CEFET/RJ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

ANÁLISE E MITIGAÇÃO DE IMPACTOS RELACIONADOS À ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DO SOFTWARE OPENDSS

Felipe Magno Rodrigues Borio

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Thiago Americano do Brasil

Rio de Janeiro
Setembro/2025

ANÁLISE E MITIGAÇÃO DE IMPACTOS RELACIONADOS À ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DO SOFTWARE OPENDSS

RESUMO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Felipe Magno Rodrigues Borio

Banca Examinadora:

_____

Presidente, Professor Dr. Thiago Americano do Brasil (CEFET/RJ) (orientador)

_____

Professor Dr. Leonardo Correia Resende (CEFET/RJ)

_____

Professor Dr. Cleiton Magalhães Freitas (PEL/UERJ)

Rio de Janeiro

Setembro/2025

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

B734 Borio, Felipe Magno Rodrigues
Análise e mitigação de impactos relacionados à alta penetração de geração distribuída em redes de distribuição através do software opendss / Felipe Magno Rodrigues Borio. — 2025.
78f. : il. color. , enc.

Dissertação (Mestrado) Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2025.
Bibliografia : f. 75-78
Orientador: Thiago Americano do Brasil

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Geração de Energia. 3. Energia elétrica - Controle de qualidade. 4. Software. I. Brasil, Thiago Americano do. (Orient.). II. Título.

CDD 621.31

Elaborada pela bibliotecária Tania Mello – CRB/7 nº 5507/04

RESUMO

Análise e mitigação de impactos relacionados à alta penetração de geração distribuída em redes de distribuição através do software OpenDSS

Os crescentes problemas de qualidade de energia associados à alta penetração da geração distribuída nas redes de distribuição das empresas de energia elétrica a cada dia estão necessitando maior atenção. A integração de sistemas de geração distribuída em grande escala, como os sistemas solares fotovoltaicos, criou desafios complexos na manutenção dos padrões de qualidade de energia. Este trabalho tem como objetivo principal investigar o escopo e a natureza desses problemas de qualidade de energia e desenvolver estratégias eficazes para mitigá-los. Serão realizadas análises abrangentes de vários aspectos da qualidade da energia, principalmente flutuações de tensão de longa duração, chamadas sobretensões. Para que se atinja o objetivo, o estudo inclui o monitoramento dos parâmetros de qualidade de energia em diversos pontos de uma rede de distribuição hipotética, baseada no alimentador teste de 13 nós IEEE. Uma análise detalhada dos indicadores de qualidade de energia afetados pela elevada penetração da geração distribuída é realizada para identificar áreas críticas onde estes problemas são mais recorrentes. A análise será feita no software OpenDSS, a partir dele é possível que sejam simulados sistemas de distribuição de energia elétrica de forma a se analisar no domínio do tempo as grandezas necessárias para o estudo proposto. Além disso, este trabalho irá fornecer e avaliar soluções práticas para melhorar a qualidade da energia na presença de múltiplos sistemas de geração distribuída. Isso inclui o desenvolvimento de tecnologias avançadas de controle de inversores e estratégias de coordenação entre unidades de geração distribuída e as concessionárias de energia.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Qualidade de Energia; Rede de Distribuição; OpenDSS.

ABSTRACT

Analysis and Mitigation of Impacts Related to High Penetration of Distributed Generation in Distribution Networks Using OpenDSS Software

The increasing power quality issues associated with the high penetration of distributed generation in electric utility distribution networks are requiring greater attention day by day. The integration of large-scale distributed generation systems, such as photovoltaic solar systems, has created complex challenges in maintaining power quality standards. This study aims to investigate the scope and nature of these power quality issues and develop effective strategies for mitigating them. Comprehensive analyses of various power quality aspects will be conducted, primarily focusing on long-duration voltage fluctuations, also known as overvoltages. To achieve this objective, the study includes monitoring power quality parameters at various points in a hypothetical distribution network based on the IEEE 13-node test feeder. A detailed analysis of power quality indicators affected by the high penetration of distributed generation will be carried out to identify critical areas where these issues are most prevalent. The analysis will be performed using the OpenDSS software, which allows the simulation of electric distribution systems to analyze the necessary parameters in the time domain for the proposed study. Furthermore, this study will provide and assess practical solutions to enhance power quality in the presence of multiple distributed generation systems. This includes the development of advanced inverter control technologies and coordination strategies between distributed generation units and electric utilities.

Keywords: Distributed Generation; Power Quality; Distribution Network; OpenDSS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1– Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil 11
Figura 2- Exemplo de microgeração distribuída 12
Figura 3 - Evolução do Preço de Painéis Fotovoltaicos no Mundo 13
Figura 4 – Modelo unidirecional 19
Figura 5 - Modelo bidirecional 20
Figura 6– Linha do tempo das leis relacionadas a geração distribuída 22
Figura 7- Curva Volt-VAR para controle de tensão. 31
Figura 8 - Diagrama do alimentador padrão IEEE de 13 nós com as gerações propostas..... 34
Figura 9- Fluxograma do processo de simulação no OpenDSS. 36
Figura 10 - Curva Volt-VAR implementada. 42
Figura 11 - Curva Horária de Geração 44
Figura 12 - Perfil horário das curvas de carga (por unidade) 45
Figura 13 - Barra 634 - Fase A (PU) - Sem Controle 47
Figura 14 - Barra 634 - Fase B (PU) - Sem Controle 47
Figura 15 - Barra 634 - Fase C (PU) - Sem Controle 48
Figura 16 - Barra 671 - Fase A (PU) - Sem Controle 48
Figura 17 - Barra 671 - Fase B (PU) - Sem Controle 49
Figura 18 - Barra 671 - Fase C (PU) - Sem Controle 49
Figura 19 - Barra 675 - Fase A (PU) - Sem Controle 50
Figura 20 - Barra 675 - Fase B (PU) - Sem Controle 50
Figura 21 - Barra 675 - Fase C (PU) - Sem Controle 51
Figura 22 - Barra 652 - Fase A (PU) - Sem Controle 51
Figura 23 - Barra 670 - Fase A (PU) - Sem Controle 52
Figura 24 - Barra 670 - Fase B (PU) - Sem Controle 52
Figura 25 - Barra 670 - Fase C (PU) - Sem Controle 53
Figura 26 - Barra 611 - Fase C (PU) - Sem Controle 53
Figura 27 - Barra 646 - Fase B (PU) - Sem Controle 54
Figura 28 - Barra 646 - Fase C (PU) - Sem Controle 54
Figura 29 - Barra 692 - Fase A (PU) - Sem Controle 55
Figura 30 - Barra 692 - Fase C (PU) - Sem Controle 55

Figura 31 - Barra 645 - Fase B (PU) - Sem Controle 56
Figura 32 - Barra 634 - Fase A (PU) - Com Controle 56
Figura 33 - Barra 634 - Fase B (PU) - Com Controle 57
Figura 34 - Barra 634 - Fase C (PU) - Com Controle 57
Figura 35 - Barra 671 - Fase A (PU) - Com Controle 58
Figura 36 - Barra 671 - Fase B (PU) - Com Controle 58
Figura 37 - Barra 671 - Fase C (PU) - Com Controle 59
Figura 38 - Barra 675 - Fase A (PU) - Com Controle 59
Figura 39 - Barra 675 - Fase B (PU) - Com Controle 60
Figura 40 - Barra 675 - Fase C (PU) - Com Controle 60
Figura 41 - Barra 652 - Fase A (PU) - Com Controle 61
Figura 42 - Barra 670 - Fase A (PU) - Com Controle 61
Figura 43 - Barra 670 - Fase B (PU) - Com Controle 62
Figura 44 - Barra 670 - Fase C (PU) - Com Controle 62
Figura 45 - Barra 611 - Fase C (PU) - Com Controle 63
Figura 46 - Barra 646 - Fase B (PU) - Com Controle 63
Figura 47 - Barra 646 - Fase C (PU) - Com Controle 64
Figura 48 - Barra 692 - Fase A (PU) - Com Controle 64
Figura 49 - Barra 692 - Fase C (PU) - Com Controle 65
Figura 50 - Barra 645 - Fase B (PU) - Com Controle 65
Figura 51 – Barra 634 - Comparação Cenário 5 - Fase B 66
Figura 52 – Barra 671 - Comparação Cenário 3 - Fase B 67
Figura 53 - Barra 671 - Comparação Cenário 4 - Fase B 67
Figura 54 – Barra 671 - Comparação Cenário 5 - Fase B 68
Figura 55 – Barra 675 - Comparação Cenário 2 - Fase B 68
Figura 56 – Barra 675 - Comparação Cenário 3 - Fase B 69
Figura 57 – Barra 675 - Comparação Cenário 4 - Fase B 69
Figura 58 – Barra 675 - Comparação Cenário 5 - Fase B 70
Figura 59 – Barra 670 - Comparação Cenário 5 - Fase B 70
Figura 60 -Barra 646 - Comparação Cenário 5 - Fase B 71
Figura 61 – Barra 645 - Comparação Cenário 5 - Fase B 71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Faixas de tensão conforme ANEEL 23
Tabela 2- Parâmetros gerais do circuito..... 37
Tabela 3 - Parâmetros elétricos dos trechos de linha..... 37
Tabela 4- Transformador de subestação..... 38
Tabela 5 - Reguladores de tensão 38
Tabela 6 - Transformador XFM1 39
Tabela 7 - Caracterização das cargas do sistema 40
Tabela 8 - Parâmetros dos geradores fotovoltaicos 41
Tabela 9 - Potências para controle na fase B (hora 13) 72
Tabela 10 - Comparação do fator de potência 73

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 10
1.1 Motivação 15
1.2 Objetivos 17
1.3 Organização do texto 18
2. ASPECTOS TEÓRICOS 19
2.1 Contexto histórico e resoluções normativas 19
2.2 Impactos da GD na rede de distribuição 22
2.2.1 Variação de tensão de longa duração 23
2.2.2 Flutuação de tensão 24
2.2.3 Capacidade de hospedagem 25
2.2.4 Fluxo de potência reverso 25
2.2.5 Problemas na proteção do sistema 26
2.2.6 Problemas na operação de reguladores de tensão 27
2.2.7 Problemas de sobrecarga em equipamentos 27
2.3 Redes de distribuição e modelos de carga 27
2.4 Análise de fluxo de potência em redes de distribuição 29
2.5 Inserção de GD em barras PQ 30
2.6 Estratégia Volt-VAR no ambiente OpenDSS 30
2.7 Implementação da Estratégia Volt-VAR 32
3. METODOLOGIA DO TRABALHO 33
3.1 Apresentação do estudo de caso base 33
3.2 Simulações no OpenDSS 35
3.3 Estudos de caso 36
4. RESULTADOS 46

4.1 Resultado sem o controle Volt-VAR 47
4.2 Resultados com o controle Volt-VAR 56
4.3 Análise dos resultados obtidos 65
5. CONCLUSÃO 74

1. INTRODUÇÃO

Cada vez mais busca-se sustentabilidade no Brasil e no mundo, principalmente no que tange o aspecto da geração de energia elétrica, com a crescente penetração de fontes renováveis (majoritariamente solar fotovoltaica) na rede de distribuição. Além disso, a crise hídrica de 2021 no Brasil teve como evento desencadeador a pior seca em 91 anos, reduzindo a níveis críticos os reservatórios das hidrelétricas do Centro-Oeste e do Sul, responsáveis por aproximadamente 70% da energia hidráulica gerada no país. Como consequência, houve abrupta alta no preço da energia elétrica, revelando assim a importância de uma matriz energética diversificada [1], [2].

Uma forma sustentável de obtenção de energia elétrica é proveniente da irradiação solar, a partir do efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta da energia contida na luz solar em energia elétrica.

A obtenção da energia solar fotovoltaica pode ser proveniente de uma geração distribuída (GD) ou centralizada. A primeira é dividida em dois subgrupos de acordo com a REN (Resolução Normativa) n° 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), revogada atualmente pela REN 1.059, de 7 de fevereiro de 2023: a microgeração, a qual engloba sistemas de até 75 kW conectados às redes de distribuição da concessionária de energia; e minigeração, onde a central geradora é responsável pela injeção de potências superiores à 75 kW e menores ou iguais a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da ANEEL.

A Figura 1 apresenta a evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil nos últimos anos, evidenciando o crescimento acelerado dessa fonte renovável e sua contribuição para a diversificação da matriz energética [3].

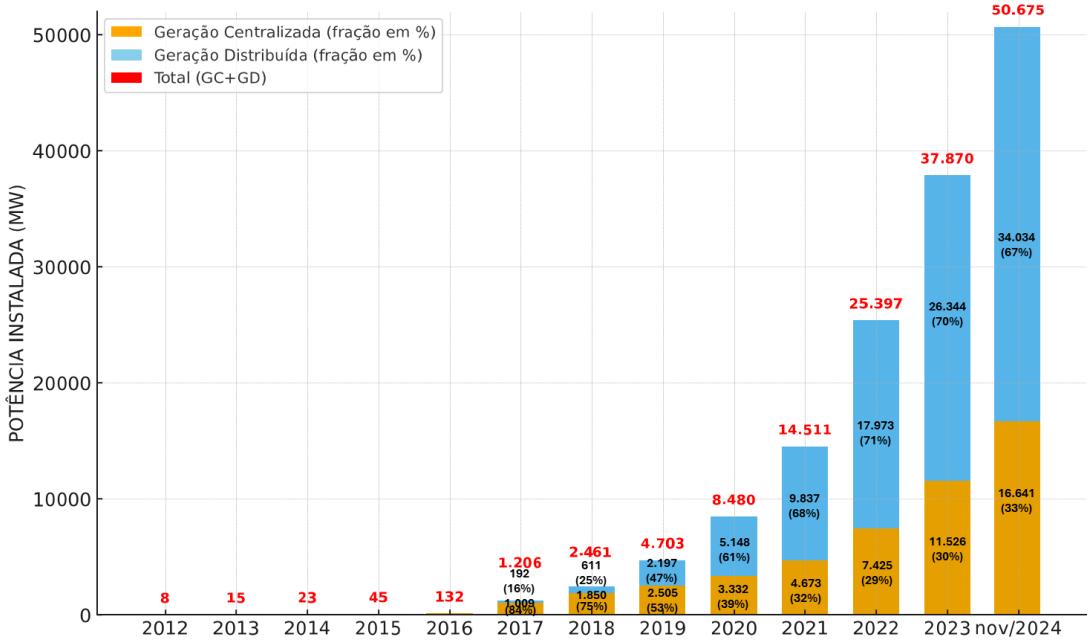


Figura 1– Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: Adaptado ABSOLAR 2024

A geração do tipo distribuída é observada, por exemplo, nos telhados das residências e pequenos comércios, sendo utilizada, quase em unanimidade, para atendimento do consumo local da instalação. Já na geração centralizada, a energia proveniente do sol é obtida em larga escala a partir de parques ou usinas solares e, por tratar-se de níveis elevados de potência, qualquer perda pode acarretar prejuízos financeiros substanciais [4].

A Figura 2 ilustra um exemplo típico de microgeração distribuída, com painéis solares instalados no telhado de uma residência. Esse modelo destaca a acessibilidade da energia solar para pequenos consumidores.



Figura 2- Exemplo de microgeração distribuída

Fonte: Compilado pelo autor

Com a implementação da Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, instituiu-se o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, além de mudanças no que tange o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Desde então, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE passou a considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição. Ou seja, era de se esperar que o mercado de GD da solar fotovoltaica fosse seriamente impactado. No entanto, devido à brusca queda dos preços dos equipamentos que compõem *kits* fotovoltaicos, o impacto no setor foi bastante amenizado, sendo assim, a expansão da GD proveniente de fontes solares fotovoltaicas segue crescendo de forma bastante acentuada [5].

A Figura 3 ilustra a evolução do preço dos painéis fotovoltaicos nos últimos anos no mundo, evidenciando a significativa redução nos custos, que tem sido um dos principais impulsionadores do crescimento da geração solar distribuída no Brasil [3].

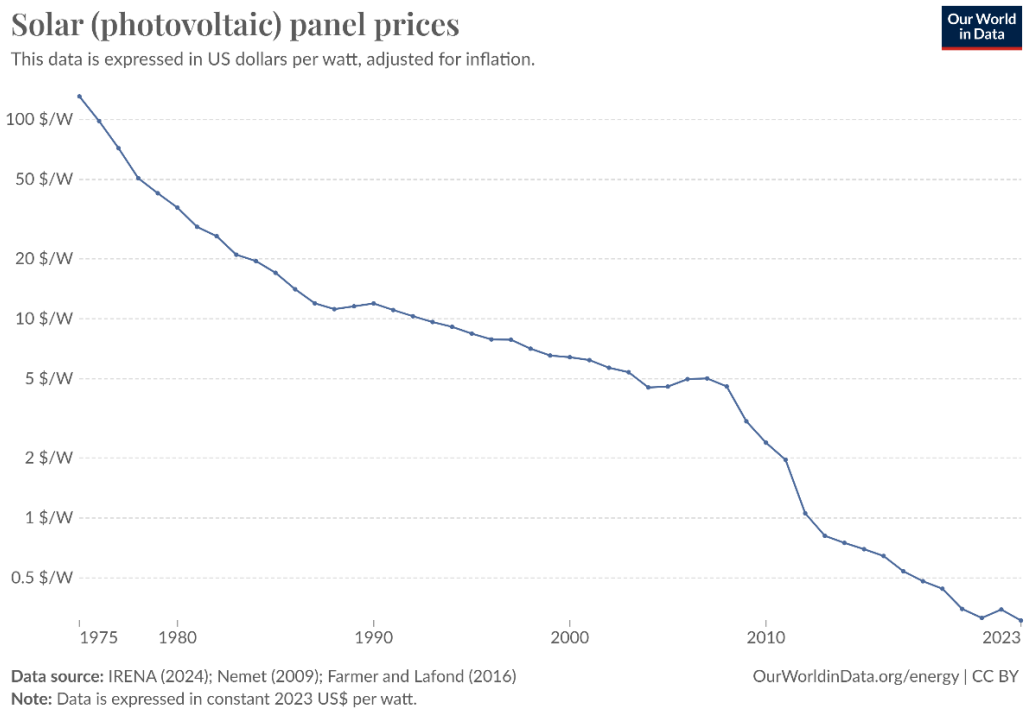


Figura 3 - Evolução do Preço de Painéis Fotovoltaicos no Mundo

Fonte: Our World in Data

Do ponto de vista da rede elétrica, os alimentadores na distribuição majoritariamente foram projetadas em um período no qual tanto as gerações distribuídas quanto as cogerações qualificadas eram praticamente inexistentes, ou seja, o fluxo de potência seguia necessariamente um sentido convencional, das subestações de distribuição para os clientes. Desta forma, problemas no que tange a qualidade da energia na rede podem decorrer na presença de altas penetrações de GD em clientes de baixa e média tensão das distribuidoras. De acordo com Seguin et al. [6], uma das situações mais problemáticas é a de regulação de tensão, levando a eventos principalmente de sobretensão em ramais onde haja maior presença de GD e períodos de carga leve e moderada.

Nos últimos anos, muitos autores se debruçaram nos problemas provenientes da alta penetração de GD na rede de distribuição. Kishor et al. [7] buscaram compreender os limites de penetração de GD em redes primárias antes do aparecimento de violações das tensões em nós do sistema. Para tal, estudaram o efeito da inserção de GD no alimentador padrão de 13 nós do IEEE [8], concluindo assim que o limite de penetração de GD nesta rede seria de 40%,

podendo ser expandido caso seja permitido o suporte de reativos por parte dos inversores.

Por outro lado, Aziz [9] verificou que redes de distribuição mais fortes, podem suportar percentuais de penetração altos, por volta de 90%, por exemplo. Verschueren et al. [10] contornaram problemas relacionados às sobretensões a partir de suporte de reativos (indutivo), aproveitando-se também da energia excedente para armazenamento em bateria e posterior despacho em momentos de maior estabilidade da rede. As soluções para o problema das sobretensões causadas pela alta penetração de GD são diversas, conforme abordado por Teixeira et al. [11]. A utilização de banco de reatores seria uma opção economicamente viável, mas tecnicamente desafiadora, já que a geração fotovoltaica tem caráter intermitente, demandando um controle de reativos rápido e assertivo.

Devido a característica citada anteriormente, Sun et al. [12], Jabr [13] e Xiong et al. [14] a utilização de uma técnica de controle de potencia reativa de forma coordenada, conhecida como volt-VAR, já incorporada nos inversores atuais, para que sejam minimizados os impactos sobre a tensão das redes de distribuição causados pela alta penetração de energia solar fotovoltaica. Sun et al. [12] abordaram o assunto em seu estudo baseando-se em dados históricos de uma rede em questão e, a partir de treinamento proveniente de algoritmo de aprendizado supervisionado, propuseram o controle local de cada sistema fotovoltaico nesta alocados, utilizando-se do alimentador de 33 nós do IEEE para teste de sua hipótese [15]. Jabr [13], baseando-se na resolução IEEE Std 1547 – 2018[16], propôs em seu trabalho a análise da utilização de inversores inteligentes com a solução Volt-VAR em redes de até 3.146 nós, sendo propostos dois métodos de análise, sendo um destes baseado em otimização robusta e o outro em uma solução analítica. Xiong et al. [14] realizaram uma otimização na potência reativa injetada pelos inversores fotovoltaicos a partir de um algoritmo aprimorado de aprendizado por reforço chamado *soft actor-critic.* A validação foi realizada a partir de alimentadores IEEE de 33 e 123 nós, concluindo-se que a taxa de violação na tensão e as perdas de energia na rede de distribuição tiveram uma queda de até 2,71% e 12,3%, respectivamente, em

comparação com outros métodos de referência, demonstrando assim a eficácia do método proposto para minimização das perdas e mitigação das flutuações de tensão nas redes de distribuição.

