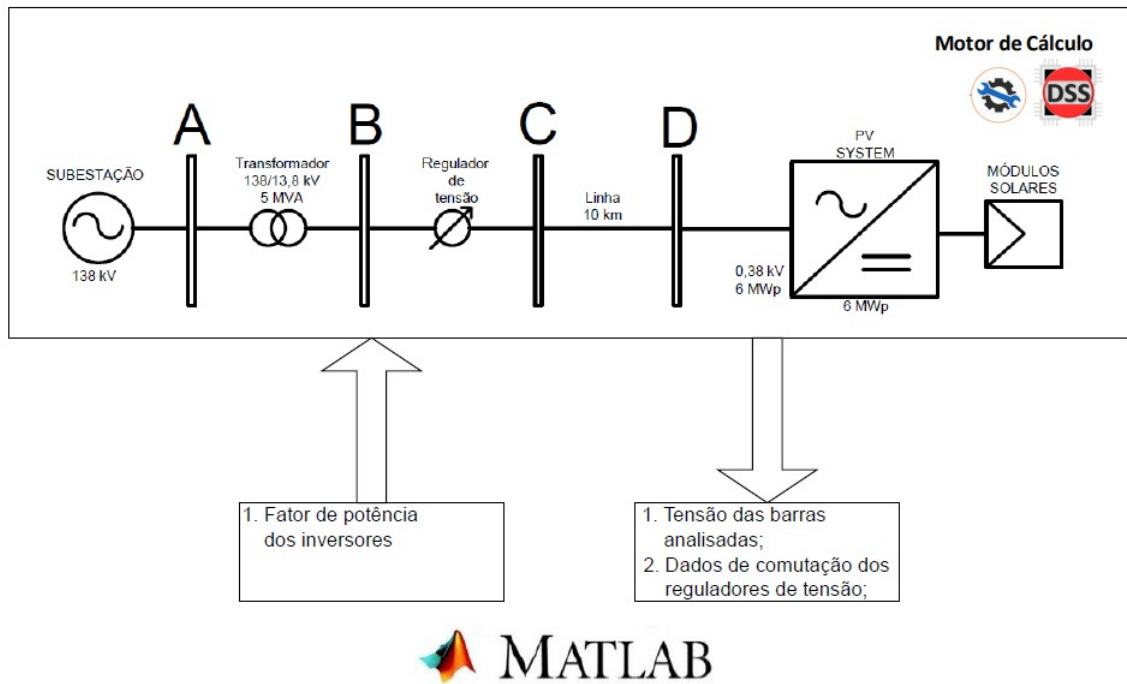
- **Passo 4:** São repetidos os passos 2 e 3 até que o critério de convergência seja atendido, conforme a equação 3.5.

$$erro_i^k = \frac{|V^{n+1} - V^n|}{V_{base}} \leq 0,0001pu \quad (3.5)$$

3.2 Busca exaustiva

A interface entre o Matlab e o OpenDSS é feita através da plataforma COM, do inglês component object model, desenvolvida pela Microsoft. Essa interface é utilizada para possibilitar ao usuário projetar e executar outros recursos de solução personalizados a partir de um código externo em Matlab ou Python. A Figura 23 ilustra a interface COM entre o OpenDss e Matlab para este trabalho.

Figura 23 – Interface COM do OpenDss e Matlab.



Fonte: Do autor.

Para simular os sistemas que serão apresentados no Capítulo 4, é necessário modelar todos os componentes da rede no software OpenDss, sendo eles: subestação, trans-

formadores, regulador de tensão, linhas de distribuição, cargas, curvas de carga e gerador fotovoltaico explicado no capítulo 3 deste trabalho. Por outro lado, no Matlab, implementou-se o algoritmo de busca exaustiva, que consiste em testar valores de fatores de potência iguais para todos inversores do sistema e obter a melhor solução possível. Esta forma de análise é possível porque os sistemas estudados foram simulados apenas com dois geradores fotovoltaicos. O código desenvolvido está ilustrado na Figura 24.

1. Matlab envia um valor de fator de potência para as configurações dos inversores no OpenDss;
2. OpenDss executa 24 fluxos de potência, correspondente a 24 horas de um dia;
3. Matlab recebe os perfis de tensão das barras analisadas e os dados de comutação dos reguladores de tensão para cada instante de tempo (cada hora do dia);
4. Repetir os itens 1–3 até testar os valores de fator de potência nos intervalos $[0,87, 1]$ atrasado e $[0,87, 0,99]$ adiantado. Os intervalos foram discretizados em passos de 0,01 totalizando 25 possíveis pontos de operação para o inversor fotovoltaico em cada hora do dia.

A quantidade de iterações necessária para este método é dada pela equação 3.6. A simulação irá gastar 600 iterações para testar todos os casos. O fluxograma do algoritmo implementado está representado na Figura 24.

$$N_{\text{iterações}} = N_{\text{horas}} \cdot N_{fp} \quad (3.6)$$

- N_{horas} = Quantidade de horas simulado;
- N_{fp} = Quantidade de fatores de potência utilizados;

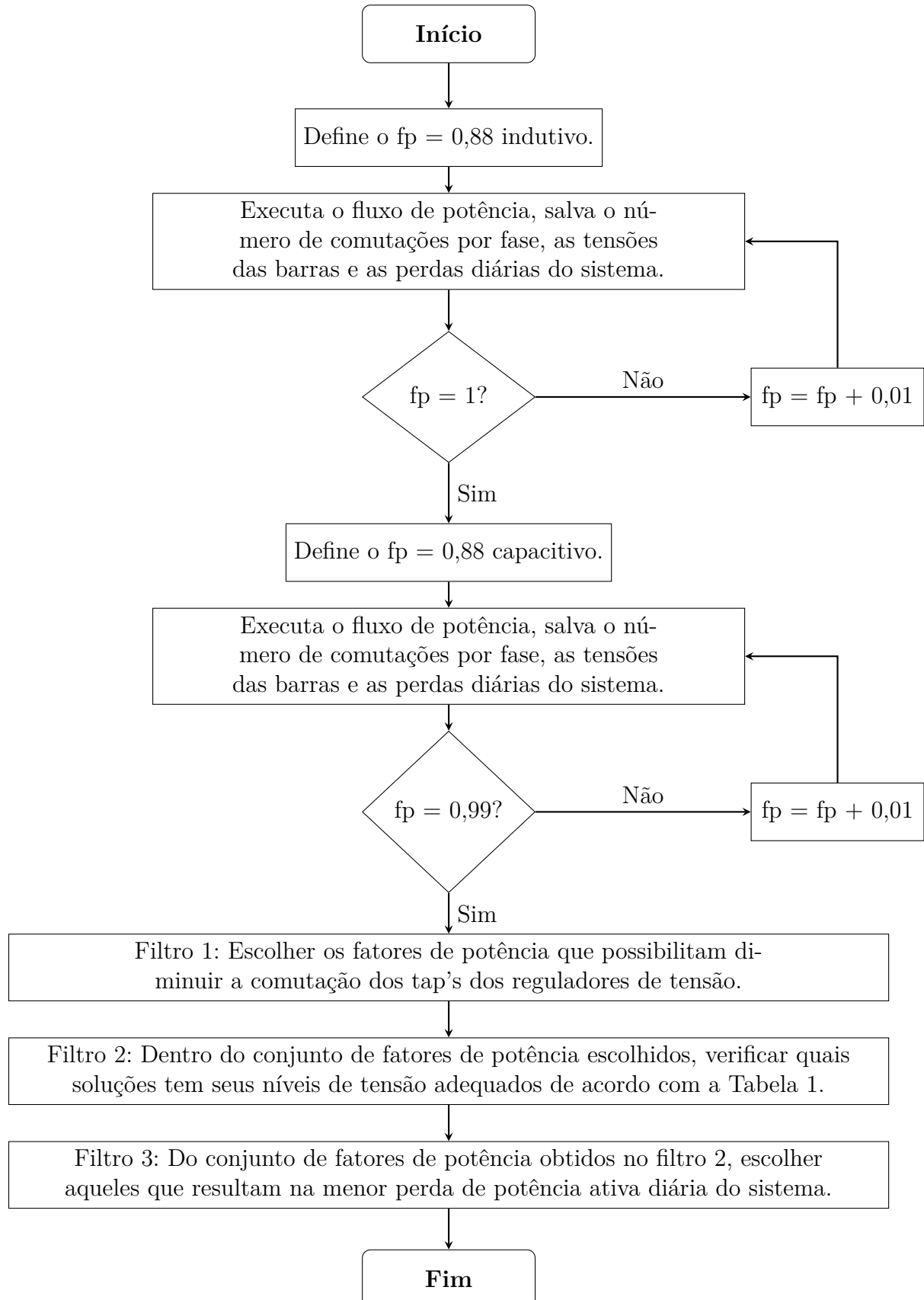
Em cada iteração do algoritmo é obtida uma solução (configuração de taps no regulador de tensão e configuração de fator de potência para os inversores). A lógica para escolha da melhor solução consiste em:

