

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Jean Wadley Toussaint

**AVALIAÇÃO DO CONTROLE VOLT-VAR EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.**

Santa Maria, RS
2023

Jean Wadley Toussaint

**AVALIAÇÃO DO CONTROLE VOLT-VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS),
como requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Gustavo Marchesan

Santa Maria, RS
2023

Jean Wadley Toussaint

**AVALIAÇÃO DO CONTROLE VOLT-VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS),
como requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 12 de dezembro de 2023:

**Gustavo Marchesan, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)**

Caison Rodrigues Ramos, Dr. (UFSM)

Renata Mota Martins, Dra. (UFSM)

Santa Maria, RS
2023

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, quero agradecer a Deus, que fez com que eu alcançasse meus objetivos ao longo de todos os anos dedicados aos estudos. Agradeço imensamente aos meus pais, família e amigos, que estiveram ao meu lado em todos os momentos, apoiando e incentivando meu progresso. Ao professor Gustavo Marchesan, sou grato por ter sido meu orientador e desempenhado essa função com dedicação. Agradeço a Renata Martins pelo apoio demonstrado ao longo de todo o tempo em que me dediquei a este trabalho. Quero expressar minha profunda gratidão aos meus colegas de curso, com os quais tive uma convivência ao longo dos últimos anos. Agradeço sinceramente pelo companheirismo constante e pela valiosa troca de experiências, que desempenharam um papel fundamental no meu crescimento, tanto pessoal quanto acadêmico. Gostaria de expressar minha gratidão ao sistema de ensino público brasileiro e a todos os agentes públicos que me proporcionaram acesso à educação gratuita e de qualidade. Por fim, quero expressar minha sincera gratidão aos professores, aos demais profissionais da instituição de ensino e ao sistema de ensino público brasileiro, que me proporcionaram a oportunidade de acesso a um ambiente acadêmico extremamente estimulante, enriquecedor e desafiador.

Aux âmes bien nées, la valeur n'attend
point le nombre des années.

(Pierre Corneille)

RESUMO

AVALIAÇÃO DO CONTROLE VOLT-VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.

AUTOR: Jean Wadley Toussaint

Orientador: Gustavo Marchesan

Diante da crescente demanda por energia elétrica e considerando as crescentes exigências financeiras e ambientais associadas à implantação de grandes empreendimentos de geração de energia elétrica, a geração conectada às redes de distribuição e localizada próxima aos consumidores surge como uma alternativa viável para atender a essa demanda crescente. Essa forma de geração, conhecida como Geração Distribuída (GD), apresenta como principal vantagem a redução significativa do transporte de energia a partir de centros de geração que, em sua maioria, estão localizados a grandes distâncias das unidades consumidoras. A regulação de tensão no sistema de distribuição surge como um dos desafios fundamentais em relação à qualidade de energia elétrica que as empresas concessionárias precisam enfrentar. O aumento constante na demanda por energia elétrica das unidades consumidoras, combinado com o crescimento da conexão de geradores distribuídos, são fatores que contribuem para a crescente complexidade do sistema elétrico de distribuição. Isso, por sua vez, torna mais complexa a tarefa de manter um equilíbrio adequado de tensão por meio do uso de reguladores de tensão. O foco deste trabalho é a análise dos efeitos da inserção da geração distribuída (GD) fotovoltaica na rede de distribuição de energia elétrica. Subsequentemente, foram investigados os resultados obtidos após a implementação do controle Volt-Var (CVV), comparando-o com outras estratégias já existentes. Essa análise foi conduzida por meio de simulações realizadas com o auxílio do software OpenDSS e Python, abrangendo diversos cenários em um sistema residencial composto por 10 barras. O objetivo principal é avaliar as flutuações de tensão na rede, identificando possíveis violações dos limites estabelecidos, ao mesmo tempo em que quantificamos as perdas técnicas associadas.

Palavras-chave: Controle Volt-Var. Geração dsitribuida fotovoltaica. Sobretensão.

ABSTRACT

EVALUATION OF VOLT-VAR CONTROL IN DISTRIBUTION SYSTEMS WITH HIGH PENETRATION OF DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION.

AUTHOR: Jean Wadley Toussaint

ADVISOR: Gustavo Marchesan

Given the increasing demand for electrical energy and considering the growing financial and environmental requirements associated with the implementation of large-scale electricity generation projects, generation connected to distribution grids and located near consumers emerges as a viable alternative to meet this rising demand. This form of generation, known as Distributed Generation (DG), has as its main advantage the significant reduction of energy transportation from generation centers, which are mostly located at considerable distances from consumer units. Voltage regulation in the distribution system arises as one of the fundamental challenges regarding the quality of electrical energy that concessionary companies need to address. The constant increase in demand for electrical energy from consumer units, combined with the growth in the connection of distributed generators, are factors contributing to the growing complexity of the electrical distribution system. This, in turn, makes the task of maintaining an adequate voltage balance through the use of voltage regulators more complex. The focus of this work is the analysis of the effects of integrating photovoltaic Distributed Generation (DG) into the electrical distribution network. Subsequently, the results obtained after the implementation of Volt-Var control (VVC) were investigated, comparing it with other existing strategies. This analysis was conducted through simulations with the assistance of OpenDSS and Python software, encompassing various scenarios in a residential system composed of 10 buses. The main objective is to assess voltage fluctuations in the network, identifying possible violations of established limits, while quantifying associated technical losses.

Keywords: Volt-Var Control. Photovoltaic Distributed Generation. Overvoltage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Participação das fontes na capacidade instalada.	12
Figura 2 – Evolução da potência instalada (MW).	17
Figura 3 – Efeito fotovoltaico.	18
Figura 4 – Esquema do Sistema fotovoltaico isolado.	20
Figura 5 – Esquema do sistema fotovoltaico híbrido.	20
Figura 6 – Esquema do sistema fotovoltaico conectado a rede.	20
Figura 7 – Demanda de carga e potência fotovoltaica no período de um dia.	23
Figura 8 – Sistema com fluxo de potência unidirecional.	23
Figura 9 – Sistema com fluxo de potência bidirecional.	24
Figura 10 – Curva Volt-Var.	27
Figura 11 – Disponibilidade de potência reativa em um inversor sobredimensionado de 10%.	28
Figura 12 – Limites de operação do FP em sistemas FV, considerando a potência ativa injetada.	29
Figura 13 – Limites de potência reativa para inversores maiores que 6 kW.	29
Figura 14 – Limites de potência reativa em função da potência ativa segundo o IEEE.	30
Figura 15 – Curvas Volt-Var de padrões internacionais.	31
Figura 16 – Sistema de 10 barras.	32
Figura 17 – Curva de carga de demanda residencial.	34
Figura 18 – Curva de irradiação solar.	35
Figura 19 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas sem presença de GD.	36
Figura 20 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas com presença de GD.	39
Figura 21 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas com presença do controle Volt-Var.	42
Figura 22 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas com banco de capacitores Chaveado.	45
Figura 23 – Comportamento das tensões na barra 10 durante 24 horas para cada cenário.	48
Figura 24 – Perdas (kWh).	50
Figura 25 – Perdas totais do sistema para cada cenário.	51

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Classificação das faixas de tensões de atendimento.	22
TABELA 2 – Classificação da tensão de atendimento em regime permanente.	22
TABELA 3 – Configurações de padrões internacionais de curvas Volt-Var.	31
TABELA 4 – Comprimento das linhas.	33
TABELA 5 – Configuração das cargas sistema IEEE 10 barras (KVA).	33
TABELA 6 – Condições de operação nos horários sem GD.	36
TABELA 7 – Perdas de potência ativa (kWh).	37
TABELA 8 – Inserção de geração fotovoltaica no sistema IEEE 10 barras.	38
TABELA 9 – Condições de operação nos horários com GD.	40
TABELA 10 – Perdas de potência ativa (kWh).	41
TABELA 11 – Condições de operação nos horários com o CVV.	43
TABELA 12 – Perdas de potência ativa (kWh).	44
TABELA 13 – Condições de operação nos horários com bancos de capacitores.	46
TABELA 14 – Perdas de potência ativa (kWh).	47
TABELA 15 – Perdas (kWh) após a implementação da GD e do CVV.	52
TABELA 16 – Perdas (kWh) após a implementação da GD e do banco de capacitores.	53

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco de Capacitores
BT	Baixa Tensão
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CVV	Controle Volt-Var
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Energia Solar Fotovoltaica
FP	Fator de Potência
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
OPENDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PU	Valores por Unidade
RPS	Regime Permanente Senoidal
SE	Subestação de Energia
VE	Veículo Elétrico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	MOTIVAÇÃO	13
1.2	OBJETIVOS	14
1.2.1	Objetivo geral	14
1.2.2	Objetivos específicos	14
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	16
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	16
2.1.0.1	Efeito fotovoltaico	18
2.1.0.2	Sistema fotovoltaico	19
3	CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
3.1	QUALIDADE DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	21
3.2	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
3.2.1	Redução da demanda de carga na subestação	22
3.2.2	Fluxo de potência reverso	23
3.2.3	Variação de tensão	24
3.3	SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE SUBTENSÃO E SOBRETENSÃO	25
3.3.1	Banco de capacitores	25
3.3.2	Função dos bancos de capacitores	25
3.3.3	Controle Volt-Var em inversores fotovoltaicos	26
3.3.4	Sobredimensionamento do inversor	28
3.4	ASPECTOS REGULATÓRIOS	28
3.4.1	ABNT 16149	28
3.4.2	IEEE 1547	30
4	ESTUDO DE CASO EM UM SISTEMA DE 10 BARRAS	32
4.1	METODOLOGIA	32
4.2	SOFTWARES UTILIZADOS	33
4.3	SIMULAÇÃO DO SISTEMA	34
4.4	CURVA DE IRRADIAÇÃO SOLAR UTILIZADA	34
4.5	SEM A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	35
4.6	COM A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	38
4.7	COM A PRESENÇA DO CONTROLE VOLT-VAR	42
4.8	COM A PRESENÇA DO BANCO DE CAPACITORES CHAVEADO	45

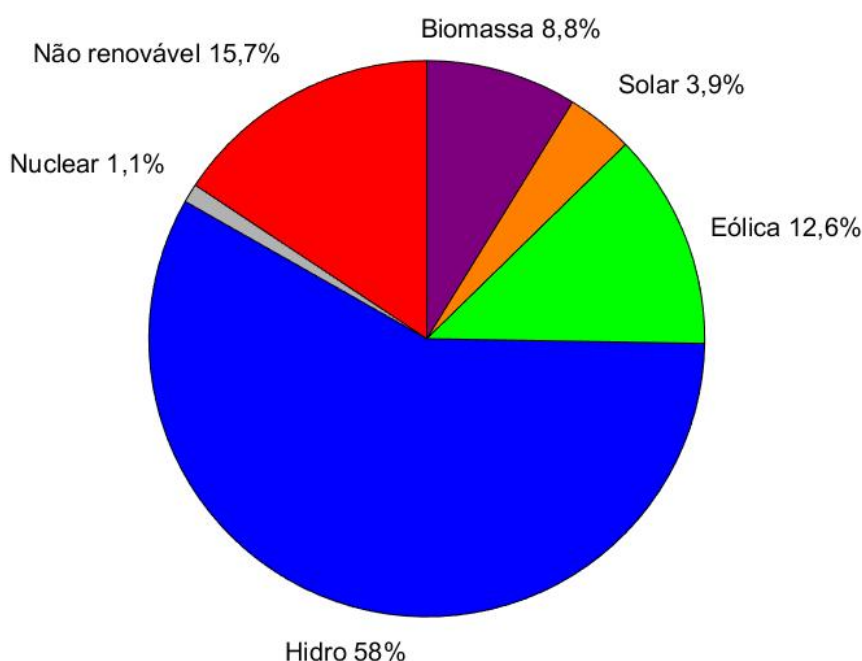
4.9	DISCUSSÃO.....	48
4.9.1	Tensões nas barras do sistema	48
4.9.2	Perdas (kWh) do sistema	50
5	CONCLUSÃO	54
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica desempenha um papel fundamental no desenvolvimento socioeconômico e tecnológico das sociedades. Ela está presente em vários setores da sociedade como transporte, telecomunicação, agricultura, indústria e muitos outros. Além disso, desempenhar um papel importante no cotidiano das famílias, para conservar alimentos, aquecer e refrigerar, e para o uso de outros eletrodomésticos que facilitam a vida das pessoas.

Para o ano de 2022, o Brasil registrou um aumento de 1,5% do consumo de energia elétrica em comparação com o ano de 2021 (CEEE, 2023). No decorrer dos anos, o Brasil vem incentivando a população em relação ao uso de recursos naturais. O país utiliza 83% de sua energia por meio de energia renovável, e 58% da energia é produzida por hidrelétricas (MME, 2020). Porém, com a falta de chuvas, o nível da água nos reservatórios vem caindo significativamente, por isso é necessário o uso de usinas termelétricas, que além da poluição, apresenta um elevado custos com consideráveis impactos ambientais e despesas operacionais. Como resultado, o Brasil tem investido fortemente em outras fontes de energia que incluem a energia eólica e solar, e que juntas correspondem a 16,5% da geração de eletricidade conforme mostrado na Figura 1 (EPE, 2023).

Figura 1 – Participação das fontes na capacidade instalada.



Fonte: (EPE, 2023).

Geralmente localizadas próximas aos centros de consumo, essas fontes renováveis operam como geração distribuída (GD). Podem ser instaladas pelos consumidores ao longo da rede de distribuição de energia. Com a demanda de forma exponencial dos carros elétricos no mundo, a demanda global por energia tende a crescer 62% até 2050, nos próximos 30 anos (BLOOMBERG, 2019). Com isso é importante a realização de novos estudos e proposta de solução de regulação de tensão visando fazer com que a tensão recebida pelos consumidores finais seja de boa qualidade como é recomendado no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021).

Para manter os níveis de tensão adequados dentro da norma, pode ser feito a utilização de reguladores de tensão, na rede de distribuição de energia elétrica. Esses reguladores são utilizados para manter a tensão dentro dos valores recomendado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). É essencial analisar a qualidade do fornecimento de energia elétrica e compreender seus distúrbios. As redes de distribuição de energia frequentemente enfrentam perturbações que resultam em problemas como a queda e elevação de tensão, desequilíbrio na tensão, flutuação momentânea, variações de frequência e surtos transitórios, entre outros (MARTINHO, 2009).

