



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E BIOMÉDICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PABLO HENRIQUE LISBOA CALDAS

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS OCASIONADOS PELA CONEXÃO DA GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

BELÉM/PARÁ

2026

PABLO HENRIQUE LISBOA CALDAS

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS OCASIONADOS PELA CONEXÃO DA GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

Trabalho de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica, como requisito parcial para obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará.

Orientador: Dra. Carolina de Mattos Affonso.

BELÉM/PARÁ

2026

PABLO HENRIQUE LISBOA CALDAS

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS OCASIONADOS PELA CONEXÃO DA GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

Trabalho de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica, como requisito parcial para obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará.

Orientador: Dra. Carolina de Mattos Affonso.

Data de aprovação: ____/____/____

Conceito:

Banca Examinadora:

Nome com titulação
Instituição a que pertence

Nome com titulação
Instituição a que pertence

Nome com titulação
Instituição a que pertence

Agradecimentos

Agradeço, antes de tudo, a Deus e aos meus Orixás, em especial a Ogum, pela proteção constante, pela força nos momentos em que pensei em desistir e por abrir caminhos quando tudo parecia fechado. Sem essa fé e esse amparo espiritual, muitas das lutas travadas ao longo desta caminhada teriam sido insuportáveis.

À minha mãe, Rosana Lisboa, minha maior referência de coragem e dignidade, que enfrentou dificuldades, lutas e desafios praticamente sozinha, sem jamais deixar faltar o essencial e, sobretudo, sem nunca desistir de mim. Seu exemplo de força, trabalho e fé é o que me sustenta e me inspira a seguir em frente. À minha irmã, Ana Carolina Lisboa, por ser uma mulher de persistência e fé indescritíveis, cuja trajetória de luta me enche de orgulho e me faz ter alegria em dizer que sou seu irmão.

Aos meus amigos Sidney Celeiro, por ter sido o ombro mais presente, aquele que me ouviu, aconselhou e não mediu esforços para me apoiar, muitas vezes segurando a minha mão quando eu já não acreditava em mim; a Philipe Neves e Adriane Andrade, por estarem ao meu lado nas fases mais difíceis, ajudando-me a levantar a cabeça, escutando minhas angústias e reforçando que eu não estava sozinho; e a Letícia Rayol, por ser uma amiga impecável, que me acolheu, me ajudou e, quando necessário, foi firme e rigorosa para o meu próprio bem, demonstrando cuidado verdadeiro e especial. À Keise Leitão, agradeço por ser um dos meus maiores pilares profissionais e uma amiga que desejo levar para toda a vida, pela confiança, pelos conselhos e pela forma generosa com que compartilhou experiências e oportunidades.

Registro também minha gratidão a Joyce Magno (in memoriam), amiga que levo no peito e levarei comigo por toda a eternidade. Este trabalho é, em parte, resposta à promessa que fizemos no ensino médio, irei honrar sua memória. Hoje, poder dizer “eu consegui, eu venci” é também uma forma de dizer que a presença dela continua viva na minha história.

Agradeço às professoras Carolina Afonso, pela orientação atenta e pela disposição em me acolher e me conduzir com firmeza e sensibilidade, compartilhando seu conhecimento com paciência e seriedade, e Simone Fraiha, por ter contribuído para a minha formação profissional e

peçoal, acolhendo-me em momentos importantes do curso e transmitindo ensinamentos que ultrapassam os conteúdos de sala de aula.

Por fim, agradeço a todas as pessoas que, de alguma forma, me acolheram, me ouviram, me incentivaram ou estenderam a mão ao longo desta jornada. Cada gesto de apoio, cada palavra de encorajamento e cada demonstração de carinho contribuíram para que este trabalho se tornasse possível. A todos, deixo aqui minha sincera gratidão.

“Lights will guide you home.”

(Coldplay)

RESUMO

O crescimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil tem alterado de forma relevante o modo de operação das redes de distribuição de energia elétrica, antes projetadas para fluxo unidirecional de potência das subestações para as cargas. A conexão de sistemas fotovoltaicos em baixa e média tensão contribui para a diversificação da matriz elétrica e para a inserção de fontes renováveis, mas pode provocar elevação de tensão em barras terminais, aumento das perdas técnicas e modificações no carregamento de transformadores, especialmente em alimentadores desbalanceados. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo analisar os impactos da geração distribuída fotovoltaica sobre o perfil de tensão, as perdas ativas e o carregamento do transformador de subestação em uma rede de distribuição desbalanceada. Para isso, é utilizado o sistema de 13 barras do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), modelado no Open Distribution System Simulator e automatizado por meio de rotinas em Python, incorporando perfis diários de carga e perfis de geração fotovoltaica obtidos a partir de dados de irradiância da cidade do Rio de Janeiro. São considerados diferentes níveis de penetração fotovoltaica e cenários sazonais representativos de verão e inverno, com unidades conectadas em barras de baixa tensão e em uma barra trifásica em média tensão. Os resultados mostram que a inserção de geração fotovoltaica em extremidades monofásicas pode levar a sobretensões localizadas e a aumento expressivo das perdas globais, enquanto a conexão trifásica em barra central eleva as tensões de forma mais uniforme, reduz o carregamento diurno do transformador, mas também pode intensificar as perdas em níveis elevados de penetração. A comparação entre os cenários de verão e inverno evidencia que a sazonalidade da irradiância influencia diretamente a magnitude desses impactos, tornando o verão mais crítico quanto a sobretensões e perdas.

Palavras-chave: geração distribuída, energia fotovoltaica, redes de distribuição, qualidade de energia.

ABSTRACT

The growth of distributed photovoltaic generation in Brazil has significantly changed the operating conditions of electrical distribution networks, which were originally designed for unidirectional power flow from substations to loads. The connection of photovoltaic systems at low and medium voltage levels contributes to the diversification of the power mix and to the insertion of renewable sources, but it may also cause voltage rise at feeder ends, increase technical losses and modify transformer loading, especially in unbalanced feeders. In this context, the main objective of this work is to analyse the impacts of distributed photovoltaic generation on the voltage profile, active power losses and substation transformer loading in an unbalanced distribution network. The Institute of Electrical and Electronics Engineers 13-bus test system is used as the study case, modelled in the Open Distribution System Simulator and automated through Python routines, incorporating daily load profiles and photovoltaic generation profiles derived from solar irradiance data for the city of Rio de Janeiro. Different levels of photovoltaic penetration and seasonal scenarios representative of summer and winter are considered, with generating units connected both at low-voltage buses and at a three-phase medium-voltage bus. The results show that installing photovoltaic generation at single-phase remote buses can lead to localized overvoltage and to a substantial increase in overall system losses, whereas a three-phase connection at a central bus tends to raise voltages more uniformly, reduce daytime transformer loading and, at high penetration levels, also intensify losses. The comparison between summer and winter scenarios indicates that the seasonality of solar irradiance directly influences the magnitude of these impacts, making summer the most critical condition in terms of overvoltages and losses.