1. Obter o número de comutações dos tap's dos reguladores de tensão em cada fase através da alteração do fator de potência dos geradores fotovoltaicos;
2. Filtro 1: Escolher os fatores de potência que possibilitam diminuir a comutação dos tap's dos reguladores de tensão. Pode-se calcular a melhoria percentual da diminuição da comutação dos tap's dos reguladores de tensão através da Equação 3.7;

$$MELHORIA = \frac{VARIAÇÃO}{VALOR_{INICIAL}} \times 100\% \quad (3.7)$$

3. Filtro 2: Dentro do conjunto de fatores de potência escolhidos, verificar quais soluções tem seus níveis de tensão adequados de acordo com a Tabela 1;
4. Filtro 3: Do conjunto de fatores de potência obtidos no filtro 2, escolher aqueles que resultam na menor perda de potência ativa diária do sistema;

Figura 24 – Fluxograma do algoritmo implementado para diminuir a comutação dos tap's do regulador de tensão.



Fonte: Do autor.

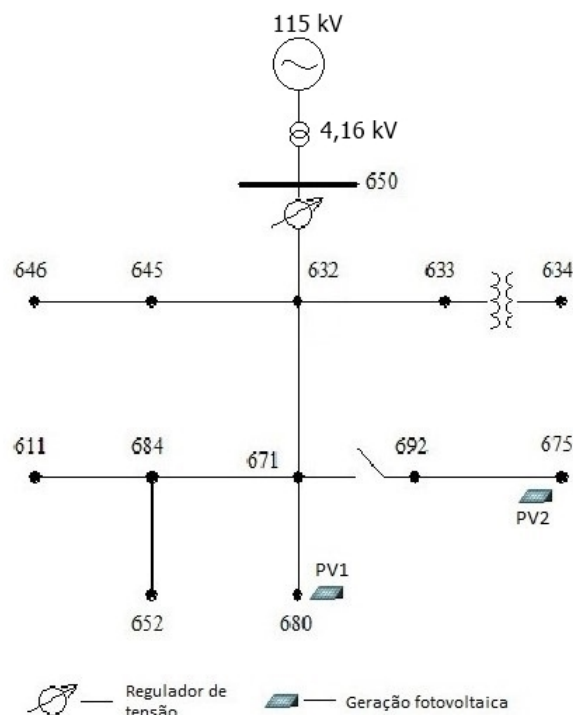
4 Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com o algoritmo descrito no Capítulo 3 para os sistemas IEEE de 13 e 37 barras, respectivamente.

4.1 Características dos sistemas de teste

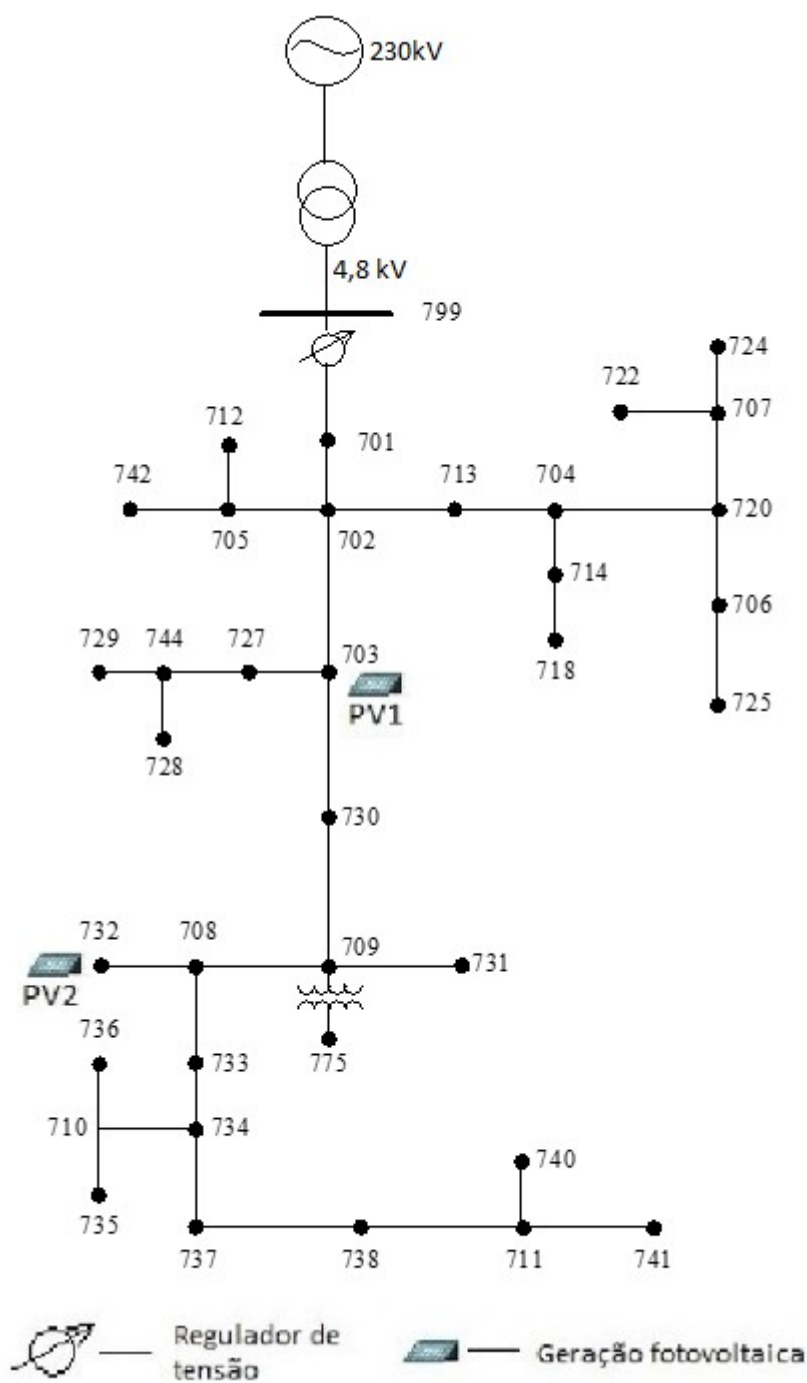
As Figuras 25 e 26 mostram os sistemas IEEE de 13 e 37 barras, respectivamente apresentados no software OpenDss. Os dados destes sistemas se encontram nos anexos A e B, junto com a curva de carga residencial usada para fazer a simulação diária de carga. O sistema de 13 barras é composto por uma subestação com tensão de 115 kV que tem sua tensão abaixada para 4,16 kV, alimentando a barra 650. Em sequência, possui 3 reguladores de tensão monofásicos para efetuar os ajustes de tensão. Além disso, possui 2 geradores fotovoltaicos de 2 MVA instalados nas barras 680 e 675. O sistema de 37 barras é composto por uma subestação com tensão de 230 kV que tem sua tensão abaixada para 4,8 kV. Em sequência, possui 2 reguladores de tensão monofásicos para as fases A e B. Além disso, possui 2 geradores fotovoltaicos de 2 MVA instalados nas barras 703 e 732. O único critério para o posicionamento dos geradores fotovoltaicos foi de a barra ser trifásica. Entre as barras trifásicas, a posição dos geradores foi de forma arbitrária.