1.1 MOTIVAÇÃO

A busca por melhorias na qualidade do fornecimento de energia elétrica é um processo em constante evolução ao longo do tempo. Esse progresso não é apenas fruto dos esforços das empresas fornecedoras de energia, mas também resulta do envolvimento e interesse dos consumidores (FELBER, 2010), seja por motivos financeiros e preocupações com segurança, seja para garantir o bom desempenho dos equipamentos (MERCER; TRINDADE, 2016).

Diante da situação dos sistemas de distribuição atuais, que enfrentam um aumento significativo na inserção de geração distribuída proveniente de fontes renováveis, como energia solar e eólica, e considerando também as conexões para carga e descarga de veículos elétricos (VE), o aumento da demanda de energia elétrica, variações sazonais de carga em alimentadores rurais, entre outros fatores, surge um grande desafio para os operadores dos sistemas de distribuição de energia. Este desafio está relacionado ao esforço necessário para manter a tensão dos consumidores finais dentro dos limites adequados (MELLO, 2018). Para garantir que os níveis de tensão permaneçam dentro dos limites operacionais adequados ao introduzir sistemas de geração distribuída, é essencial implementar medidas de controle de tensão e potência reativa (controle Volt-Var) pelos equipamentos já presentes nas redes elétricas com o objetivo de manter a estabilidade do sistema (EICHKOFF et al., 2018).

Ao gerenciar o despacho reativo dos inversores, é possível aprimorar o perfil de tensão na rede, resultando em uma melhoria na qualidade da energia, conforme destacado por Sanchez et al. (2009). A implementação do controle Volt-Var em inversores é uma maneira de melhorar a eficiência e a operação das redes de distribuição, visando minimizar as perdas de energia, manter um perfil de tensão apropriado e aumentar a capacidade máxima de carga suportada pelo alimentador (MADRIGAL et al., 2015).

No contexto brasileiro, a GD não pode ser utilizada diretamente para a regulação de tensão, ao contrário do que ocorre em outras regiões com tecnologias de geração distribuída mais estabelecidas (EICHKOFF et al., 2018). Entretanto, isso já está em prática, como, por exemplo, na Califórnia, onde foi implementada a “*California’s Interconnection Rule 21*”. Na primeira fase de implementação dessa regulamentação, os inversores conectados à rede eram exigidos como “*smart inverters*”, cumprindo requisitos específicos de controle essenciais para a melhoria da rede elétrica (OPEN, 2018).

Nesse contexto, o presente trabalho tem como motivação demonstrar o desempenho do controle Volt-Var na mitigação dos problemas de níveis de tensão em sistemas de distribuição com alta penetração de geração distribuída fotovoltaica.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo deste estudo é analisar o controle aplicado em sistemas de distribuição, utilizando como base o sistema de 10 barras da IEEE. Trazendo medidas que possam reduzir as violações de tensão durante os horários mais críticos, mantendo-a dentro dos níveis aceitáveis pelos órgãos reguladores e que garantam a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analisar os cenários de diferentes casos, como o caso base, o caso com banco de capacitor e o caso com Volt-Var.
- Análise de conceitos relacionados a níveis de tensões aceitáveis e diminuição de perdas no sistema de distribuição.
- Analisar os impactos da inserção de geração distribuída no sistema elétrico de potência.

- Analisar os impactos do controle Volt-Var nas perdas de energia de um sistema de distribuição.
- Proporcionar melhorias ao perfil de tensão e garantir que não ocorram violações dos limites estabelecidos.
- Comparar o controle Volt-Var com um banco de capacitores.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 1, proporcionaremos uma introdução ao tema deste trabalho, delineando a motivação que impulsionou o desenvolvimento deste trabalho. Abordaremos também os objetivos gerais e específicos, além de apresentar a estrutura organizacional deste estudo.

No capítulo 2, será realizada uma apresentação detalhada sobre geração distribuída, abordando suas características.

No capítulo 3, será apresentada a revisão bibliográfica, na qual é realizada uma análise sobre o controle de tensão e potência reativa em sistemas com alta penetração de geração distribuída, juntamente com os dispositivos de controle de tensão e os seus aspectos regulatórios.

No capítulo 4, serão apresentados e explicados os diferentes cenários considerados neste estudo (cenário base, cenário com bancos de capacitores, cenário com controle Volt-Var (CVV)). Além disso, é realizada uma revisão bibliográfica abordando diversas técnicas utilizadas para a regulação de tensão e a redução da potência reativa. A simulação de cada caso é apresentada de forma detalhada, descrevendo todos os parâmetros e variáveis utilizados na realização deste trabalho.

Por fim, no capítulo 5, serão apresentadas as conclusões referentes aos objetivos alcançados.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Com o aumento da demanda por energia elétrica e a dificuldade em construir novas usinas de geração, a reorganização do sistema de potência torna-se uma solução crucial. Essa reorganização facilita aos consumidores a conexão de sistemas de GD à rede, tornando-se uma resposta significativa ao desafio crescente da demanda energética. Ao longo da história, o sistema elétrico tem sido caracterizado pela organização baseada em grandes centrais de geração e uma ampla rede de linhas de transmissão e distribuição, conhecida como geração centralizada de energia. No entanto, essa abordagem tradicional tem levantado questionamentos diante do aumento da demanda energética. Em resposta a crescente demanda de energia, uma das soluções adotada tem sido a expansão da capacidade de geração por meio de novas usinas de geração distribuída. Isso se deve, em parte, à introdução de novas tecnologias que reduzem significativamente o custo da energia produzida e permitem sua geração próxima aos centros de carga. Esse conceito é conhecido como geração distribuída (BARBOSA et al., 2013).

A geração distribuída pode ser classificada em duas categorias:

Microgeração: caracterizada pela utilização de fontes renováveis ou cogeração qualificada para a geração de energia elétrica, com uma potência instalada igual ou inferior a 75 kW (ANEEL, 2012).

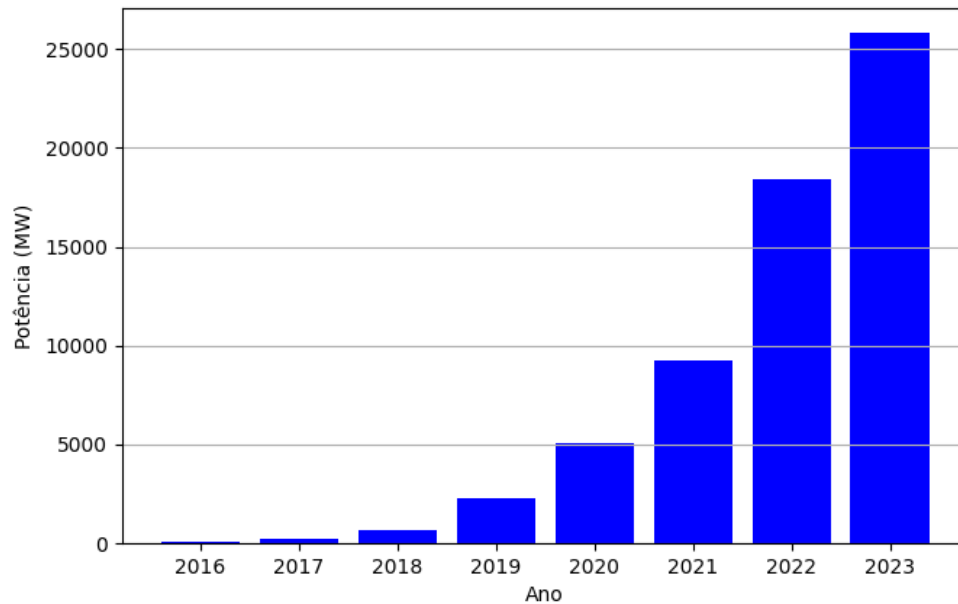
Minigeração: refere-se a centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e igual ou inferior a 3 MW para fontes hídricas, e igual ou inferior a 5 MW para cogeração qualificada e outras fontes renováveis (ANEEL, 2012).

Em dezembro de 2015 foi criado o ProGD (Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída), pelo Ministério de energia (MME). O Programa tem como objetivo ampliar e analisar as ações de estímulo a geração de energia elétrica pelos próprios consumidores, com foco nas fontes renováveis de energia, especificamente a solar fotovoltaica, incentivando a participação ativa dos consumidores na produção de energia limpa e sustentável (MME, 2015).

Conforme dados da ANEEL (2024), o Brasil ultrapassou a marca de 25 Gigawatts (GW) de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica, como apresentado na Figura 2. Porém, Com o crescimento da inserção dessa fontes renováveis de geração de energia por parte dos consumidores de energia elétrica, é importante realizar novos estudos e avaliar quais são os impactos da conexão da geração distribuída no sistema de distribuição de energia. Isso se deve ao fato de que algumas redes não estavam preparadas para receber uma inserção massiva da geração distribuída. Em um

sistema em que há uma alta penetração de geração distribuída conectada à rede, pode ocorrer um aumento nos níveis de tensão, o que pode representar um desafio significativo para o sistema de distribuição.

Figura 2 – Evolução da potência instalada (MW).



Fonte: (ANEEL, 2024).

A geração distribuída fotovoltaica no Brasil representa um avanço significativo no panorama energético do país. A crescente adoção dessa tecnologia tem transformado a matriz energética, proporcionando benefícios tanto em termos ambientais quanto econômicos. Além disso, Estudos apontam que a capacidade instalada dessa tecnologia atingiu um nível significativo nos últimos anos (IRENA, 2022). Esses números evidenciam o crescente protagonismo e potencial da energia solar no cenário energético nacional.

Neste capítulo, serão abordados os conceitos fundamentais do sistema solar fotovoltaico, incluindo suas características técnicas. Além disso, serão apresentados os diferentes tipos de implementações do sistema e suas estruturas correspondentes.

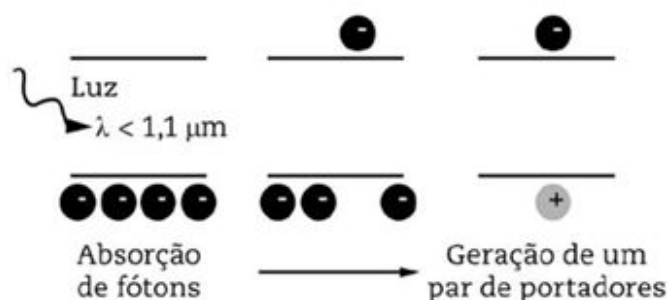
2.1.0.1 Efeito fotovoltaico

Descoberto por Edmond Becquerel em 1839, desempenha um papel fundamental na geração de eletricidade a partir da radiação solar. Graças a esse fenômeno, os painéis solares têm a capacidade de converter a energia solar em eletricidade, permitindo assim a produção sustentável de energia elétrica. O efeito fotovoltaico é responsável por possibilitar a utilização cada vez mais ampla da energia solar como uma fonte limpa (ZILLES, 2012).

Esse fenômeno ocorre por meio de materiais semicondutores, os quais possuem características distintas. Em sua forma intrínseca, esses materiais apresentam uma quantidade equilibrada de portadores de cargas negativas e positivas, sendo chamados de semicondutores intrínsecos. Por outro lado, quando esses materiais são dopados com elementos pentavalentes ou trivalentes, ocorre um desequilíbrio, resultando em um excesso de elétrons livres ou lacunas, respectivamente. Essa dopagem dá origem aos semicondutores extrínsecos, nos quais a presença desses portadores adicionais de carga contribui para as propriedades elétricas específicas do material (ALVES, 2021).

Como é apresentado na Figura 3, a estrutura do material semiconductor é projetada de forma a criar uma camada de junção p-n, onde p representa a região carregada positivamente (lacunas) e n representa a região carregada negativamente (elétrons). Essa junção p-n é essencial para o funcionamento do dispositivo fotovoltaico, pois permite a separação eficiente dos elétrons e lacunas e a geração de corrente elétrica. Quando a luz solar incide sobre a junção p-n, os elétrons excitados pelo efeito fotovoltaico são empurrados para a região n, enquanto as lacunas são empurradas para a região p. Esse desequilíbrio de cargas cria um campo elétrico na junção p-n, que leva à separação dos portadores de carga e à criação de uma diferença de potencial elétrico (BISQUERT, 2018).

Figura 3 – Efeito fotovoltaico.



Fonte: (ZILLES, 2012).

2.1.0.2 Sistema fotovoltaico

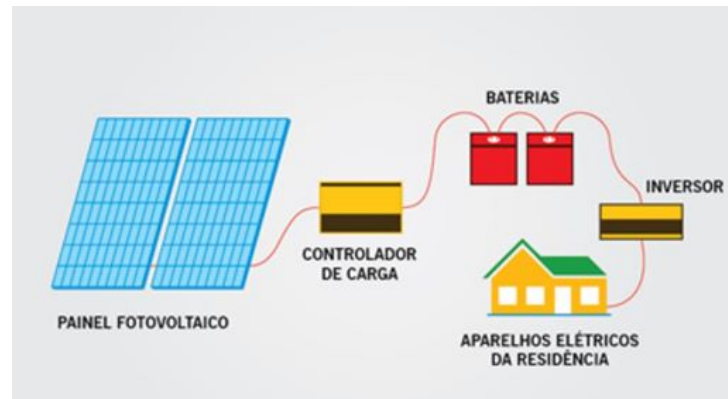
Um gerador fotovoltaico é qualquer dispositivo capaz de converter energia solar em eletricidade por meio de efeito fotovoltaico, (ZILLES, 2012). Existem diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos que podem ser utilizados para gerar eletricidade a partir da luz solar. Cada tipo possui características específicas e é adequado para diferentes aplicações. O sistema fotovoltaico pode ser classificado como: isolado ou autônomo, híbrido e conectado à rede.

A Figura 4 mostra a representação de um sistema fotovoltaico isolado, também conhecidos como autônomos ou *off-grid*. Segundo Zilles (2012), eles são projetados para operar de forma independente, sem conexão com a rede elétrica convencional. Eles são comumente utilizados em áreas remotas, onde não há acesso à eletricidade da rede. Esses sistemas são compostos por painéis solares, controladores de carga, baterias e inversores. Os painéis solares convertem a luz solar em eletricidade, que é armazenada nas baterias para uso posterior, especialmente durante a noite ou períodos de baixa radiação solar. O inversor converte a energia armazenada nas baterias em corrente alternada para alimentar os dispositivos elétricos.