Como citado anteriormente, os problemas de qualidade de energia causados pela alta penetração de energia proveniente de gerações distribuídas não ficam restritos à elevação de tensão na rede de distribuição. A partir do documento publicado pelo *Joint Working Group* [17], pode-se mensurar a dificuldade tanto da qualidade de energia quanto da compatibilidade eletromagnética com o advento e posterior difusão massiva de GD a partir de fontes solares fotovoltaicas.

Ainda em 2014, Paludo [18] realizou uma análise dos impactos de elevados níveis de penetração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente. Este estudo foi desenvolvido em ambiente OpenDSS, chegando-se à conclusão de que a partir de alterações na estratégia de operação do inversor fotovoltaico, como por exemplo, a partir da diminuição do fator de potência de operação destes equipamentos, é possível minimizar estes impactos, ao custo de uma sensível diminuição na eficiência dos inversores fotovoltaicos em reduzir o consumo de energia local.

Logo, de acordo com a revisão bibliográfica, conclui-se que são de suma importância estudos mais aprofundados sobre os desafios de se enfrentar os impactos na qualidade de energia causados pela alta penetração de GDs nas redes de distribuição, sendo o principal deles a elevação da tensão, violando assim os limites impostos pelos procedimentos de distribuição (PRODIST) da ANEEL. Pode-se concluir também que o limite da penetração de energia fotovoltaica em redes de baixa tensão depende de diversos fatores, sendo este problema mais exacerbado quanto mais fraco e menos carregado for o ramal com presença de GD.

1.1 Motivação

No início do ano de 2023, muitas solicitações de acesso de GDs às redes de distribuição passaram a ser negadas, e a justificativa para isso, seria o fluxo reverso ocasionado por esta penetração fotovoltaica exacerbada nos

transformadores da rede primária das concessionárias de energia. Um exemplo emblemático dessa situação foi a decisão da CEMIG, que negou pareceres de acesso com base em limitações técnicas da rede, conforme noticiado pelo Diário do Comércio [19]. Esse fato desencadeou um sinal de alerta e demonstrou a ineficácia do controle convencional de injeção de energia nos pontos de conexão, já que, ao que tudo indica, a alta penetração fotovoltaica ocorrida a partir de 2019 na rede de distribuição em diversas concessionárias no Brasil não foi planejada de forma adequada.

Como discutido anteriormente, a estratégia Volt-VAR mostra-se extremamente valiosa para mitigar a extrapolação dos limites de tensão em redes de distribuição com alta penetração de GD. A técnica Volt-VAR já é regulamentada no Brasil, principalmente pelo Módulo 8 do PRODIST da ANEEL [20], que estabelece os critérios técnicos para a conexão de sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD). Essa norma permite e incentiva o uso de estratégias de controle de potência reativa, como o Volt-VAR, especialmente para sistemas com potência instalada superior a 75 kW. Além disso, normas como a ABNT NBR 16149:2013 [21] e a ABNT NBR 16274:2014 [22] definem os requisitos para que inversores fotovoltaicos forneçam ou absorvam potência reativa automaticamente com base em curvas Q(V), contribuindo para a regulação da tensão na rede elétrica.

Apesar de regulamentada, a técnica Volt-VAR não é amplamente utilizada na prática devido a uma combinação de fatores. A principal razão é que sua exigência não é mandatória para a maioria dos sistemas, especialmente os de menor porte, o que leva à sua negligência em projetos padrão. Além disso, há despadronização entre distribuidoras, limitações técnicas de inversores, e pouco conhecimento dos integradores sobre a configuração adequada da função. Soma-se a isso o fato de que o fornecimento de potência reativa pode reduzir a injeção de potência ativa durante momentos de pico de geração, afetando o retorno econômico do sistema, e que não há incentivo ou remuneração regulatória para o suporte reativo prestado, desestimulando sua implementação. Este trabalho tem como objetivo avaliar a contribuição da técnica Volt-VAR, aplicada à micro e minigeração distribuída (MMGD), para a regulação de tensão

em redes de distribuição, utilizando simulações em uma topologia de referência. Será considerado um cenário hipotético no qual a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) impusesse a obrigatoriedade do controle de tensão por meio do fornecimento dinâmico de potência reativa em todos os inversores fotovoltaicos conectados à rede. Nesse contexto, avaliou-se o impacto da ativação universal do modo de controle Volt-VAR em momentos de contingência elétrica, tais como variações abruptas de carga ou flutuações de geração intermitente.

A análise é conduzida em uma rede de distribuição radial padrão IEEE de 13 barras, amplamente utilizada em estudos técnico-científicos, com parâmetros adaptados à realidade brasileira. Foram incorporados perfis típicos de carga residencial, comercial e industrial, com base em dados estatísticos nacionais, além da representação de curvas diárias de geração fotovoltaica. A simulação permitirá verificar os efeitos do suporte reativo na mitigação de sobretensões em ramais distantes da subestação, melhoria do perfil de tensão ao longo do alimentador, e aumento da resiliência da rede frente a distúrbios, levando em consideração os padrões de carga e os perfis de consumidores nacionais, em uma rede de distribuição padrão IEEE de 13 nós.

Em suma, esta dissertação tem como objetivo investigar os efeitos da eventual obrigatoriedade da aplicação da técnica Volt-VAR por parte de todos os prosumidores, bem como o seu potencial de contribuição para a regulação de tensão nos alimentadores de distribuição.

1.2 Objetivos

A partir das lacunas existentes na literatura, o presente trabalho tem o intuito de propor uma estratégia em que seja possível a identificação e mitigação de problemas de sobretensão causados pela alta penetração de GD no sistema de distribuição de energia elétrica, utilizando como referência para isso as simulações percentuais de penetração de GDs fotovoltaicas em um sistema. Levando em consideração a metodologia estudada e a insuficiência de informações até o momento, deseja-se expandir o respectivo estudo para alimentadores mais realísticos, por exemplo com cargas desbalanceadas, sendo

assim capaz de prever problemas inerentes a um típico sistema de distribuição com suas referidas intercorrências e fenômenos.

Ao longo desse trabalho, serão apresentados e aplicados a partir de simulações no *software* OpenDSS, possíveis soluções para que os problemas de qualidade de energia, em especial, as variações de tensão durante os períodos de alta geração fotovoltaica, no fornecimento das redes de distribuição das concessionárias ocasionados pela alta penetração de GD sejam mitigados.

1.3 Organização do texto

O presente trabalho possui a estrutura de seus capítulos conforme apresentado a seguir.

O Capítulo 2 apresenta os aspectos teóricos, com o enfoque, principalmente, nos problemas ocasionados pela alta penetração de GDs, bem como nas possíveis soluções já estudadas. Ao fim, discorre-se as teorias de modelagem de redes de distribuição e sistemas que foram utilizados como base para esse trabalho. No Capítulo 3, define-se a metodologia empregada, com a descrição do sistema utilizado como estudo de caso, as simulações desenvolvidas no ambiente OpenDSS, os diferentes cenários analisados e a análise comparativa dos resultados obtidos.

Finalmente, no Capítulo 4 são apresentadas as perspectivas futuras do estudo, com foco na aplicação da estratégia Volt-VAR, sua modelagem no OpenDSS e o potencial de contribuição para a mitigação dos efeitos da GD sobre os perfis de tensão da rede.

2. ASPECTOS TEÓRICOS

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica, cujo principal objetivo é introduzir os aspectos teóricos fundamentais do trabalho. Dessa forma, busca-se proporcionar um melhor entendimento dos problemas de qualidade de energia causados pela alta penetração de GD nas redes de distribuição das concessionárias de energia, bem como das estratégias propostas até o momento para sua mitigação.

2.1 Contexto histórico e resoluções normativas

As redes de distribuição de energia elétrica desempenham um papel fundamental na entrega de energia elétrica aos consumidores finais, conectando a geração ao consumo. Inicialmente, essas redes foram projetadas para operar em um modelo unidirecional, onde a energia elétrica é direcionada da geração, como usinas hidrelétricas e termelétricas, para os consumidores finais.

A Figura 4 ilustra o modelo tradicional de distribuição de energia elétrica, caracterizado pelo fluxo unidirecional da energia. Nesse arranjo, a geração ocorre em grandes usinas centralizadas, como hidrelétricas e termelétricas, e a energia é transmitida até os centros consumidores por meio das redes de transmissão e distribuição. O sentido do fluxo segue exclusivamente da geração para o consumo, sem a possibilidade de injeção de energia pelos consumidores, o que reflete a concepção inicial das redes elétricas.

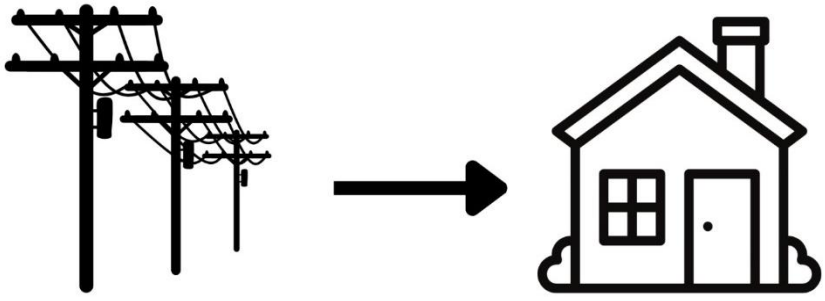


Figura 4 – Modelo unidirecional

Fonte: Compilado pelo autor

Porém, com o avanço da tecnologia e a crescente preocupação com a sustentabilidade, novos modelos de geração de energia foram implementados. Um exemplo disso é a GD, onde pequenas unidades de geração de energia são instaladas próximas aos locais de consumo, muitas vezes usando fontes de energia renovável, como solar e eólica. Isso torna menor a necessidade de transmissão de longa distância e minimiza as perdas de energia associadas.

A adoção da GD transformou o modelo tradicional de redes de distribuição em um modelo bidirecional, no qual a energia não apenas flui da rede para os consumidores, mas também pode ser injetada na rede pelos próprios consumidores, que passam a atuar como prosumidores (produtores e consumidores de energia). Nesse contexto, o fluxo de energia torna-se dinâmico e variável, exigindo maior complexidade na operação e no planejamento das redes de distribuição.

A Figura 5 ilustra esse novo paradigma das redes de distribuição, no qual o fluxo de energia passa a ocorrer em duas direções. Além de receber energia da rede elétrica, os consumidores também podem injetar energia a partir de suas próprias fontes renováveis, como sistemas fotovoltaicos, caracterizando o modelo bidirecional.

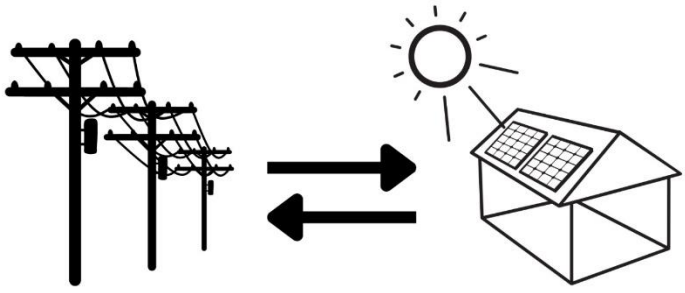


Figura 5 - Modelo bidirecional

Fonte: Compilado pelo autor

No Brasil, o marco regulatório para a GD começou a ser estabelecido com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Esta resolução introduziu o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que os consumidores gerem sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis e injetem o excedente na

rede elétrica, recebendo créditos para abater em sua conta de energia. Isso incentivou o crescimento da GD no país.

A Lei 14.300 [5], promulgada em 6 de janeiro de 2022, instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída, introduzindo mudanças expressivas no cenário energético brasileiro. Esta legislação trouxe novas normas para micro e minigeração e reforçou os direitos dos consumidores, substituindo a antiga REN 482/2012.

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.059 [23], de 7 de fevereiro de 2023, por sua vez, representa um marco importante na regulamentação da GD de energia elétrica no Brasil. Esta resolução aprimora as questões relacionadas a conexão e o faturamento de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, traz importantes definições e conceitos, como o autoconsumo remoto, a energia compensada, o excedente de energia, entre outros. Essas definições são de extrema importância para o entendimento e aplicação das normas relacionadas à GD.

A Figura 6 apresenta uma linha do tempo com os principais marcos regulatórios da GD no Brasil. Ela destaca as resoluções e leis que estabeleceram as bases para a conexão, o faturamento e a definição de conceitos fundamentais, evidenciando a evolução normativa que sustenta o crescimento e a consolidação da GD no país.



Figura 6– Linha do tempo das leis relacionadas a geração distribuída

Fonte: Compilado pelo autor

2.2 Impactos da GD na rede de distribuição

Os impactos decorrentes da alta penetração de GD na rede de distribuição podem manifestar-se de diversas formas, afetando tanto a operação quanto a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Esses impactos incluem alterações nos perfis de tensão, desafios no fluxo de potência e problemas em equipamentos e sistemas de proteção.

Os próximos subitens detalham eventos específicos que podem ser direta ou indiretamente causados pela alta penetração de GD. Entre eles estão: a variação de tensão de longa duração, a flutuação de tensão, a capacidade de hospedagem, o fluxo de potência reverso, os problemas na proteção do sistema, os problemas na operação de reguladores de tensão e os problemas de sobretensão em equipamentos. Cada um desses tópicos será abordado, detalhando seus efeitos nas redes de distribuição e suas implicações para a confiabilidade e a eficiência do sistema.

2.2.1 Variação de tensão de longa duração

A variação de tensão de longa duração é o principal problema causado pela alta penetração de GD nas redes de distribuição das concessionárias de energia. Essa variação pode ser originada por diversos fatores, como: alto carregamento dos condutores, dimensionamento inadequado de cabos, variações de carga, chaveamento de capacitores e reatores, e a própria presença de geração distribuída.

Analisando as curvas de carga típicas dos sistemas residencial, comercial e industrial, podemos observar que o perfil de tensão é influenciado pela carga. Ou seja, quanto maior a energia exigida do sistema para manter a carga em funcionamento, menor será o valor da tensão. Esse comportamento é crucial para a determinação dos horários de ponta da concessionária, pois, nesses momentos, a energia se torna mais cara para os consumidores de maior porte. Isso ocorre porque um maior consumo por parte desses consumidores pode causar um impacto significativo na qualidade de energia de todo o sistema, resultando, por exemplo, em subtensões.

A Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021 estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist), que determinam as faixas adequadas para a conformidade de tensão em regime permanente no Brasil. Em resumo, os valores das tensões medidos no ponto de acoplamento comum (PAC) com a rede devem obedecer aos limites normativos. A seguir, a Tabela 1 apresenta o resumo das faixas de tensão estabelecidas pelo Prodist de acordo com a tensão de fornecimento [20].

Tabela 1 - Faixas de tensão conforme ANEEL

Tensão Nominal (kV)	Faixa Adequada	Faixa Precária	Faixa Crítica
≥ 230 kV	0,95 TR ≤ TL ≤ 1,05 TR	0,93 TR ≤ TL < 0,95 TR ou 1,05 TR < TL ≤ 1,07 TR	TL < 0,93 TR ou TL > 1,07 TR
69 kV ≤ Vn < 230 kV	0,95 TR ≤ TL ≤ 1,05 TR	0,90 TR ≤ TL < 0,95 TR ou 1,05 TR < TL ≤ 1,07 TR	TL < 0,90 TR ou TL > 1,07 TR
1 kV < Vn < 69 kV	0,93 TR ≤ TL ≤ 1,05 TR	0,90 TR ≤ TL < 0,93 TR	TL < 0,90 TR ou TL > 1,05 TR
≤ 1 kV	0,92 TN ≤ TL ≤ 1,05 TN	0,87 TN ≤ TL < 0,92 TN ou 1,05 TN < TL ≤ 1,06 TN	TL < 0,87 TN ou TL > 1,06 TN

As sobretensões, quando sustentadas por um longo período, podem impactar significativamente a confiabilidade do sistema, dependendo do nível de tensão

alcançado. Por exemplo, podem causar a atuação das proteções ao longo do sistema de distribuição e, além disto, desconectar automaticamente os inversores fotovoltaicos, gerando assim, perda de receita por parte dos prosumidores. De forma menos abrupta, podem ocorrer danos em dispositivos como cabos, disjuntores, transformadores e máquinas rotativas, que sofrem aquecimento quando submetidos a níveis de tensão não especificados, reduzindo assim sua vida útil.

Nesse caso, as variações de tensão de longa duração na rede podem ser mitigadas por meio de reguladores de tensão, que atuam como formas de compensação direta ou indireta. Na compensação direta, utilizam-se autotransformadores com bobinas de comutação em série, que aliadas à relés eletromecânicos, permitem variar a relação de transformação e estabilizar a tensão no patamar desejado.

Já na compensação indireta, destacam-se os bancos de capacitores para correção de subtensões e reatores para mitigação de sobretensões, fixos ou chaveados. Essas soluções operam pelo controle do fluxo de potência reativa, que também pode ser realizado pelos inversores [17].

2.2.2 Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é especialmente presente em sistemas de GD eólica, principalmente em locais suscetíveis a ventos de rajada, ou seja, ventos não constantes. Esse comportamento é mais observado na Europa devido à sua geografia. No caso da geração solar, esse efeito pode ser observado em dias com passagens de nuvens, resultando em flutuações aleatórias e causando intermitência na injeção de potência na rede elétrica. Quando o sistema GD está localizado em alimentadores mais enfraquecidos (baixa potência de curto-circuito), a flutuação de tensão é observada de forma mais nítida. No entanto, essas flutuações normalmente não são capazes de exceder os limites determinados pela ANEEL no Prodist [20].

Antes do ano 2000, esse fenômeno era facilmente observado nas lâmpadas incandescentes, que variavam a luminosidade devido ao efeito conhecido como *flicker*. A flutuação de tensão pode ser causada também pela adição ou

diminuição repentina de unidades geradoras ou cargas. Geralmente, os reguladores de tensão eletromecânicos presentes em alguns alimentadores não respondem na velocidade requerida, considerando que a frequência desse fenômeno está na ordem de segundos. Motores de indução podem ter seu torque diretamente influenciado pela flutuação de tensão, já que este é condicionado ao valor do quadrado da tensão. Como consequência, podem ocorrer problemas em processos de produção.

Atualmente, para mitigar estes fenômenos supracitados, as concessionárias acabam por realizar reforços de rede, a partir da utilização de transformadores de maior potência em alguns alimentadores, o que acaba por ser custoso e muitas vezes, demorado [17].

2.2.3 Capacidade de hospedagem

Considerando o problema abordado nos tópicos anteriores, é essencial calcular a quantidade de GD que uma rede de distribuição pode suportar para evitar problemas operacionais, como os limites de variação de tensão. Essa capacidade de suporte é conhecida como capacidade de hospedagem (HC).

A determinação da capacidade de hospedagem pode ser realizada de diversas maneiras, cada uma predominando o uso de variáveis específicas. No entanto, a obtenção de um valor preciso não é simples, pois a previsão de algumas dessas variáveis, como o local do aumento da injeção de energia proveniente da GD, não pode ser estimada com precisão pelas concessionárias de energia [24].

2.2.4 Fluxo de potência reverso

O fluxo de potência reverso é um fenômeno caracterizado pela inversão do sentido usual da potência ativa na rede elétrica, ocorrendo quando a geração local, proveniente principalmente de sistemas de GD, como os sistemas fotovoltaicos, excede instantaneamente o consumo da carga no ponto de conexão. Em situações normais, a energia elétrica flui do sistema de distribuição da concessionária para os consumidores. No entanto, quando há excedente de

geração, essa energia pode fluir de volta para o sistema de distribuição, indo das unidades consumidoras para a rede.

Esse comportamento é mais frequentemente observado em áreas predominantemente residenciais com baixa demanda durante o dia e elevada penetração de geração fotovoltaica. Embora o fluxo reverso possa representar uma maior autonomia energética dos consumidores e uma oportunidade para redução de perdas técnicas, ele impõe desafios significativos à operação e ao planejamento das redes de distribuição. Entre os principais impactos observados estão a elevação do nível de tensão nos pontos de conexão, que pode ultrapassar os limites estabelecidos pelas normas técnicas, como o Módulo 8 do PRODIST da ANEEL; a descoordenação dos sistemas de proteção, em virtude da alteração nos valores e trajetórias das correntes de falha; a sobrecarga de transformadores e condutores, especialmente em redes dimensionadas para fluxo unidirecional; o risco de ilhamento não intencional, que compromete a segurança dos profissionais de manutenção e a confiabilidade do fornecimento; além de dificuldades no controle de tensão e no gerenciamento do fluxo reativo, sobretudo em redes com regulação passiva [20].

Na prática, distribuidoras de energia têm se deparado com limitações técnicas que restringem a capacidade de absorção de GD. Em Minas Gerais, por exemplo, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) tem reportado sobrecargas e elevações de tensão em alimentadores durante os picos de geração solar. Isso tem motivado a emissão de pareceres de acesso com restrições ou a negativa de conexão para novos sistemas fotovoltaicos.

Diante desse cenário, torna-se indispensável a realização de estudos de fluxo de potência, análise de qualidade da energia e simulações com ferramentas como OpenDSS, a fim de mapear a capacidade de recepção da rede (ou hosting capacity) para geração distribuída. Esses estudos permitem identificar os limites operacionais da rede e propor eventuais reforços ou adaptações no sistema elétrico, possibilitando uma integração segura, eficiente e planejada da GD [25].

2.2.5 Problemas na proteção do sistema

Altas penetrações de GD na rede podem mascarar os níveis de corrente de

falta, comprometendo o funcionamento adequado da proteção do sistema. Isso ocorre porque a coordenação da proteção, na maioria das vezes, não foi projetada para a inserção dessas novas fontes de geração. Portanto, são necessários novos estudos de coordenação e seletividade para que a rede mantenha a confiabilidade esperada [6].