Figura 25 – Sistema IEEE com 13 barras.



Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

Figura 26 – Sistema IEEE com 37 barras.



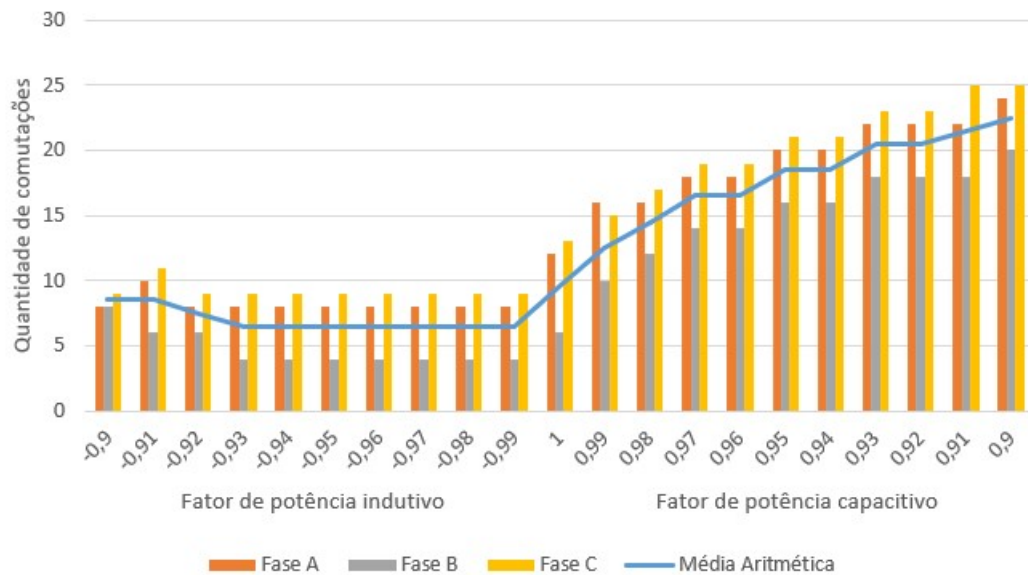
Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

4.2 Análise dos resultados

Com o intuito de diminuir a quantidade de comutações dos tap's dos reguladores de tensão e manter as tensões de todas as barras dentro de limites adequados, realiza-se a análise de qual fator de potência simultâneo dos inversores fotovoltaicos pode resultar em

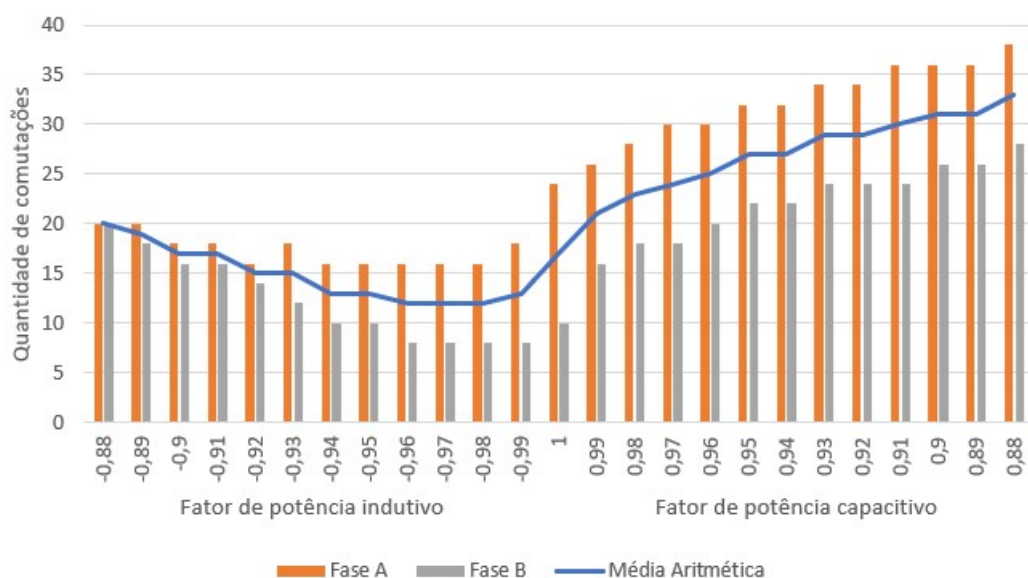
uma menor quantidade de comutações dos tap's dos reguladores de tensão. Esta análise pode ser vista nas Figuras 27 e 28. Além disso, nas Figuras 29 e 30 é possível visualizar um exemplo das posições dos tap's dos reguladores de tensão para cada hora do dia para um fator de potência 0,96 capacitivo e 0,99 indutivo.

Figura 27 – Comutações dos tap's dos reguladores de tensão em cada fase através da alteração do fator de potência do sistema de 13 barras.



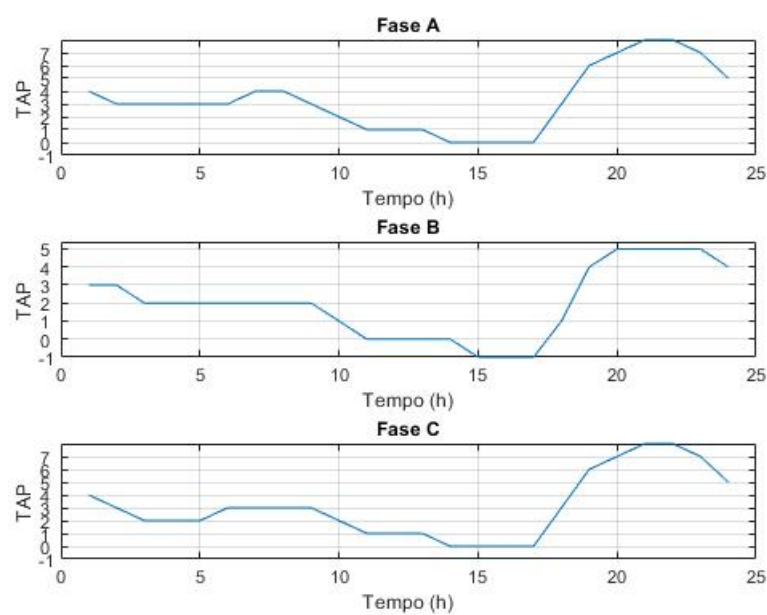
Fonte: Do autor.