Keywords: distributed generation, photovoltaic energy, distribution networks, power quality.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	9
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	11
2.1 Cenário energético mundial e brasileiro	11
2.2 O Sistema Elétrico de Potência Brasileiro (SEP)	11
2.1 Geração.....	12
2.2.2 Transmissão.....	13
2.2.3 Distribuição	14
2.3 Geração Distribuída fotovoltaica conectada à rede	16
2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos	17
2.3.2 Irradiância e irradiação.....	19
2.3.3 Inversores e conexão à rede de distribuição.....	20
2.4 Qualidade de energia elétrica em sistemas de distribuição.....	21
2.5 Impactos da Geração Fotovoltaica nas Redes de Distribuição	23
2.5.1 Sobretensões em alimentadores	25
2.5.2 Perdas técnicas na rede.....	26
3 METODOLOGIA.....	28
3.1 Sistema IEEE 13 Barras.....	28
3.2 Modelagem da carga	29
3.3 Modelagem da geração fotovoltaica	31
3.3.1 Perfis de irradiância de verão e inverno	32
3.3.2 Níveis de penetração fotovoltaica	34
3.3.3 Estratégia de alocação da geração fotovoltaica.....	35

3.4 Plataforma de Simulação	35
3.4.1 OpenDSS	35
3.4.2 Ambiente Python.....	36
3.5 Procedimentos de simulação e indicadores de análise.....	37
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	39
4.1 Caso base	39
4.2 Cenários com geração fotovoltaica no verão	45
4.2.1 Conexão na Barra 611	46
4.2.2 Conexão na Barra 652	52
4.2.3 Conexão na Barra 671	56
4.3 Cenários com geração fotovoltaica no inverno.....	60
4.3.1 Conexão na Barra 611	60
4.3.2 Conexão na Barra 652	65
4.3.3 Conexão na Barra 671	69
4.4 Comparação entre Cenários de Verão e Inverno	72
4.4.1 Comparação dos limiares de penetração por critério de tensão	73
4.4.2 Perdas Técnicas Ativas.....	74
4.4.3 Fluxo de potência e carregamento do transformador de subestação	75
5 CONCLUSÃO.....	77
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80

INTRODUÇÃO

O crescimento da geração distribuída fotovoltaica tem modificado de forma significativa a operação das redes de distribuição de energia elétrica. No contexto brasileiro, a ampla disponibilidade de recursos solares, associada a políticas de incentivo à micro e minigeração distribuída, resultou em rápida expansão da energia fotovoltaica conectada diretamente às redes de baixa e média tensão. Esse movimento contribui para a diversificação da matriz elétrica e para a redução de emissões, mas também introduz novos desafios técnicos relacionados à qualidade da energia, ao planejamento da expansão e à operação em tempo real. Entre esses desafios destacam-se a necessidade de manter as tensões dentro de faixas regulamentares, controlar as perdas técnicas e avaliar o carregamento dos equipamentos de rede em cenários de penetração crescente de geração distribuída.

As redes de distribuição foram historicamente projetadas para operar com fluxo unidirecional de potência, partindo das subestações em direção às cargas, com baixos níveis de geração local. A inserção de sistemas fotovoltaicos em diversos pontos do alimentador altera esse comportamento, podendo provocar elevação dos níveis de tensão em horários de alta irradiância, aumento das perdas técnicas e modificações no carregamento dos transformadores de subestação, especialmente em alimentadores desbalanceados e com trechos de baixa tensão extensos. Em situações de elevada penetração fotovoltaica, a potência gerada pode se aproximar ou mesmo superar a demanda local em determinados períodos do dia, tornando possível a ocorrência de fluxos de potência reduzidos ou potencialmente reversos na fronteira entre a rede de distribuição e a rede de subtransmissão. Esse conjunto de efeitos torna necessária a realização de estudos técnicos detalhados que considerem diferentes níveis de penetração e distintos perfis de carga e irradiância ao longo do ano.

Nesse contexto, a modelagem computacional surge como ferramenta fundamental para a análise do desempenho das redes de distribuição com geração distribuída. O sistema do Institute of Electrical and Electronics Engineers de 13 barras é amplamente empregado em estudos acadêmicos por representar um alimentador de distribuição desbalanceado, com presença de transformadores, capacitores, ramais monofásicos e cargas distribuídas em diferentes níveis de tensão, o que o torna adequado para avaliar o impacto da geração fotovoltaica em condições

realistas. Neste trabalho, esse sistema é modelado no Open Distribution System Simulator, com integração em linguagem Python por meio de rotinas que permitem automatizar as simulações em regime permanente diário. São considerados perfis de carga representativos ao longo de 24 h e perfis de irradiância obtidos para a cidade do Rio de Janeiro, a partir de dados horários normalizados para compor curvas típicas de verão e de inverno, de modo a representar sazonalidade na disponibilidade de recurso solar.

O objetivo geral deste trabalho é analisar os impactos da geração distribuída fotovoltaica sobre o perfil de tensão, as perdas técnicas e o carregamento do transformador de subestação em uma rede de distribuição desbalanceada. Como objetivos específicos, propõe-se: modelar o sistema IEEE 13 barras no OpenDSS com integração em Python; definir perfis sazonais de carga e de irradiância que representem condições típicas de verão e inverno; implementar cenários de penetração fotovoltaica progressiva em barras selecionadas do alimentador, em especial 611, 652 e 671; comparar, para cada cenário, o comportamento das tensões, das perdas ativas e do carregamento do transformador ao longo de 24 h; e discutir, à luz dos resultados obtidos, as implicações da inserção de geração distribuída fotovoltaica para a operação de redes de distribuição. A partir dessa abordagem, busca-se fornecer uma visão integrada dos benefícios e dos desafios associados à expansão da geração fotovoltaica em nível de distribuição.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Cenário energético mundial e brasileiro

O sistema energético mundial passa por um processo de transição marcado pela expansão de fontes renováveis, em especial eólica e fotovoltaica, mas ainda com participação relevante de combustíveis fósseis na geração de eletricidade. Relatórios recentes indicam crescimento acelerado da capacidade renovável instalada, com destaque para a energia solar, impulsionada pela redução de custos tecnológicos e por políticas de descarbonização adotadas em diversas economias (IEA, 2023). Apesar desse avanço, a segurança do suprimento, a variabilidade das fontes renováveis e a necessidade de modernização das redes elétricas permanecem como desafios centrais na operação dos sistemas de potência em escala global (IEA, 2023).

No contexto brasileiro, a matriz elétrica apresenta característica estruturalmente mais renovável em comparação à média mundial, com predominância de geração hidrelétrica complementada por fontes eólica, biomassa e, mais recentemente, fotovoltaica (EPE, 2024). Dados oficiais indicam elevada participação de renováveis na oferta interna de eletricidade, resultado de condições naturais favoráveis e de marcos regulatórios específicos que viabilizaram a expansão dessas fontes (MME, 2024). A inserção crescente da energia solar ocorre tanto em usinas de grande porte quanto em sistemas conectados à distribuição, o que altera gradualmente o perfil tradicional de operação das redes, mas ainda dentro de um arranjo institucional consolidado e regulado (ANEEL, 2024). Esse panorama global e nacional fornece o contexto necessário para discutir, nas seções seguintes, a organização do sistema elétrico brasileiro e os conceitos fundamentais associados à sua estrutura de geração, transmissão e distribuição.