2.2.6 Problemas na operação de reguladores de tensão

Conforme demonstrado em tópicos anteriores, a presença de GD na rede pode causar distúrbios de tensão. Ao utilizar equipamentos para a regulação da tensão na rede, a imprevisibilidade e a alternância no sentido do fluxo de potência ocasionado pelas novas fontes geradoras de energia podem gerar problemas. Isso ocorre porque a velocidade de resposta dos reguladores pode ser inferior à mudança no perfil de tensão causada pela injeção de potência das GDs [26].

2.2.7 Problemas de sobrecarga em equipamentos

Uma outra situação indesejada que pode ser atribuída à alta inserção de energia fotovoltaica no sistema de distribuição é a sobrecarga em equipamentos presentes na rede, como por exemplo os transformadores através do fluxo de potência reversa, já que os equipamentos possuem uma máxima potência de operação, que em casos de alta penetração pode acabar sendo ultrapassadas levando assim a danos que afetam diretamente na vida útil dos equipamentos em questão [27].

2.3 Redes de distribuição e modelos de carga

Por se tratar de redes com aspecto mais malhado, e por conta do uso de cabos diferentes para cada aplicação, quando comparadas com redes de transmissão, as redes de distribuição possuem a relação entre a reatância e a resistência dos cabos mais baixa do que em sistemas de transmissão. Essa diferença na relação X/R tem impacto direto no comportamento do fluxo de

potência ativa, influenciando nas perdas e nas quedas de tensão ao longo da rede [28].

A natureza desbalanceada e radial das redes de distribuição exige a consideração de métodos de solução assimétricos no cálculo do fluxo de potência, que será abordado de forma mais detalhada no próximo tópico, levando em conta as diferentes fases e desequilíbrios da rede [28].

Outro ponto importante é a modelagem da carga em sistemas elétricos, já que são aspectos importantes para a análise e planejamento eficientes das redes de distribuição. São utilizados diferentes modelos de carga para representar o comportamento das cargas conectadas à rede [29].

O modelo de corrente constante tem a corrente elétrica mantida constante independentemente das variações na tensão. Esse modelo é aplicável à cargas como fornos à arco, por exemplo, onde a corrente permanece estável, mas as potências ativa e reativa podem variar [29].

Outro modelo importante é o de potência constante, no qual tanto a potência ativa quanto a reativa são mantidas constantes. Esse modelo é frequentemente associado a cargas como motores de indução, onde a potência consumida é relativamente constante, independentemente das flutuações na tensão da rede [29].

Finalmente, existe o modelo de impedância constante, no qual a impedância da carga é mantida constante. Esse modelo é aplicado a cargas como capacitores e aquecedores elétricos, onde a impedância permanece inalterada, mas as potências ativa e reativa podem variar [29].

Porém, é importante destacar que, na prática, muitas cargas podem apresentar características que não se enquadram perfeitamente em um único modelo.

Logo, os modelos de carga desempenham um papel de extrema relevância na análise e planejamento de redes de distribuição elétrica, permitindo entender e prever o comportamento das cargas conectadas à rede. A partir da escolha do modelo de carga mais apropriado, é possível simular com mais precisão o desempenho e a resposta de um sistema em questão, garantindo dessa forma uma modelagem mais fidedigna da rede, considerando-se a diversidade de tipos

de consumidores, com suas respectivas peculiaridades de cargas.

2.4 Análise de fluxo de potência em redes de distribuição

A análise do fluxo de potência em redes de distribuição elétrica é essencial para garantir a confiabilidade, estabilidade e eficiência operacional desses sistemas. Tendo em vista a crescente inserção de fontes de geração distribuída, como energia solar fotovoltaica e eólica, compreender profundamente o fluxo de potência torna-se ainda mais importante para lidar com os desafios e aproveitar os benefícios dessa transição energética.

O fluxo de potência ativa desempenha um papel de grande relevância no planejamento e operação dos sistemas elétricos de distribuição, tendo em vista que é responsável por garantir o fornecimento adequado de energia elétrica aos consumidores. Ele é um balanço entre a potência gerada nas usinas e a potência consumida pelas cargas, proporcionando uma visão macro do funcionamento das redes de distribuição.

Existem diversas técnicas e métodos para calcular e controlar o fluxo de potência ativa em sistemas de distribuição. Desde abordagens analíticas até soluções numéricas mais complexas, como o método de Newton e o método de Gauss, cada um aplicado de acordo com as características específicas do sistema em questão.

Em redes de distribuição, a complexidade aumenta devido à presença de múltiplos tipos de nós, como subestações, nós de geração distribuída (PV) e nós de carga. Cada tipo de nó possui características específicas de injeção ou absorção de potência, o que requer uma modelagem adequada para uma análise precisa do fluxo de potência na rede.

O controle do fluxo de potência ativa envolve estratégias como ajuste de reguladores de tensão, injeção de potência reativa e gerenciamento de cargas, visando manter as tensões nos nós da rede dentro de faixas aceitáveis, garantindo assim a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores.

Logo, o estudo do fluxo de potência em redes de distribuição representa uma área de pesquisa fundamental para a engenharia elétrica, oferecendo informações de extrema importância para a operação eficiente e sustentável dos

sistemas elétricos na era da GD.

2.5 Inserção de GD em barras PQ

A análise de fluxo de potência com consideração da GD em barras PQ é fundamental para que a integração de fontes de energia renováveis, como solar e eólica, seja bem-sucedida. As barras PQ referem-se a pontos da rede onde tanto a potência ativa quanto a reativa são especificadas. A presença de GD nessas barras pode ter um impacto importante no comportamento do sistema em questão, principalmente na necessidade de regulação de tensão.

Ao realizar a análise de fluxo de potência com GD em barras PQ, é necessário entender como essas fontes são integradas ao sistema elétrico existente. Conforme descrito anteriormente, a presença de GD pode afetar os perfis de tensão, os fluxos de potência e a estabilidade do sistema, ou seja, caso não seja bem planejada, a qualidade da energia fornecida aos consumidores será afetada.

A análise gráfica a partir do OpenDSS oferece uma visão detalhada dos efeitos da GD no sistema elétrico. A partir dessa análise, é possível examinar os perfis de tensão em diferentes pontos da rede, os fluxos de potência ao longo das redes de distribuição, mensurando os impactos causados pela alta penetração de GD nas redes de distribuição.

Essa simulação permite que sejam tomadas decisões assertivas sobre como integrar eficientemente a GD na rede elétrica, garantindo uma operação confiável, econômica e sustentável a longo prazo.

2.6 Estratégia Volt-VAR no ambiente OpenDSS

O controle Volt-VAR é uma estratégia de extrema importância na operação e gerenciamento de redes elétricas de distribuição. Essa estratégia visa controlar da tensão dentro dos limites aceitáveis, injetando ou absorvendo potências reativas, garantindo a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. A Figura 7 apresenta a relação entre a potência reativa disponível e a variação percentual de tensão, destacando as regiões de operação capacitiva e indutiva [30].

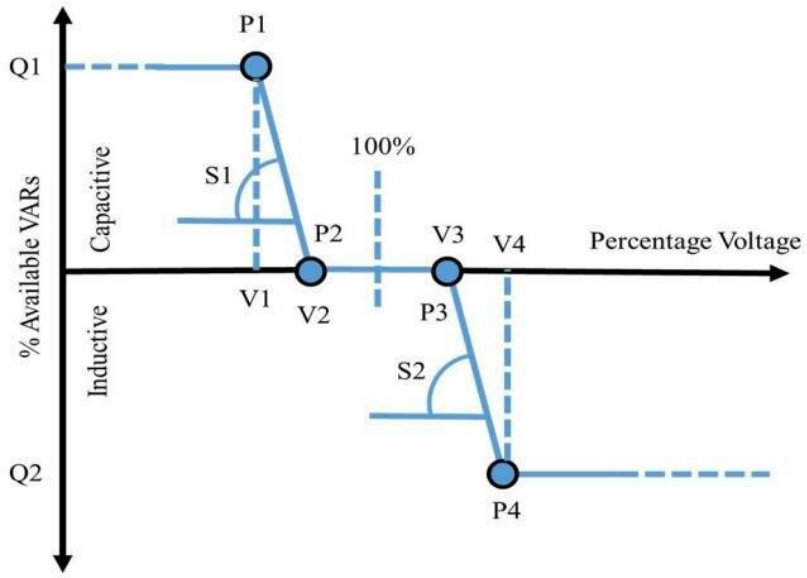


Figura 7- Curva Volt-VAR para controle de tensão.

Fonte: Leitzke, L. M., Marchesan, G., Garcia, E. D., & Freitas-Gutierres, L. F. (2021).

De um modo geral, o controle Volt-VAR ajusta a potência reativa gerada ou absorvida pelos dispositivos conectados à rede, como, por exemplo, reguladores de tensão e bancos de capacitores, de acordo com as variações na tensão da rede. Ou seja, quando a tensão está acima do valor nominal, os dispositivos de controle reduzem a potência reativa, por outro lado, caso a tensão esteja abaixo do valor nominal, a potência reativa é aumentada.

A partir do software OpenDSS (Distributed System Simulator), o controle Volt-VAR é implementado através da modelagem dos dispositivos de controle e também da definição de estratégias de operação. Então, é possível através do software especificar parâmetros como limites de tensão, níveis de potência reativa e algoritmos de controle para garantir o funcionamento adequado dos dispositivos.

Simulando o comportamento desses dispositivos de controle no OpenDSS, é possível avaliar o impacto do controle Volt-VAR na operação global do sistema elétrico. Identificando assim as áreas da rede com problemas de tensão e otimizando as configurações de controle para melhorar a qualidade da tensão, reduzindo perdas de energia e garantindo uma operação eficiente e confiável da rede.

A estratégia Volt-VAR desempenha um papel fundamental na integração

bem-sucedida da GD nas redes elétricas de distribuição. Tendo em vista que, com o aumento da penetração de fontes de energia renováveis, como por exemplo a solar e eólica, a GD introduz novos desafios devido à sua natureza intermitente e variável. Sendo assim, o controle Volt-VAR se torna ainda mais importante, pois ajuda a diminuir os impactos da geração distribuída na qualidade da tensão da rede. Os inversores fotovoltaicos que possuem a tecnologia de controle Volt-VAR podem ajustar dinamicamente a potência reativa conforme necessário para compensar as flutuações na geração distribuída, mantendo a tensão dentro dos limites aceitáveis pelo PRODIST.

2.7 Implementação da Estratégia Volt-VAR

A estratégia Volt-VAR será implementada no ambiente OpenDSS, visando regular a injeção e absorção de potência reativa pelos inversores fotovoltaicos. A implementação inclui a definição de limites de tensão, níveis de potência reativa e algoritmos de controle com base em normas técnicas e na literatura existente; e a simulação do comportamento dos inversores, com modelagem detalhada para simular sua resposta às variações de tensão na rede. O objetivo da estratégia Volt-VAR é manter os perfis de tensão dentro dos limites aceitáveis, minimizando os impactos negativos da GD na rede de distribuição.

3. METODOLOGIA DO TRABALHO

Este tópico apresenta a metodologia adotada para o desenvolvimento do estudo, incluindo a escolha do alimentador IEEE de 13 nós como sistema base, a inserção e dimensionamento da GD fotovoltaica, a definição dos cenários de penetração e perfis horários de carga e geração. Também são descritas as premissas consideradas, a modelagem no software OpenDSS e as etapas das simulações, que servirão de base para a análise comparativa dos resultados.

3.1 Apresentação do estudo de caso base

Neste estudo, adotou-se como base o alimentador de 13 nós padronizado pelo IEEE, amplamente utilizado na literatura técnica e acadêmica por sua representatividade, complexidade moderada e disponibilidade de dados de referência. Esse alimentador contempla características típicas de um sistema real, incluindo parametrização específica de impedância nas linhas, transformadores com dados de impedância e relações de transformação explicitamente definidos e cargas desequilibradas distribuídas entre os nós, com perfis predominantemente residenciais, comerciais e industriais. A principal motivação para a escolha desse alimentador está em sua capacidade de simular com fidelidade condições operativas reais, possibilitando uma análise detalhada dos efeitos provocados pela inserção de GD, especialmente fontes intermitentes como a solar fotovoltaica [31].

A Figura 8 apresenta o diagrama do alimentador padrão IEEE de 13 nós, destacando os pontos principais de conexão e sua estrutura de distribuição.

A geração solar fotovoltaica foi inserida em múltiplos pontos da rede, abrangendo barras de baixa e média tensão, conforme segue: 634 (BT), 671, 675, 652, 670, 611, 646, 692 e 645 (MT). Em cada barra, os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados de acordo com a tensão nominal e o perfil de carga local, mantendo configuração trifásica, bifásica ou monofásica conforme a topologia do alimentador.

Foram definidos cinco cenários de penetração, variando a irradiância nominal dos geradores fotovoltaicos em 0%, 20%, 40%, 60% e 80%, representando

diferentes níveis de participação da GD na demanda do sistema. A variação foi aplicada de forma simultânea a todos os pontos de geração, permitindo a comparação direta entre os diferentes níveis de penetração.

O critério de definição das porcentagens considerou a razão entre a potência nominal de geração fotovoltaica e a carga ativa local conectada ao respectivo barramento. Dessa forma, 0% de penetração representa a ausência de geração, enquanto valores crescentes simulam condições progressivas de injeção de potência ativa, possibilitando avaliar impactos desde cenários moderados até situações de maior exportação de energia para a rede.

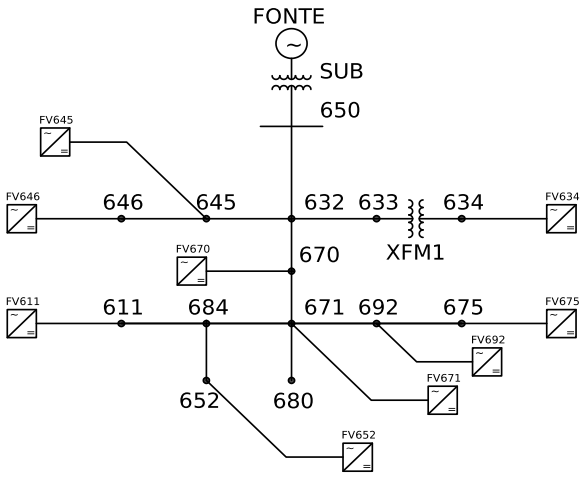


Figura 8 - Diagrama do alimentador padrão IEEE de 13 nós com as gerações propostas.

Fonte: Compilado pelo autor

As premissas adotadas neste estudo são fundamentais para a realização das simulações e a interpretação dos resultados. Primeiramente, foram definidos perfis de carga representando as variações de consumo de energia ao longo do dia para diferentes tipos de consumidores, como residenciais, comerciais e industriais. Em seguida, foram estabelecidos diferentes níveis de penetração fotovoltaica, com base no critério acima descrito, variando de 0% a 80%, com o objetivo de avaliar os impactos da geração distribuída em diferentes proporções em relação à carga local. Por fim, a GD foi modelada em barras do tipo PQ, com especificação explícita da potência ativa e reativa, o que permite uma representação precisa de sua influência sobre os perfis de tensão e os fluxos de potência.

3.2 Simulações no OpenDSS

As simulações foram realizadas utilizando o software OpenDSS, uma ferramenta gratuita desenvolvida pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), que pode ser obtida livremente no site oficial da instituição, que permite uma análise detalhada dos parâmetros de qualidade de energia, principalmente a questão da variação de tensão. As etapas das simulações incluem a configuração inicial dos parâmetros do sistema de 13 nós do IEEE, incluindo linhas, transformadores, reguladores de tensão e cargas; a inserção de GD, com modelagem da GD nas barras PQ, variando os níveis de penetração, a execução das simulações para diferentes cenários de carregamento e níveis de penetração de GD; e a análise dos resultados obtidos, apresentando-os em gráficos e tabelas que evidenciam os impactos da GD na rede de distribuição, com ênfase nas variações de tensão ao longo do alimentador e na comparação entre os diferentes cenários de penetração. Além disso, foram avaliados os efeitos da aplicação do controle Volt-VAR em todos os sistemas fotovoltaicos conectados, utilizando curvas definidas segundo os limites do Módulo 8 do PRODIST para baixa e média tensão. Essa análise permitiu comparar o desempenho do sistema com e sem a estratégia de controle, quantificando a efetividade do Volt-VAR na mitigação de sobretensões e na melhoria do perfil de tensão.

A Figura 9 apresenta o fluxograma do processo de simulação realizado neste trabalho, destacando cada uma das etapas principais para a análise e mitigação de problemas de qualidade de energia.

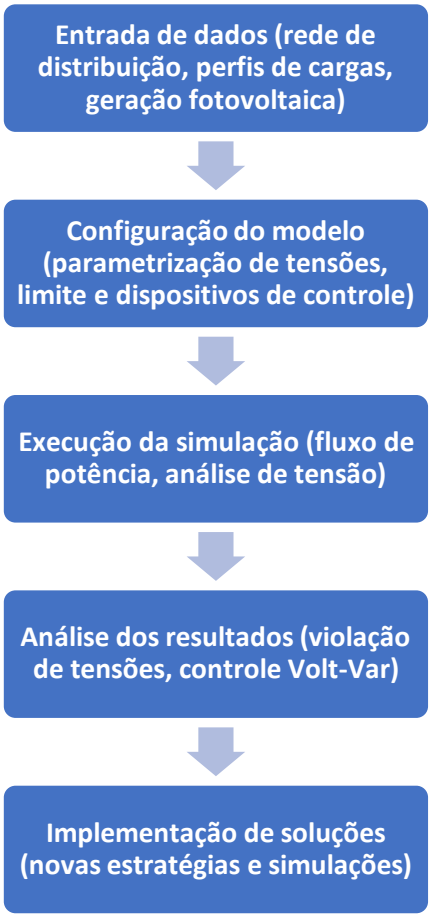


Figura 9- Fluxograma do processo de simulação no OpenDSS.

Fonte: Compilado pelo autor

3.3 Estudos de caso

Esta seção apresenta o estudo de caso desenvolvido para simular os impactos da geração solar fotovoltaica em um sistema elétrico representativo.

As simulações foram realizadas em modo diário com passo horário de 1 hora, totalizando 24 etapas por simulação. Foram considerados diferentes momentos do dia, a fim de avaliar o comportamento do sistema em condições diversas de carregamento. Os parâmetros utilizados em comum, em todos os casos, serão apresentados a seguir. O conjunto de dados empregados foi baseado em fontes confiáveis da literatura, e documentação oficial do modelo IEEE 13 Nós[31].

O circuito foi configurado com base em um sistema trifásico com tensão de 115 kV na fonte, podendo-se considerar uma impedância equivalente nula neste ponto, configurando-se assim como uma rede praticamente ideal. Desta forma,

todas as variações de tensões podem ocorrer deste ponto para frente. A base de tensão e as potências de curto-circuito foram ajustadas para garantir estabilidade no ponto de acoplamento.

A Tabela 2- Parâmetros gerais do circuitoTabela 2 reúne os parâmetros gerais do circuito, incluindo valores de tensão-base, número de fases, barra de origem e potências de curto-circuito, fundamentais para a configuração e análise do sistema.

Tabela 2- Parâmetros gerais do circuito

Parâmetro	Valor	Descrição
basekv	115	Tensão base do sistema (kV)
pu	1.0001	Valor inicial em pu
phases	3	Número de fases
bus1	SourceBus	Barra de origem da fonte
Angle	30	Ângulo inicial da fonte (graus)
MVAsc3	20000	Potência de curto-circuito trifásica (MVA)
MVASC1	21000	Potência de curto-circuito monofásica (MVA)

A Tabela 3 apresenta as impedâncias equivalentes de cada trecho do alimentador, calculadas com base nos parâmetros elétricos dos *linecodes* e nos respectivos comprimentos das linhas.

Tabela 3 - Parâmetros elétricos dos trechos de linha

Trecho	LineCode	Comprimento (ft)	R total (Ω)	X total (Ω)
RG60 → 632	mtx601	2000	0,1312	0,3856
632 → 670	mtx601	667	0,0437	0,1286
670 → 671	mtx601	1333	0,0874	0,2569
671 → 680	mtx601	1000	0,0656	0,1928
632 → 633	mtx602	500	0,0713	0,112

632 → 645	mtx603	500	0,1252	0,1284
645 → 646	mtx603	300	0,0751	0,077
692 → 675	mtx606	500	0,075	0,0415
671 → 684	mtx604	300	0,0751	0,077
684 → 611	mtx605	300	0,0756	0,0765
684 → 652	mtx607	800	0,2036	0,0777

Os transformadores foram modelados com impedâncias reduzidas para permitir uma referência de tensão próxima a 1 pu.

A Tabela 4 apresenta os parâmetros do transformador de subestação, incluindo número de fases, tensões primária e secundária, potência nominal e impedâncias, fundamentais para a representação do equipamento no sistema.

Tabela 4- Transformador de subestação

Parâmetro	Valor	Descrição
Fases	3	Número de fases do transformador
Conexões	Delta / Y	Ligação do enrolamento primário (Δ) e secundário (Y)
Tensões	115 kV / 4,16 kV	Níveis de tensão de operação primário / secundário
Potência	5000 kVA	Potência nominal do transformador
Reatância	0,8 %	Impedância de curto-circuito em porcentagem

A Tabela 5 reúne os parâmetros dos reguladores de tensão, destacando valores de tensão de referência, faixa de regulação, relação de transformação e impedâncias associadas.

Tabela 5 - Reguladores de tensão

Transformador	vreg (V)	band (V)	ptratio	ctprim	R	X
Reg1	122	4	20	700	3	9
Reg2	122	4	20	700	3	9
Reg3	122	4	20	700	3	9

A Tabela 6 mostra os parâmetros do transformador XFM1, contemplando conexões, tensões e potências de enrolamentos, além de reatâncias e resistências que caracterizam seu desempenho elétrico.