Figura 28 – Comutações dos tap's dos reguladores de tensão em cada fase através da alteração do fator de potência do sistema de 37 barras.



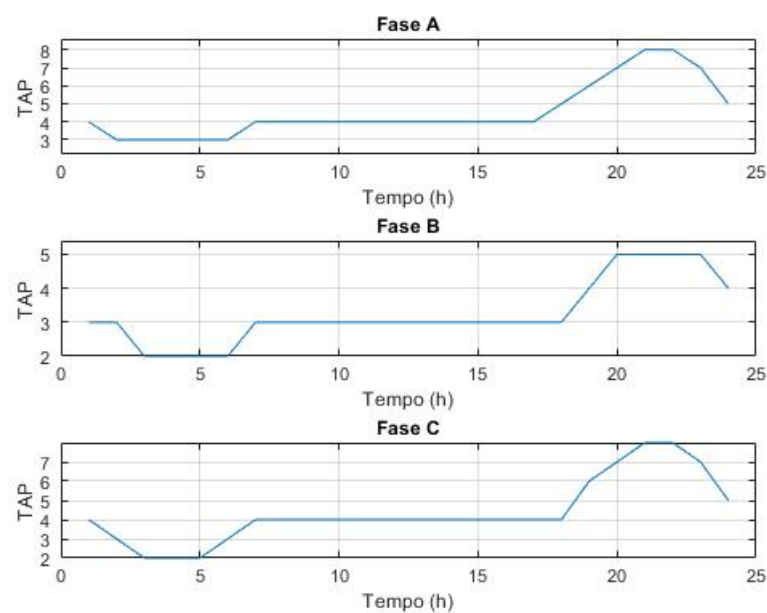
Fonte: Do autor.

Figura 29 – Comutações dos taps dos reguladores de tensão - Sistema de 13 barras com $\text{fp } 0,96$ capacitivo.



Fonte: Do autor.

Figura 30 – Comutações dos taps reguladores de tensão - Sistema de 13 barras com $\text{fp } 0,99$ indutivo.



Fonte: Do autor.

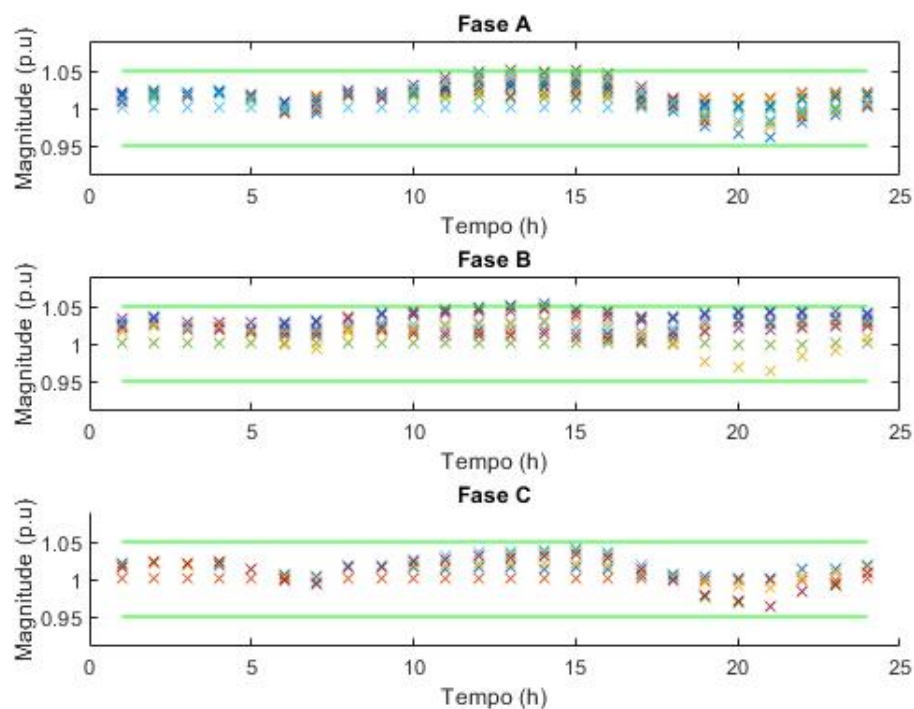
Em seguida, é feita uma análise de quais fatores de potência que resultam em valores de tensão dentro dos limites adequados para todas as barras, de acordo com os valores da Tabela 1. Todavia, no software OpenDSS foram declarados intervalos simétricos para a regulação de tensão, conforme pode-se ver através da Tabela 6. Na Figura 31 é possível visualizar um exemplo onde ocorre a violação dos limites adequados de tensão para um fator de potência 0,96 capacitivo no sistema de 13 barras.

Tabela 6 – Limites adequados de tensão utilizados no OpenDSS

Tensão de Atendimento	Valor
Limite inferior	0,95 p.u
Limite superior	1,05 p.u

Fonte: Do autor.

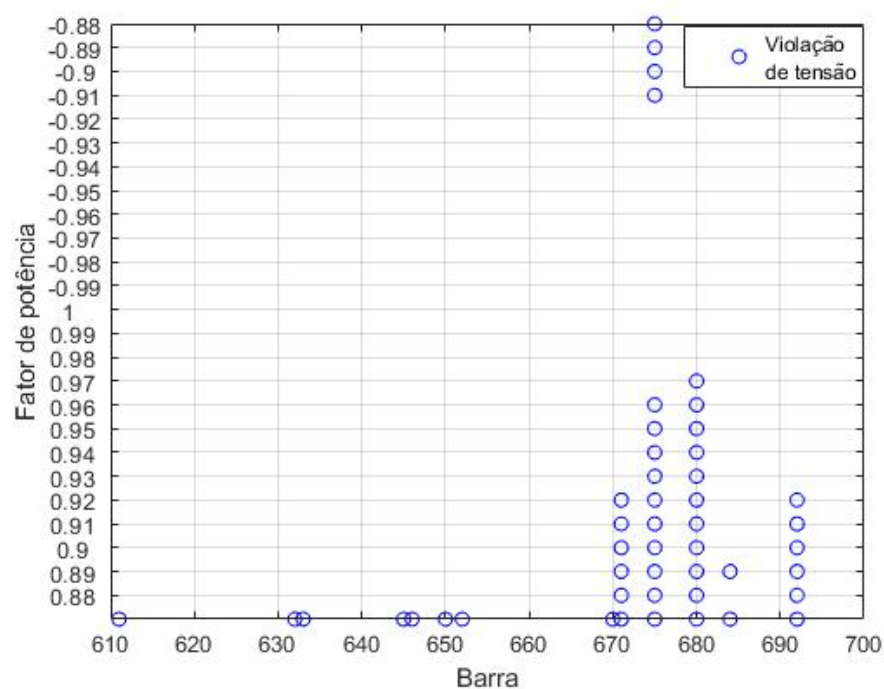
Figura 31 – Tensões das barras para o fator de potência 0,96 capacitivo - Sistema de 13 barras.