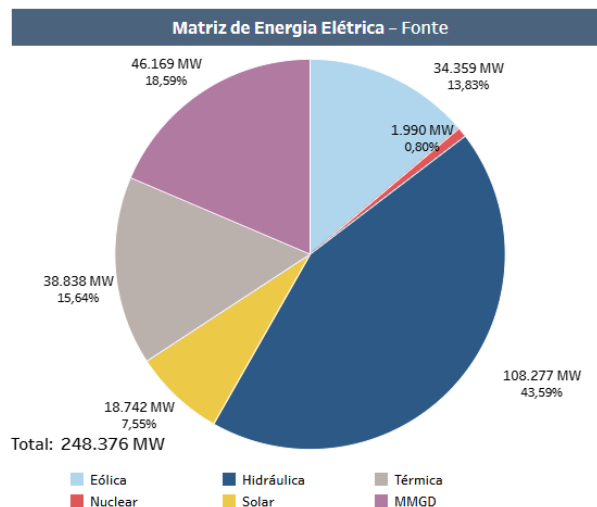
2.2 O Sistema Elétrico de Potência Brasileiro (SEP)

O sistema elétrico de potência brasileiro é estruturado em três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição, que em conjunto formam uma das redes elétricas mais extensas e complexas do mundo. A maior parte das instalações está conectada ao Sistema Interligado Nacional, responsável pela operação coordenada e pelo escoamento da energia entre as diferentes regiões do país, o que permite o aproveitamento complementar das diversas fontes de geração disponíveis (ONS, 2023). A matriz elétrica brasileira apresenta elevada participação de fontes

renováveis, com predominância histórica da geração hidrelétrica e crescimento contínuo das fontes eólica, solar fotovoltaica e biomassa, como pode ser visto na Figura 2.1. Esta característica que diferencia o país no cenário internacional e reforça a necessidade de planejamento integrado da expansão e da operação dos sistemas de transmissão e distribuição (EPE, 2024).

A matriz de capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional em 2025 soma 248,376 MW e apresenta predominância hidráulica, com 43,59% do total. As fontes eólicas e solares centralizadas respondem por 13,83% e 7,55%, respectivamente, enquanto as térmicas totalizam 15,64% e a nuclear 0,80%. A classe de micro e minigeração distribuída corresponde a 18,59%, composta majoritariamente por sistemas fotovoltaicos conectados em baixa e média tensão. Por tratar-se de posição operacional de 2025 ainda em curso, os percentuais estão sujeitos a revisões nas publicações oficiais (ONS, 2025). Com base nessa composição, descrevem-se a seguir as funções dos segmentos do sistema elétrico brasileiro.

Figura 2.1 - Composição da potência instalada no SIN por fonte, 2025.



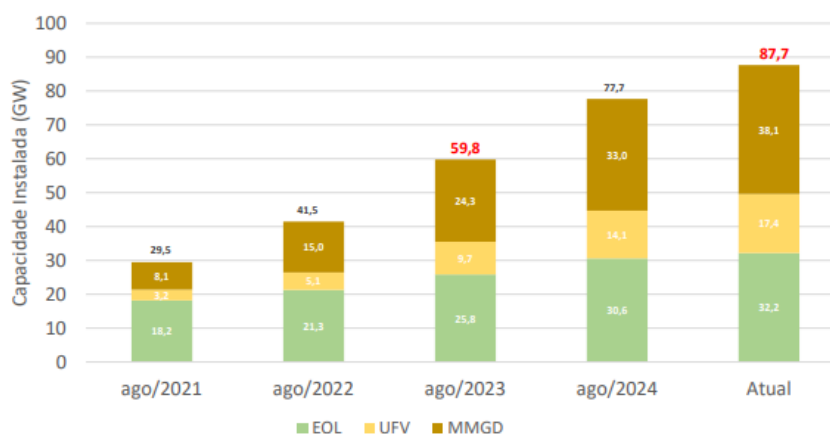
Fonte: ONS (2025).

2.2.1 Geração

A geração consiste na conversão de energia primária em eletricidade por usinas hidrelétricas, termelétricas, nucleares e fontes renováveis não hídricas como eólica, solar e biomassa, em ambiente regulado e outorgado (ANEEL, 2021). No período de agosto de 2021 a

abril de 2025, a fonte eólica, a solar fotovoltaica e a micro e minigeração distribuída apresentaram forte expansão no SIN, com incremento expressivo de capacidade, conforme Figura 2.2.

Figura 2.2 - Evolução da capacidade instalada de eólica (EOL), solar fotovoltaica (UFV) e micro e minigeração distribuída (MMGD) no SIN, ago/2021 - abr/2025.



Fonte: ONS (2025).

2.2.2 Transmissão

A transmissão é o segmento do sistema elétrico que transporta grandes blocos de energia em alta e extra-alta tensão entre os centros de geração e as áreas de consumo, integrando as regiões no Sistema Interligado Nacional sob operação coordenada (ONS, 2024). O SIN é organizado em quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, e utiliza predominantemente linhas e subestações em classes de 138 kV a 750 kV em corrente alternada, além de enlaces em corrente contínua quando tecnicamente requeridos (ONS, 2025). A expansão e os reforços da rede são definidos por diretrizes federais e executados via outorga e leilões públicos, conforme o marco legal do setor elétrico (BRASIL, 2004). A figura 2.3 ilustra como o SIN está organizado

Figura 2.3 - Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2024).

2.2.3 Distribuição

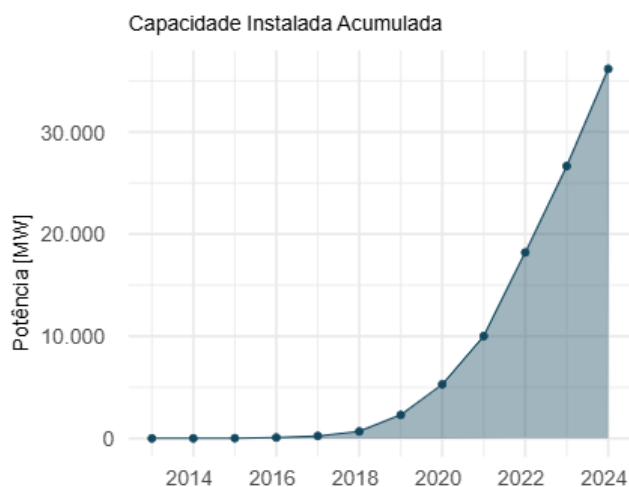
A distribuição corresponde ao elo final do sistema elétrico, responsável por operar redes em média e baixa tensão, realizar a medição e assegurar a qualidade do fornecimento até as unidades consumidoras. Segundo a regulamentação brasileira, essa etapa envolve alimentadores primários, redes secundárias, transformadores de distribuição, dispositivos de manobra e proteção e a interface com a geração distribuída no ponto de conexão do consumidor, sob responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2021). Em redes reais, predominam configurações radiais com setorização por chaves, adotadas pela simplicidade de operação e pela facilidade de coordenação de proteção, ainda que existam variações em função da densidade de carga e dos requisitos de confiabilidade de cada área de concessão (ARAÚJO, 2024).