Como é apresentado na Figura 5, os sistemas fotovoltaicos híbridos combinam a tecnologia fotovoltaica com outras fontes de energia, como geradores a diesel, turbinas eólicas ou sistemas de armazenamento de energia. Esses sistemas são projetados para lidar com flutuações na disponibilidade de luz solar ou demanda energética mais elevada. Eles otimizam o uso de energia solar sempre que possível, alternando para outras fontes quando necessário (PINHO et al., 2008).

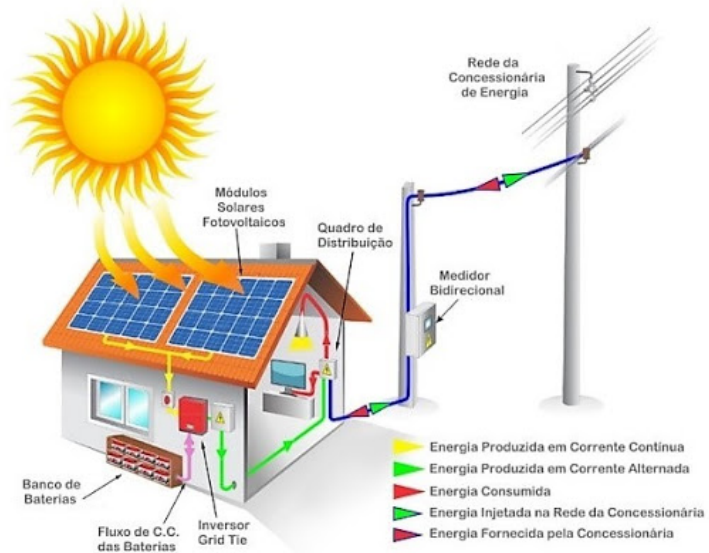
Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, conforme demonstrado na Figura 6 são aqueles que estão interligados à rede elétrica convencional. Nesse tipo de sistema, os painéis solares convertem a luz solar em eletricidade, que é consumida diretamente na residência, empresa ou qualquer outro local. Se a produção solar exceder a demanda, o excesso de energia é injetado na rede elétrica, sendo fornecido para outros consumidores. Durante períodos de baixa produção solar, a energia é obtida da rede elétrica, garantindo um fornecimento contínuo de eletricidade. Geralmente, esses sistemas não exigem o uso de baterias, pois a rede elétrica atua como uma forma de armazenamento adicional (ZILLES, 2012).

Figura 4 – Esquema do Sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: (ELECTROTOOLS, 2016).

Figura 5 – Esquema do sistema fotovoltaico híbrido.



Fonte: (ENEGRID, 2019).

Figura 6 – Esquema do sistema fotovoltaico conectado a rede.



Fonte: (ENERSOL, 2017).

3 CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS COM ALTA PENE- TRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 QUALIDADE DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

A temática da qualidade de energia está se tornando cada vez mais relevante no setor elétrico. Isso se deve à percepção de que a falta de energia de qualidade pode ocasionar desligamentos inesperados e mau funcionamento dos equipamentos elétricos, acarretando prejuízos financeiros para as empresas, desconforto para os usuários, inclusive, comprometendo a segurança das pessoas (PADILA, 2018). A qualidade de energia refere-se à garantia de um fornecimento de energia estável, livre de distorções, flutuações e interrupções indesejadas. Esses problemas podem ser causados por diversos fatores, como variações na tensão, harmônicos, surtos transitórios e outras anomalias que afetam a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos. Portanto, é fundamental que as empresas e instituições adotem medidas adequadas para monitorar, controlar e melhorar a qualidade de energia, visando evitar impactos negativos em seus processos, reduzir perdas financeiras. No entanto, à medida que a utilização da geração distribuída se amplia, as tensões nas barras conectadas às fontes de geração aumentam, resultando em menor queda de tensão e até mesmo possibilitando a ocorrência de sobretensões (CORREA, 2020).

A Agência Nacional de Energia Elétrica, regula a qualidade do fornecimento de energia por meio do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, conhecido como PRODIST. Esse documento estabelece os parâmetros operacionais que consideram questões como desequilíbrio de tensão, variação de tensão, presença de harmônicas no sistema, frequência e tempos de interrupção. Dessa forma, cabe às empresas distribuidoras a responsabilidade de garantir a qualidade energética em toda a rede e intervir sempre que necessário, a fim de garantir a integridade e confiabilidade do serviço prestado. A análise da tensão em regime permanente é dada em uma faixa adequada, precária ou crítica, dependendo da distância na qual a condição da tensão de leitura se encontra em relação à tensão nominal. Essa diferença que determinará se está na faixa precária, adequada ou crítica. A Tabela 1 apresenta classificação da tensão para um sistema de BT com tensão nominal (T_n) de operação inferior a 1 kV. A Tabela 2 apresenta a classificação da tensão para sistemas de média e alta tensão.

Tabela 1 – Classificação das faixas de tensões de atendimento.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (p.u.)
Adequada	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq TL < 0,92$ ou $1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$TL < 0,87$ ou $TL > 1,06$

Fonte: Adaptado de PRODIST - Módulo 8, (2017).

Tabela 2 – Classificação da tensão de atendimento em regime permanente.

Tensão Nominal [kV]	Classificação da Tensão [p.u.]		
	Adequada	Precária	Crítica
$T_n \geq 230$	$0,95 \leq TL \leq 1,05$	$0,93 \leq TL < 0,95$ ou $1,05 < TL \leq 1,07$	$TL < 0,93$ ou $TL > 1,07$
$69 \leq T_n < 230$	$0,95 \leq TL \leq 1,05$	$0,90 \leq TL < 0,95$ ou $1,05 < TL \leq 1,07$	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,07$
$1 < T_n < 69$	$0,93 \leq TL \leq 1,05$	$0,9 \leq TL < 0,93$	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05$

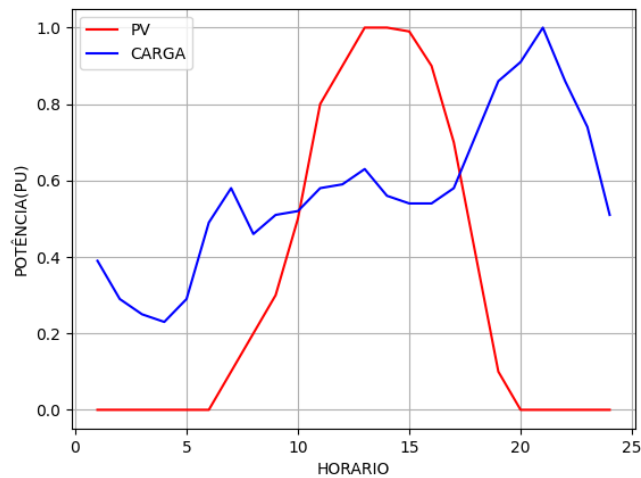
Fonte: Adaptado de PRODIST - Módulo 8, (2017).

3.2 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.2.1 Redução da demanda de carga na subestação

Segundo Paludo (2014), os sistemas fotovoltaicos desempenham a função de fornecer potência ativa para as cargas localizadas em suas proximidades. Estudos apresentam cenários que consideram diferentes perfis de carga, mostrando como a geração fotovoltaica altera a curva de demanda agregada em um sistema de distribuição de energia elétrica (CORREA, 2020) (GRABOLLE, 2022), (MARCOLIN, 2019). A Figura 7, exemplifica um perfil diário típico da potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos, bem como a curva de carga residencial. Tal representação visual oferece evidências concretas de que o pico de geração ocorre em um instante distinto do pico de demanda.

Figura 7 – Demanda de carga e potência fotovoltaica no período de um dia.

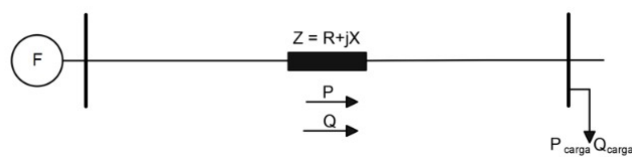


Fonte: Elaboração própria.

3.2.2 Fluxo de potência reverso

Conforme ressaltado por Martins (2023), as estruturas das redes tradicionais de distribuição de energia frequentemente adotam uma topologia radial, caracterizada pelo fluxo unidirecional de potência. Nesse contexto, tanto a potência ativa (P) quanto a reativa (Q) seguem no sentido que vai da fonte para a carga. Essa representação pode ser observada na Figura 8.

Figura 8 – Sistema com fluxo de potência unidirecional.

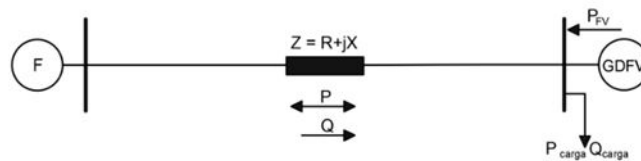


Fonte: (MARTINS, 2023).

Segundo Paludo (2014), o fluxo de potência reverso é causado principalmente por dois fatores: a alta penetração de geração fotovoltaica e a variação na demanda de energia. Durante períodos de alta geração solar, como em dias ensolarados, a quantidade de energia gerada pode ser significativamente maior do que a demanda local. Nesses momentos, a energia excedente é injetada de volta na rede de distribuição, fazendo com que o fluxo de potência seja invertido. Além disso, a ausência de carga ou baixo consumo de energia em determinados momentos também contribui para o fluxo de potência reverso.

Em áreas residenciais, por exemplo, onde a maioria das pessoas está ausente durante o dia, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos pode superar a demanda local, levando ao retorno de energia para a rede. Na Figura 9, é apresentada um sistema de geração distribuída de energia fotovoltaica. Durante os períodos de maior produção de energia solar, quando os níveis de geração fotovoltaica são elevados, pode ocorrer um cenário em que a quantidade gerada excede o consumo, ocasionando um fluxo reverso.

Figura 9 – Sistema com fluxo de potência bidirecional.



Fonte: (MARTINS, 2023).

3.2.3 Variação de tensão

A variação da tensão é uma característica já existente no sistema elétrico de distribuição e, quando ocorre em níveis excessivos, pode afetar negativamente a qualidade da energia fornecida aos consumidores. A introdução de geradores distribuídos pode complicar ainda mais as questões relacionadas às variações de tensão. Além de influenciar a qualidade da energia disponibilizada aos consumidores, essas variações também podem ocasionar um funcionamento frequente dos dispositivos automáticos de regulação de tensão, como reguladores automáticos de tensão, podendo resultar na redução da vida útil desses dispositivos (PALUDO, 2014). Conforme ilustrado na Figura 4, se a GD injetar mais potência na barra do que a demanda da carga, ocorrerá um fluxo reverso, pois a GD começará a fornecer potência ao sistema. A variação de tensão na barra da GD é representada pela Equação 2.1, conforme demonstrado por Trindade (2017).

$$\Delta V = V_{FV} - V_1 \approx \frac{R(P_{FV} - P_{carga}) + X(Q_{FV} - Q_{carga})}{V_{FV}} \quad (2.1)$$

Onde:

V_1 - Tensão fornecida pela geradora concessionária

V_{FV} - Tensão na barra da GD

P_{carga} e Q_{carga} - Demanda de carga da unidade consumidora

P_{FV} e Q_{FV} - Potência ativa e reativa do gerador fotovoltaico

Pela Equação 2.1, é possível notar que quando $P_{FV} > P_{carga}$, a tensão na barra da GD será maior em comparação com a tensão na barra da concessionária. Com o objetivo de resolver essas questões, diversas estratégias de controle surgiram, como o controle Volt-Var, implementado nos inversores fotovoltaicos (GARCIA, 2022).

3.3 SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE SUBTENSÃO E SOBRETENSÃO

Quanto aos dispositivos utilizados para regular os níveis de tensão e potência reativa em um sistema de distribuição, destacam-se o transformador com comutação sob carga (OLTC), o regulador de tensão (RT) e o banco de capacitores (BC). Esses elementos podem ser instalados pelas concessionárias tanto em subestações (SE) quanto ao longo dos alimentadores (MERCER, 2016; MARCOLIN, 2019). Com os progressos na área de eletrônica de potência, emergiram alternativas de controle inovadoras, exemplificadas pelos inversores fotovoltaicos, os quais têm a responsabilidade de regular a potência ativa injetada ou absorvida na rede.

3.3.1 Banco de capacitores

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, é amplamente adotado a inserção de bancos de capacitores devido às várias vantagens. Esses benefícios incluem o adiamento de investimentos, a diminuição das perdas de energia, a correção das quedas de tensão, o aumento da capacidade de suprimento ao mercado e o aprimoramento da confiabilidade do fornecimento de energia (WILLIS, 2004).

Na rede de distribuição, emprega-se bancos de capacitores chaveados para regular a tensão do sistema e gerenciar o fluxo de potência reativa. Isso resulta em aprimoramentos tanto na eficiência da concessionária quanto na qualidade da energia disponibilizada aos consumidores. A presença de bancos de capacitores chaveados, equipados com sistemas de controle inteligentes e sensores de corrente, desempenham um papel fundamental no aperfeiçoamento contínuo da rede de distribuição (IEEE, 2010).

3.3.2 Função dos bancos de capacitores

As cargas ligadas ao sistema de distribuição apresentam flutuações ao longo do dia e das estações do ano. A necessidade de potência reativa em uma rede de distribuição pode variar amplamente. Os bancos de capacitores podem ser compostos por

múltiplos módulos comutáveis, todos possuindo a mesma capacidade, resultando em diferentes níveis de compensação. Alternativamente, podem ser constituídos por apenas um módulo. Estes módulos têm a capacidade de ser controlados e ajustados, tanto de forma fixa quanto automática, por meio de um dispositivo sensor que comanda as operações de ligar e desligar do banco (MELLO, 2018).

Durante situações de baixa carga, geralmente há uma demanda mínima por potência reativa na rede e no barramento da subestação. Por isso, é vantajoso manter alguns bancos de capacitores conectados de forma contínua. Esses são conhecidos como bancos de capacitores fixos, servindo como a base para a compensação reativa essencial do sistema. Contudo, se uma companhia de energia instalar conjuntos de capacitores em quantidade suficiente para atender ao pico de demanda de potência reativa, pode ocorrer a situação em que muitos capacitores estejam conectados ao sistema nos momentos de baixa carga. Isso resulta na necessidade de absorver o excesso de potência reativa gerada (MILLER et al., 2013).