Tabela 6 - Transformador XFM1

Parâmetro	Valor	Descrição
Fases	3	Número de fases do transformador
Conexões	Y / Y	Ligação do enrolamento primário (Y) e secundário (Y)
Tensões	4,16 kV / 0,48 kV	Níveis de tensão de operação primário / secundário
Potência	500 kVA	Potência nominal do transformador
Reatância	2%	Impedância de curto-circuito em porcentagem

Neste estudo, a penetração fotovoltaica foi definida a partir da energia total consumida nas 24 horas, considerando os perfis horários de carga correspondentes a cada tipo de consumidor presente no sistema (residencial, comercial e industrial). Essa abordagem permite incorporar a variação temporal tanto da demanda quanto da geração, refletindo de forma mais realista a interação entre carga e GD.

Para dimensionar a potência nominal de cada gerador fotovoltaico, foi adotado como referência um cenário hipotético de 100% de penetração, no qual a energia gerada em 24 horas seria igual à energia total consumida no mesmo intervalo. Este cenário não fez parte da análise de resultados, sendo utilizado exclusivamente para o cálculo da capacidade instalada dos geradores fotovoltaicos.

A energia consumida foi determinada por:

$$Econsumida = \sum_{\ell \in \text{cargas}} P_\ell \sum_{h=1}^{24} m_{t(\ell),h}\, \Delta t$$

onde:

- P_ℓ é a potência ativa nominal da carga ℓ (kW);
- $m_{t(\ell),h}$ é o multiplicador horário (pu) do perfil de carga do tipo $t(\ell)$ (residencial, comercial ou industrial) na hora h;
- Δt é o intervalo de tempo (1 h);
- $Econsumida$ é a energia consumida em 24 h (kWh).

Com a energia total consumida (Econsumida) e o somatório dos

multiplicadores do perfil solar (∑Irprf1), calculou-se a potência nominal necessária para o cenário hipotético de 100% de penetração, conforme:

$$P_{mpp} = \frac{Econsumida}{\sum Irprf1}$$

onde:

- $\sum Irprf1$ representa o somatório dos multiplicadores do perfil solar;
- $Pmpp$ é a potência nominal do sistema fotovoltaico (kW) para 100% de penetração.

Os cenários efetivamente simulados variaram a irradiância nominal de todos os sistemas fotovoltaicos proporcionalmente, representando diferentes níveis de penetração de GD, inferiores a 100%, para avaliar de forma comparativa seus impactos na rede de distribuição.

A Tabela 7 apresenta a distribuição das cargas modeladas no sistema de distribuição simulado, discriminando as potências ativas e reativas associadas a cada barra, seus respectivos níveis de tensão e tipologia.

Tabela 7 - Caracterização das cargas do sistema

Barra	Carga (kW)	Carga (kvar)	Tensão (kV)	Tipo
634.1	160	110	0,277	Residencial
634.2	120	90	0,277	Residencial
634.3	120	90	0,277	Residencial
671	1155	660	4,16	Comercial
675.1	485	190	2,4	Comercial
675.2	68	60	2,4	Comercial
675.3	290	212	2,4	Industrial
652.1	128	86	2,4	Comercial
670.1	17	10	2,4	Comercial
670.2	66	38	2,4	Comercial
670.3	117	68	2,4	Comercial
645.2	170	125	2,4	Industrial
646.2/3	230	132	4,16	Industrial
692.3/1	170	151	4,16	Industrial
611.3	170	80	2,4	Industrial

Foram definidos cinco cenários distintos, correspondentes a diferentes níveis de irradiância nominal aplicados simultaneamente a todos os sistemas fotovoltaicos modelados: 0%, 20%, 40%, 60% e 80%. Esses sistemas foram instalados em múltiplas barras do alimentador IEEE 13 nós — 634 (baixa tensão) e 671, 675, 652, 670, 611, 646, 692 e 645 (média tensão) — com configuração monofásica.

A Tabela 8 apresenta os parâmetros dos sistemas fotovoltaicos modelados, destacando as barras de instalação, fases correspondentes, tensões de operação e potências nominais de pico (Pmpp).

Tabela 8 - Parâmetros dos geradores fotovoltaicos

Barra	**Fase**	**Tensão nominal usada (kV)**	**Pmpp (kW)**
634	A	0,277	383,41
634	B	0,277	383,41
634	C	0,277	383,41
671	A	2,40	919,51
671	B	2,40	919,51
671	C	2,40	919,51
675	A	2,40	675,28
675	B	2,40	675,28
675	C	2,40	675,28
652	A	2,40	305,71
670	A	2,40	159,22
670	B	2,40	159,22
670	C	2,40	159,22
611	C	2,40	413,33
646	B	2,40	279,61
646	C	2,40	279,61
692	A	2,40	206,67
692	C	2,40	206,67
645	B	2,40	413,33

Para a implementação do controle de tensão, foram definidas curvas do tipo Volt-VAR no OpenDSS, aplicadas aos sistemas fotovoltaicos conectados em baixa tensão e média tensão. As curvas foram parametrizadas com quatro pontos de operação, representando a relação entre a tensão em pu e a

potência reativa em pu da capacidade nominal do inversor. Os pontos definidos foram: (0,90; +0,44), (0,94; 0), (1,04; 0) e (1,06; –0,44).

Dessa forma, quando a tensão cai abaixo de 0,94 pu, o inversor injeta potência reativa capacitiva até o limite de 44% da sua potência nominal, e quando a tensão ultrapassa 1,04 pu, o inversor passa a absorver potência reativa indutiva, também limitada a 44% da sua potência nominal. Entre 0,94 e 1,04 pu estabelece-se uma banda morta, na qual não há injeção ou absorção de potência reativa.

A Figura 10 apresenta graficamente a curva Volt-VAR utilizada, destacando a banda morta central e as regiões de injeção (capacitiva) e absorção (indutiva) de potência reativa.

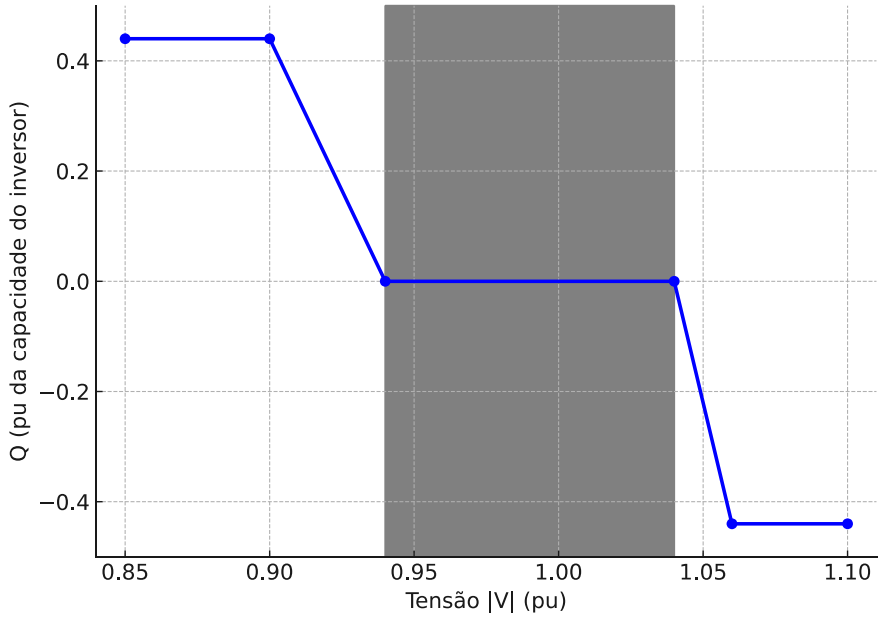


Figura 10 - Curva Volt-VAR implementada.

Fonte: Compilado pelo autor

Adicionalmente, foram avaliados os limites operacionais dos inversores fotovoltaicos, considerando a capacidade nominal de potência aparente e o fator de potência resultante em diferentes condições de operação. Essa análise foi realizada especificamente na hora 13 (correspondente à maior geração), para os cenários 4 e 5 de penetração, de forma a verificar a conformidade dos inversores quanto à sua curva de capacidade e aos limites estabelecidos por normas como a IEEE 1547 e o Módulo 8 do PRODIST.

- Cenário 1 – Sem geração fotovoltaica (0% de penetração)

Neste cenário base, todos os sistemas fotovoltaicos permanecem desligados, não havendo injeção de potência ativa nem reativa em nenhuma barra do alimentador. Toda a energia consumida pelas cargas é fornecida exclusivamente pela rede elétrica. Esse cenário serve como referência para avaliar os efeitos da inserção da GD nos demais casos.

- Cenário 2 – Baixa penetração (20%)

Os sistemas fotovoltaicos operam com 20% do valor de referência definido para o cenário hipotético de 100% de penetração. A geração resultante é inferior à carga local em todos os pontos de conexão, reduzindo parcialmente o carregamento das linhas e o fluxo de potência proveniente da subestação, mas sem tendência de exportação significativa para a rede.

- Cenário 3 – Penetração moderada (40%)

A penetração é ajustada para 40% do valor de referência, elevando a participação da geração fotovoltaica no atendimento das cargas locais. Diminuindo de forma mais expressiva o fluxo de potência da rede para as cargas e começando a criar condições para fluxos reversos ocasionais em horários de pico solar.

- Cenário 4 – Alta penetração (60%)

Com 60% de penetração, a geração fotovoltaica ultrapassa a demanda local em determinados pontos, resultando na exportação de energia para trechos ascendentes do alimentador. Esse comportamento pode levar à elevação dos níveis de tensão, tornando relevante a avaliação de estratégias de controle como o Volt-VAR.

- Cenário 5 – Penetração muito alta (80%)

Neste cenário, a geração fotovoltaica atinge 80% do valor de referência, promovendo exportação acentuada de potência ativa para a rede. O impacto sobre o perfil de tensão é mais pronunciado, podendo causar sobretensões em

horários de máxima geração e baixa demanda. Esse caso representa uma condição de forte penetração de GD, útil para avaliar a robustez do sistema e a eficácia de mecanismos de controle de tensão.

A operação seguiu o perfil horário de geração definido pela curva horária de geração, de forma a reproduzir a variação da irradiância ao longo do dia. Essa configuração permitiu comparar diretamente os impactos da GD sobre o perfil de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração.

A Figura 11 ilustra o perfil típico da geração solar fotovoltaica ao longo do dia, evidenciando a variação da irradiância e a disponibilidade de energia em função das horas.

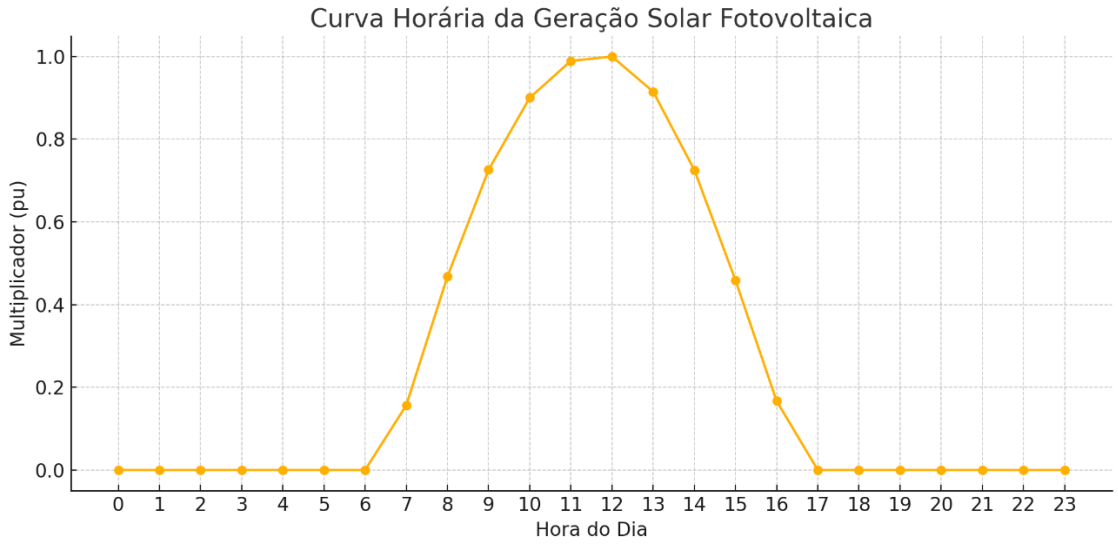


Figura 11 - Curva Horária de Geração

Fonte: Compilado pelo autor

Foram modeladas três curvas típicas para consumidores residenciais, comerciais e industriais, com 24 pontos representando cada hora do dia, conforme ilustrado na Figura 12.

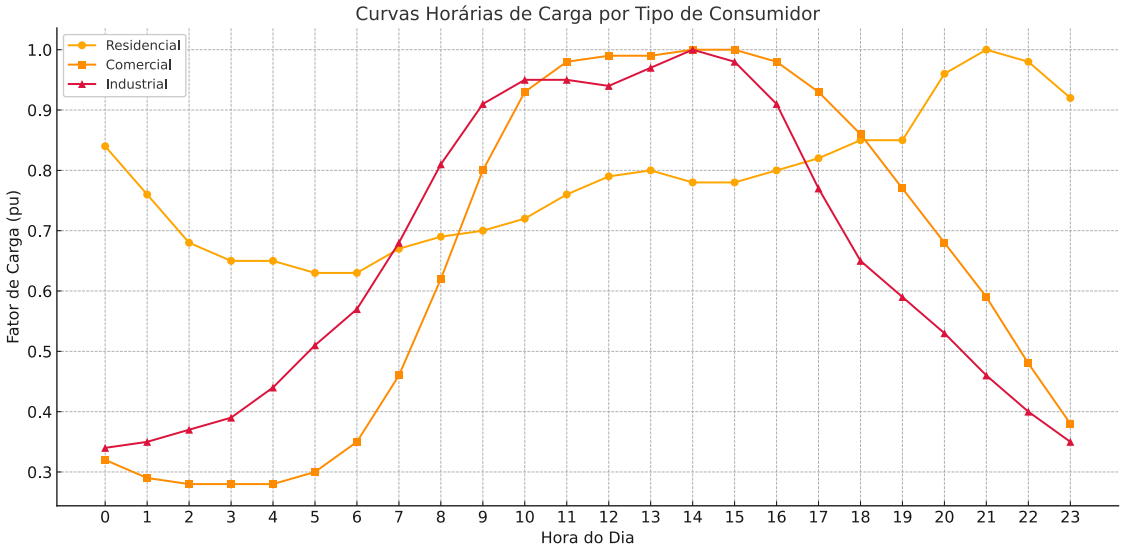


Figura 12 - Perfil horário das curvas de carga (por unidade)

Fonte: Compilado pelo autor

4. RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações realizadas. A análise contempla a variação dos perfis de tensão nas diferentes barras do sistema, destacando os impactos provocados pela inserção da GD em distintos níveis de penetração. São evidenciadas as flutuações de tensão e identificados os pontos mais críticos em relação à qualidade de energia, incluindo os casos em que ocorreram violações dos limites estabelecidos pelo PRODIST. Em seguida, são discutidos os efeitos da aplicação da estratégia de controle Volt-VAR nos inversores fotovoltaicos, demonstrando sua contribuição para a mitigação das sobretensões e para a manutenção das tensões dentro da faixa adequada de operação. Dessa forma, os resultados permitem comparar cenários com e sem controle, fornecendo subsídios técnicos para a integração mais segura e eficiente da GD às redes de distribuição.

As Figura 13 a Figura 31 apresentam os resultados obtidos sem a aplicação da estratégia de controle Volt-VAR, permitindo observar o comportamento natural das tensões em diferentes cenários de penetração fotovoltaica. Em seguida, as Figura 32 a Figura 50 ilustram os resultados com a aplicação do controle Volt-VAR, possibilitando a comparação direta dos efeitos da estratégia sobre a regulação de tensão no sistema.