Os níveis de tensão usuais incluem faixas de média tensão para alimentadores primários e baixa tensão para o atendimento final, definidos em normas técnicas e procedimentos de distribuição. Além da especificação desses níveis, os regulamentos estabelecem critérios de acesso

e conexão, bem como indicadores de continuidade e de qualidade do produto, que orientam o planejamento e a operação das redes. Quando a geração distribuída passa a ser conectada nesses alimentadores, torna-se necessário reavaliar limites de tensão, coordenação de proteção e desempenho dos dispositivos de controle, de modo a garantir o atendimento aos requisitos de qualidade estabelecidos. Estudos recentes em alimentadores brasileiros mostram que a expansão da geração distribuída pode alterar de maneira significativa o perfil de tensão, a circulação de fluxos de potência e a ocupação de capacidade de transformadores, reforçando a importância de incorporar esses recursos nos estudos de planejamento (ANEEL, 2021; MACIEL, 2025).

A evolução da micro e minigeração distribuída no Brasil pode ser observada pela capacidade instalada acumulada ao longo da última década, apresentada na Figura 2.4. Os dados do painel de monitoramento desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), indicam que, após um período inicial de baixa adesão, a potência instalada cresce de forma acentuada a partir de 2016, alcançando patamares da ordem acima de 30.000 megawatts em 2024, com forte predominância da fonte fotovoltaica (EPE, 2024). Esse comportamento confirma que as redes de distribuição deixaram de operar apenas como meios de entrega de energia e passaram a exercer também o papel de plataformas de conexão de um grande número de sistemas geradores de pequeno porte, distribuídos ao longo do território nacional.

Figura 2.4 - Capacidade instalada acumulada de micro e minigeração distribuída no Brasil entre 2014 e 2024.



Fonte: EPE (2025)

Nesse contexto, a função tradicionalmente passiva das redes de distribuição é substituída por uma atuação cada vez mais ativa, em que o fluxo de potência deixa de ser estritamente unidirecional e passa a refletir a injeção de potência ao longo dos alimentadores por unidades consumidoras-geradoras. Trabalhos que avaliam o desempenho de alimentadores reais com inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede apontam modificações relevantes no perfil de tensão, no carregamento de equipamentos e na necessidade de revisão dos esquemas de proteção (PALUDO, 2014; ARAÚJO, 2024). Assim, a próxima seção discute a geração distribuída e, em particular, a geração fotovoltaica conectada às redes de distribuição, estabelecendo a base conceitual necessária para avaliar seus impactos no desempenho de tensão e na operação do alimentador.

2.3 Geração Distribuída fotovoltaica conectada à rede

A Geração distribuída (GD) refere-se à produção de energia elétrica realizada próxima ou no próprio local de consumo, por meio de unidades geradoras de pequeno porte conectadas diretamente às redes de distribuição. Em contraste com a geração centralizada, que é baseada em grandes usinas distantes dos centros de carga, a GD caracteriza-se pela dispersão geográfica das fontes geradoras e pelo uso frequente de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica e a eólica (CEMIG, 2020; EPE, 2020). Esse modelo descentralizado permite que consumidores também atuem como produtores de energia, inserindo-se no conceito de “prosumidores”. No Brasil, fatores como o crescimento contínuo da demanda elétrica e a abundância de recursos renováveis impulsionaram a inserção da GD na matriz energética, visando suprir a expansão do consumo de forma sustentável e diversificada (EPE, 2020).

No contexto da geração distribuída no Brasil, a fonte solar fotovoltaica assumiu papel de destaque, em razão da disponibilidade do recurso solar, da modularidade dos sistemas e da evolução do arcabouço regulatório que disciplinou o acesso às redes de distribuição (EPE, 2020; ANEEL, 2022). Nessa configuração, os sistemas fotovoltaicos são conectados diretamente às instalações das unidades consumidoras, operando em paralelo com a rede da concessionária e podendo injetar potência ativa nos mesmos alimentadores que suprem as cargas. A caracterização desses sistemas é, portanto, essencial para a análise dos efeitos da geração distribuída fotovoltaica sobre o comportamento elétrico das redes de distribuição.

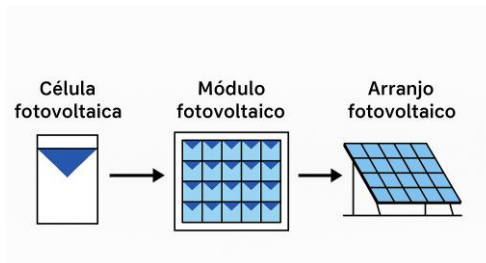
2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos utilizados em geração distribuída são constituídos por um conjunto de equipamentos destinados a captar a radiação solar e convertê-la em energia elétrica utilizável na instalação elétrica da unidade consumidora e, quando aplicável, na própria rede de distribuição. Em termos gerais, esse conjunto é formado por um gerador fotovoltaico em corrente contínua, estruturas de fixação, cabeamento, dispositivos de proteção e um inversor que realiza a interface em corrente alternada com o sistema elétrico (VILLALVA, 2015). A natureza modular dessa tecnologia permite a implementação de arranjos em diferentes escalas, desde pequenos sistemas instalados em telhados residenciais até sistemas de maior porte conectados diretamente aos alimentadores de distribuição (ZILLES et al., 2012).

Do ponto de vista operacional, esses sistemas operam com base na conversão direta da energia solar em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico. Fadigas (2012) descreve a célula fotovoltaica como a unidade básica desse processo, constituída por uma junção semicondutora projetada para converter a energia dos fótons em energia elétrica em corrente contínua. Quando a luz solar incide sobre a célula, o material semicondutor gera uma diferença de potencial elétrico entre seus terminais, permitindo o escoamento de corrente em um circuito externo. Como cada célula fornece tensão relativamente baixa, da ordem de poucos volts, diversas células são interligadas em série e em paralelo, formando o módulo fotovoltaico. Conforme Matos (2006), a associação de vários módulos sobre uma mesma estrutura dá origem aos painéis ou arranjos fotovoltaicos, responsáveis pela potência nominal do sistema e pela captação inicial da energia solar que será posteriormente condicionada para uso na instalação elétrica ou para injeção na rede.

A Figura 2.5 apresenta, de forma esquemática, a hierarquia entre célula, módulo e arranjo fotovoltaico, evidenciando que a associação de múltiplas células forma o módulo e que a ligação de diversos módulos compõe o gerador fotovoltaico empregado em sistemas conectados à rede, em conformidade com representações adotadas em guias técnicos de sistemas fotovoltaicos.