Fonte: Do autor.

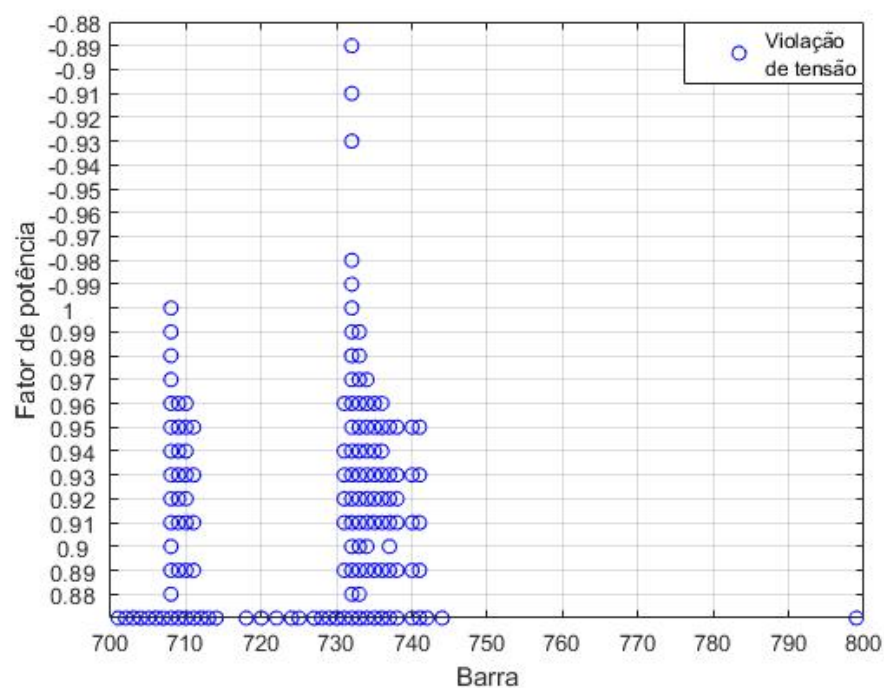
Com isso, surge a necessidade de considerar apenas os fatores de potência que cumprem os limites de tensão adequados. As Figuras 32 e 33 mostram os fatores de potência para os quais os níveis de tensão foram menores do que 0,95 p.u ou maiores do que 1,05 p.u em determinada barra. Com isso, esses valores não são soluções factíveis para o sistema, pois não respeitam os limites de tensão do definidos na Tabela 6.

Figura 32 – Barras com os níveis de tensão abaixo de 0,95 p.u ou acima de 1,05 p.u em função do fator de potência - Sistema de 13 barras.



Fonte: Do autor.

Figura 33 – Barras com os níveis de tensão abaixo de 0,95 p.u ou acima de 1,05 p.u em função do fator de potência - Sistema de 37 barras.



Fonte: Do autor.

Com isso, pode-se extrair um subconjunto de soluções de fatores de potência (indutivos para o caso dos sistemas simulados) através das Figuras 32 e 33 que possibilitem diminuir a comutação dos tap's dos reguladores de tensão e ainda manter os níveis de tensão de todas as barras dentro dos valores adequados.

$$S_{13BARRAS} = [0,99 \text{ 0}, 98 \text{ 0}, 97 \text{ 0}, 96 \text{ 0}, 95 \text{ 0}, 94 \text{ 0}, 93 \text{ 0}, 92] \quad (4.1)$$

$$S_{37BARRAS} = [0,97 \text{ 0}, 96 \text{ 0}, 95 \text{ 0}, 94] \quad (4.2)$$

O novo subconjunto de soluções obtido pode ser filtrado novamente para obter a solução que resulta na menor perda de energia diária dos sistemas. Conforme se mostra na Tabela 7, a melhor solução para o sistema de 13 barras é o fator de potência 0,99 indutivo. Já para o sistema de 37 barras, o fator de potência 0,96 indutivo demonstrou ser a melhor solução. É possível visualizar os níveis de tensão diários para as soluções encontradas através das Figuras 34 e 35.

Tabela 7 – Perdas diária de energia dos sistemas analisados

Sistema IEEE 13 barras		Sistema IEEE 37 barras	
fp	Perdas [kWh]	fp	Perdas [kWh]
1	987,50	1	1041,66
0,99 indutivo	969,46	0,97 indutivo	988,42
0,98 indutivo	971,03	0,96 indutivo	985,36
0,97 indutivo	974,46	0,95 indutivo	988,35
0,96 indutivo	979,80	0,94 indutivo	989,15
0,95 indutivo	985,55		
0,94 indutivo	993,08		
0,93 indutivo	1001,22		
0,92 indutivo	1011,37		

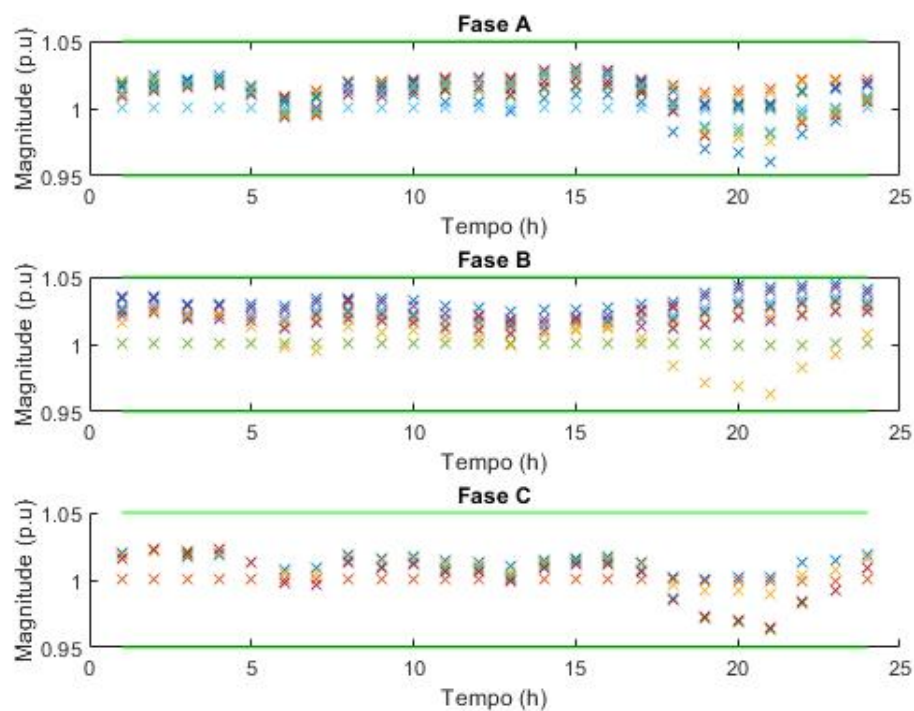
Fonte: Do autor.