4.1 Resultado sem o controle Volt-VAR

- Barra 634 – Fase A

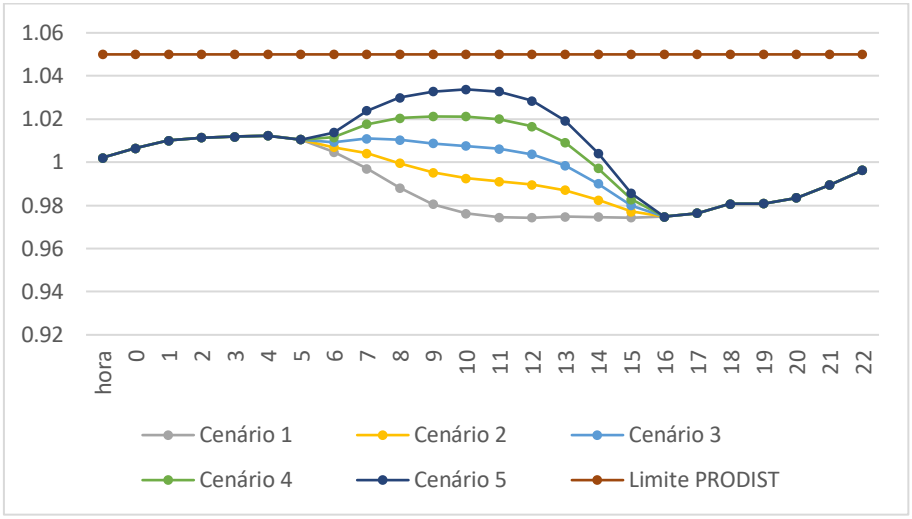


Figura 13 - Barra 634 - Fase A (PU) - Sem Controle

- Barra 634 – Fase B

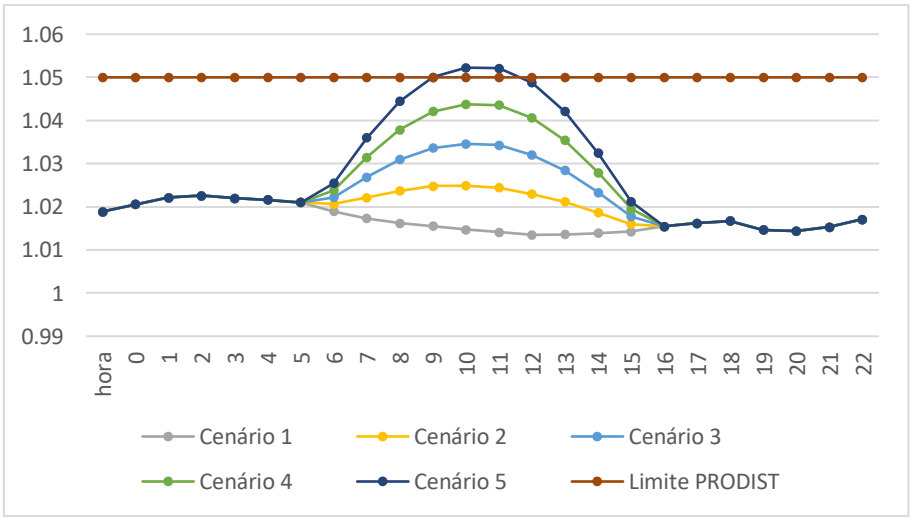


Figura 14 - Barra 634 - Fase B (PU) - Sem Controle

- Barra 634 – Fase C

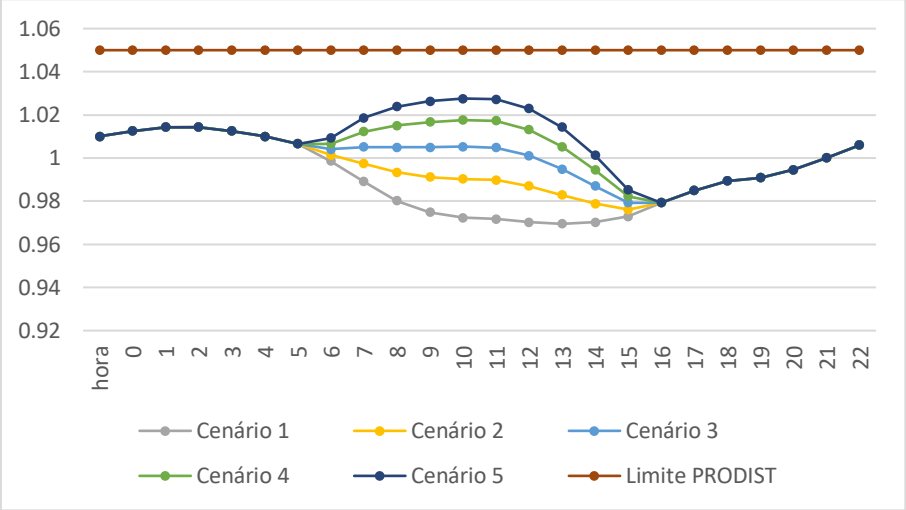


Figura 15 - Barra 634 - Fase C (PU) - Sem Controle

- Barra 671 – Fase A

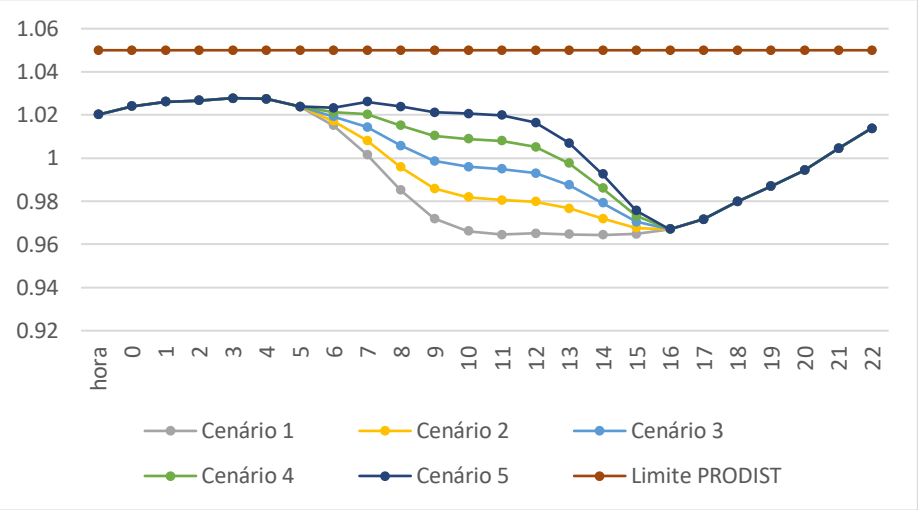


Figura 16 - Barra 671 - Fase A (PU) - Sem Controle

- Barra 671 – Fase B

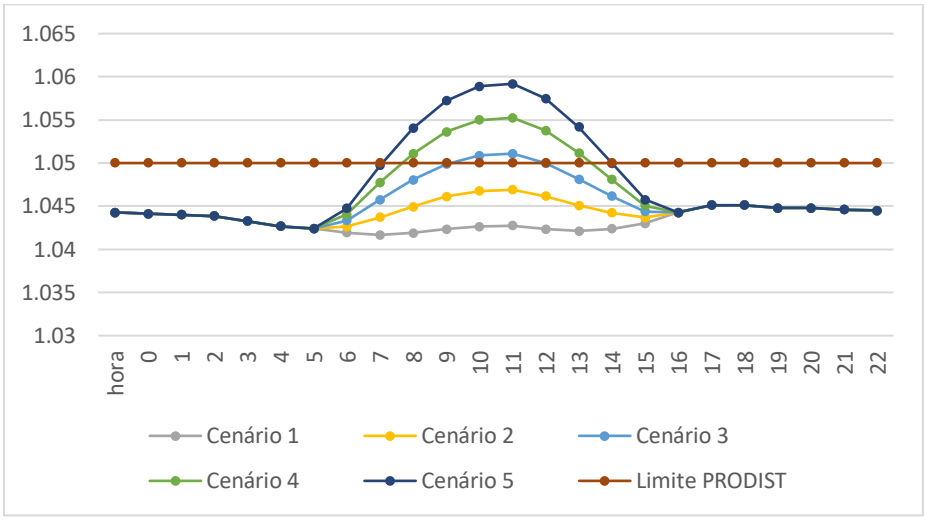


Figura 17 - Barra 671 - Fase B (PU) - Sem Controle

- Barra 671 – Fase C

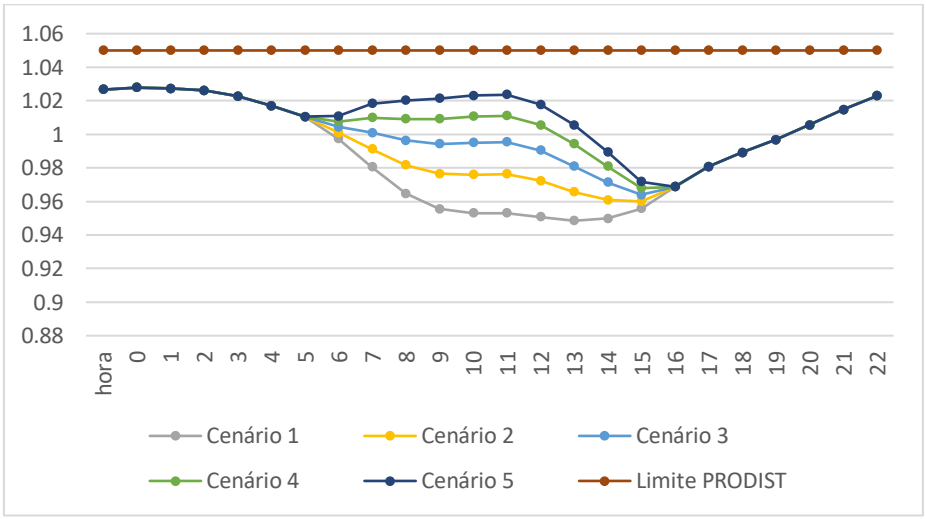


Figura 18 - Barra 671 - Fase C (PU) - Sem Controle

- Barra 675 – Fase A

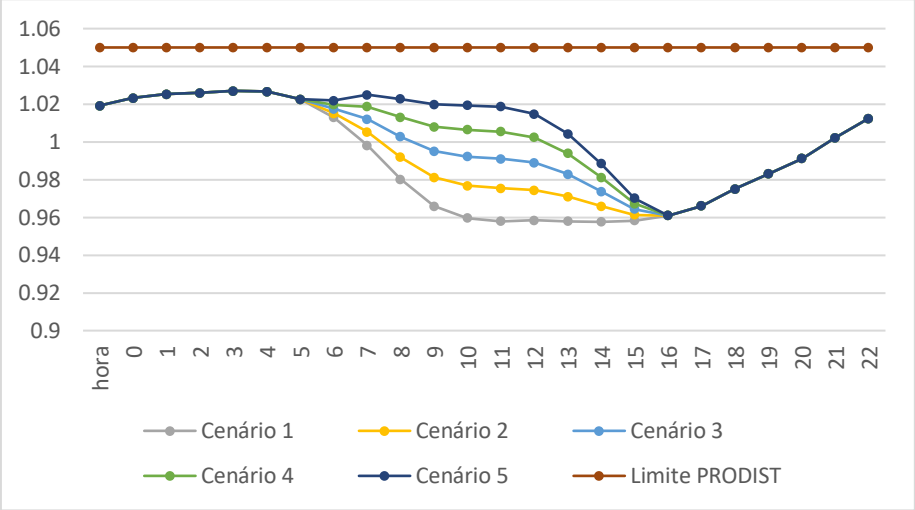


Figura 19 - Barra 675 - Fase A (PU) - Sem Controle

- Barra 675 – Fase B

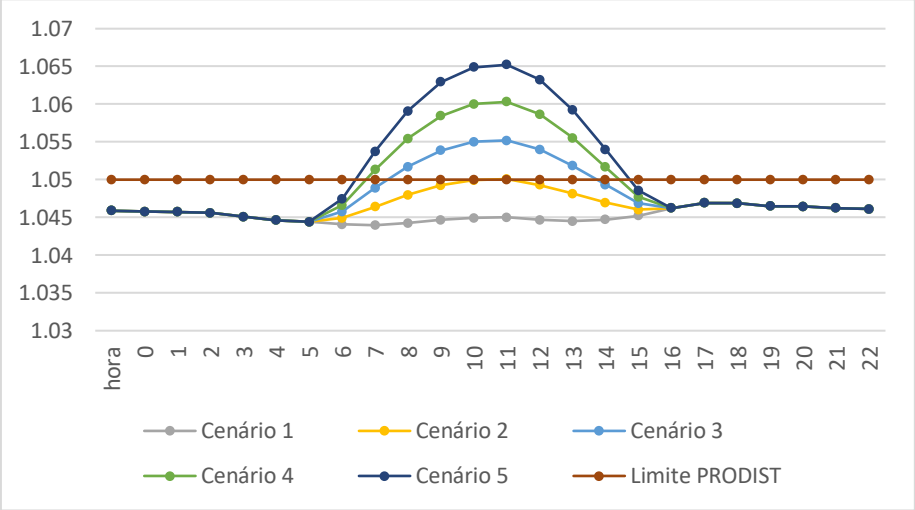


Figura 20 - Barra 675 - Fase B (PU) - Sem Controle

- Barra 675 – Fase C

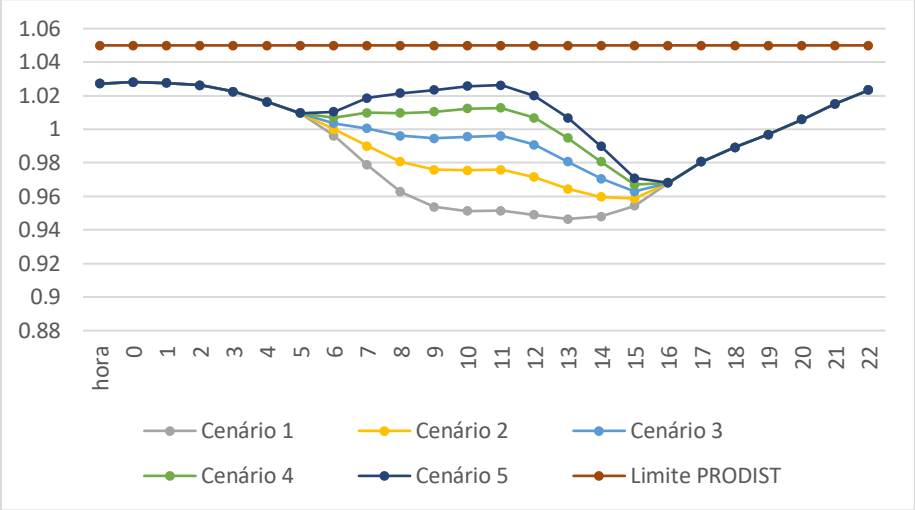


Figura 21 - Barra 675 - Fase C (PU) - Sem Controle

- Barra 652 – Fase A

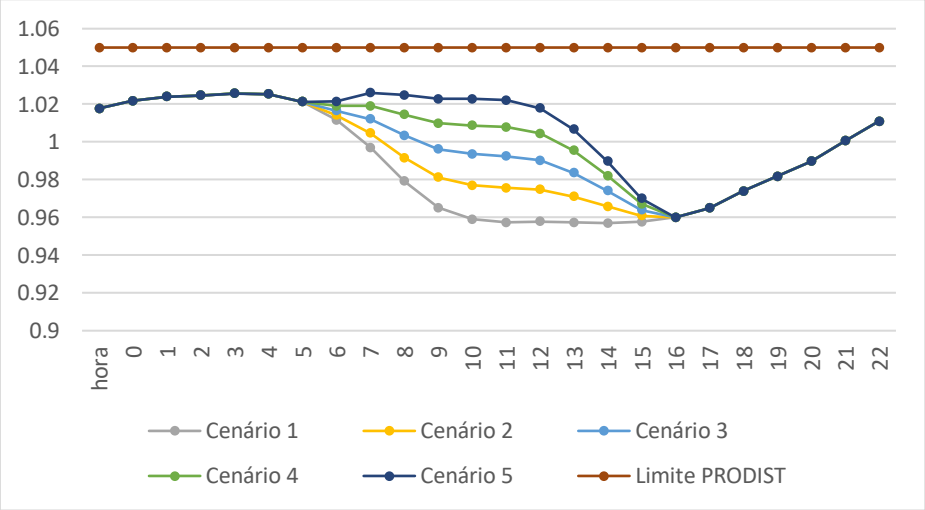


Figura 22 - Barra 652 - Fase A (PU) - Sem Controle

- Barra 670 – Fase A

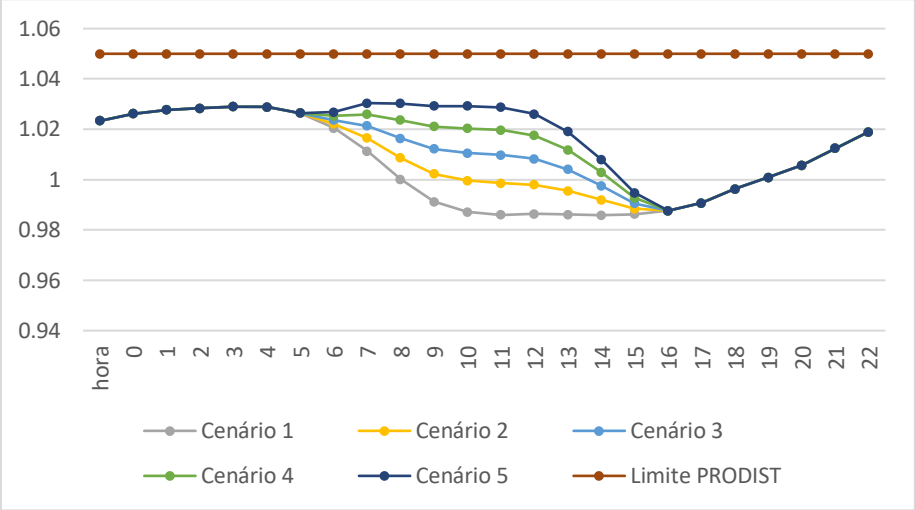


Figura 23 - Barra 670 - Fase A (PU) - Sem Controle

- Barra 670 – Fase B

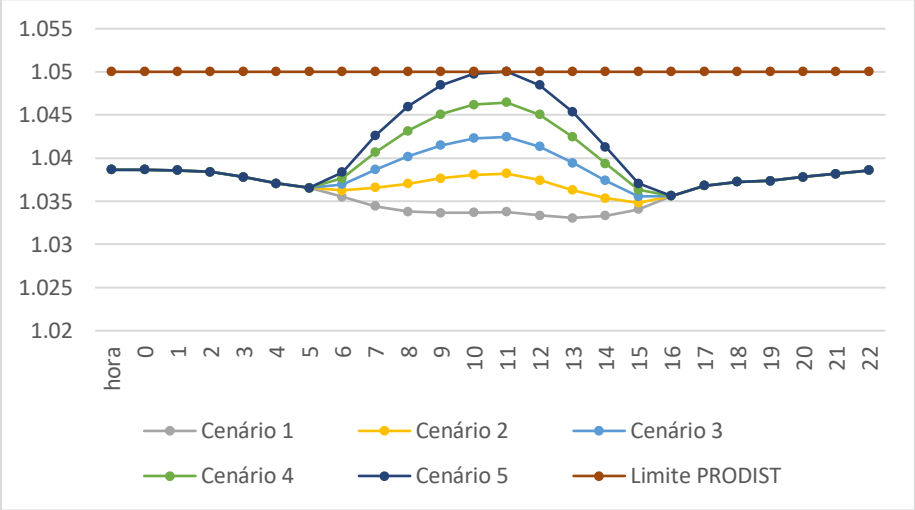


Figura 24 - Barra 670 - Fase B (PU) - Sem Controle

- Barra 670 – Fase C

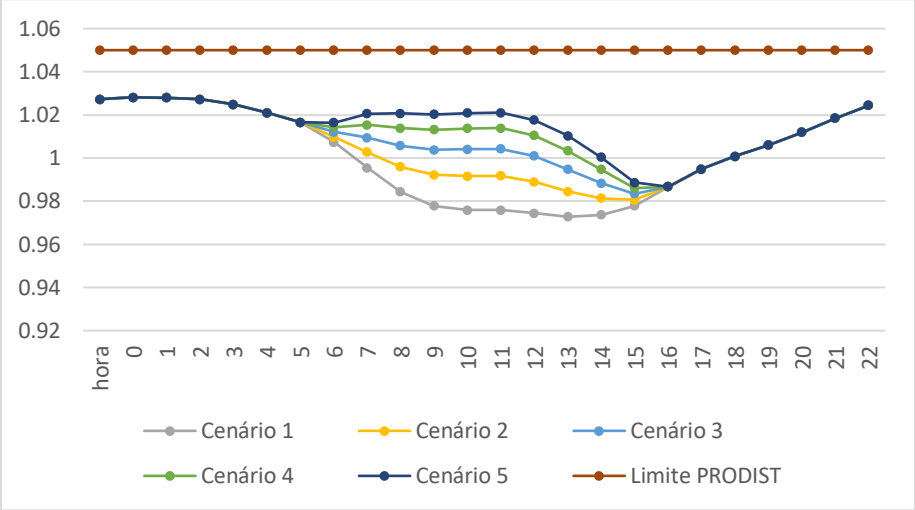


Figura 25 - Barra 670 - Fase C (PU) - Sem Controle

- Barra 611 – Fase C

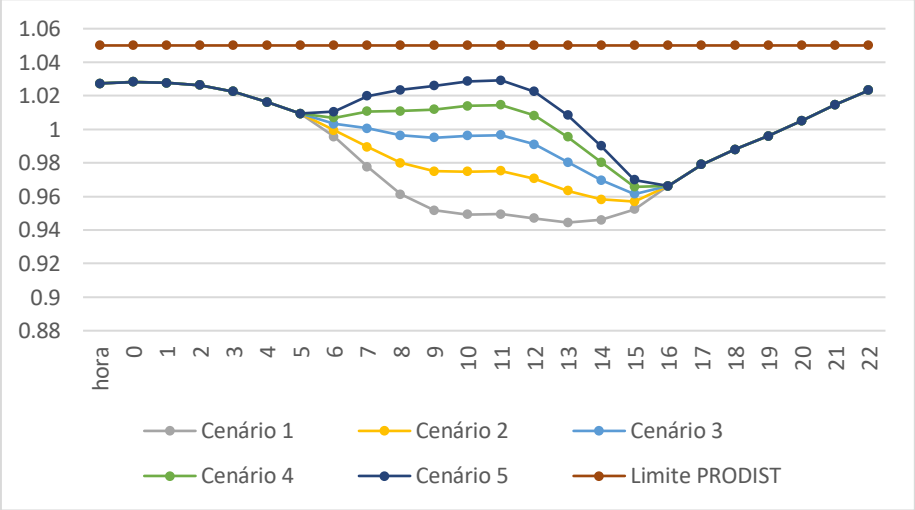


Figura 26 - Barra 611 - Fase C (PU) - Sem Controle

- Barra 646 – Fase B

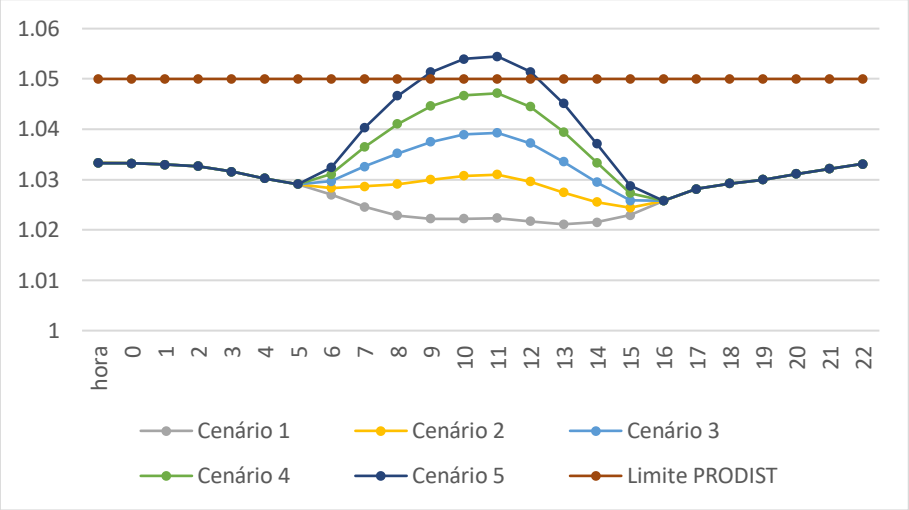


Figura 27 - Barra 646 - Fase B (PU) - Sem Controle

- Barra 646 – Fase C

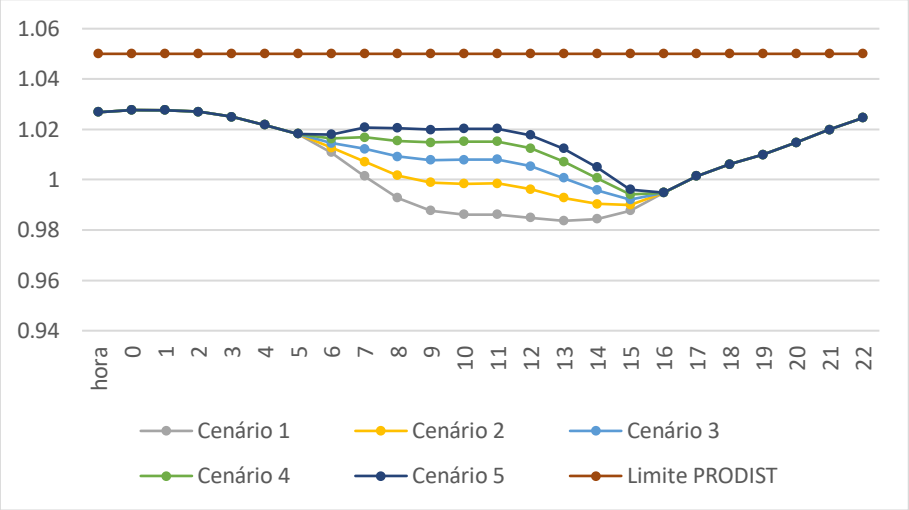


Figura 28 - Barra 646 - Fase C (PU) - Sem Controle

- Barra 692 – Fase A

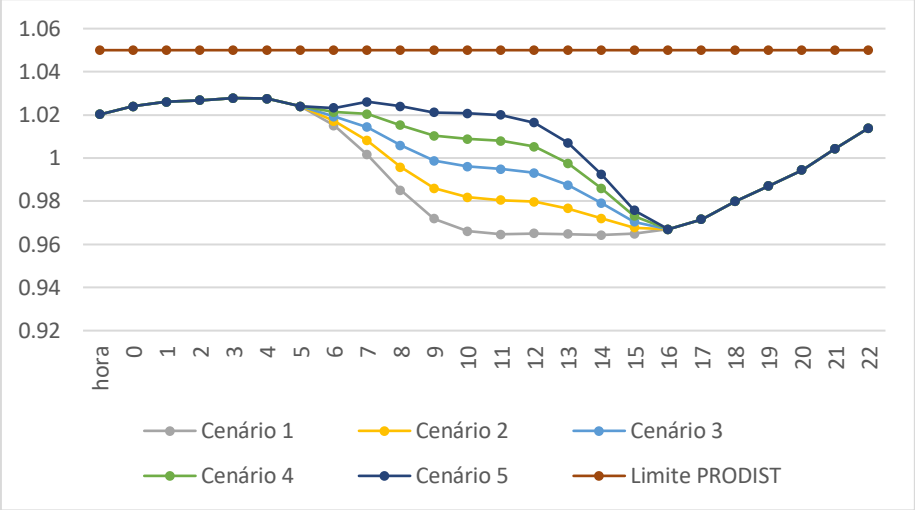


Figura 29 - Barra 692 - Fase A (PU) - Sem Controle

- Barra 692 – Fase C

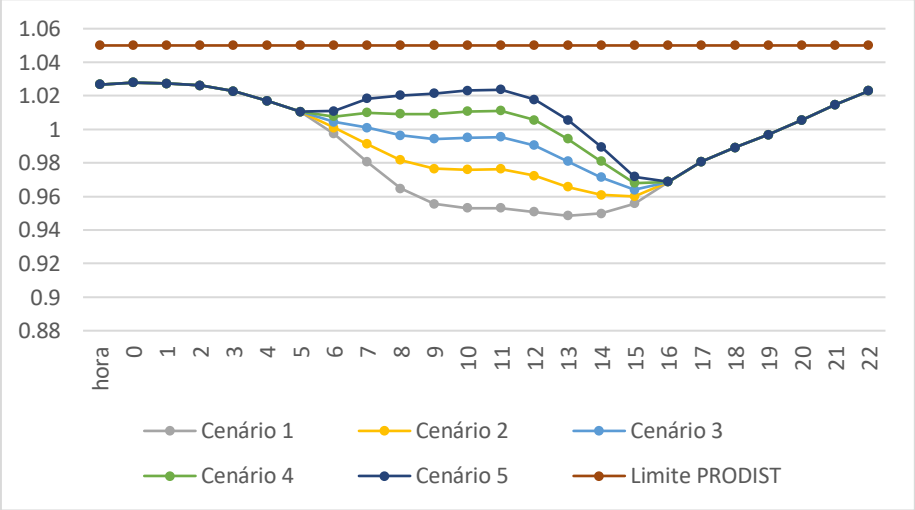


Figura 30 - Barra 692 - Fase C (PU) - Sem Controle

- Barra 645 – Fase B

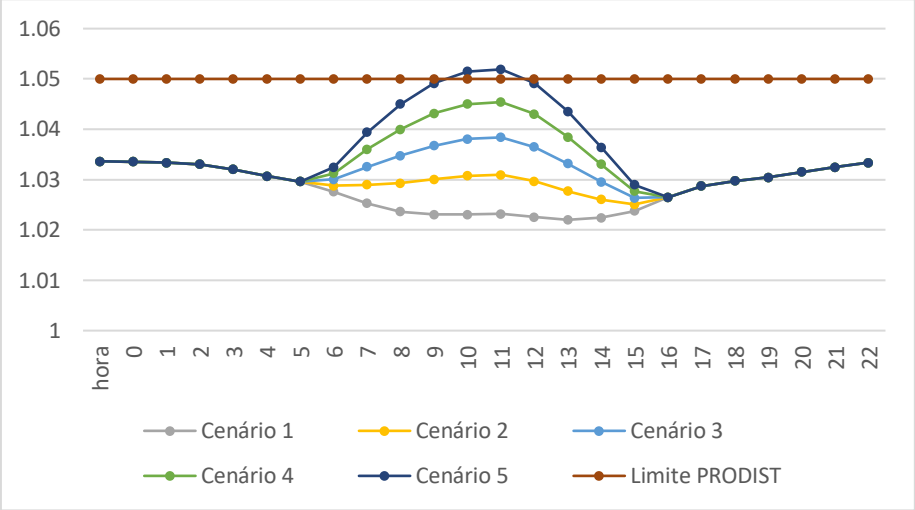