Figura 2.5 - Relação entre célula, módulo e arranjo fotovoltaica



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como a energia gerada pelos painéis é em corrente contínua (CC), faz-se necessária a utilização de um inversor para convertê-la em corrente alternada (CA) compatível com a rede elétrica e com os aparelhos usuais. O inversor fotovoltaico é um dispositivo de eletrônica de potência que transforma a corrente contínua dos módulos em corrente alternada senoidal, ajustando a tensão, a frequência e a fase da saída de modo a sincronizá-la perfeitamente com a rede pública de distribuição (INMETRO, 2011; LIMA, 2021). Dessa forma, a eletricidade produzida pode ser consumida localmente ou injetada na rede com qualidade adequada, atendendo aos requisitos técnicos de fornecimento. Inversores modernos garantem que a energia convertida atenda aos padrões de tensão e frequência do sistema elétrico, incluindo funções de proteção que desligam o sistema fotovoltaico em caso de falhas na rede (proteção anti-ilhamento) e limitam a distorção harmônica injetada, de acordo com normas vigentes de qualidade da energia (INMETRO, 2011; CRESESB-CEPEL, 2014). Vale notar que os inversores são considerados o “coração” do sistema fotovoltaico, pois sem eles a integração da geração solar à rede seria inviável.

Além da conversão CC-CA, os inversores tipicamente incorporam algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT) para otimizar a extração de energia dos painéis ao longo do dia. Essa funcionalidade ajusta constantemente a tensão de operação do arranjo fotovoltaico de forma a encontrar o ponto em que a potência elétrica gerada seja máxima a cada instante, mesmo com variações de irradiância e temperatura, garantindo o melhor aproveitamento possível da fonte solar (RESENDE, 2017). Em um sistema fotovoltaico conectado à rede (*grid-tie*), toda a energia produzida é usada de forma imediata: se houver consumo na instalação, a geração supre parcialmente ou totalmente essa carga; caso haja excedente de geração (por exemplo, em horários de alta insolação e baixo consumo), a

energia sobrando é automaticamente injetada na rede elétrica de distribuição, revertendo o fluxo de potência para o sentido da concessionária (LIMA, 2021). Esse excedente gerado pelo sistema fotovoltaico distribuído é contabilizado no âmbito do sistema de compensação de energia – através de créditos que podem ser utilizados para abater o consumo em horários ou períodos posteriores – conforme definido pela regulação brasileira (ANEEL, 2016). Por outro lado, nos momentos em que a irradiância solar é insuficiente ou nula (como à noite), o sistema fotovoltaico deixa de gerar e a unidade consumidora passa a ser atendida integralmente pela energia proveniente da rede convencional. Em resumo, o princípio de operação dos sistemas fotovoltaicos envolve a produção descentralizada de eletricidade solar nos painéis (em CC) e sua conversão e adequação pelo inversor (em CA) para uso imediato, possibilitando tanto o autoconsumo quanto o fornecimento do excedente à rede, de forma segura e eficiente.

2.3.2 Irradiância e irradiação

Nos estudos de geração fotovoltaica, duas grandezas são fundamentais para descrever o recurso solar disponível: a irradiância e a irradiação. De forma qualitativa, a irradiância está associada à intensidade da radiação solar em um determinado instante, enquanto a irradiação representa a energia acumulada ao longo de um intervalo de tempo em uma área específica (PEREIRA et al., 2017; VILLALVA, 2015).

Conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a irradiância é definida como a potência instantânea da radiação solar incidente por unidade de área de uma superfície, sendo usualmente expressa em watts por metro quadrado (W/m^2). Em condições de céu claro ao meio-dia, a irradiância global sobre um plano aproximadamente horizontal pode atingir valores próximos de 1 000 W/m^2 em diversas regiões do país. A irradiação, por sua vez, corresponde à energia solar integrada ao longo do tempo por unidade de área, expressa em Wh/m^2 ou kWh/m^2 , obtida pela soma dos valores de irradiância em um determinado período, como um dia, um mês ou um ano (PEREIRA et al., 2017).

Villalva (2015) apresenta essa distinção de forma didática ao ilustrar a irradiância como uma grandeza que varia a cada instante do dia e a irradiação diária como o resultado da integração desses valores, fornecendo a energia total disponível por metro quadrado naquele dia. Nessa perspectiva, a irradiância está diretamente ligada à potência que um módulo fotovoltaico pode

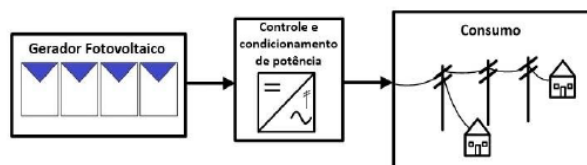
fornecer em um dado momento, enquanto a irradiação diária, mensal ou anual está associada à quantidade de energia elétrica que um sistema fotovoltaico é capaz de produzir ao longo do tempo.

No contexto de dimensionamento de sistemas conectados à rede, Pinho e Galdino (2014) destacam que dados de irradiação mensal ou anual em kWh/m² são amplamente utilizados para estimar a produção energética anual de um gerador fotovoltaico instalado em determinada localidade. A partir dessas informações é possível avaliar o potencial de geração ao longo do ano e apoiar decisões de projeto, como a potência instalada, o fator de capacidade esperado e a viabilidade técnica e econômica do sistema fotovoltaico

2.3.3 Inversores e conexão à rede de distribuição

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, o inversor desempenha a função de interface entre o gerador em corrente contínua e o sistema em corrente alternada. A energia elétrica produzida pelos módulos chega ao inversor em corrente contínua e, a partir daí, é convertida para corrente alternada com forma de onda, frequência e nível de tensão compatíveis com a instalação da unidade consumidora e com a rede pública. Ao mesmo tempo, o equipamento realiza a sincronização com o ponto de conexão, permitindo que o sistema fotovoltaico opere em paralelo com os alimentadores de distribuição, reduzindo o consumo visto pela rede quando há carga local suficiente e exportando potência ativa nos períodos em que a geração excede a demanda da unidade consumidora. A Figura 2.6 sintetiza esse arranjo, apresentando de forma esquemática o gerador fotovoltaico em corrente contínua, o estágio de controle e condicionamento de potência e a interligação com a rede de distribuição e as cargas, destacando o papel do inversor no condicionamento e no sincronismo da potência injetada (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2.6 - Esquema simplificado de sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Manuais de engenharia dedicados aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede destacam que o inversor não se limita à conversão de corrente contínua em corrente alternada, mas incorpora funções de controle e proteção que são essenciais para a operação segura em paralelo com a rede. Pinho e Galdino (2014) descrevem que o inversor monitora continuamente a tensão e a frequência no ponto de conexão, ajustando sua operação para que a energia injetada atenda às condições estabelecidas para o sistema elétrico. Villalva (2015) enfatiza que esses equipamentos devem ser capazes de detectar situações anormais, como falta de tensão, sobretensão, subtensão ou desvios significativos de frequência, promovendo a desconexão automática do gerador fotovoltaico sempre que a continuidade da operação representar risco para a instalação ou para a rede de distribuição.