Para os inversores fotovoltaicos operando com fator de potência unitário, os sistemas de 13 e 37 barras tiveram uma média aritmética de comutação dos tap's dos reguladores de tensão de 9,5 e 17, respectivamente. A melhor solução para o sistema de 13 barras é o fator de potência 0,99 indutivo, que obteve uma média aritmética de 6,5 comutações dos tap's. Já para o sistema de 37 barras, o fator de potência 0,96 indutivo demonstrou ser a melhor solução, obtendo uma média aritmética de 12 comutações dos tap's. Portanto, as melhorias percentuais são calculadas através das equações 4.3 e 4.4.

$$MELHORIA_{13BARRAS} = \frac{9,5 - 6,5}{9,5} \times 100 = 31,57\% \quad (4.3)$$

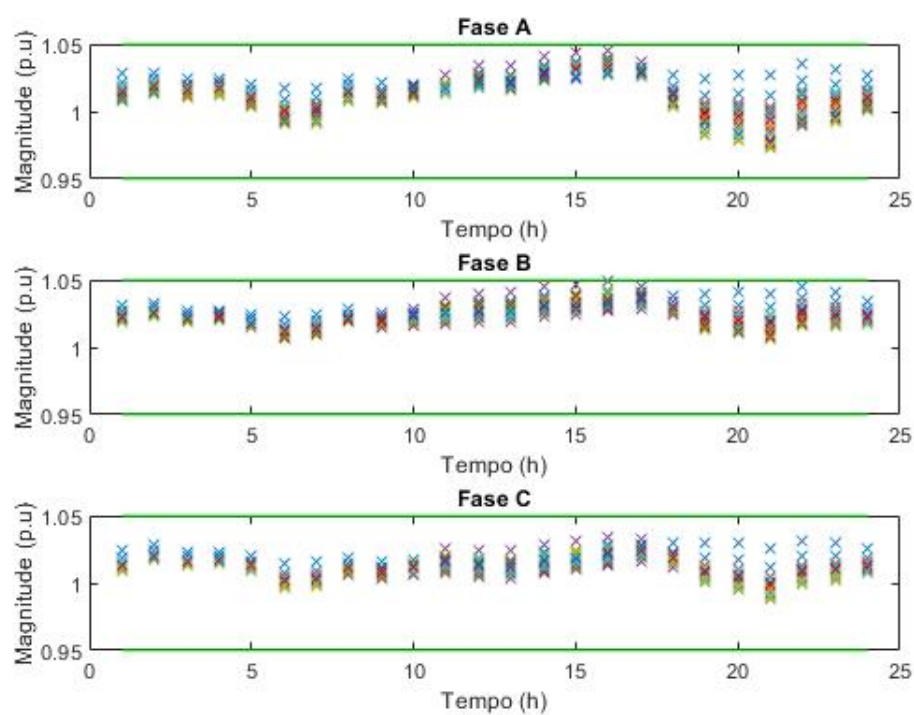
$$MELHORIA_{37BARRAS} = \frac{17 - 12}{17} \times 100 = 29,41\% \quad (4.4)$$

Figura 34 – Tensões das 13 barras para o fator de potência 0,99 indutivo.



Fonte: Do autor.

Figura 35 – Tensões das 37 barras para o fator de potência 0,94 indutivo.



Fonte: Do autor.

5 Conclusão

Com o aumento da inserção de geração fotovoltaica nos sistemas de distribuição, as concessionárias de energia vão confrontar o problema do aumento de tensão na rede, como indicado na literatura. A violação dos limites adequados de tensão pode resultar em indenizações impostas pela ANEEL para as concessionárias de distribuição, além da possibilidade de danificar diversos equipamentos que estiverem conectados ao longo da rede. Por isso, as empresas de energia buscam efetuar um fornecimento de energia que atenda as normas regulamentadoras com a maior qualidade e confiabilidade possível.

Ao realizar a análise do controle do fator de potência de geradores fotovoltaicos instalados nos sistemas de distribuição de 13 e 37 barras, concluiu-se que é possível diminuir as elevações de tensões das barras de média tensão, causadas por excesso de geração distribuída na rede, além de escolher um fator de potência com menores perdas elétricas para o sistema. A inserção de energia reativa por inversores fotovoltaicos demonstrou ser uma abordagem razoável para reduzir as elevações de tensões da rede, diminuindo a necessidade de altos investimentos para reforçar o sistema de distribuição. Obtiveram-se resultados razoáveis com o estudo realizado, permitindo diminuir a comutação dos tap's dos reguladores de tensão e reduzir as perdas elétricas dos sistemas de distribuição, além de manter os níveis de tensão de todas as barras dentro dos limites adequados. Em relação a diminuição da quantidade de comutação dos tap's dos reguladores de tensão, obteve-se uma melhoria de 31,57 % no sistema de 13 barras e 29,41 % no sistema de 37 barras.

Sugere-se para trabalhos futuros fazer um estudo de como a redução de potência ativa nos inversores fotovoltaicos influencia a elevação de tensão da rede e as comutações dos tap's dos reguladores de tensão. Para isso, pode-se usar a função de limitação de potência ativa em função dos níveis de tensão (controle Volt/Watt no OpenDSS). Também pode-se fazer uma análise dos prejuízos financeiros das usinas fotovoltaicas ao utilizar este sistema.

Referências

- ABRADEE. *A distribuição de energia*. 2018. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/>>. Acesso em: 07/02/2022. 17
- AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution voltage control considering the impact of pv generation on tap changers and autonomous regulators. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, p. 182–192, 1 2014. ISSN 08858950. 12
- ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída*. 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 02/02/2022. 17
- ANEEL. *Módulo 8 - Qualidade do fornecimento de energia elétrica*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em: Maio/2022. 12
- BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R. *IEEE 1992 Test Feeder Cases*. 2004. Disponível em: <<https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 15/10/2022. 40, 41, 51, 52, 54, 55
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. 5°. ed. Rio de Janeiro: McGraw Hill, 2013. 20
- CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high pv penetration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 3279–3287, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313989>>. 13
- DONG, J. et al. Distribution voltage control: Current status and future trends. *2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2018*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 8 2018. 12
- EPE. *Fontes de Energia*. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia#FONTES-RENOVAVEIS>>. Acesso em: 15/10/2021. 11
- HAMID, M. I.; ADRIANTI; RAHMAN, A. A method to generate the reactive power on single-phase photovoltaic inverter. p. 272–276, 2017. 25, 26
- HAYASHI, Y. et al. Optimal grid voltage control in distribution feeder connected with pv systems. p. 2327–2330, 2006. 14
- HUSSEIN, M. M.; MAHMOUD, K.; ABDEL-NASSER, M. Poptimal voltage cntrol considering pv-inverter and oltc using grey wolf optimizer. p. 473–477, 2018. 15
- IEA. *Renewable electricity growth is accelerating faster than ever worldwide, supporting the emergence of the new global energy economy*. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/news/renewable-electricity-growth-is-accelerating-faster-than-ever-worldwide-supporting-the-emergence-of-the-new-global-energy-economy>>. Acesso em: 15/02/2022. 11