Com o objetivo de minimizar a exigência de potência reativa em todas as circunstâncias, é possível ajustar dinamicamente a compensação capacitiva nos barramentos da rede de distribuição em tempo real. Isso pode ser realizado por meio de bancos de capacitores com comutação controlada, os quais podem se conectar ao alimentador à medida que a demanda por potência indutiva aumenta, desconectar-se do alimentador quando a demanda indutiva diminui.

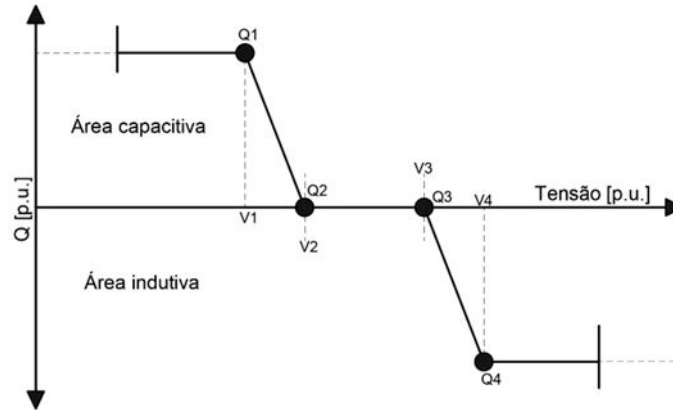
Conjuntos de capacitores com comutação controlada operam tipicamente de maneira automática, usando sistemas de controle específicos que determinam quando a demanda de potência reativa no alimentador requer ajustes nas capacitâncias, ativando ou desativando os conjuntos de capacitores conforme necessário. Atualmente, existe uma variedade de algoritmos de controle, todos os quais avaliam a necessidade de compensação reativa com base em diferentes tipos de informações de entrada (GRAINGER, 1982).

3.3.3 Controle Volt-Var em inversores fotovoltaicos

O controle Volt-Var é uma técnica utilizada em inversores fotovoltaicos para regular a tensão e a potência reativa fornecidas à rede elétrica. Ele visa manter a tensão na rede dentro dos limites estabelecidos pelas normas, garantindo uma operação confiável e segura (EICHKOFF et al., 2018). O controle Volt-Var em inversores inteligentes opera com base em uma curva personalizada, permitindo a regulação da tensão no ponto de conexão, desde que a potência aparente nominal do inversor seja respeitada (RENO et al., 2013). Na Figura 10, é apresentado o modo de operação da curva. Quando a tensão está abaixo do limite estabelecido, o inversor atua na região capacitiva, injetando potência reativa. Por outro lado, se a tensão estiver acima do limite estabelecido, o inversor atua

na região indutiva, absorvendo potência reativa. Quando a tensão se encontra dentro dos limites operacionais pré-estabelecidos, é considerada a região da curva conhecida como "zona morta", na qual nenhuma ação de controle é realizada pelo inversor (MELLO, 2018).

Figura 10 – Curva Volt-Var.



Fonte: (MARTINS, 2023).

Conforme demonstrado por Trindade (2017), a capacidade máxima de potência reativa que um inversor pode fornecer em um momento específico depende da potência ativa gerada simultaneamente, conforme apresentado pela Equação 2.2.

$$Q_{\text{máx}}(t) = \sqrt{S_{\text{nom}}^2 - P(t)^2} \quad (2.2)$$

Onde (ΔS) é a potência aparente nominal do inversor. Considerando que a variação de tensão durante a atuação do controlador é pequena, considera-se da Equação 2.1, logo obtém-se.:

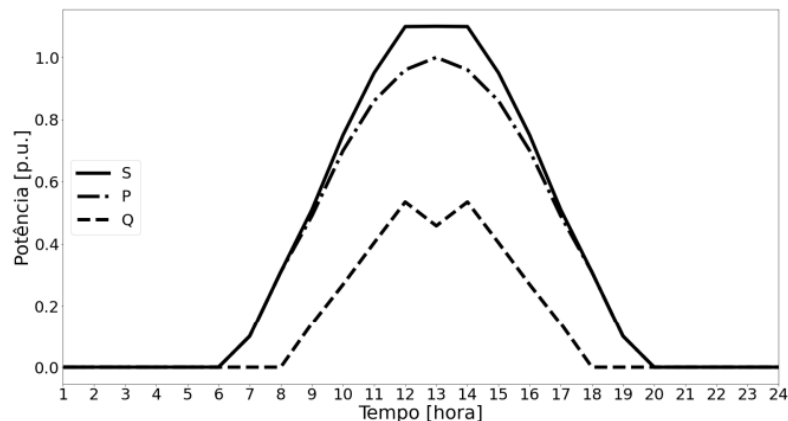
$$\Delta Q = \frac{\Delta P \cdot R}{X} = \Delta P \left(\frac{X}{R} \right)^{-1} \quad (2.3)$$

Observa-se que a variação na potência reativa do controle Volt-Var está associada à variação na potência ativa e à relação X/R dos condutores, conforme discutido por Trindade (2017) e Garcia (2022).

3.3.4 Sobredimensionamento do inversor

Uma outra forma de mitigar o problema de disponibilidade de potência reativa é o sobredimensionamento do inversor (MARTINS, 2023). Isso é feito de modo que a potência dos módulos seja superior à potência nominal do inversor. Assim, o inversor pode fornecer a potência reativa necessária para a rede, sem comprometer a geração de energia do sistema. Na Figura 11, é possível observar o comportamento das potências em um inversor sobredimensionado em 10%.

Figura 11 – Disponibilidade de potência reativa em um inversor sobredimensionado de 10%.



Fonte: (MARTINS, 2023).

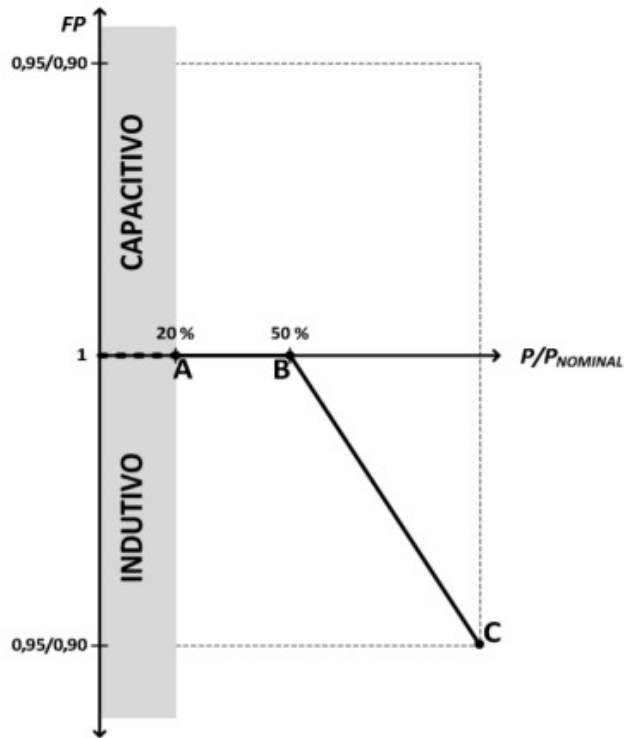
3.4 ASPECTOS REGULATÓRIOS

3.4.1 ABNT 16149

Conforme a ABNT 16149, caso a potência do sistema fotovoltaico (FV) seja igual ou inferior a 3 kW, é necessário que o sistema opere com fator de potência unitário ajustado de fábrica. Importante mencionar que a referida norma não aborda a função Volt-Var. A tolerância do fator de potência opera na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo. Contudo, o operador da rede tem a possibilidade de ajustar essa curva com valores distintos, levando em consideração a potência nominal do inversor (ABNT, 2013; MARTINS, 2023).

Para sistemas FV com potência nominal entre 3 kW e 6 kW, o inversor fotovoltaico pode operar na mesma modalidade utilizada para sistemas com potência igual ou inferior a 3 kW. Além dessa possibilidade, o inversor deve apresentar a capacidade de operar de acordo com a curva indicada na Figura 12, com o fator de potência ajustável na faixa de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

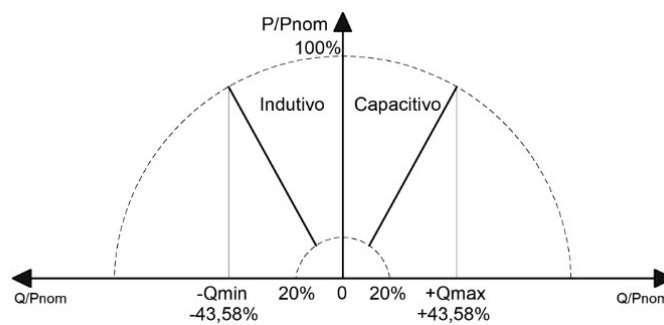
Figura 12 – Limites de operação do FP em sistemas FV, considerando a potência ativa injetada.



Fonte: Adaptado de EICHKOFF et al, (2018).

Para sistemas FV com potência nominal maior que 6 kW, Existe a possibilidade de operar com um fator de potência de 0,90, seja indutivo ou capacitivo. A representação dos limites de potência reativa em relação à potência ativa do inversor para essa condição pode ser visualizada na Figura 13 (ABNT, 2013; MARTINS, 2023).

Figura 13 – Limites de potência reativa para inversores maiores que 6 kW.



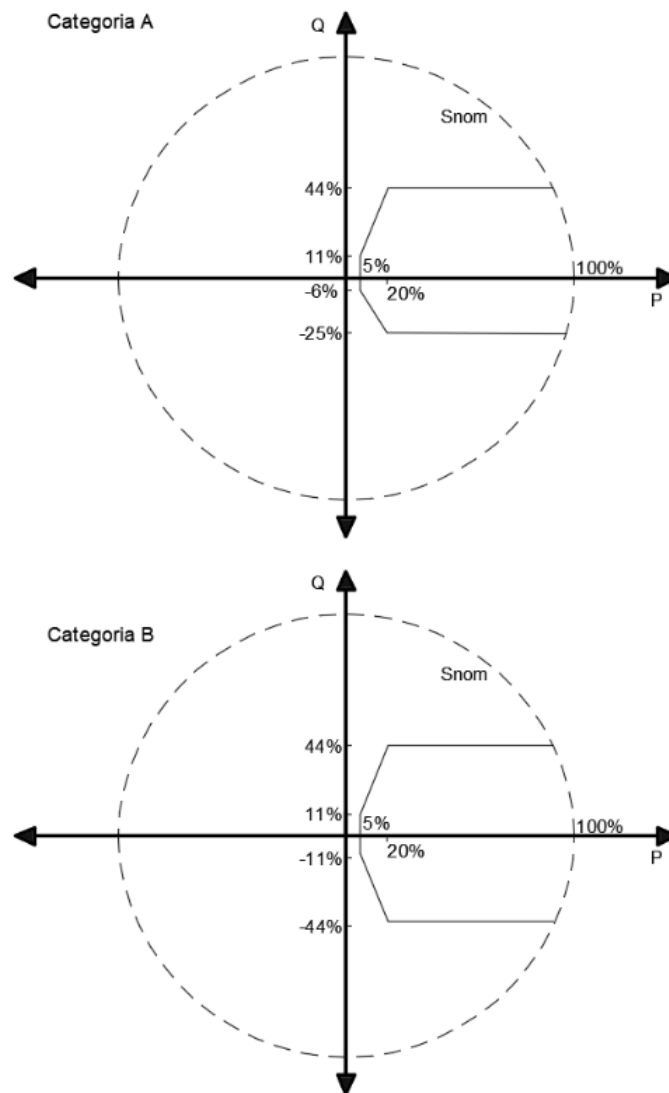
Fonte: Adaptado de ABNT (2013) e MARTINS (2023).

3.4.2 IEEE 1547

Segundo Martins (2023), o padrão IEEE 1547 estabelece diretrizes para o desempenho, operação e teste de recursos energéticos distribuídos conectados à rede de distribuição de energia. Na Figura 14, são apresentadas as restrições de potência reativa em relação à potência ativa durante a operação da GD conforme essa norma. A GD deve ter a capacidade de injetar potência reativa (na área capacitiva) e absorver potência reativa (na área indutiva) quando a saída de potência ativa for igual ou superior a 5% da potência ativa nominal.

Quando a potência ativa ultrapassa os 5% e permanece abaixo dos 20%, a GD deve ter a habilidade de injetar ou absorver potência reativa até o limite máximo estabelecido para cada categoria. Contudo, para qualquer valor de potência ativa que exceda os 20%, a potência reativa fica sujeita às restrições dos limites operacionais (MARTINS, 2023).

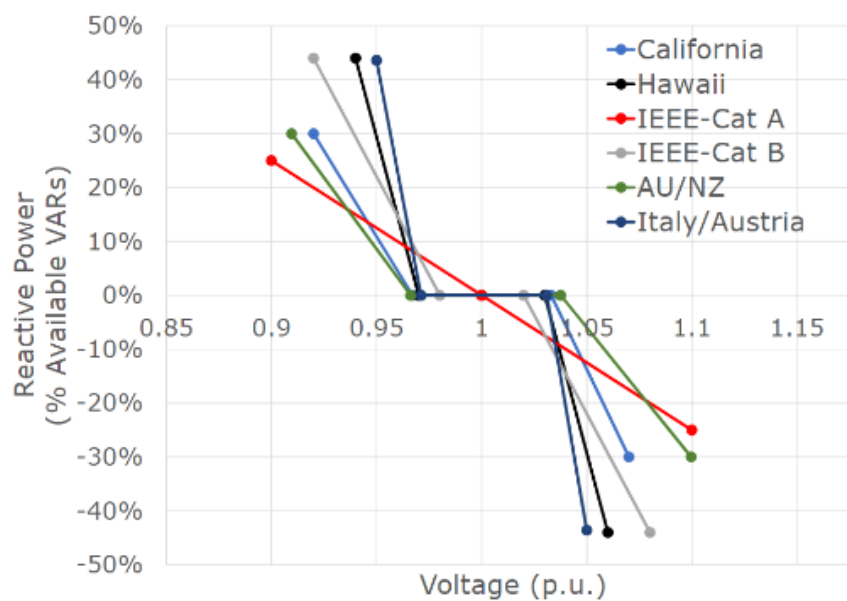
Figura 14 – Limites de potência reativa em função da potência ativa segundo o IEEE.