Figura 31 - Barra 645 - Fase B (PU) - Sem Controle

4.2 Resultados com o controle Volt-VAR

- Barra 634 – Fase A

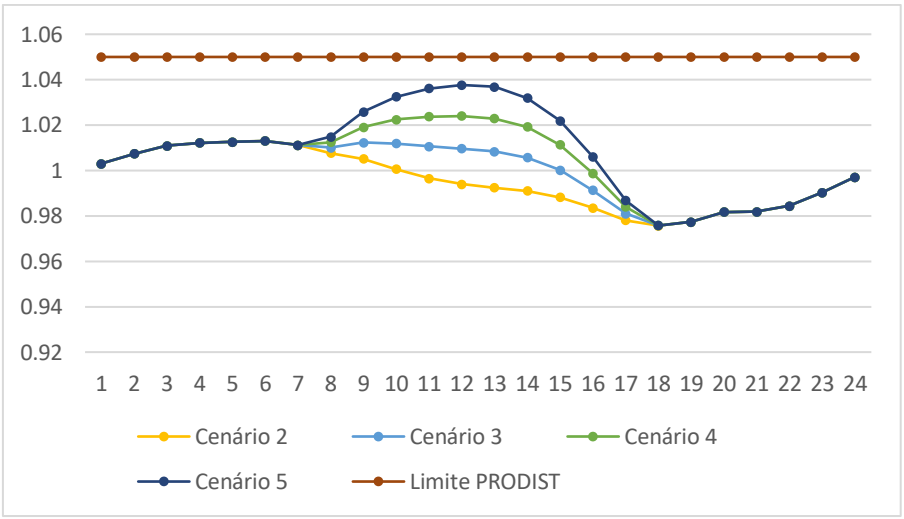


Figura 32 - Barra 634 - Fase A (PU) - Com Controle

- Barra 634 – Fase B

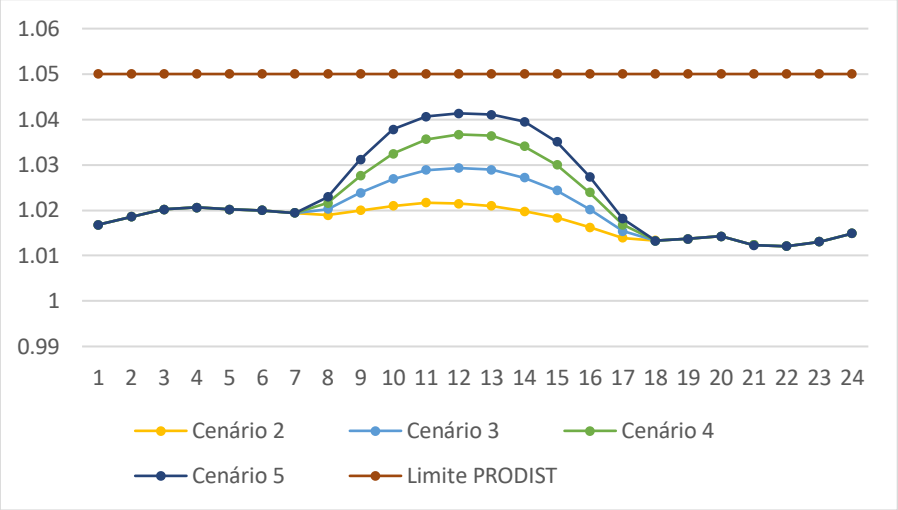


Figura 33 - Barra 634 - Fase B (PU) - Com Controle

- Barra 634 – Fase C

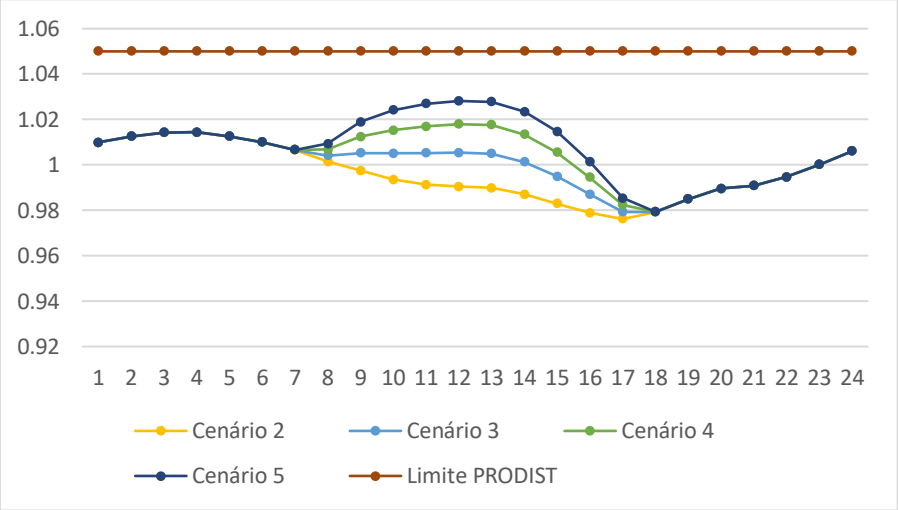


Figura 34 - Barra 634 - Fase C (PU) - Com Controle

- Barra 671 – Fase A

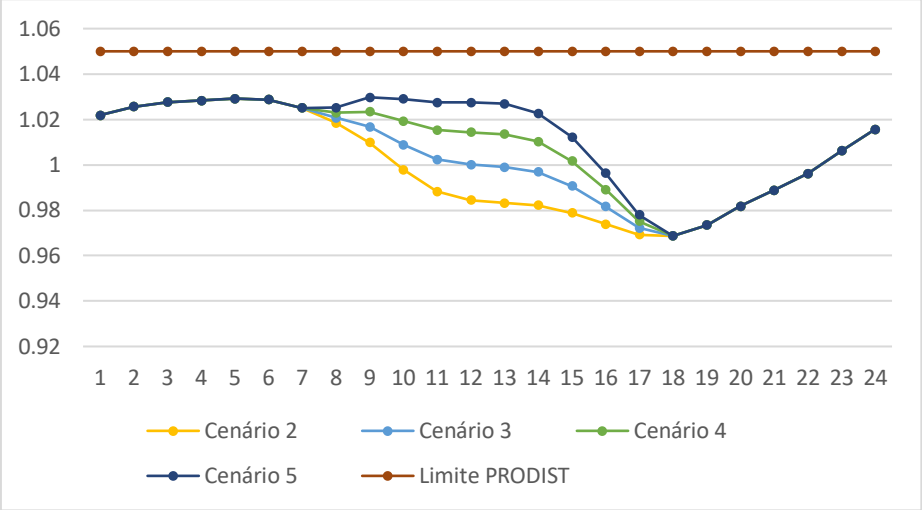


Figura 35 - Barra 671 - Fase A (PU) - Com Controle

- Barra 671 – Fase B

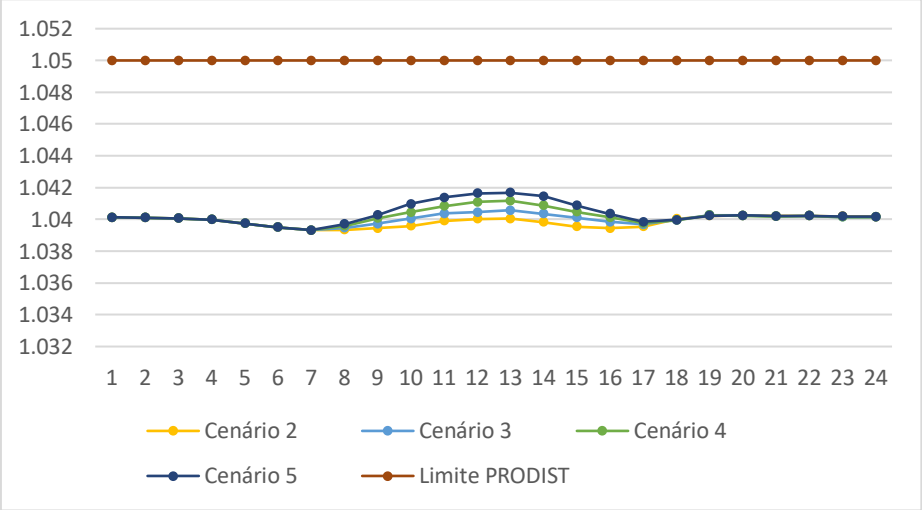


Figura 36 - Barra 671 - Fase B (PU) - Com Controle

- Barra 671 – Fase C

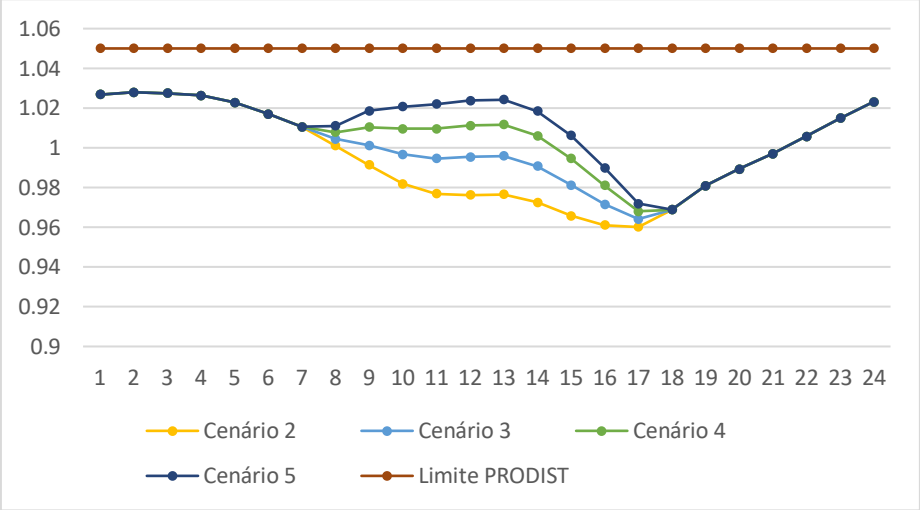


Figura 37 - Barra 671 - Fase C (PU) - Com Controle

- Barra 675 – Fase A

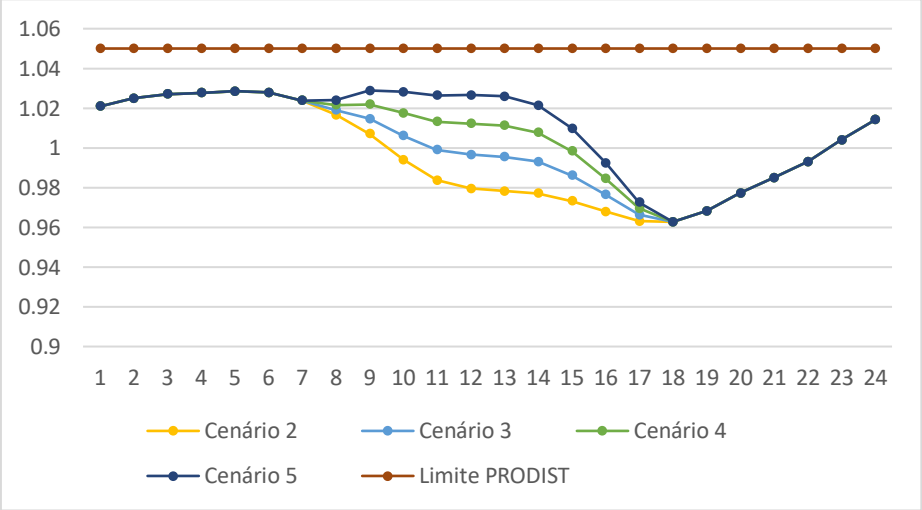


Figura 38 - Barra 675 - Fase A (PU) - Com Controle

- Barra 675 – Fase B

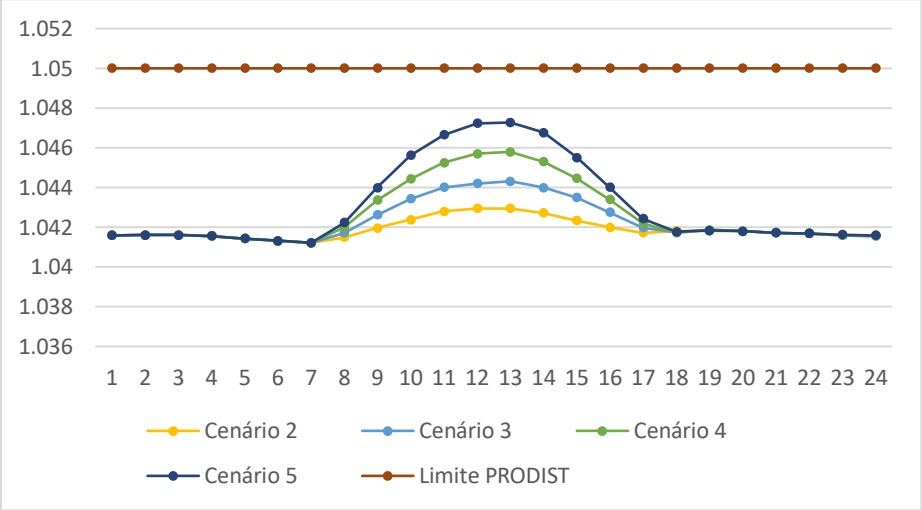


Figura 39 - Barra 675 - Fase B (PU) - Com Controle

- Barra 675 – Fase C

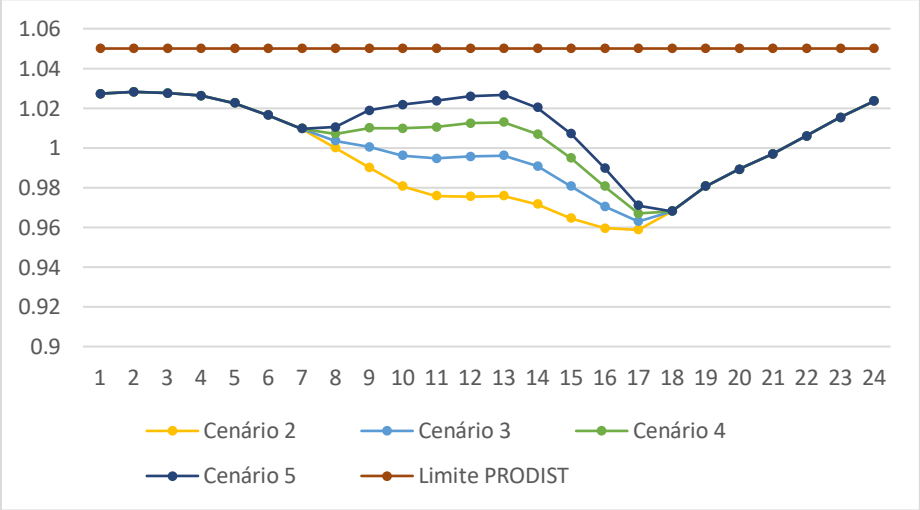


Figura 40 - Barra 675 - Fase C (PU) - Com Controle

- Barra 652 – Fase A

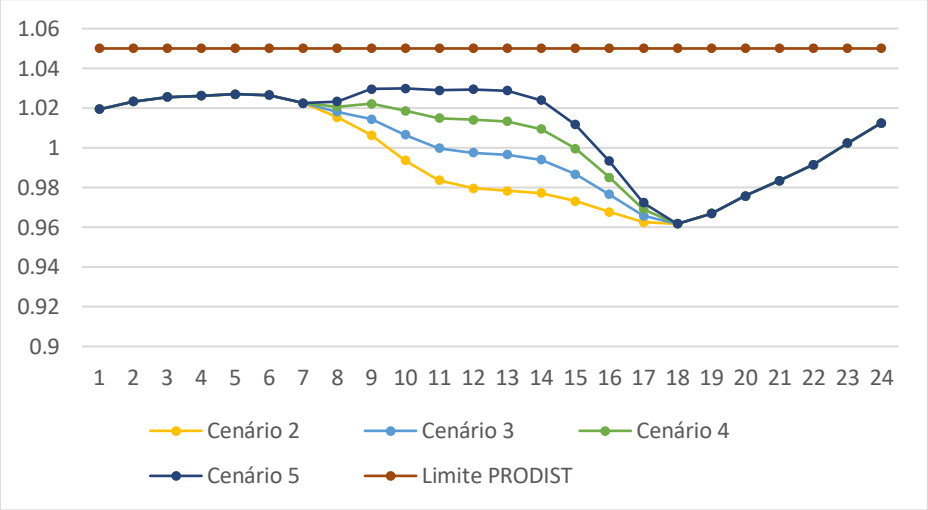


Figura 41 - Barra 652 - Fase A (PU) - Com Controle

- Barra 670 – Fase A

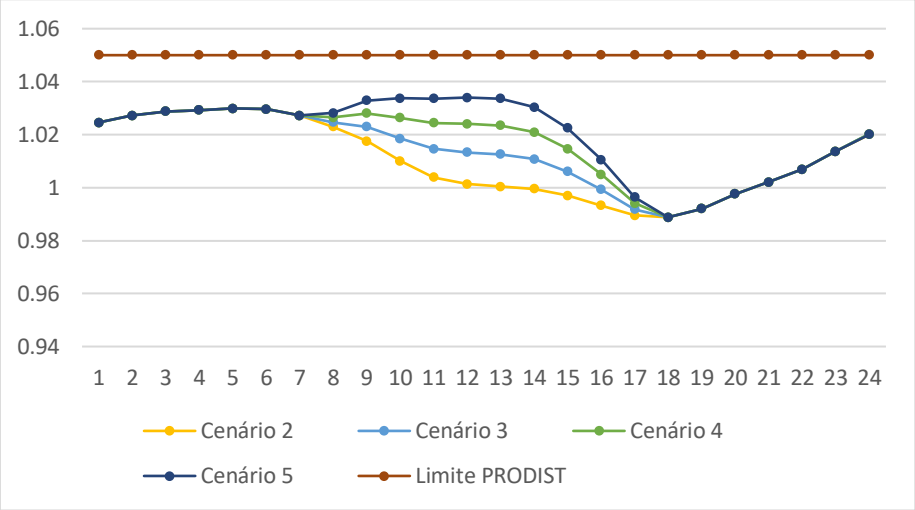


Figura 42 - Barra 670 - Fase A (PU) - Com Controle

- Barra 670 – Fase B

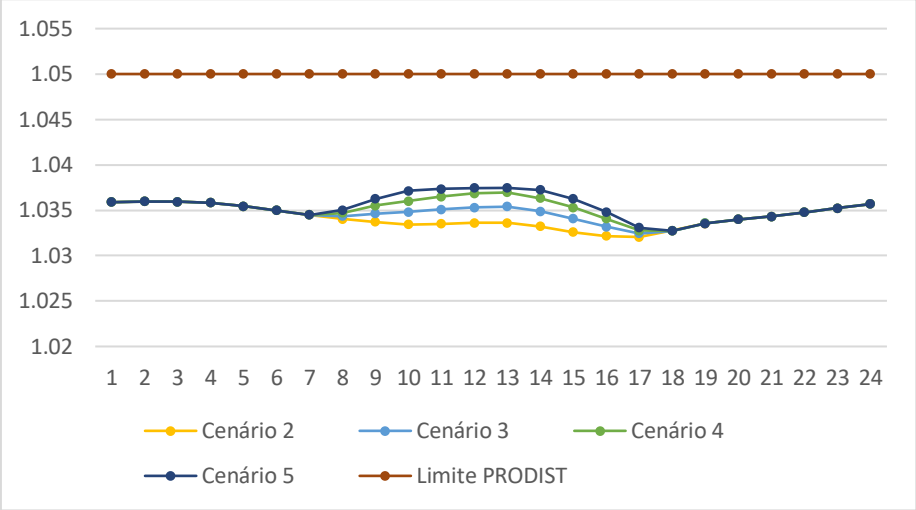


Figura 43 - Barra 670 - Fase B (PU) - Com Controle

- Barra 670 – Fase C

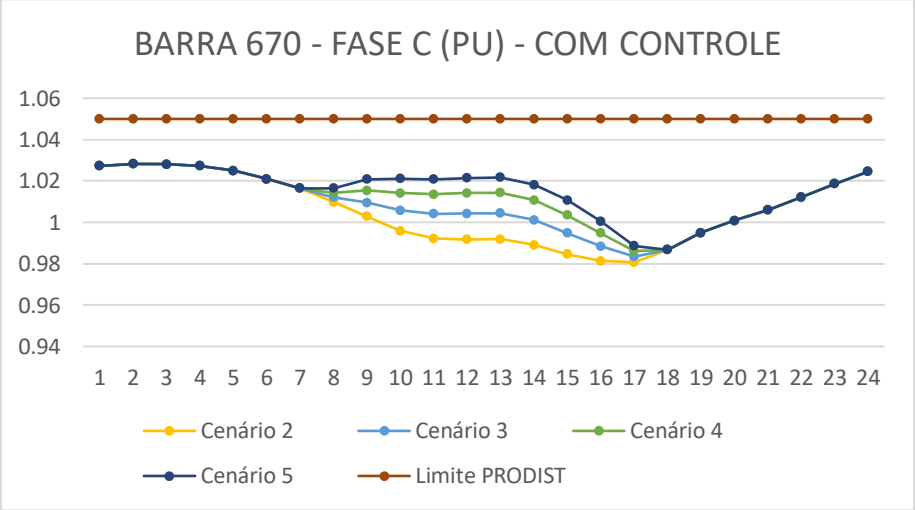


Figura 44 - Barra 670 - Fase C (PU) - Com Controle

- Barra 611 – Fase C

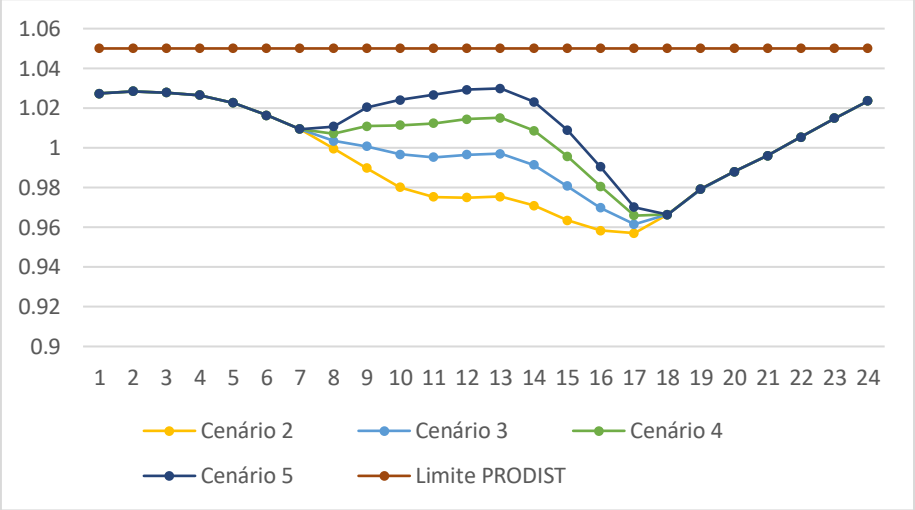


Figura 45 - Barra 611 - Fase C (PU) - Com Controle

- Barra 646 – Fase B

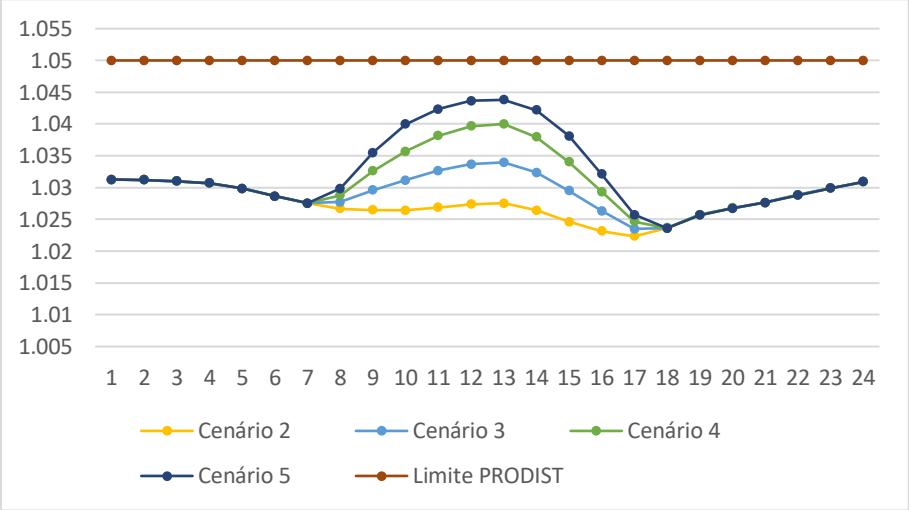


Figura 46 - Barra 646 - Fase B (PU) - Com Controle

- Barra 646 – Fase C

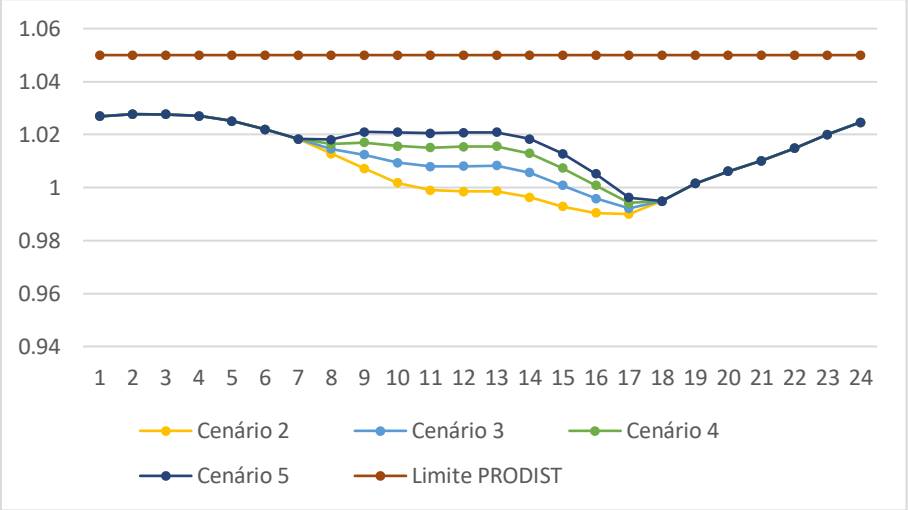


Figura 47 - Barra 646 - Fase C (PU) - Com Controle

- Barra 692 – Fase A

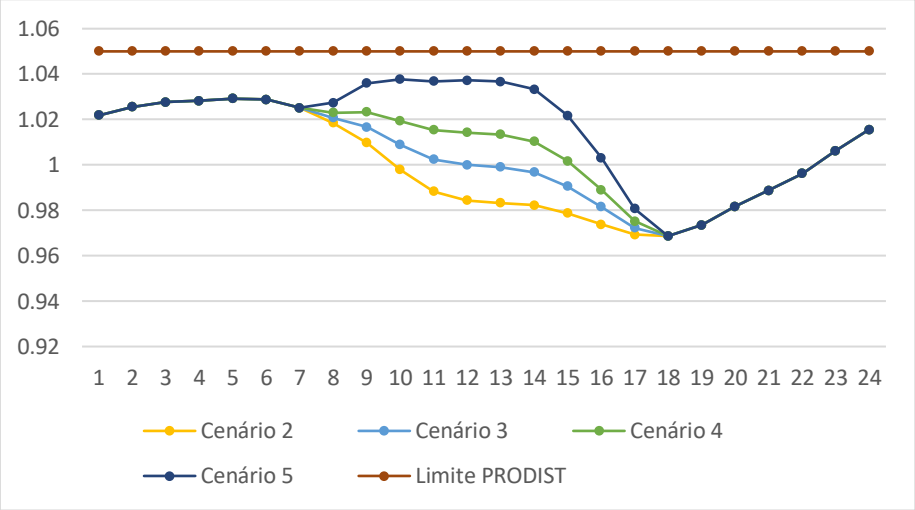


Figura 48 - Barra 692 - Fase A (PU) - Com Controle

- Barra 692 – Fase C

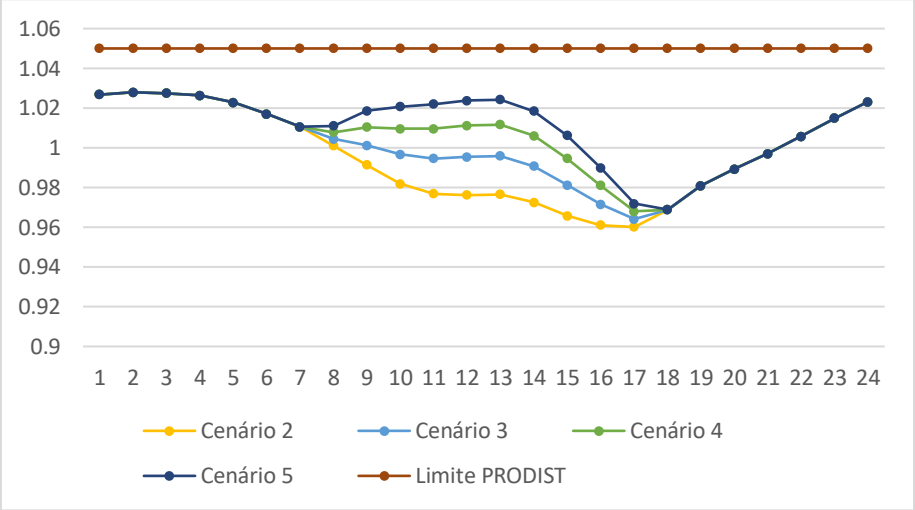


Figura 49 - Barra 692 - Fase C (PU) - Com Controle

- Barra 645 – Fase B