- KAGAN, N. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2°. ed. São Paulo: Blucher, 2012. 19, 20
- KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 53, p. 594–605, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211500903X>>. 11
- KERSTING, W. *Distribution systems modeling and analysis*. 4°. ed. Flórida: CRC Press, 2018. 30, 31, 32
- ONS. *NT-ONS DPL 0102-2022 PEN 2022 - Condições de Atendimento*. 2022. <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200102-2022_PEN%202022%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>. Acesso em: Abril, 2023. 11
- RADATZ, P.; ROCHA, C. *Algoritmo de fluxo de potência do OpenDss*. 2018. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/beginners/thread/99410373ca/c28a/attachment/PFlow.pdf>>. Acesso em: 28/05/2022. 34
- SADIKU, M. N. O. *Fundamentos de circuitos elétricos*. 5°. ed. Porto Alegre: McGraw Hill, 2013. 21
- STETZ, T.; MARTEN, F.; BRAUN, M. Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in germany. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 2, p. 534–542, 2013. 12, 13, 14
- STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de Potência*. 2°. ed. São Paulo: Mc Graw-Hill, 1986. 19
- TEIXEIRA, L. de G. *Avaliação dos Impactos Causados pela Difusão da Micro Geração Distribuída Fotovoltaica na Baixa Tensão de Redes Reais de Distribuição de Energia Elétrica*. 177 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019. 18, 19, 24, 25
- Toshiba. *Regulador de tensão monofásico*. 2018. Disponível em: <<https://www.toshibalatam.com/wp-content/uploads/2018/05/Reguladores-de-Tension.pdf>>. Acesso em: 23/05/2022. 28, 29
- UMANS, S. *Máquinas Elétricas*. 7°. ed. Rio de Janeiro: McGraw Hill, 2014. 19
- WANIK, M. Z. C.; BUKSHAISHA, M. M.; CHAUDHRY, S. R. Pv generation in distribution network and its impact on power transformer on-load tap changer operation. p. 1–6, 2017. 14
- Weg. *Inversor solar fotovoltaico*. 2014. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hb7/h93/WEG-siw700-inversor-solar-fotovoltaico-10002127700-1.5x-manual-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 28/05/2022. 26, 27, 28
- ZANETTA, L. C. *Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência*. 1°. ed. São Paulo: Livraria da Física, 2006. 19

ANEXO A – Dados Sistema IEEE 13 barras

Tabela 8 – Demanda total do sistema de 13 barras.

Fase	kW	kVAr	kVA	PF
Fase A	1.251.398	681.570	1.424.968	.8782
Fase B	977.332	373.418	1.046.241	.9341
Fase C	1.348.461	669.784	1.505.642	.8956
TOTAL	3.577.191	1.724.772	3.971.289	.9008

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

Tabela 9 – Transformadores do sistema de 13 barras

Transformador	kVA	kV Primário	kV Secundário
Subestação	5000	115,00	4,16
XFM	500	4,16	0,48

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

Tabela 10 – Capacitores do sistema de 13 barras

Barra	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611	-	-	100

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

Tabela 11 – Reguladores de tensão do sistema de 13 barras

Barra	Fase A (kV)	Fase B (kV)	Fase C (kV)
650 -632	122	122	122

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

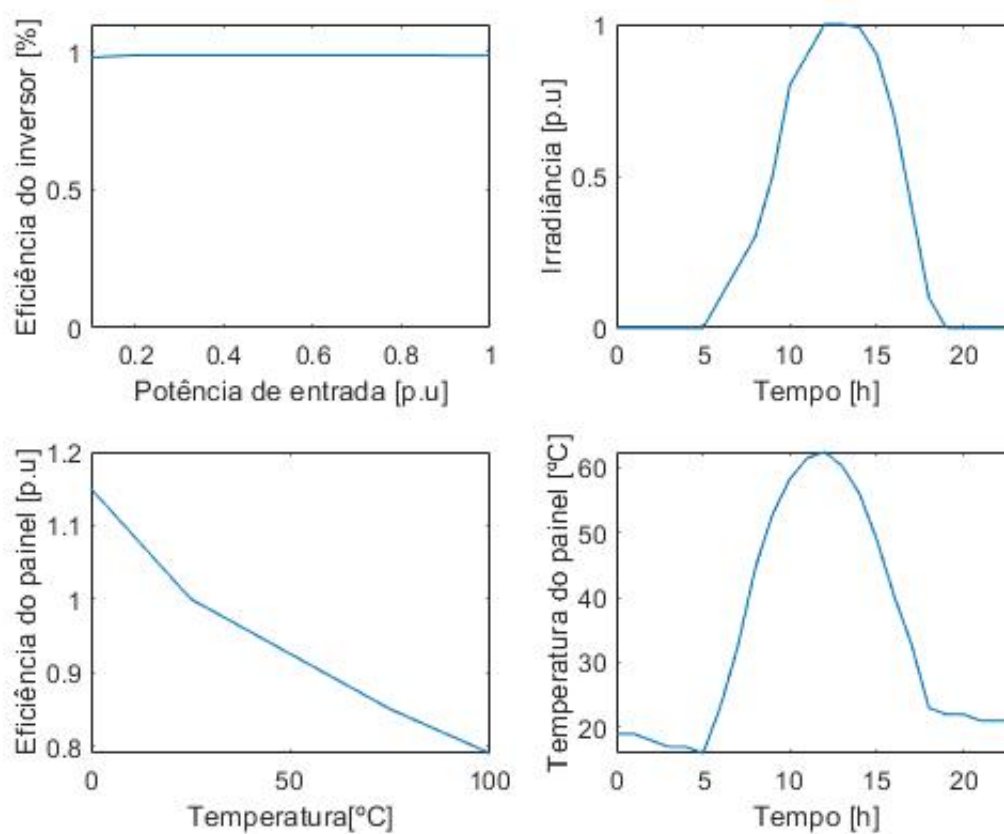
As cargas são do sistema são dos tipos PQ, Z e I. As Tabelas abaixo resumem as conexões e suas magnitudes.

Tabela 12 – Cargas do sistema de 13 barras

Barra	Modelo da carga	Fase A (kW)	Fase A (kVar)	Fase B (kW)	Fase B (kVar)	Fase C (kW)	Fase C (kVar)
632 -671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