Fonte: Adaptado de IEEE (2018) e MARTINS (2023).

Conforme destacado por Martins (2023), a categoria A engloba os parâmetros mínimos de desempenho necessários para a regulação da tensão, sendo considerada apropriada em situações de menor penetração de GD na rede de distribuição. A categoria B, além de incorporar os requisitos da categoria A, inclui capacidades suplementares essenciais para integrar a GD em cenários com uma alta penetração da geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Nesta norma, há a padronização da curva da função Volt-Var. A Figura 15 apresenta as curvas Volt-Var dessas categorias, assim como outras curvas padrão internacionais (ZANDT, 2018), (IEEE, 2018), (MARTINS, 2023).

Figura 15 – Curvas Volt-Var de padrões internacionais.



Fonte: (ZANDT, 2018) e (MARTINS, 2023).

Na Tabela 3, encontram-se detalhes específicos acerca das configurações dos pontos referentes às curvas ilustradas na Figura 15.

Tabela 3 – Configurações de padrões internacionais de curvas Volt-Var.

Pontos	Carlifónia	Havaí	IEEE A	IEEE B	Austrália	Europa
V1 [p.u.]	0,92	0,97	0,9	0,92	0,91	0,95
Q1	+30%	+44%	+44%	+44%	+44%	+43,6%
V2 [p.u.]	0,967	0,97	1	0,98	0,966	0,97
Q2	0	0	0	0	0	0
V3 [p.u.]	1,033	1,03	1	1,02	1,038	1,031
Q3	0	0	0	0	0	0
V4 [p.u.]	1,07	1,06	1,1	1,08	1,1	1,05
Q4	-30%	-44%	-25%	-44%	-30%	-43,6%

Fonte: MARTINS (2023), ZANDT(2018) e IEEE (2018).

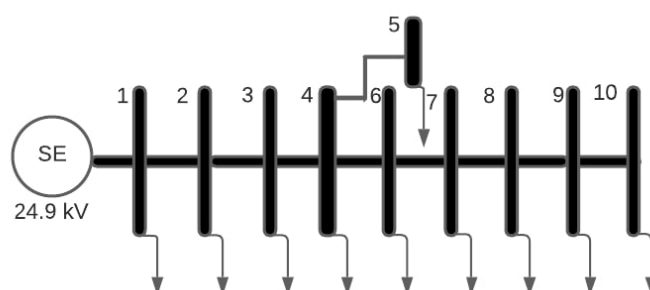
4 ESTUDO DE CASO EM UM SISTEMA DE 10 BARRAS

4.1 METODOLOGIA

Neste capítulo, foi simulado um sistema de distribuição de energia com a presença de geração distribuída em todas as barras, utilizando como base um sistema da IEEE de 10 barras, utilizado por Mello (2018) e o sistema foi adaptado para este estudo. Será explorado o cenário de penetração de GD, a fim de compreender os impactos da alta penetração de GD na rede de distribuição de energia elétrica e os métodos pra resolver os problemas de nível de tensão. Na Figura 16 , é apresentado o sistema utilizado neste trabalho.

Em cada simulação, monitoram-se os níveis de tensão nos barramentos. Essa análise é feita em intervalos de uma hora, dentro do periodo das 1h às 24h, em cada simulação, são identificados o maior e o menor valor de tensão. Isso possibilita a detecção de violações de tensão na rede elétrica, e para essa análise, foram considerados os valores estabelecidos pelo PRODIST.

Figura 16 – Sistema de 10 barras.



Fonte: Adaptado de MELLO (2018).

Foi considerado um sistema hipotético com todas as linhas trifásicas de uma extensa rede primária. Tais linhas fazem uso de condutores com alma de aço ASCR 1/0, totalizando aproximadamente 156 km de extensão. A Tabela 4 fornece detalhes sobre o comprimento de cada trecho da rede e a distribuição das cargas do sistema é apresentada na Tabela 5. Assim sendo, os parâmetros que caracterizam a resistência e reatância na rede são:

$$r = 0,552 \text{ ohm/km}, x = 0,498 \text{ ohm/km}.$$

Tabela 4 – Comprimento das linhas.

Linha (L)	Comprimento (km)	Linha (L)	Comprimento (km)
L1	20,58	L6	10,73
L2	10,73	L7	20,01
L3	32,23	L8	30,31
L4	10,80	L9	20,71
L5	20,50	Total	156,02

Fonte: Adaptado de MELLO (2018).

Tabela 5 – Configuração das cargas sistema IEEE 10 barras (KVA).

Barra	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)
2	70	29.82
3	70	29.82
4	60	25.56
5	70	29.82
6	70	29.82
7	60	25.56
8	80	34.08
9	90	38.33
10	80	34.08

Fonte: Adaptado de MELLO (2018).

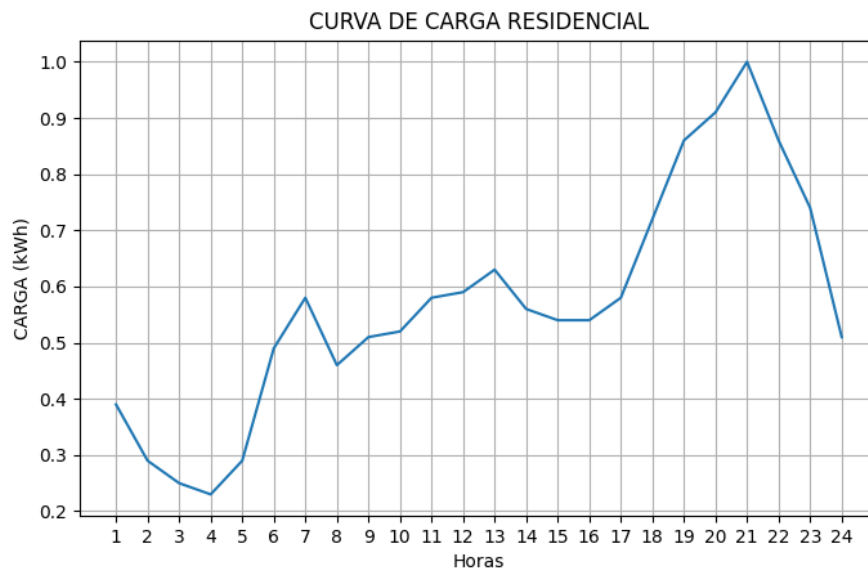
4.2 SOFTWARES UTILIZADOS

Para modelagem e simulação do alimentador, foram usados os *softwares* OpenDSS e Python. O OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), desenvolvido pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), destaca-se na simulação do fluxo de potência em redes elétricas de distribuição, operando no domínio da frequência com representação em Regime Permanente Senoidal (RPS) através de fasores. Seus algoritmos resolvem equações algebricamente com base na matriz de admitância nodal e nos fasores de tensões e correntes injetadas. Além de ser de código aberto, o OpenDSS interage eficientemente com outros *softwares*, como o Python, utilizado para gerar gráficos em cada cenário. Python é uma linguagem de programação de alto nível, dinâmica e de fácil interpretação. Sua sintaxe simples atrai profissionais não especializados em programação, como engenheiros, matemáticos, cientistas de dados e pesquisadores.

4.3 SIMULAÇÃO DO SISTEMA

Os modelos de carga apresentados na Figura 17 representam perfis comuns de consumo de energia em residências. Uma curva de carga típica de uma residência brasileira pode ter picos de consumo no início da manhã, no final da tarde e no início da noite. Frequentemente relacionado ao fato de que a maioria das pessoas está em casa nesse horário. Isso resulta em um aumento no número de lâmpadas acesas, pessoas tomando banho e utilizando eletrodomésticos. Além disso, durante essa mesma faixa horária, a iluminação pública das vias também é ligada.

Figura 17 – Curva de carga de demanda residencial.

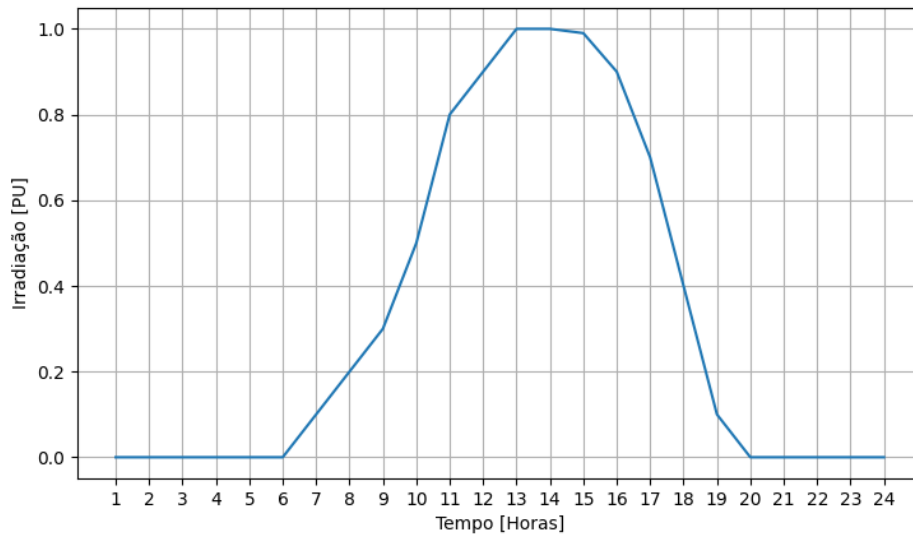


Fonte: Adaptado de MELLO (2018).

4.4 CURVA DE IRRADIAÇÃO SOLAR UTILIZADA

A Figura 18 ilustra uma curva de irradiância solar. Foram considerados os dados de um dia ensolarado, a escolha de utilizar apenas um tipo de curva de irradiância neste trabalho tem o propósito de exemplificar situações extremas de produção fotovoltaica, por conseguinte, evidenciar os principais problemas relacionados às variações de tensão na rede. É importante ressaltar que a máxima geração fotovoltaica ocorre durante um período de menor demanda residencial, conforme mostrado pela curva da Figura 2, o que reforça a existência dos problemas de variação de tensão. Essa diferença entre a oferta de energia solar e a demanda pode levar a variações indesejadas na tensão.

Figura 18 – Curva de irradiação solar.



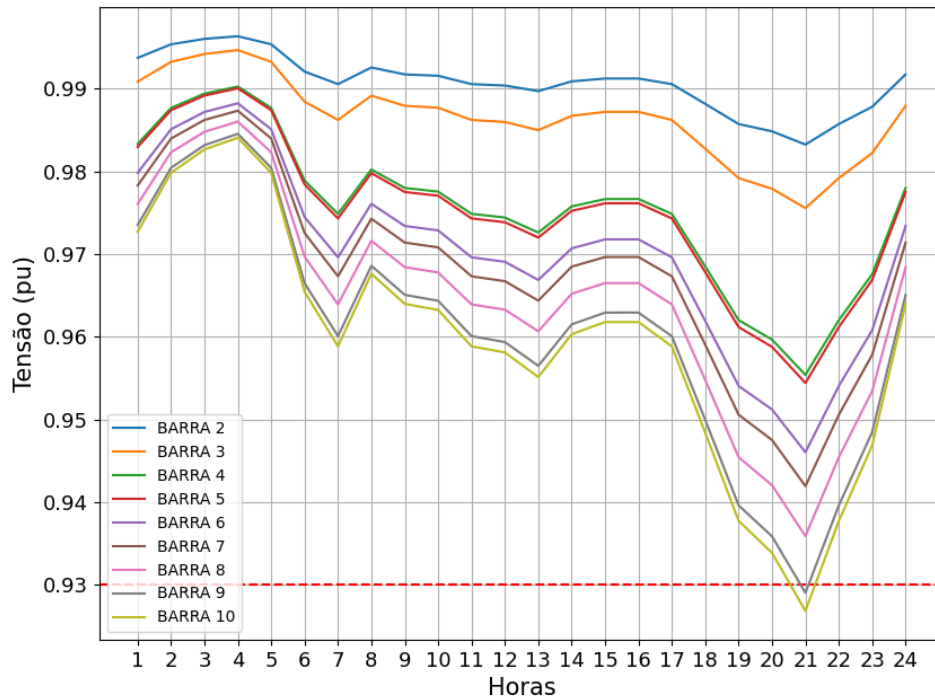
Fonte: Elaboração própria.

4.5 SEM A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Com o propósito de avaliar o impacto da implementação da geração distribuída fotovoltaica no sistema, buscando analisar as consequências decorrentes dessa integração. Trata-se de uma rede de distribuição em que não há unidades geradoras envolvidas, sendo todas as conexões destinadas exclusivamente aos consumidores. Para este cenário, foi definido um cenário base que representa o estado da rede elétrica antes da implementação da geração distribuída fotovoltaica. Dessa forma, é possível obter uma visão analítica de cada situação e compreender as mudanças ocasionadas pela integração desses geradores.

Neste cenário, foram analisadas as tensões e as perdas totais no sistema. Conforme mostrado na Figura 19 e na Tabela 6, nos barramentos 9 e 10 ocorreram subtensões nos horários em que a demanda de energia elétrica aumentou, já que elas se ficaram abaixo do limite estabelecido pelas normas. Como destacado na Tabela 7, as perdas técnicas do sistema sem a presença de GD totalizam 269,938 kWh.

Figura 19 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas sem presença de GD.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6 – Condições de operação nos horários sem GD.

Horário (H)	Transição	Horário	Transição
1	Normal	13	Normal
2	Normal	14	Normal
3	Normal	15	Normal
4	Normal	16	Normal
5	Normal	17	Normal
6	Normal	18	Normal
7	Normal	19	Normal
8	Normal	20	Normal
9	Normal	21	Subtensão
10	Normal	22	Normal
11	Normal	23	Normal
12	Normal	24	Normal

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 7 – Perdas de potência ativa (kWh).