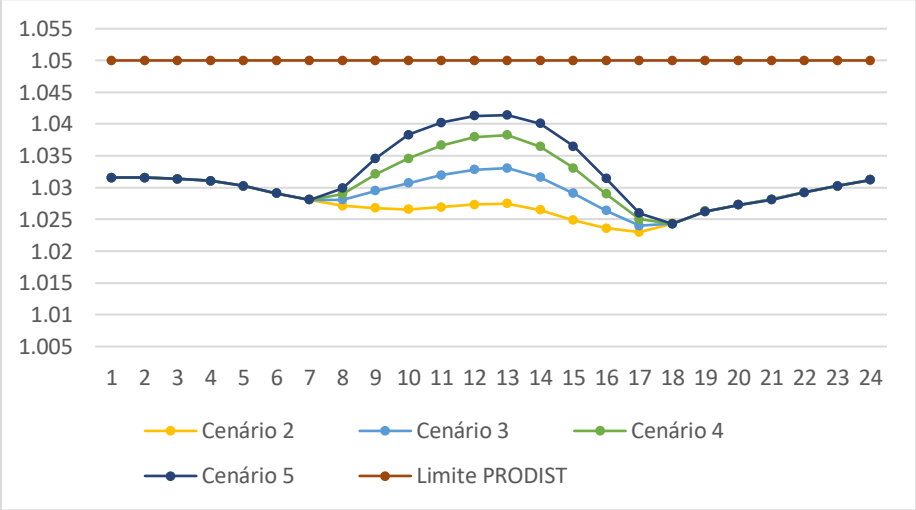


Figura 50 - Barra 645 - Fase B (PU) - Com Controle

4.3 Análise dos resultados obtidos

Com o objetivo de compreender de forma ampla os impactos da GD fotovoltaica sobre os níveis de tensão do sistema IEEE 13 nós, foi realizada uma análise comparativa dos perfis de tensão em diferentes barras da rede, considerando os cenários com e sem a aplicação da estratégia de controle Volt-VAR. A investigação buscou identificar os trechos mais sensíveis às variações de tensão decorrentes da inserção de geração, destacando-se aqueles em que

os valores ultrapassaram o limite superior de 1,05 pu estabelecido pelo PRODIST.

As extrapolações foram observadas em diferentes pontos da rede: na barra 634, no cenário 5; na barra 671, nos cenários 3, 4 e 5; na barra 675, nos cenários 2, 3, 4 e 5; na barra 670, no cenário 5; na barra 646, no cenário 5; e na barra 645, também no cenário 5. Esses locais receberam maior atenção na análise, por representarem situações críticas para a operação do sistema, conforme ilustrado nas Figura 51 aFigura 61 .

A análise concentra-se, portanto, em todos os pontos do sistema onde ocorreram violações desse limite, independentemente do cenário em que se manifestaram. Essa abordagem permite avaliar de forma criteriosa os locais mais críticos para a operação da rede, evidenciando a necessidade de estratégias de controle para assegurar a manutenção da qualidade de energia. A comparação entre os resultados com e sem controle fornece subsídios para verificar a efetividade do Volt-VAR na mitigação das sobretensões e para compreender como os impactos se propagam por diferentes barras e fases do sistema.

- Barra 634 - Cenário 5 (Fase B)

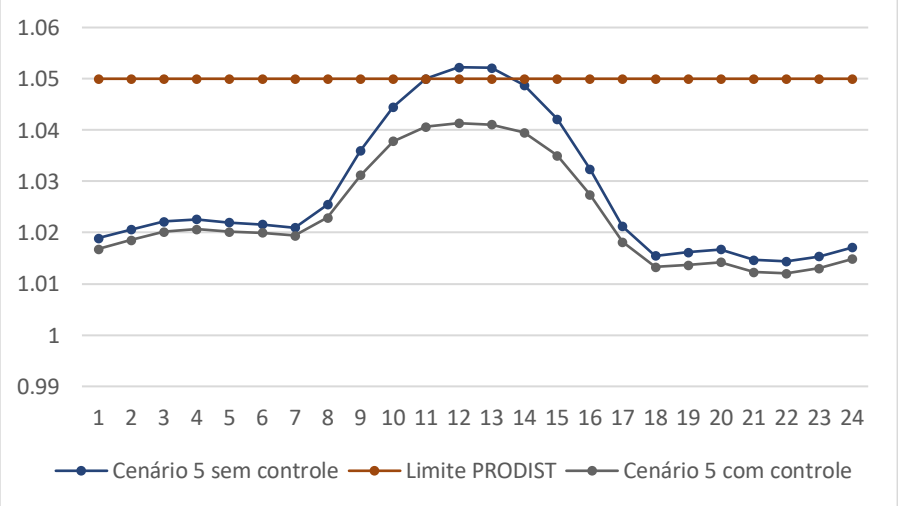


Figura 51 – Barra 634 - Comparação Cenário 5 - Fase B

- Barra 671 - Cenário 3 (Fase B)

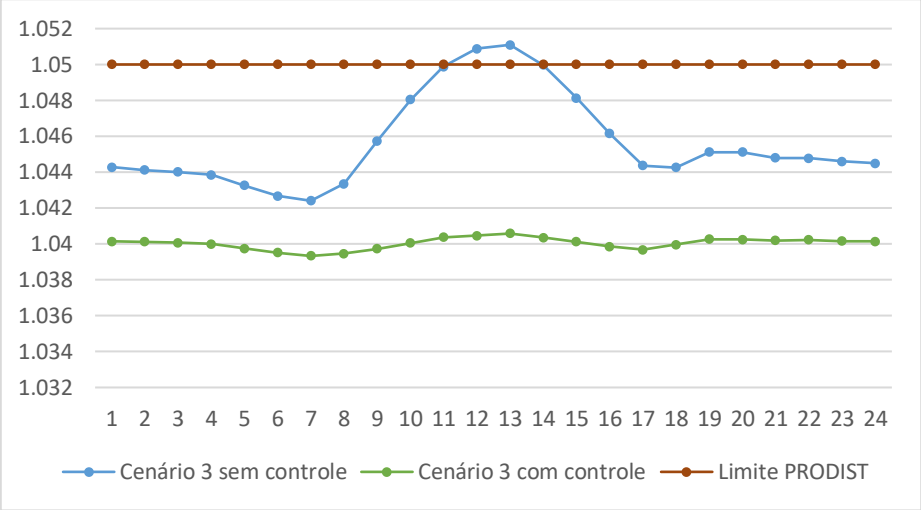


Figura 52 – Barra 671 - Comparação Cenário 3 - Fase B

- Barra 671 - Cenário 4 (Fase B)

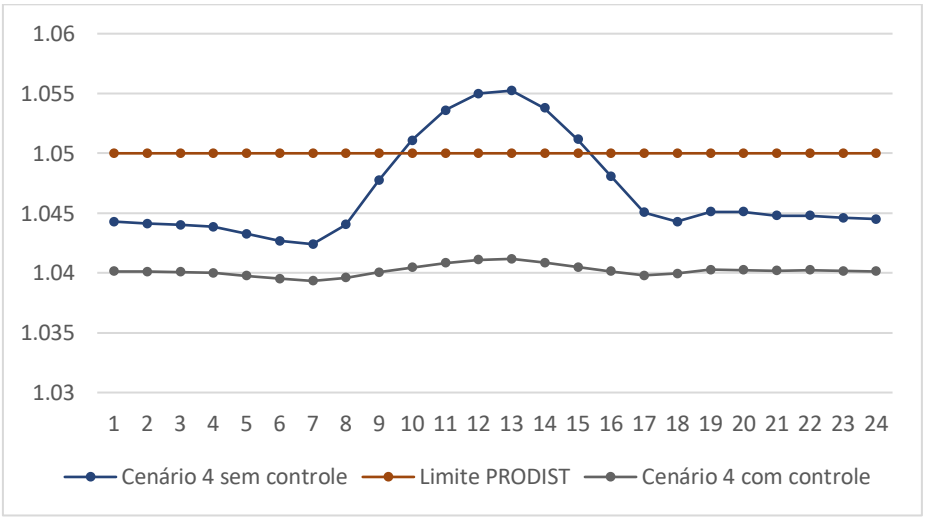


Figura 53 - Barra 671 - Comparação Cenário 4 - Fase B

- Barra 671 - Cenário 5 (Fase B)

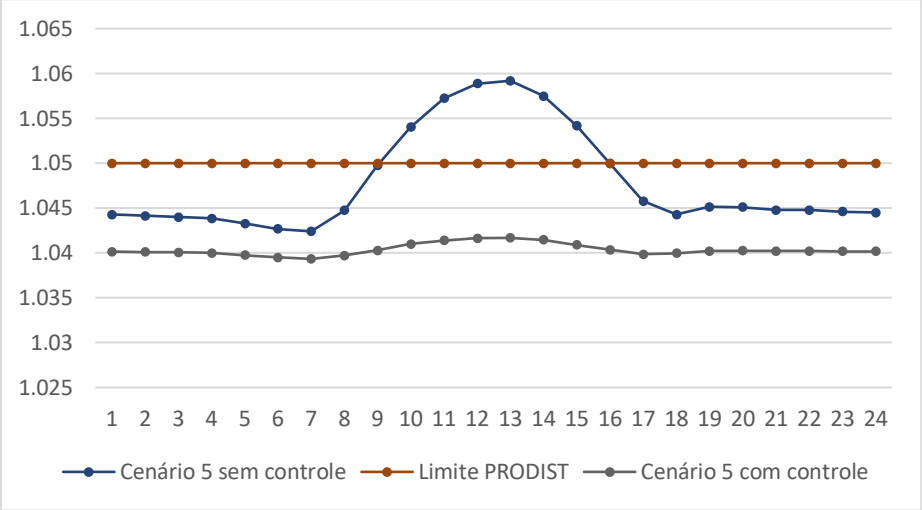


Figura 54 – Barra 671 - Comparação Cenário 5 - Fase B

- Barra 675 - Cenário 2 (Fase B)