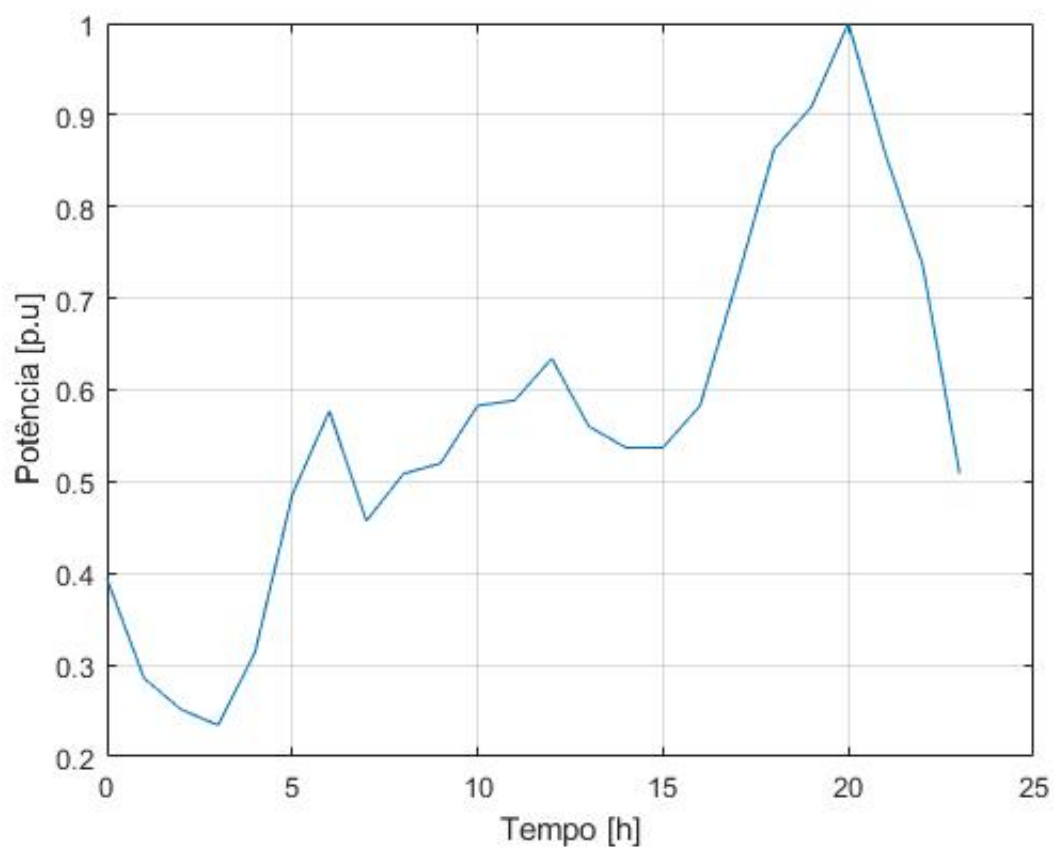
Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

Figura 36 – Curvas utilizadas para modelar o gerador fotovoltaico.



Fonte: Do autor.

Figura 37 – Curva de carga utilizada nos sistemas de 13 e 37 barras.



Fonte: Do autor.

A.1 Dados do PVSystem

Tabela 13 – Dados individuais dos sistemas fotovoltaicos “PV” e “PV2”

PVSystem	Dados
Potência nominal	2 MVA
Tensão nominal	0.38 kV
Fator de potência ajustável	-0.87...1...+0.87
Temperatura nominal	25° C
Irradiação base	1

Fonte: Do autor.

ANEXO B – Dados Sistema IEEE 37 barras

Tabela 14 – Demanda total do sistema de 37 barras.

Fase	kW	kVAr	kVA	PF
Fase A	895.496	565.765	1.059.246	.8454
Fase B	683.879	389.365	786.954	.8690
Fase C	942.452	294.305	987.335	.9545
TOTAL	2.521.827	1.249.435	2.814.374	.8961

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

Tabela 15 – Transformadores do sistema de 37 barras

Transformador	kVA	kV Primário	kV Secundário
Subestação	2500	230,00	4,8
XFM	500	4,8	0,48

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

Tabela 16 – Reguladores do sistema de 37 barras

Barra	Fase A	Fase B
799-701	122	122

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

As cargas são do tipo PQ, Z e I. As conexões são em delta.

Tabela 17 – Cargas do sistema de 37 barras

Barra	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVar)	Fase B (kW)	Fase B (kVar)	Fase C (kW)	Fase C (kVar)
701	D-PQ	140	70	140	70	350	175
712	D-PQ	0	0	0	0	85	40
713	D-PQ	0	0	0	0	85	40
714	D-I	17	8	21	10	0	0
718	D-Z	85	40	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	85	40
722	D-I	0	0	140	70	21	10
724	D-Z	0	0	42	21	0	0
725	D-PQ	0	0	42	21	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	42	21
728	D-PQ	42	21	42	21	42	21
729	D-I	42	21	0	0	0	0
730	D-Z	0	0	0	0	85	40
731	D-Z	0	0	85	40	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	42	21
733	D-I	85	40	0	0	0	0
734	D-PQ	0	0	0	0	42	21
735	D-PQ	0	0	0	0	85	40
736	D-Z	0	0	42	21	0	0
737	D-I	140	70	0	0	0	0
738	D-PQ	126	62	0	0	0	0
740	D-PQ	0	0	0	0	85	40
741	D-I	0	0	0	0	42	21
742	D-Z	8	4	85	40	0	0
744	D-PQ	42	21	0	0	0	0

Fonte: Adaptado de (BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R, 2004)

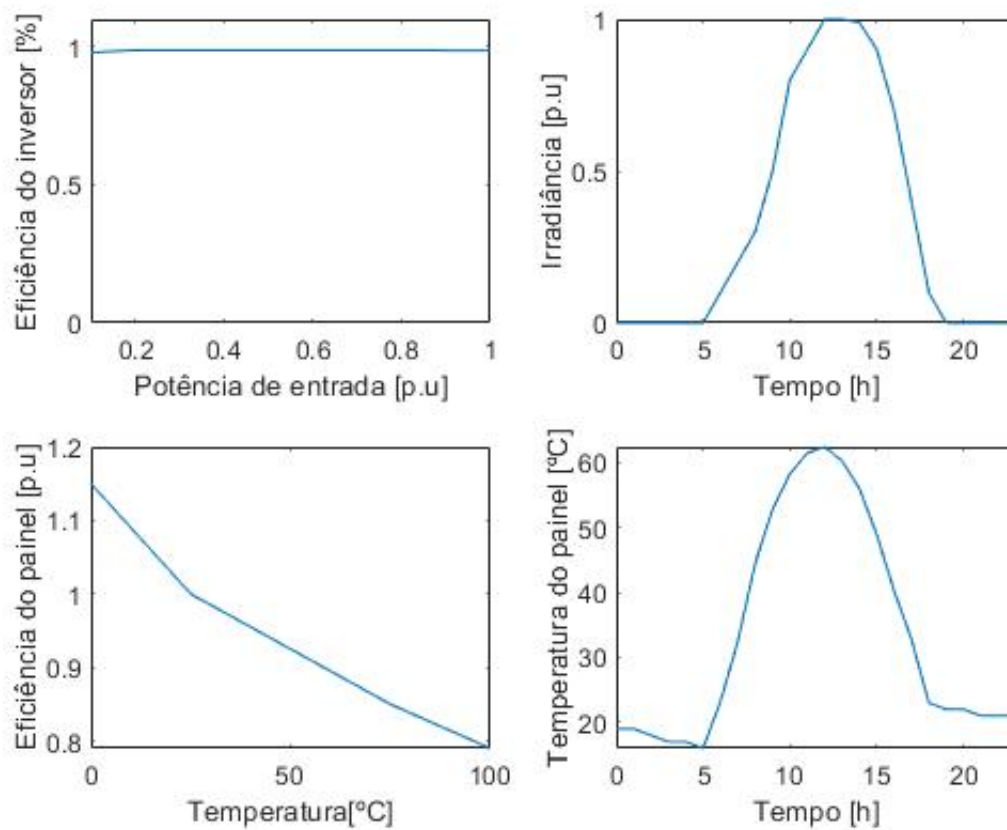
B.1 Dados do PVSystem

Tabela 18 – Dados individuais dos sistemas fotovoltaicos “PV” e “PV2”

PVSystem	Dados
Potência nominal	2 MVA
Tensão nominal	0.38 kV
Fator de potência ajustável	-0.87...1...+0.87
Temperatura nominal	25° C
Irradiação base	1

Fonte: Do autor.

Figura 38 – Curvas utilizadas para modelar o gerador fotovoltaico.



Fonte: Do autor.