H	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Total
1	1,450	0,604	1,408	0,009	0,499	0,174	0,212	0,149	0,022	4,526
2	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,472
3	0,587	0,244	0,568	0,004	0,201	0,070	0,085	0,060	0,009	1,828
4	0,496	0,206	0,480	0,003	0,170	0,059	0,072	0,050	0,008	1,544
5	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,472
6	2,315	0,965	2,251	0,014	0,799	0,279	0,339	0,238	0,036	7,237
7	3,277	1,367	3,193	0,020	1,134	0,396	0,482	0,339	0,051	10,260
8	2,034	0,848	1,977	0,012	0,701	0,245	0,298	0,209	0,032	6,355
9	2,514	1,048	2,446	0,015	0,868	0,303	0,369	0,259	0,039	7,861
10	2,616	1,091	2,546	0,016	0,904	0,316	0,384	0,270	0,041	8,182
11	3,277	1,367	3,193	0,020	1,134	0,396	0,482	0,339	0,051	10,260
12	3,395	1,417	3,308	0,021	1,176	0,411	0,500	0,351	0,053	10,630
13	3,889	1,624	3,792	0,023	1,348	0,471	0,573	0,403	0,061	12,185
14	3,048	1,272	2,969	0,018	1,055	0,368	0,448	0,315	0,048	9,540
15	2,828	1,180	2,753	0,017	0,978	0,342	0,415	0,292	0,044	8,850
16	2,828	1,180	2,753	0,017	0,978	0,342	0,415	0,292	0,044	8,848
17	3,277	1,367	3,193	0,020	1,135	0,396	0,482	0,339	0,051	10,260
18	5,133	2,145	5,014	0,031	1,785	0,624	0,760	0,534	0,081	16,107
19	7,449	3,117	7,297	0,045	2,602	0,910	1,109	0,780	0,118	23,426
20	8,393	3,513	8,230	0,050	2,936	1,028	1,252	0,881	0,134	26,418
21	10,250	4,295	10,069	0,062	3,597	1,260	1,536	1,081	0,164	32,313
22	7,451	3,118	7,299	0,045	2,603	0,911	1,109	0,781	0,118	23,435
23	5,437	2,272	5,313	0,033	1,892	0,662	0,805	0,566	0,086	17,065
24	2,514	1,048	2,446	0,015	0,868	0,303	0,369	0,259	0,039	7,862
Total dia										269,938 kWh

Fonte: Elaboração própria.

4.6 COM A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Foi considerada uma penetração de GD em todas as barras do sistema, para demonstrar o comportamento do sistema diante a penetração da GDFV. Todos os consumidores contam com GD, como apresentado na Tabela 8, que mostra os valores de cada unidade fotovoltaica em todas as barras deste sistema. Na Figura 20, é possível observar as elevações de tensão resultantes da presença da geração distribuída, as quais ultrapassam o limite preestabelecido de 1,05 (p.u) durante o pico da geração fotovoltaica.

É evidente que a variação nos níveis de tensão do sistema está relacionada à quantidade de potência ativa injetada no sistema. Isso ocorre porque a geração distribuída, precisamente a fotovoltaica, muitas vezes produz energia em excesso durante períodos de alta irradiação, resultando em uma quantidade significativa de energia sendo injetada na rede elétrica.

Essa injeção de energia, quando não devidamente controlada, pode elevar os níveis de tensão além dos limites aceitáveis. A tensão excessiva pode causar danos aos equipamentos elétricos dos consumidores e até mesmo em problemas de estabilidade do sistema elétrico como um todo. Em resumo, a elevação de tensão que ocorre no cenário em análise é diretamente provocada pela quantidade de potência ativa e reativa inserida na rede elétrica proveniente da geração distribuída fotovoltaica.

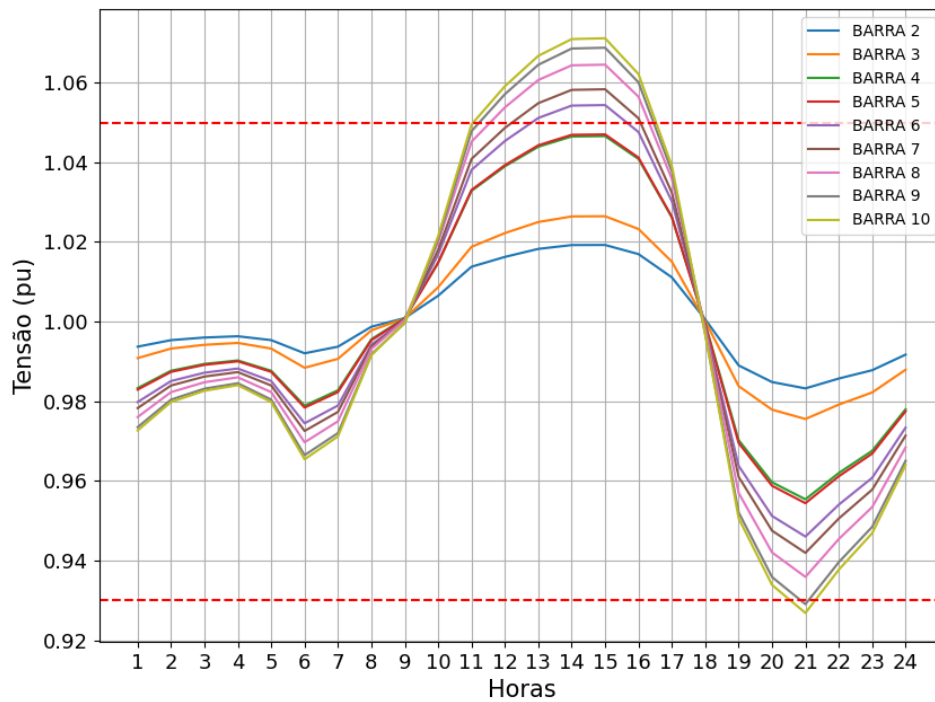
A fim de garantir um bom desempenho do sistema, melhorar a qualidade energética e evitar danos aos equipamentos eletrônicos é importante implementar mecanismos de controle e regulação da tensão. Esses mecanismos têm como objetivo manter os níveis de tensão dentro dos limites permitidos, conforme será abordado nos cenários três e quatro. Nestes cenários, destaca-se a implementação do controle Volt-Var e de um banco de capacitores chaveado no sistema.

Tabela 8 – Inserção de geração fotovoltaica no sistema IEEE 10 barras.

Barra	Potência kWp	Potência Inversor (KVA)
2	371	408
3	123	135
4	300	330
5	100	110
6	60	66
7	120	132
8	249	274
9	100	110
10	200	220

Fonte: Elaboração própria.

Figura 20 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas com presença de GD.



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, das 11 horas até as 16 horas, ocorreu sobretensão nas barras 6, 7, 8, 9 e 10 devido à maior geração fotovoltaica. Além disso, às 21 horas, nas barras 9 e 10, ocorreu subtensão. Nesse contexto, as barras 9 e 10 operaram com uma tensão inferior a 0,93 p.u, enquanto as barras 6, 7, 8, 9 e 10 operaram com uma tensão superior a 1,05 p.u, ultrapassando o limite estabelecido pelas normas. A Tabela 9 apresenta a condição de todas as barras após a inserção da GD no sistema.

Tabela 9 – Condições de operação nos horários com GD.

H	Transição	H	Transição
1	Normal	13	Sobretensão
2	Normal	14	Sobretensão
3	Normal	15	Sobretensão
4	Normal	16	Sobretensão
5	Normal	17	Normal
6	Normal	18	Normal
7	Normal	19	Normal
8	Normal	20	Normal
9	Normal	21	Subtensão
10	Normal	22	Normal
11	Sobretensão	23	Normal
12	Sobretensão	24	Normal

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 10, observa-se que o sistema apresentou um aumento de 32,41% nas perdas técnicas, passando de 269,94 kWh para 399,38 kWh. Essas violações são corrigidas após a implementação do CVV, contribuindo para a diminuição das perdas técnicas no sistema.

Tabela 10 – Perdas de potência ativa (kWh).

H	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Total
1	1,450	0,604	1,408	0,009	0,499	0,174	0,212	0,149	0,022	4,526
2	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,472
3	0,587	0,244	0,568	0,004	0,201	0,070	0,085	0,060	0,009	1,828
4	0,496	0,206	0,480	0,003	0,170	0,059	0,072	0,050	0,008	1,544
5	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,472
6	2,315	0,965	2,251	0,014	0,799	0,279	0,339	0,238	0,036	7,237
7	1,381	0,653	1,492	0,012	0,590	0,189	0,226	0,186	0,021	4,752
8	0,313	0,128	0,294	0,003	0,119	0,037	0,044	0,040	0,005	0,982
9	0,806	0,213	0,530	0,003	0,136	0,061	0,077	0,037	0,012	1,876
10	4,367	1,128	2,843	0,004	0,616	0,320	0,411	0,136	0,066	9,891
11	15,067	4,115	10,231	0,017	2,356	1,159	1,475	0,536	0,224	35,180
12	14,889	4,057	10,092	0,016	2,318	1,143	1,455	0,527	0,221	34,719
13	14,189	3,831	9,550	0,015	2,171	1,080	1,377	0,490	0,211	32,914
14	15,429	4,233	10,514	0,018	2,434	1,192	1,516	0,556	0,229	36,119
15	15,796	4,353	10,801	0,018	2,514	1,225	1,557	0,576	0,234	37,074
16	15,797	4,353	10,801	0,018	2,514	1,225	1,557	0,576	0,234	37,075
17	10,504	2,817	7,037	0,011	1,587	0,796	1,016	0,356	0,157	24,282
18	1,330	0,371	0,913	0,006	0,257	0,106	0,134	0,075	0,021	3,213
19	4,247	1,918	4,428	0,033	1,687	0,558	0,673	0,523	0,067	14,134
20	8,393	3,513	8,230	0,050	2,936	1,028	1,252	0,881	0,134	26,419
21	10,250	4,295	10,069	0,062	3,597	1,260	1,536	1,081	0,164	32,313
22	7,451	3,118	7,299	0,045	2,603	0,911	1,109	0,781	0,118	23,435
23	5,437	2,272	5,313	0,033	1,892	0,662	0,805	0,566	0,086	17,065
24	2,514	1,048	2,446	0,015	0,868	0,303	0,369	0,259	0,039	7,862
Total dia										399,384 kWh

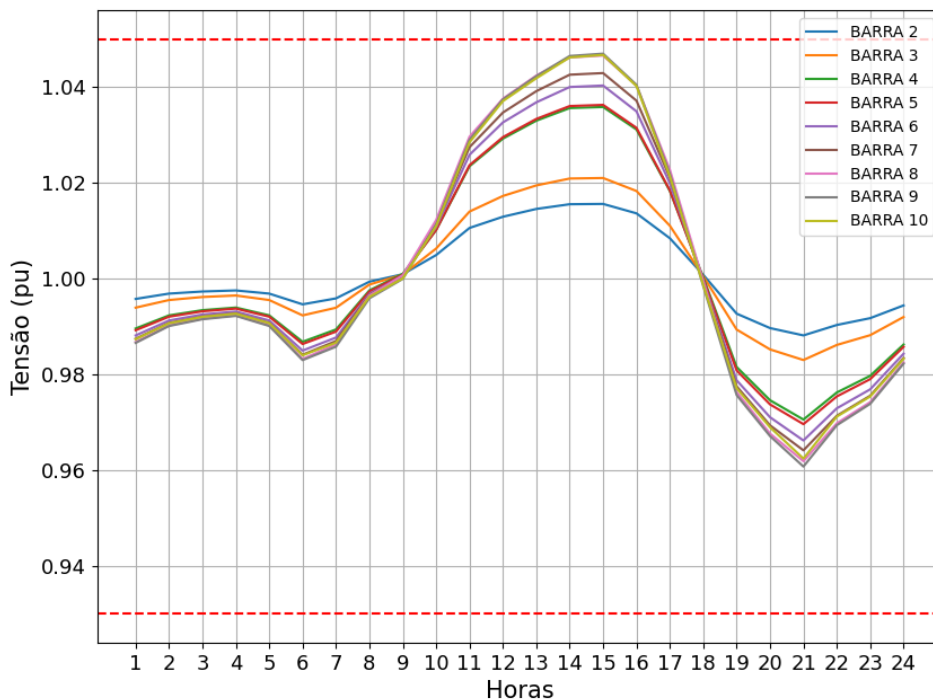
Fonte: Elaboração própria.

4.7 COM A PRESENÇA DO CONTROLE VOLT-VAR

Neste cenário, foi adotada a curva Volt-Var da Europa da Tabela 3 e Figura 15. Durante a simulação, foi considerado apenas o eixo x da curva, sendo que para o eixo y , foram utilizados os valores "1 0 0 -1". A barra 10 foi escolhida como ponto de aplicação para a implementação do CVV, com o intuito de garantir que consumidores localizados mais distantes não recebam valores de tensão abaixo dos limites permitidos pelas normas.

Nota-se com o CVV foi possível mitigar os problemas de subtensão e sobretensão no sistema IEEE 10 barras. Na Figura 21 e Tabela 11 é possível observar que, mesmo durante o horário de pico da geração fotovoltaica, as variações de tensão permanecem dentro do limite de 0,93 a 1,05 p.u. Ou seja, durante períodos de sobretensão, o inversor opera na região indutiva, nos momentos em que há um aumento nas tensões, o inversor atua na região capacitiva.

Figura 21 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas com presença do controle Volt-Var.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 11 – Condições de operação nos horários com o CVV.

H	Transição	H	Transição
1	Normal	13	Normal
2	Normal	14	Normal
3	Normal	15	Normal
4	Normal	16	Normal
5	Normal	17	Normal
6	Normal	18	Normal
7	Normal	19	Normal
8	Normal	20	Normal
9	Normal	21	Normal
10	Normal	22	Normal
11	Normal	23	Normal
12	Normal	24	Normal

Fonte: Elaboração própria.

Com a aplicação do CVV , observa-se, ao analisar a Tabela 12, que o sistema teve uma redução nas perdas técnicas, passando de 399,38 kWh para 392,44 kWh, o que equivale a uma redução de 1,74% .

Tabela 12 – Perdas de potência ativa (kWh).