A crescente participação da geração distribuída motivou o estabelecimento de requisitos específicos para a conexão de inversores às redes de distribuição, com ênfase em limites de tensão, frequência e qualidade da energia. Normas técnicas nacionais, como a ABNT NBR 16149 e a ABNT NBR 16150, definem características da interface de conexão e procedimentos de ensaio, enquanto regulamentos de avaliação da conformidade emitidos pelo Instituto de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) tratam da certificação de inversores destinados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (ABNT, 2013; INMETRO, 2014). Do ponto de vista de modelagem, entretanto, estudos de fluxo de carga e de desempenho em regime permanente representam o conjunto gerador fotovoltaico–inversor de forma agregada, como uma unidade geradora associada a barras específicas do alimentador, permitindo concentrar a análise nos efeitos da penetração fotovoltaica sobre perfis de tensão, desequilíbrio entre fases e perdas técnicas, aspectos diretamente relacionados à qualidade de energia que serão discutidos na seção seguinte.

2.4 Qualidade de energia elétrica em sistemas de distribuição

A qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição está relacionada às condições em que tensão e corrente são entregues aos consumidores, de forma a permitir o funcionamento adequado das cargas sem prejuízo de desempenho ou de vida útil. Entre os aspectos mais relevantes, destacam-se a manutenção da tensão próxima ao valor nominal, a preservação da forma de onda e o controle de variações, distorções e desequilíbrios que possam provocar aquecimento excessivo, acionamentos indevidos de proteções ou falhas em equipamentos conectados em redes monofásicas, bifásicas ou trifásicas (IEEE, 2019).

No Brasil, a avaliação da qualidade da energia em sistemas de distribuição é organizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Esses procedimentos distinguem a qualidade do serviço, relacionada à continuidade do fornecimento, da qualidade do produto, associada às grandezas elétricas medidas nos pontos de entrega, e estabelecem requisitos específicos para tensão em regime permanente, variações de curta duração, harmônicos, flutuações e desequilíbrio de tensão (ANEEL, 2021). O Módulo 8 desses procedimentos reúne as definições, os indicadores e os limites de referência aplicáveis à qualidade do produto na distribuição e serve de base para a abordagem adotada nas subseções seguintes sobre variações de tensão em regime permanente e desequilíbrio de tensão. Entre os fenômenos contemplados na qualidade do produto estão a tensão em regime permanente, as variações de curta duração, o fator de potência, as distorções harmônicas, as flutuações de tensão e o desequilíbrio de tensão (ANEEL, 2021).

A tensão em regime permanente é entendida como o valor eficaz da tensão elétrica em condições de operação estável, desconsiderando transitórios associados a manobras, curtos-circuitos ou variações momentâneas. Nos Procedimentos de Distribuição, essa grandeza é avaliada por meio de campanhas de medição em pontos representativos da rede, nas quais as tensões de leitura TL são registradas em intervalos definidos e posteriormente comparadas à tensão de referência TR. A tensão de referência é, em geral, associada à tensão nominal ou contratada. Cada leitura de tensão de leitura TL é confrontada com a tensão de referência TR e classificada em faixas de desempenho denominadas adequada, precária e crítica. As fronteiras entre essas faixas são apresentadas em tabelas específicas para cada classe de tensão e constituem a base regulatória para a avaliação de subtensões e sobretensões em redes de distribuição (ANEEL, 2021).

Em estudos de fluxo de carga e em análises de redes de distribuição, é prática consolidada expressar os resultados de tensão em termos de valor por unidade. De acordo com a relação 2.1 expressa-se a tensão $V_{pu,i}$ em termos de valor por unidade, V_i a tensão eficaz em uma barra i e V_{ref} a tensão de referência adotada para o sistema

$$V_{pu,i} = \frac{V_i}{V_{ref}} \quad (2.1)$$

A partir dessa relação, o desvio percentual de tensão, em 2.2, pode ser escrito como:

$$\Delta V_i[\%] = 100x \frac{|V_i - V_{ref}|}{V_{ref}} \quad (2.2)$$

Essas expressões permitem relacionar diretamente os resultados de simulação ou medição com as faixas definidas em função de TL/TR, sendo amplamente utilizadas em estudos que aplicam o Módulo 8 em avaliações de conformidade de tensão em regime permanente.

Para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, usualmente empregados em redes de distribuição em média tensão, o Módulo 8 do PRODIST estabelece limites de enquadramento da tensão de atendimento em função da relação entre a tensão de leitura TL e a tensão de referência TR. Os valores utilizados para classificar as faixas adequada, precária e crítica estão sintetizados na Tabela 1, que é tomada como referência para a avaliação de subtensões e sobretensões em regime permanente neste trabalho (ANEEL, 2021).

Tabela 2.1 - Faixas de enquadramento da tensão de atendimento em redes de distribuição de média tensão

Faixa adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Faixa precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Faixa crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$.

Fonte: Adaptado ANEEL (2021)

2.5 Impactos da Geração Fotovoltaica nas Redes de Distribuição

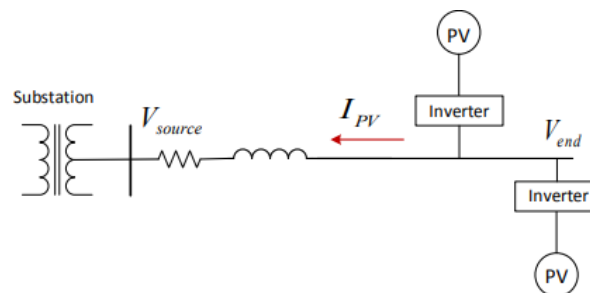
A integração crescente de sistemas fotovoltaicos distribuídos às redes de distribuição altera de maneira significativa o comportamento elétrico dos alimentadores. Em particular, observam-se modificações nos perfis de tensão, com possibilidade de ocorrência de sobretensões em regime permanente, variações nas perdas técnicas ao longo dos circuitos e alterações em parâmetros de qualidade da energia elétrica, como os níveis de distorção harmônica. Esses fenômenos decorrem, em grande medida, do fato de que redes originalmente concebidas para fluxo unidirecional de potência passam a operar com fluxos bidirecionais, em função da injeção local de potência ativa e, em alguns casos, de potência reativa por sistemas fotovoltaicos conectados à rede (KERSTING, 2017).

Segundo Rangel (2024), os efeitos da geração distribuída fotovoltaica sobre a operação de redes de distribuição dependem fortemente do nível de penetração instalado, da localização das unidades geradoras e da topologia do alimentador. Em níveis moderados, a geração distribuída tende a contribuir para a melhoria do perfil de tensão e para a redução das perdas, sobretudo quando instalada próxima aos centros de carga. Resultados semelhantes são apresentados por Lemes, Alves e Júnior (2023), que analisam um sistema de potência modelado no OpenDSS e observam redução de perdas e elevação controlada das tensões em cenários de penetração intermediária.

Quando a penetração fotovoltaica se torna elevada, o quadro operacional se torna mais complexo. Em determinados períodos do dia, o excedente de potência gerada localmente pode superar a demanda da área atendida, estabelecendo fluxos reversos em direção à subestação e aumentando o risco de violações dos limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST (ANEEL, 2023). Medeiros (2014) destaca que, além dos impactos sobre tensão e perdas, a presença maciça de inversores conectados à rede exige atenção quanto à distorção harmônica e a outros índices de qualidade de energia, sob pena de comprometer o desempenho e a vida útil de equipamentos sensíveis.