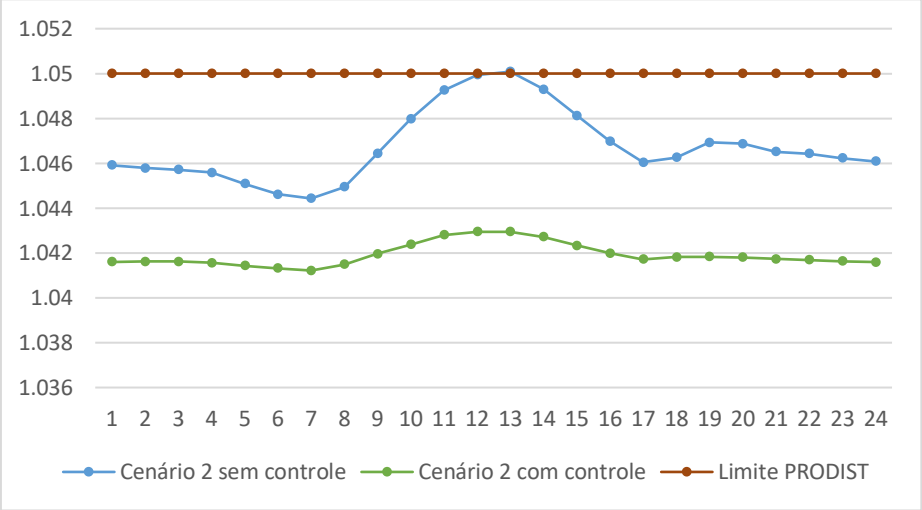


Figura 55 – Barra 675 - Comparação Cenário 2 - Fase B

- Barra 675 - Cenário 3 (Fase B)

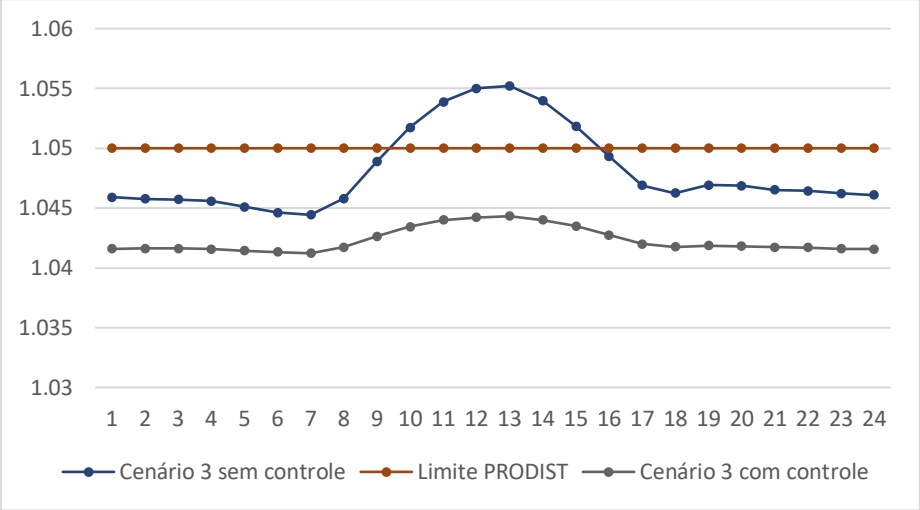


Figura 56 – Barra 675 - Comparação Cenário 3 - Fase B

- Barra 675 - Cenário 4 (Fase B)

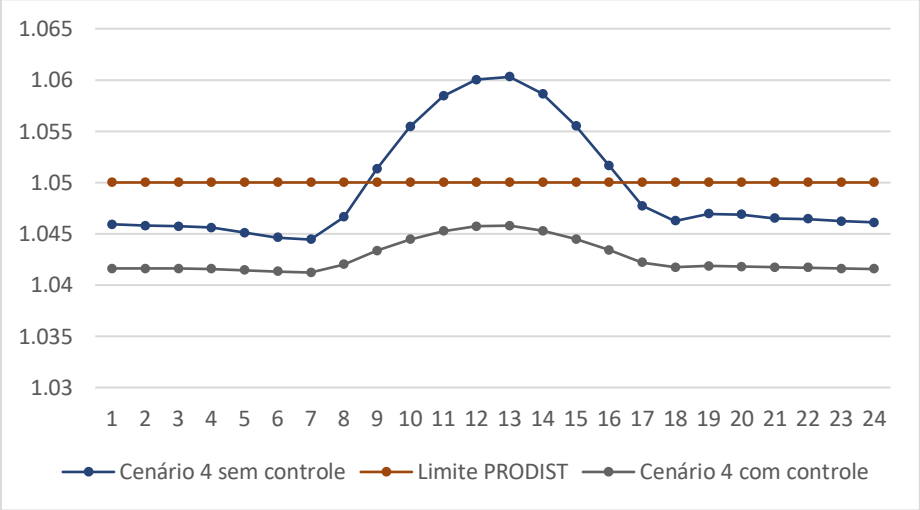


Figura 57 – Barra 675 - Comparação Cenário 4 - Fase B

- Barra 675 - Cenário 5 (Fase B)

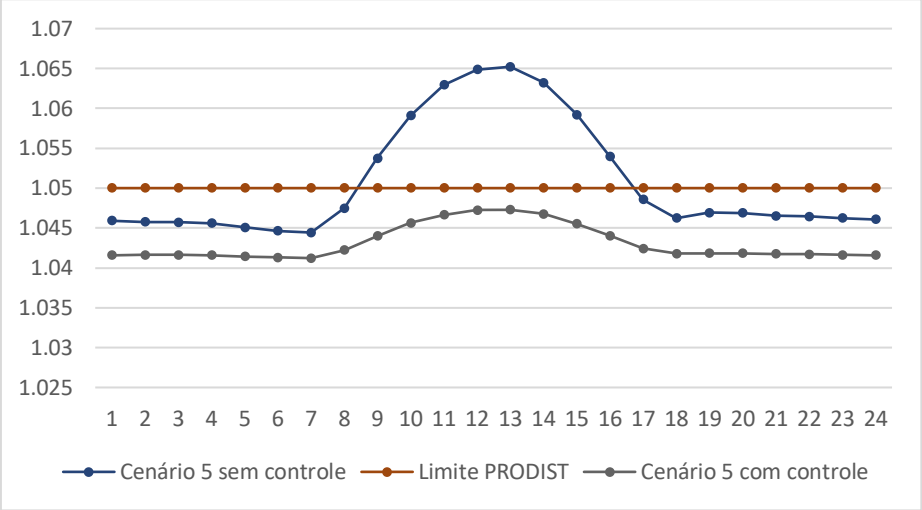


Figura 58 – Barra 675 - Comparação Cenário 5 - Fase B

- Barra 670 - Cenário 5 (Fase B)

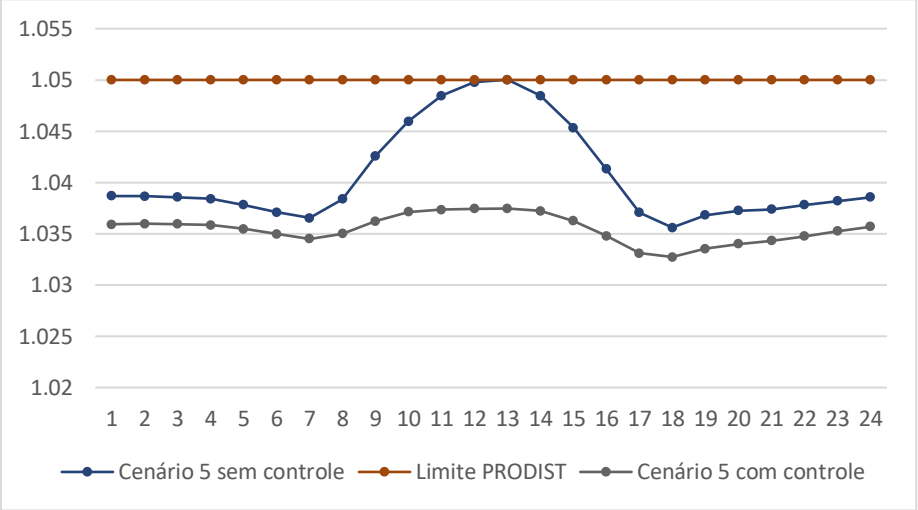


Figura 59 – Barra 670 - Comparação Cenário 5 - Fase B

- Barra 646 - Cenário 5 (Fase B)

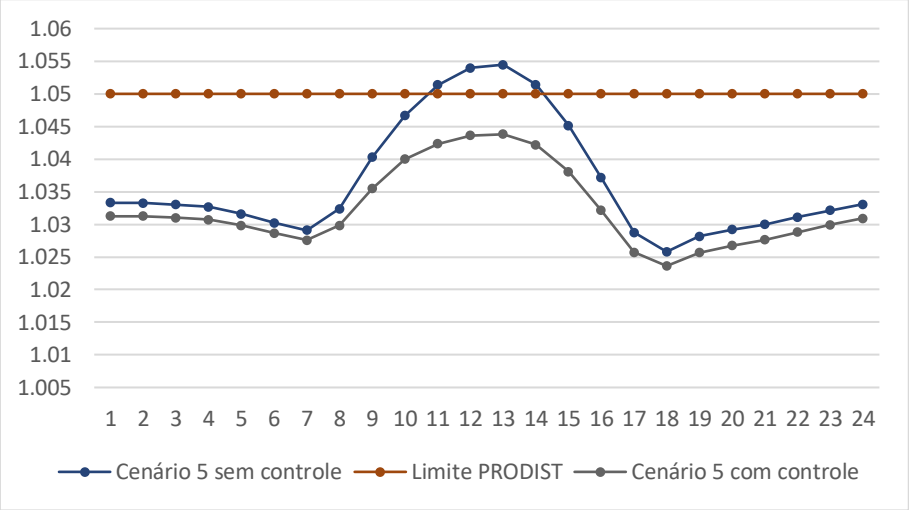


Figura 60 -Barra 646 - Comparação Cenário 5 - Fase B

- Barra 645 - Cenário 5 (Fase B)

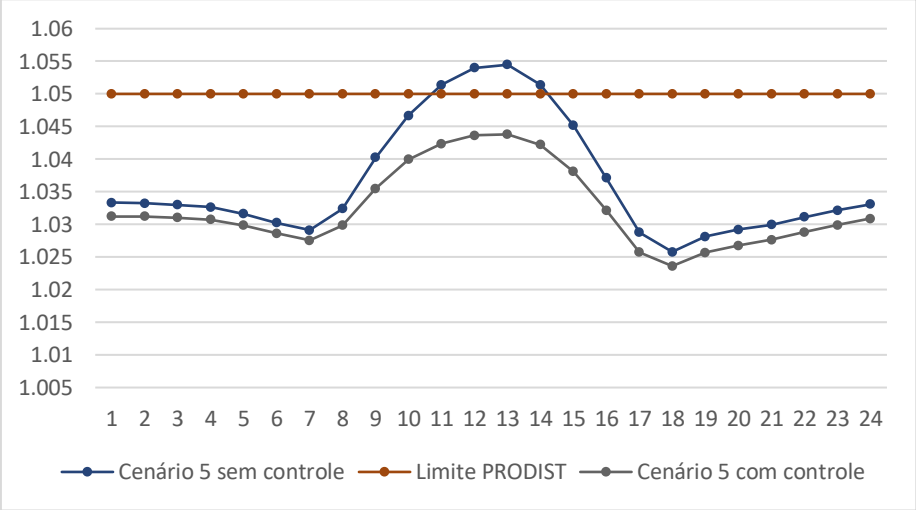


Figura 61 – Barra 645 - Comparação Cenário 5 - Fase B

Além da avaliação dos perfis de tensão apresentados nas Figuras 50 a 60, foi realizada também a análise das potências ativa (P) e reativa (Q), bem como da capacidade aparente e do fator de potência dos inversores conectados à rede. Essa verificação foi conduzida no instante de maior geração (hora 13), considerando os cenários 4 e 5, correspondentes às maiores penetrações fotovoltaicas.

A Tabela 9 apresenta os valores obtidos para a fase B das barras monitoradas. Observa-se que, mesmo nos casos de maior exportação de

potência ativa, os inversores permaneceram dentro de sua capacidade nominal, com fatores de potência próximos à unidade. Os valores de fator de potência mantiveram-se superiores a 0,98 em todos os casos, atendendo aos limites estabelecidos pela IEEE 1547 e pelo Módulo 8 do PRODIST.

Tabela 9 - Potências para controle na fase B (hora 13)

Potências para controle na fase B (hora 13)					
Gerador	Caso	P	Q	CAPACIDADE (pu)	FP
634	4	-230.046	8.543	1.001	0.999
634	5	-306.730	8.160	1.000	1.000
645	4	-247.998	8.890	1.001	0.999
645	5	-330.665	8.671	1.000	1.000
646	4	-167.766	0.165	1.000	1.000
646	5	-223.689	15.321	1.002	0.998
670	4	-95.534	3.852	1.001	0.999
670	5	-127.379	0.001	1.000	1.000
671	4	-551.708	22.356	1.001	0.999
671	5	-735.313	27.311	1.000	0.999
675	4	-405.170	79.858	1.019	0.981
675	5	-540.228	82.960	1.012	0.988

Caso o controle Volt-VAR fosse realizado apenas por um único gerador fotovoltaico, haveria maior esforço individual de potência reativa. Isso faria com que o inversor operasse mais próximo do seu limite de capacidade e com fator de potência reduzido. Nessa condição, o FP poderia “afundar” para valores inferiores a 0,95, comprometendo a eficiência e a conformidade normativa. Já com a atuação distribuída entre todos os inversores, a demanda de reativos é compartilhada, mantendo fatores de potência próximos à unidade e sem sobrecarga individual.

Para viabilizar essa comparação do desempenho, especialmente em relação ao fator de potência, a curva Volt-VAR foi ajustada de forma a abranger a faixa de operação mais crítica em baixa tensão (até 1 kV). A nova parametrização adotada considerou quatro pontos de operação, definidos pelas coordenadas de tensão e potência reativa: (0,92 pu; +0,44 pu), (0,99 pu; 0), (1,01 pu; 0) e (1,05 pu; –0,44 pu). Dessa forma, a curva passou a representar

uma banda mais estreita em torno da tensão nominal, permitindo avaliar com maior precisão como o fator de potência dos inversores é impactado sob condições de afundamento ou elevação de tensão.

A análise foi realizada em duas etapas: inicialmente, mantendo o controle de tensão apenas no ponto de geração da barra 634; em seguida, distribuindo o controle para todos os pontos de geração ao longo do alimentador.

A Tabela 10apresenta a comparação entre essas duas situações, destacando as diferenças observadas no fator de potência, tanto em termos de esforço individual de potência reativa quanto da operação conjunta mais equilibrada.

Tabela 10 - Comparação do fator de potência

hora	P (kW)	Q (kvar - 634)	FP (634)	Q (kvar - Todas)	FP (Todas)
8	-48.0451	36.3511	0.797465	0.865025	0.999838
9	-143.49	59.7229	0.923224	20.511	0.989937
10	-222.666	75.2196	0.947402	34.9433	0.987909
11	-276.145	82.0171	0.958612	42.078	0.988589
12	-303.497	82.8204	0.964725	44.3369	0.989497
13	-306.729	82.3952	0.965762	44.4437	0.989665
14	-280.674	79.281	0.962435	39.7976	0.990096
15	-222.608	70.7195	0.953062	28.9756	0.991635
16	-140.767	52.1066	0.937812	10.9732	0.996975
17	-51.137	26.9666	0.884544	2.75298	0.998554

5. CONCLUSÃO

A análise dos perfis horários de tensão nas barras da rede modelada, evidenciou variações relevantes no comportamento das tensões ao longo do dia em função da alta penetração de GD. Em todos os cenários simulados, verificou-se aumento de tensão em todas as barras analisadas, sendo que, em algumas fases de determinadas barras, houve extrapolação do limite de sobretensão estabelecido pelo PRODIST, fazendo com que a tensão saísse da faixa adequada.

Observou-se que, à medida que o nível de penetração aumentou, as tensões se aproximaram dos limites superiores normativos, com violações mais evidentes nos horários de pico de geração. Essas variações reforçam a necessidade de mecanismos de controle capazes de atuar dinamicamente para manter a qualidade da energia dentro dos padrões técnicos.

A inserção do controle Volt-VAR nos inversores fotovoltaicos demonstrou que, quando devidamente dimensionado, esse recurso contribui de forma significativa para a mitigação das sobretensões associadas à alta penetração de GD. O controle Volt-VAR foi capaz de suavizar picos e manter o perfil de tensão ao longo do alimentador, reduzindo o risco de violações de limite.

Os resultados obtidos permitem concluir que, para a integração segura e eficiente de GD em redes de distribuição, é fundamental considerar a aplicação de estratégias de controle como o Volt-VAR, aliadas a um planejamento criterioso da localização e dimensionamento das unidades geradoras. Dessa forma, é possível ampliar a participação da GD no sistema elétrico sem comprometer a qualidade e a confiabilidade do fornecimento.

REFERÊNCIAS

[1] C. A. Mazzei, T. T. Marangoni, and J. N. de Oliveira, “Quantitative analysis of environmental impact assessments of hydroelectric power plants on the ibama database and evaluation of the hydrological parameters used,” *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, vol. 23, no. 3, pp. 425–429, 2018, doi: 10.1590/s1413-41522018169678.

[2] J. Galvão and C. Bermann, “Crise hídrica e energia: Conflitos no uso múltiplo das águas,” *Estudos Avancados*, vol. 29, no. 84, pp. 43–68, 2015, doi: 10.1590/S0103-40142015000200004.

[3] “INFOGRÁFICO ABSOLAR 2024”, Accessed: Apr. 07, 2025. [Online]. Available: https://enerall.com.br/wp-content/uploads/2024/05/1716310231068.pdf

[4] “AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL”.

[5] Presidência da República Secretaria-Geral Subchefia para Assuntos Jurídicos, “LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022,” 2022. Accessed: Oct. 23, 2023. [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm

[6] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, E. Distribution Design, and B. Mather, “High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers.” [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.

[7] K. D. Shinde and P. B. Mane, “Investigation of Effects of Solar Photovoltaic Penetration in an IEEE 13-bus Radial Low-Voltage Distribution Feeder System,” in *19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/ECTI-CON54298.2022.9795436.

[8] K. P. Schneider *et al.*, “Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3181–3188, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2760011.

[9] T. Aziz and N. Ketjoy, “PV Penetration Limits in Low Voltage Networks

and Voltage Variations," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 16784–16792, Aug. 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2747086.

[10] Tom Verschueren, Kevin Mets, Bart Meersman, Matthias Strobbe, Chris Develder, and Lieven Vandevelde, "Assessment and mitigation of voltage violations by solar panels in a residential distribution grid," 2011.

[11] M. Duarte Teixeira, P. Roberto De Almeida, M. C. Selbach, F. R. Garcia, P. Augustho, and B. Block, "Uso de Reatores em Derivação para Mitigação de Sobretensões Causadas por Minigeração Fotovoltaica."

[12] X. Sun, J. Qiu, and J. Zhao, "Optimal Local Volt/Var Control for Photovoltaic Inverters in Active Distribution Networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 6, pp. 5756–5766, Nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3080039.

[13] R. A. Jabr, "Robust volt/var control with photovoltaics," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 2401–2408, May 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2890767.

[14] K. Xiong, D. Cao, G. Zhang, Z. Chen, and W. Hu, "Coordinated volt/VAR control for photovoltaic inverters: A soft actor-critic enhanced droop control approach," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 149, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109019.

[15] L. Xue, L. Bo, J. Tao, L. Fangxing, Z. Rufeng, and C. Houhe, "MODIFIED IEEE 33-BUS AND 123-BUS AC-DC HYBRID TEST SYSTEMS," *IEEE Dataport*, May 2022.

[16] *1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE, 2018.

[17] Conseil international des grands réseaux électriques. Joint working group C4 (24) and Impr. Chauveau), *Power quality and EMC issues with future electricity networks*. Cigré, 2018.

[18] J. A. Paludo, "Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente," 2014.

[19] "Diario do comercio", Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available:

https://diariodocomercio.com.br/economia/decisao-aneel-ainda-insuficiente-estado-diz-absolar/

[20] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.”

[21] ABNT NBR 16149, “Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição,” 2013. [Online]. Available: www.abnt.org.br

[22] ABNT NBR 16274, “NBR 16274- 2014- Sistemas Fotovoltaicos conectados a rede,” 2014.

[23] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023,” https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html.

[24] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, “A review of the tools and methods for distribution networks’ hosting capacity calculation,” Jun. 01, 2020, *MDPI AG*. doi: 10.3390/en13112758.

[25] A. S. Bouhouras, K. I. Sgouras, P. A. Gkaidatzis, and D. P. Labridis, “Optimal active and reactive nodal power requirements towards loss minimization under reverse power flow constraint defining DG type,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 78, pp. 445–454, Jun. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.12.014.

[26] K. M. Muttaqi, A. D. T. Le, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, “A Coordinated Voltage Control Approach for Coordination of OLTC, Voltage Regulator, and DG to Regulate Voltage in a Distribution Feeder,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 51, no. 2, pp. 1239–1248, Mar. 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2354738.

[27] I. B. Majeed and N. I. Nwulu, “Impact of Reverse Power Flow on Distributed Transformers in a Solar-Photovoltaic-Integrated Low-Voltage Network,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 23, Dec. 2022, doi: 10.3390/en15239238.

[28] F. M. Vasconcelos, “Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica,” *Editora e Distribuidora Educacional S.A*, pp. 1–224, 2017.

[29] PUC-RIO, “Modelos de Carga,” *Certificação Digital nº 0812713/CA*, Accessed: Aug. 03, 2024. [Online]. Available: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/16417/16417_3.PDF

[30] L. Mielke Leitzke, G. Marchesan, L. F. Freitas-Gutierres, and E. D. Garcia, “Controle Volt/VAr em sistemas de geração distribuída: perspectiva global e suas normatizações.,” Galoa Events Proceedings, Aug. 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130657.

[31] “Resources – IEEE PES Test Feeder,” PSACE COMMITTEE. Accessed: Aug. 03, 2024. [Online]. Available: https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/