H	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Total
1	1,451	0,604	1,409	0,009	0,500	0,174	0,212	0,149	0,023	4,530
2	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,473
3	0,587	0,244	0,568	0,004	0,201	0,070	0,085	0,060	0,009	1,829
4	0,496	0,206	0,480	0,003	0,170	0,059	0,072	0,050	0,008	1,544
5	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,472
6	2,166	0,897	2,074	0,014	0,720	0,247	0,295	0,201	0,034	6,647
7	1,338	0,634	1,440	0,012	0,566	0,178	0,211	0,171	0,017	4,568
8	0,312	0,127	0,292	0,003	0,118	0,036	0,044	0,039	0,005	0,977
9	0,806	0,213	0,530	0,003	0,136	0,061	0,077	0,037	0,012	1,875
10	4,366	1,128	2,843	0,004	0,616	0,320	0,411	0,135	0,066	9,890
11	15,523	4,332	10,820	0,017	2,643	1,289	1,681	0,771	0,335	37,410
12	15,328	4,266	10,658	0,016	2,593	1,268	1,652	0,750	0,326	36,856
13	14,559	4,006	10,024	0,015	2,399	1,183	1,538	0,668	0,291	34,682
14	15,917	4,465	11,147	0,018	2,744	1,333	1,741	0,814	0,354	38,531
15	16,315	4,601	11,478	0,019	2,846	1,378	1,801	0,858	0,373	39,668
16	16,315	4,601	11,478	0,019	2,846	1,377	1,801	0,858	0,373	39,668
17	10,651	2,886	7,223	0,011	1,675	0,835	1,075	0,419	0,182	24,956
18	1,332	0,372	0,915	0,006	0,258	0,107	0,135	0,075	0,021	3,219
19	3,449	1,556	3,506	0,032	1,302	0,415	0,498	0,440	0,150	11,348
20	7,096	2,939	6,818	0,049	2,428	0,873	1,138	1,061	0,523	22,926
21	8,599	3,567	8,293	0,060	2,981	1,084	1,439	1,400	0,732	28,154
22	6,333	2,621	6,071	0,044	2,151	0,768	0,990	0,898	0,423	20,299
23	4,700	1,942	4,487	0,032	1,570	0,551	0,690	0,576	0,232	14,779
24	2,328	0,963	2,225	0,015	0,771	0,264	0,315	0,217	0,040	7,138
Total dia										392,437 kWh

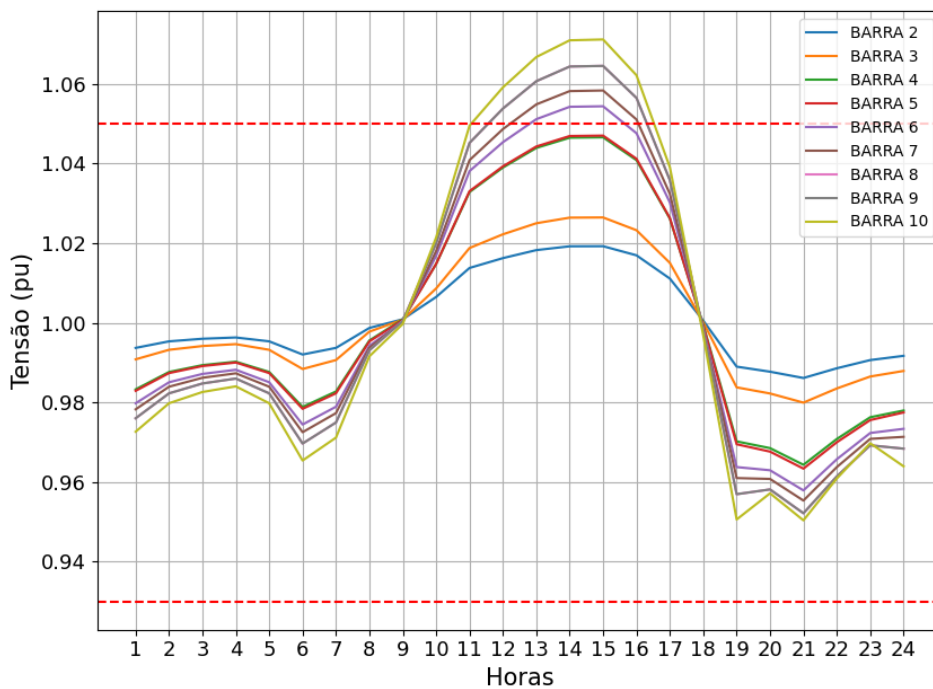
Fonte: Elaboração própria.

4.8 COM A PRESENÇA DO BANCO DE CAPACITORES CHAVEADO

No cenário 4, foi utilizado um banco de capacitores chaveados para resolver o problema das variações de tensão que ocorria na rede elétrica durante os horários de pico. Na barra 10, foi instalado um banco de capacitores com uma capacidade de 165 kVAr. Este dispositivo foi estrategicamente instalado após identificar que o horário mais crítico para a barra 10 era às 21h. Portanto, foi escolhida essa barra para a instalação do banco de capacitores, a fim de elevar os níveis de tensão dos consumidores localizados no final da linha de distribuição de energia. O banco de capacitores entra em operação durante o período das 19h às 22h. O propósito desse banco de capacitores é elevar os níveis de tensão na rede nos horários mais críticos, atuando de forma para corrigir o problema de subtensão que afetava o sistema anteriormente.

Assim como é mostrado na Tabela 6 e na Figura 19, antes da inserção do banco de capacitores na barra 10, ocorreu subtensão nessa barra, ou seja, ela era o ponto mais crítico da rede elétrica. No entanto, após a inserção do banco de capacitores, observa-se, na Tabela 13 e na Figura 22, que as tensões nessa barra foram elevadas e não houve nenhuma subtensão no barramento.

Figura 22 – Comportamento das tensões nas barras durante 24 horas com banco de capacitores Chaveado.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 13 – Condições de operação nos horários com bancos de capacitores.

H	Transição	H	Transição
1	Normal	13	Sobretensão
2	Normal	14	Sobretensão
3	Normal	15	Sobretensão
4	Normal	16	Sobretensão
5	Normal	17	Normal
6	Normal	18	Normal
7	Normal	19	Normal
8	Normal	20	Normal
9	Normal	21	Normal
10	Normal	22	Normal
11	Sobretensão	23	Normal
12	Sobretensão	24	Normal

Fonte: Elaboração própria.

Com a aplicação do banco de capacitores, nota-se que foi possível mitigar o problema de subtensão no sistema. Além disso, o banco de capacitores contribuiu para a redução das perdas técnicas, conforme mostrado na Tabela 14. As perdas técnicas diminuíram de 399,38 kWh para 386,21 kWh, equivalendo a uma redução de 3,27%.

Tabela 14 – Perdas de potência ativa (kWh).

H	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Total
1	1,450	0,604	1,408	0,009	0,499	0,174	0,212	0,149	0,022	4,526
2	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,472
3	0,587	0,244	0,568	0,004	0,201	0,070	0,085	0,060	0,009	1,828
4	0,496	0,206	0,480	0,003	0,170	0,059	0,072	0,050	0,008	1,544
5	0,793	0,330	0,769	0,005	0,272	0,095	0,115	0,081	0,012	2,472
6	2,315	0,965	2,251	0,014	0,799	0,279	0,339	0,238	0,036	7,237
7	1,381	0,653	1,492	0,012	0,590	0,189	0,226	0,186	0,021	4,752
8	0,313	0,128	0,294	0,003	0,119	0,037	0,044	0,040	0,005	0,982
9	0,806	0,213	0,530	0,003	0,136	0,061	0,077	0,037	0,012	1,876
10	4,367	1,128	2,843	0,004	0,616	0,320	0,411	0,136	0,066	9,891
11	15,067	4,115	10,231	0,017	2,356	1,159	1,475	0,536	0,224	35,180
12	14,889	4,057	10,092	0,016	2,318	1,143	1,455	0,527	0,221	34,719
13	14,189	3,831	9,550	0,015	2,171	1,080	1,377	0,490	0,211	32,914
14	15,429	4,233	10,514	0,018	2,434	1,192	1,516	0,556	0,229	36,119
15	15,796	4,353	10,801	0,018	2,514	1,225	1,557	0,576	0,234	37,074
16	15,797	4,353	10,801	0,018	2,514	1,225	1,557	0,576	0,234	37,075
17	10,504	2,817	7,037	0,011	1,587	0,796	1,016	0,356	0,157	24,282
18	1,330	0,371	0,913	0,006	0,257	0,106	0,134	0,075	0,021	3,213
19	4,247	1,918	4,428	0,033	1,687	0,558	0,673	0,523	0,067	14,134
20	7,128	2,951	6,838	0,049	2,422	0,864	1,114	1,007	0,472	22,846
21	8,763	3,628	8,403	0,060	2,956	1,044	1,321	1,135	0,485	27,795
22	6,306	2,611	6,055	0,044	2,156	0,775	1,012	0,945	0,466	20,370
23	4,564	1,893	4,405	0,032	1,600	0,590	0,801	0,819	0,455	15,160
24	2,514	1,048	2,446	0,015	0,868	0,303	0,369	0,259	0,039	7,862
Total dia										386,322 kWh

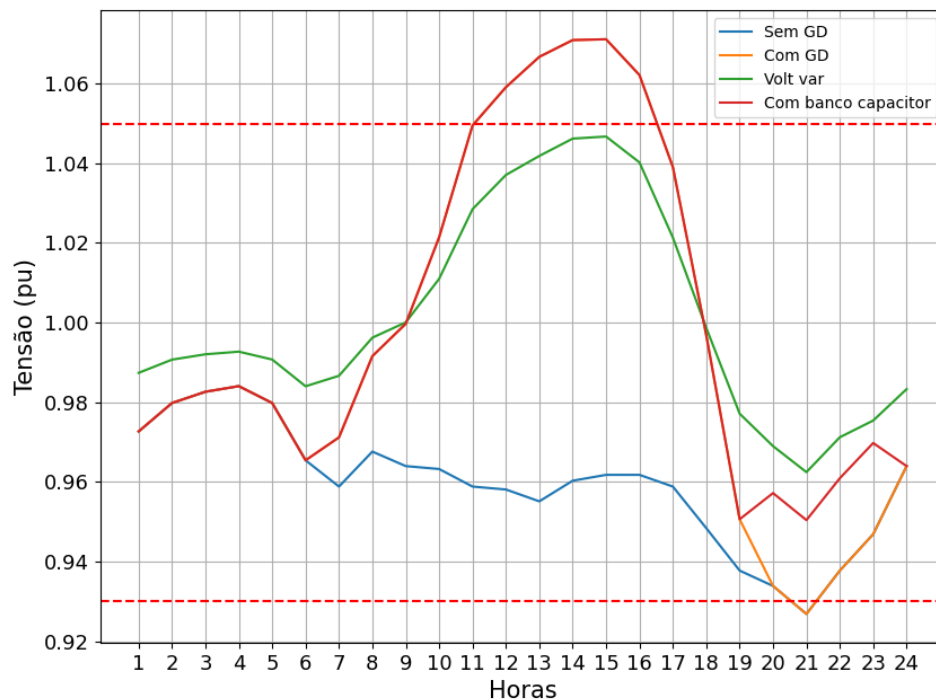
Fonte: Elaboração própria.

4.9 DISCUSSÃO

4.9.1 Tensões nas barras do sistema

A Figura 23 apresenta os perfis de tensão de todos os cenários, proporcionando uma visão clara da eficácia da implementação do controle Volt-Var na mitigação dos problemas de subtensão e sobretensão na rede elétrica. Isso permitiu que a tensão fosse mantida dentro dos limites preestabelecidos pelas norma. Além disso, o banco de capacitores foi estrategicamente instalado para operar nos horários de pico de demanda de energia. Essa medida contribuiu para manter o perfil de tensão dentro do limite durante os momentos em que a demanda elétrica é mais elevada.

Figura 23 – Comportamento das tensões na barra 10 durante 24 horas para cada cenário.



Fonte: Elaboração própria.

Notavelmente, ao analisar os resultados, fica claro que o banco de capacitores desempenha um papel fundamental na mitigação de problema de subtensão na rede elétrica. Além disso, garantir uma qualidade melhor de energia elétrica para os consumidores mais distantes, permitindo que a tensão permaneça consistentemente acima de 0,93 p.u., atendendo assim aos requisitos de qualidade do sistema elétrico.

Como mencionado anteriormente, o aumento da GD na rede elétrica pode resultar em problemas de variações de tensão, que por sua vez podem violar os regulamentos estabelecidos pelo PRODIST.

Neste trabalho foram aplicadas duas técnicas de controle de tensão, sendo o controle Volt-Var, notadamente, a opção mais eficaz, pois é um método de regulação de tensão que implica o ajuste dinâmico da potência reativa gerada ou absorvida pelos inversores fotovoltaicos. Essa técnica é aplicada para manter os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis na rede elétrica.

Uma das principais vantagens do controle Volt-Var é a sua flexibilidade. É capaz de lidar com as modificações na tensão causadas pela alta penetração da GDFV na rede de distribuição de energia. Essa capacidade de adaptação torna o controle Volt-Var uma opção extremamente valiosa para sistemas elétricos complexos e em constante evolução.

Os resultados evidenciam que a implementação do controle Volt-Var por meio de inversores pode ser proveitosa para ajustar as subtensões, as quais não se restringem exclusivamente a redes com uma inserção elevada de GD. Enquanto o controle Volt-Var oferece flexibilidade na regulação da tensão, o uso do banco de capacitores apresenta uma solução estática que fornece reativos capacitivos para corrigir problemas de subtensão. No cenário analisado, o uso do banco de capacitores demonstra eficácia na solução do problema de subtensão, que é frequentemente ocasionado pelo aumento da corrente devido ao excesso de reativo na rede. Os capacitores atuam na compensação desse excesso de potência reativa, elevando assim o nível de tensão.

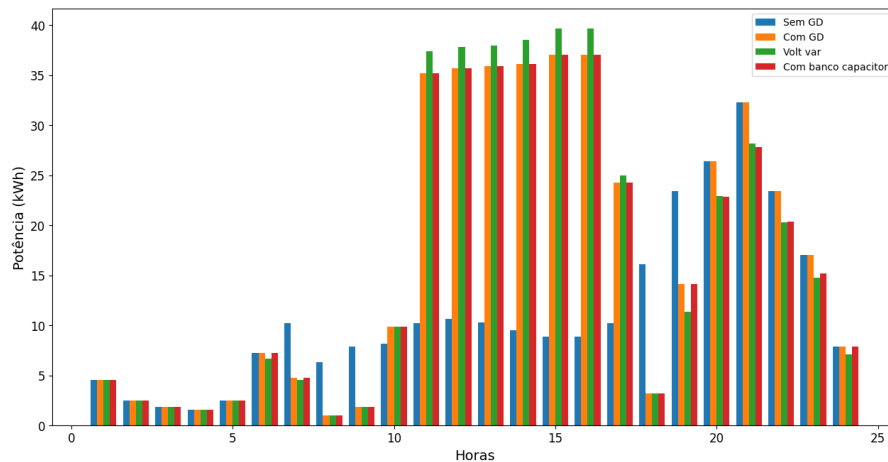
Em resumo, é importante realizar estudos de sobretensão em projetos de Geração Distribuída, é recomendável buscar medidas mitigatórias para lidar com esses desafios. Isso garantirá a conformidade com os padrões regulatórios.