A Figura 2.7 apresenta um diagrama conceitual de alimentador radial com geração fotovoltaica distribuída, no qual se evidencia a condição de fluxo reverso em direção à subestação quando a geração local excede a demanda atendida. Essa representação é utilizada para explicitar a mudança do padrão operacional do alimentador e introduzir a discussão dos efeitos sobre tensão, perdas técnicas e qualidade da energia.

Figura 2.7 - Condição de fluxo reverso em alimentador radial com geração fotovoltaica distribuída.



Fonte: adaptado de Jothibas, Dubey e Santoso (2016, p. 8).

2.5.1 Sobretensões em alimentadores

A injeção de potência fotovoltaica em períodos de baixa carga pode elevar os níveis de tensão da rede além dos limites operacionais recomendados. Em condição convencional, a potência flui predominantemente da subestação para as cargas, produzindo quedas de tensão ao longo do alimentador. Com a conexão de unidades fotovoltaicas em múltiplos pontos da rede, o fluxo pode se tornar bidirecional e, em situações de excedente de geração local, parte da potência escoar em direção à subestação, alterando o perfil de tensões ao longo dos nós do sistema (RANGEL, 2024).

Do ponto de vista teórico, a variação de tensão ao longo de um alimentador radial (ΔV_i) pode ser aproximada, para pequenas variações, por uma expressão linear em função das potências ativa e reativa que fluem no trecho, dos parâmetros elétricos da linha e da tensão de referência. Kersting (2017) apresenta, para um trecho entre dois nós, uma relação na qual R e X representam, respectivamente, a resistência e a reatância equivalentes do ramo, P e Q representam as potências ativa e reativa que circulam no trecho, e V_{ref} é a tensão de referência do sistema. Essa relação é apresentada na Equação (2.3):

$$\Delta V_i \approx 100x \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_{ref}} \quad (2.3)$$

Essa expressão evidencia que a queda ou elevação de tensão está associada à interação entre os parâmetros elétricos do trecho e as potências que nele circulam. Quando a geração fotovoltaica se encontra próxima às cargas, a injeção local de potência ativa tende a reduzir o fluxo a montante e, conseqüentemente, a parcela associada à queda de tensão, contribuindo para elevar o nível de tensão no ponto de conexão. Em condições de baixo carregamento, a potência injetada pode exceder a demanda da região, invertendo o sentido do fluxo de potência e resultando em elevação de tensão, sobretudo em barras próximas aos pontos de conexão e em trechos mais afastados da subestação. Se não houver mecanismos de mitigação adequados, essa elevação pode conduzir a sobretensões em regime permanente.

Do ponto de vista normativo, o Módulo 8 do PRODIST define faixas de enquadramento da tensão de atendimento, estabelecendo a faixa adequada entre 0,93 e 1,05 por unidade em relação à

tensão de referência, além de faixas precária e crítica para valores fora desse intervalo (ANEEL, 2021). Em termos práticos, tensões acima de 1,05 por unidade, quando observadas de forma recorrente, configuram situação indesejável do ponto de vista da qualidade do produto e podem levar à aplicação de compensações associadas aos indicadores regulatórios de conformidade de tensão.

Estudos de capacidade de hospedagem em alimentadores de distribuição indicam que, à medida que se eleva a penetração fotovoltaica, as tensões em determinados nós da rede podem se aproximar ou exceder o limite superior em horários de baixa carga e alta irradiância. Rangel (2024) relata esse comportamento em sistemas teste do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) e em alimentadores reais, destacando que a capacidade de conexão adicional passa a ser limitada por sobretensões em regime permanente. Lemes, Alves e Júnior (2023) apresentam resultados semelhantes em estudo realizado no OpenDSS, evidenciando que a elevação de tensão se torna mais pronunciada em trechos próximos aos pontos de conexão dos geradores. Medeiros (2014) destaca que estratégias como ajuste de taps, uso de reguladores de tensão e o controle de potência reativa por inversores podem atuar na mitigação de sobretensões, particularmente em cenários de alta penetração.

2.5.2 Perdas técnicas na rede

As perdas técnicas em redes de distribuição estão fortemente associadas ao efeito Joule nos condutores e enrolamentos de transformadores, sendo proporcionais ao quadrado da corrente que circula em cada trecho. Kersting (2017) apresenta, em forma simplificada, a expressão 2.4

$$P_{perdas} = \sum_{i=1}^n R_i \cdot I_i^2 \quad (2.4)$$

em que R_i representa a resistência equivalente do trecho i e I_i é a corrente que o percorre. Essa relação evidencia que pequenas reduções na corrente ao longo de segmentos extensos da rede podem produzir reduções significativas nas perdas técnicas totais.

Em níveis moderados de penetração, a geração fotovoltaica próxima aos centros de carga reduz o suprimento de potência ativa pela subestação e diminui as correntes em trechos do

alimentador, resultando em redução das perdas técnicas. Kuhnen (2024) evidencia esse efeito ao comparar cenários de penetração e posicionamento da geração distribuída, destacando a localização como fator determinante para os ganhos de eficiência.

Quando a penetração fotovoltaica se torna elevada, o comportamento das perdas pode deixar de ser monotonicamente decrescente. Méndez-Quezada, Rivier-Abbad e Gómez San Román (2006) mostram que, a depender do nível de penetração e do padrão de conexão da geração distribuída, as perdas podem apresentar uma trajetória em forma de U, com redução inicial até um ponto de mínimo e posterior aumento, associada à mudança dos fluxos e ao incremento de correntes em trechos específicos do alimentador.

Resultados semelhantes são apresentados por Beza, Bollen e Ribeiro (2020), que desenvolvem expressões analíticas para estimar perdas em redes com geração fotovoltaica e mostram que existe um nível de penetração ótimo em que as perdas são minimizadas. A partir desse ponto, o aumento da potência instalada tende a elevar novamente as perdas devido à intensificação de fluxos reversos e à possível sobrecarga de alguns trechos da rede.

3. METODOLOGIA

Este capítulo descreve a metodologia adotada para avaliar os impactos da geração fotovoltaica em um sistema de distribuição desbalanceado. Inicialmente, apresenta-se o sistema teste 13 barras pelo Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) empregado como estudo de caso e a forma como seus principais componentes foram representados no ambiente de simulação. Em seguida, detalham-se a modelagem da geração fotovoltaica, os perfis de irradiância considerados e os níveis de penetração definidos para os cenários de análise. Na sequência, descrevem-se a plataforma de simulação implementada com o software OpenDSS integrado à linguagem Python, bem como os recursos empregados para organização, pós-processamento e visualização dos resultados. Por fim, apresentam-se os procedimentos de simulação adotados para o caso base e para os diferentes cenários com geração fotovoltaica, além dos indicadores utilizados na avaliação de tensões e perdas técnicas ao longo de um horizonte diário.