4.9.2 Perdas (kWh) do sistema

Com objetivo de analisar e comparar os resultados dos métodos adotados neste trabalho. Os resultados estão destacados nas Figuras 24, 25 e nas Tabelas 15 e 16. Ao analisar as figuras, é possível notar que as perdas técnicas do sistema aumentaram para 32,41% após a inserção da GD na rede. Com a atuação do CVV no sistema, as perdas apresentaram uma redução de 1,74%. Portanto, após a implementação do banco de capacitores, as perdas registraram uma diminuição de 3,27%.

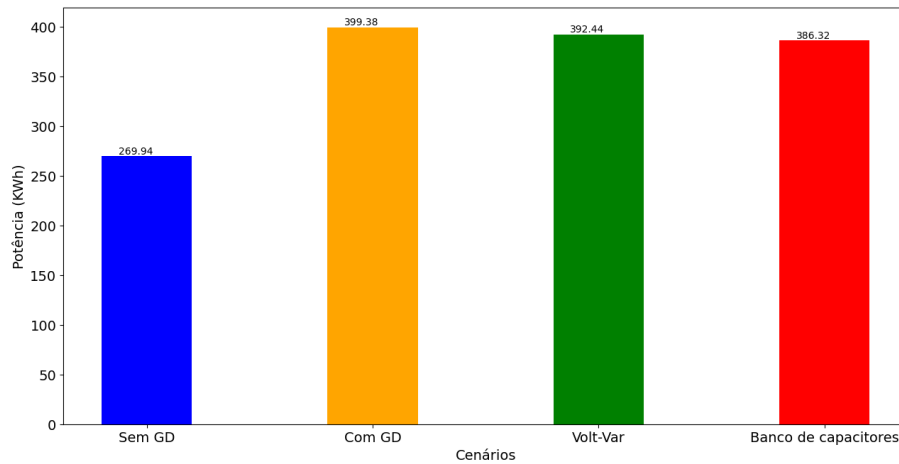
Observa-se, na Tabela 15, que em períodos de alta geração fotovoltaica, os valores apresentam-se negativos. Essa situação é explicada pelo comportamento do inversor, que opera na região indutiva, absorvendo potência reativa. Ou seja, quando a GDFV é elevada, os números negativos indicam que o inversor está consumindo potência reativa, o que contribui para a melhoria do sistema, resultando em valores negativos nas perdas de energia. Essa ação é parte do inversor, otimizando a eficiência do sistema de energia durante picos de GDFV.

Figura 24 – Perdas (kWh).



Fonte: Elaboração própria.

Figura 25 – Perdas totais do sistema para cada cenário.



Fonte: Elaboração própria.

Em momentos de alta demanda de energia, é possível observar que os valores tornam-se positivos e são inferiores às perdas (kWh) do sistema. Isso ocorre porque o inversor está operando na região capacitiva, injetando potência reativa na rede. Essa ação tem o efeito de reduzir as perdas totais do sistema.

Ao analisar a Tabela 16, é possível observar que o banco de capacitores não contribuiu na mitigação de problemas de sobretensão. Sua atuação foi restrita a horários predefinidos, mostrando-se eficaz na resolução de problemas de subtensão. Durante esses horários específicos, o banco de capacitores injetou reativa na rede, contribuindo para a redução das perdas do sistema. Em resumo, enquanto sua influência na sobretensão foi limitada, o banco de capacitores demonstrou eficácia ao abordar problemas de subtensão e ao reduzir as perdas do sistema durante os horários determinados.

Tabela 15 – Perdas (kWh) após a implementação da GD e do CVV.

H	Perdas com GD	Perdas com CVV	Redução de perdas com CVV
1	4,526	4,526	0,000
2	2,472	2,472	0,000
3	1,828	1,829	0,000
4	1,544	1,544	0,000
5	2,472	2,472	0,000
6	7,237	6,647	0,590
7	4,752	4,568	0,184
8	0,982	0,977	0,004
9	1,876	1,875	0,002
10	9,891	9,890	0,001
11	35,180	37,410	-2,231
12	34,719	36,856	-2,137
13	32,914	34,682	-1,768
14	36,119	38,531	-2,411
15	37,074	39,668	-2,594
16	37,075	39,668	-2,593
17	24,282	24,956	-0,675
18	3,213	3,219	-0,006
19	14,134	11,348	2,786
20	26,419	22,926	3,493
21	32,313	28,154	4,159
22	23,435	20,299	3,136
23	17,065	14,779	2,287
24	7,862	7,138	0,724

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16 – Perdas (kWh) após a implementação da GD e do banco de capacitores.

H	Perdas com GD	Perdas com banco de capacitores	Redução de perdas com banco de capacitores
1	4,526	4,526	0
2	2,472	2,472	0
3	1,828	1,828	0
4	1,544	1,544	0
5	2,472	2,472	0
6	7,237	7,237	0
7	4,752	4,752	0
8	0,982	0,982	0
9	1,876	1,876	0
10	9,891	9,891	0
11	35,180	35,180	0
12	34,719	34,719	0
13	32,914	32,914	0
14	36,119	36,119	0
15	37,074	37,074	0
16	37,075	37,075	0
17	24,282	24,282	0
18	3,213	3,213	0
19	14,134	14,134	3,573
20	26,419	22,846	4,518
21	32,313	27,795	3,065
22	23,435	20,370	1,905
23	17,065	15,160	0
24	7,862	7,862	0

Fonte: Elaboração própria.

5 CONCLUSÃO

Melhorias aos perfis de tensão pode ser obtida através do gerenciamento adequado do fluxo de reativos na rede ou por meio do controle direto da tensão. Entretanto, manter a tensão sempre nos níveis apropriados, conforme estipulado pelas normas, em todos os pontos do alimentador, exige a implementação de técnicas eficazes que considerem a operação conjunta e coordenada entre os equipamentos geradores de energia reativa e os dispositivos reguladores de tensão.

A inserção da geração distribuída, especialmente a fotovoltaica, na rede elétrica pode causar elevações de tensão que ultrapassam os limites aceitáveis, representando um desafio para a qualidade de energia do sistema elétrico. Essas elevações de tensão são diretamente relacionadas à quantidade de potência ativa injetada na rede pela geração distribuída. Neste trabalho, foi possível analisar os efeitos da alta penetração da GDFV na rede de distribuição. Foram analisadas informações relacionadas às perdas técnicas, aos níveis de tensão e às situações de sobretensão e subtensão. Além disso, foi realizado a inserção do controle Volt-Var por inversores e a instalação de um banco de capacitores na barra 10. Nesta fase, foi selecionado o horário das 21 horas para analisar o comportamento dos métodos de regulação de tensão adotados neste trabalho, enquanto analisando as variações nos perfis de consumo diário. Isso permitiu criar cenários para uma análise sobre o método de regulação de tensão mais eficaz para a rede elétrica.

Os resultados das simulações usando o método do CVV por inversores foram positivos, pois atenderam a todos os critérios estabelecidos na formulação do problema. Durante as 24 horas analisadas, o sistema manteve-se livre de qualquer ocorrência de subtensão ou sobretensão, mesmo diante das flutuações na carga e na geração de energia relativo ao sistema fotovoltaico. No entanto, ao examinar os resultados provenientes do banco de capacitores, fica evidente que ele não possui a mesma eficiência que o controle Volt-Var por inversores.

Portanto, conclui-se que, diante do aumento da geração distribuída na rede elétrica, é importante realizar estudos de sobretensão e implementar medidas mitigatórias, como o controle Volt-Var por inversores e a utilização de bancos de capacitores, para garantir a conformidade com os padrões regulatórios. Essas medidas são essenciais para assegurar a qualidade energética e evitar danos aos equipamentos eletrônicos dos consumidores.

REFERÊNCIAS

ABNT, N. 16149, 2013. **Sistemas fotovoltaicos (FV): Características da interface de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**, 2013.

ALVES, C. S. **Avaliação de Desempenho de Estratégias Convencionais e Emergentes para Controle de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Presença de Microgeração Fotovoltaica**. 2021. 92 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Para, Belém, 2021.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico PRODIST. Módulo 8 Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.] Acesso em 10 julho. 2023. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47.

RESOLUÇÃO NORMATIVA N 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. [S.l.] Acesso em 10 julho. 2023. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>..

ANEEL. **Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>.. Acesso em: 5 de Julho de 2023.

ANEEL. Módulo 8-qualidade da energia elétrica e procedimentos distribuição. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2021.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída apresenta acréscimo de 7,4 GW em 2023**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/micro-e-minigeracao-distribuida-apresenta-acrescimo-de-7-4-gw-em-2023>. Acesso em: 10 jan. 2024.

Barbosa, F. et al. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. **Simpósio de estudos e pesquisas em ciências ambientais na Amazônia**, Belém, p. 4-7, 2013.

BISQUERT, J. **The physics of solar cells**. 2. ed. London: Crc Press, 2018. Cap. 10. p. 71-83. (ISBN 9781138099968).

BLOOMBERG. **Demanda por energia crescerá 62% impulsionada por veículos elétricos**. 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/demanda-global-de-energia-crescera-62-ate-2050-aponta-bloombergnf/>. Acesso em: 12 jul. 2023.

CEEE. **Consumo Brasileiro de energia elétrica**. 2022 Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/consumo-brasileiro-de-energia-eletrica-subiu-1-5-em-2022-mostra-balanco-da-cee>. Acesso em: 5 jul. 2023.

CORREA, C. S. **Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração com Discretização Intra-horária**. 2020. 74 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade Federal de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

EICHKOFF, H. S. et al. Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Gramado, p. 1-9, 2018.

EPE. **Balanco energético nacional**. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 5 de Julho de 2023.

EPE. **Balanco energético nacional**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 5 de Julho de 2023.

EPE. **Balanco energético nacional**. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>. Acesso em: 17 de Dezembro de 2023.

FELBER, L. A. **Regulação de tensão em subestações de distribuição de energia elétrica**. 2010. 138 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

GARCIA, M. M. Mitigação de sobretensão causada pela geração fotovoltaica com técnicas de controle Volt-Var e volt-watt. **Revista de Engenharia e Tecnologia**,[S.l.], v. 14, n. 2, p. 1-8, 2022.

GRABOLLE, P. B. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. . 2010. 260 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

GRAINGER, J. J. et al. Design of a Real-Time Switching Control Scheme for Capacitive Compensation of Distribution Feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v. 16, n. 8, p. 2420-2428, 1982.

IRENA. **RENEWABLE CAPACITY STATISTICS**. 2022. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf. Acesso em: 12 dez. 2023.

MADRIGAL, M. et al Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy: The Case of Distribution. **The World Bank**, [S.l.: s.n.], 2015.p. 17.

MARTINHO, E. **Distúrbio da Energia Elétrica**. 1ª Ed. São Paulo: Editora Érica, 2009.

MARTINHO, E. **Distúrbio da Energia Elétrica**. 3ª Ed. São Paulo: Editora Érica, 2013.

MARTINS, R. M. **Impacto do controle de tensão e potência reativa (Volt-Var) em sistemas de distribuição com alta penetração de geração distribuída fotovoltaica**. 2023. 93 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2023

MARCOLIN, P. **Avaliação de Desempenho de Estratégias Convencionais e Emergentes para Controle de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Presença de Microgeração Fotovoltaica**.. 2019. 47 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, UFSM, Santa Maria, 2019.

MELLO, A. C. **Estratégia de controle volt/var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes**. 2018. 196 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018

MERCER, B. M. **Uma proposta de controle volt/var hierárquico para sistemas modernos de distribuição de energia elétrica**. 2016. 131 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

MILLER, L. et Al. Distribution System Voltage Management and Optimization for Integration of Renewables and Electric Vehicles. **California Institute For Energy And Environment - California Energy Commission, California**, p. 1-9, 2013.

MME. **Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída**. 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/15-12-2015-apresentacao-progd.pdf>. Acesso em 12 julho 2023.

OPEN, I. **Californias Interconnection Rule 21: What it means for utilities and customers across the US**. 2018. Disponível em: <https://www.openintl.com/california-rule-21-interconnection/>. Acesso em: 14 dez. 2023.

PADILA, J. V. **Qualidade de energia elétrica**. 2018. Disponível em: <https://www.leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2018/02/Doc-43-qe-Artigo-Rev-Setor-Eletrico-Qualidade-de-Energia-Eletrica-Aula-Pratica.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2023.

PALUDO, A. J. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 188 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

RENO, M. J. et al. Smart inverter capabilities for mitigating over-voltage on distribution systems with high penetrations of PV. **Ieee 39Th Photovoltaic Specialists Conference**, Tampa, FL, p. 2-4, 2013.

SANCHEZ, P Mitigation Methods to Increase Feeder Hosting Capacity - Technical Update. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n.1, p. 277-284, 2009.

TRINDADE, F.C. Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems With PV Solar Farms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.] v. 32, n. 2, p. 921-932, 2017.

WILLIS, H. L. **Power distribution planning reference**. 2. ed. London: Crc Press, 2004. Cap. 13. p. 43-57. (ISBN-100824748751).

ZANDT, D. V. **Mitigation Methods to Increase Feeder Hosting Capacity - Technical Update, December 2018**.. [S.l.]: Eletric Power Research Institute, 2018.

Zilles, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2012. p. 23-41. (ISBN 978-85-7975-235-3).

NUP: 23081.156704/2023-83

Prioridade: Normal

Homologação de ata de defesa de TCC e estágio de graduação

125.322 - Bancas examinadoras de TCC: indicação e atuação

COMPONENTE

Ordem	Descrição	Nome do arquivo
11	Trabalho de conclusão de curso (TCC) (125.32)	TCC__Jean_Wadley (Final).pdf

Assinaturas

24/01/2024 09:14:50

DIEGO BERLEZI RAMOS (Coordenador(a) de Curso)
07.09.02.00.0.0 - CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - CEELE



Código Verificador: 3769575

Código CRC: 476993c1

Consulte em: <https://portal.ufsm.br/documentos/publico/autenticacao/assinaturas.html>