3.1 Sistema IEEE 13 Barras

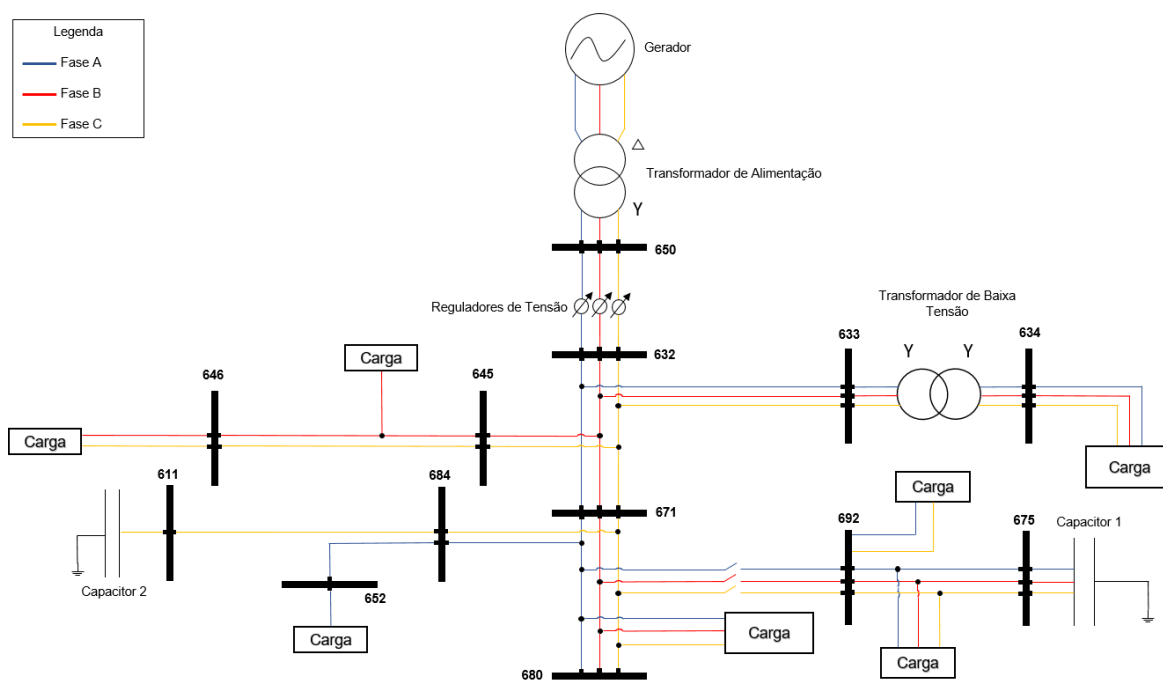
Neste trabalho foi adotado como sistema de estudo um alimentador radial de média tensão com treze barras, conhecido na literatura como sistema teste IEEE 13 barras. Trata-se de uma rede de distribuição de pequeno porte, alimentada a partir de um barramento em 115 kV, com rebaixamento para 4,16 kV na subestação e a presença de um transformador adicional que atende cargas em baixa tensão de 0,48 kV. A escolha desse modelo possibilita reproduzir, em ambiente computacional, condições de operação típicas de alimentadores com elevado carregamento e regime fortemente desbalanceado entre fases.

Segundo Kersting (1991), os alimentadores de teste propostos pela IEEE foram desenvolvidos para fornecer conjuntos padronizados de dados destinados à validação e à comparação de programas de análise de sistemas de distribuição, contemplando diferentes topologias, níveis de carregamento e modelos de carga. Schneider et al. (2018) destacam que o sistema IEEE 13 barras se caracteriza por ser um alimentador compacto, com desequilíbrio acentuado entre fases e presença de dispositivos de compensação reativa, o que o torna adequado

para estudos de fluxo de potência, avaliação de perfis de tensão e análise de impactos da geração distribuída em redes de média tensão.

Na modelagem adotada, o circuito IEEE 13 barras foi representado no software OpenDSS, preservando-se a topologia radial e os níveis de tensão de 115 kV, 4,16 kV e 0,48 kV. Conforme o diagrama trifilar apresentado na Figura 3.1, o alimentador é suprido por um transformador de subestação ligado em delta no lado de 115 kV e em estrela aterrada no lado de 4,16 kV. A jusante, o circuito inclui um banco de três reguladores monofásicos entre as barras 650 e RG60, um transformador de 4,16/0,48 kV entre as barras 633 e 634, trechos de linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas, bancos de capacitores conectados nas barras 675 e 611 e uma chave entre as barras 671 e 692 operando normalmente fechada. Nas simulações, os reguladores de tensão foram mantidos com taps fixos e com o modo de controle desativado no OpenDSS, de forma a evitar atuação automática durante a varredura diária e, assim, isolar os efeitos da variação de carga e da inserção de geração fotovoltaica sobre os perfis de tensão

Figura 3.1 - Diagrama trifilar do sistema de distribuição IEEE 13 barras



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2 Modelagem da carga

A Tabela 1.1 apresenta a caracterização das cargas de pico associadas às principais barras do sistema, indicando, para cada carga, o tipo de conexão, a tensão de base e as potências ativa e reativa por fase. Observa-se a presença de uma carga trifásica de maior porte na barra 671, conectada em delta em 4,16 kV, além de cargas monofásicas em 2,4 kV e 0,277 kV nas barras 634, 645, 652, 675, 670 e 611, bem como cargas bifásicas em delta nas barras 646 e 692. Essa distribuição assimétrica de potência entre as fases evidencia o desbalanceamento intrínseco de demanda do alimentador, o qual é considerado nas análises apresentadas nos capítulos de resultados e discussão, tanto para o caso base quanto para os cenários com inserção de geração distribuída fotovoltaica.

Tabela 3.1 - Caracterização das Cargas de Pico nas Barras do Sistema de Distribuição IEEE 13 barras

Carga	Tipo de Conexão	Tensão de Base (kV)	Potência Ativa na Fase A (kW)	Potência Reativa na Fase A (kVAr)	Potência Ativa na Fase B (kW)	Potência Reativa na Fase B (kVAr)	Potência Ativa na Fase C (kW)	Potência Reativa na Fase C (kVAr)
671	Trifásica	4,16	1155	660	1155	660	1155	660
634a	Monofásica	0,277	160	110	0	0	0	0
634b	Monofásica	0,277	0	0	120	90	0	0
634c	Monofásica	0,277	0	0	0	0	120	90
645	Monofásica	2,4	0	0	170	125	0	0
646	Bifásica	4,16	0	0	230	132	230	132
692	Bifásica	4,16	170	151	0	0	170	151
675a	Monofásica	2,4	485	190	0	0	0	0
675b	Monofásica	2,4	0	0	68	60	0	0
675c	Monofásica	2,4	0	0	0	0	290	212
611	Monofásica	2,4	0	0	0	0	170	80
652	Monofásica	2,4	128	86	0	0	0	0
670a	Monofásica	2,4	17	10	0	0	0	0
670b	Monofásica	2,4	0	0	66	38	0	0
670c	Monofásica	2,4	0	0	0	0	117	68

Fonte: Elaborado pelo autor.

O comportamento temporal da demanda no sistema IEEE 13 barras foi representado por um perfil diário de carga de natureza predominantemente residencial, implementado no OpenDSS com duração de 24 horas e taxa de variação de uma hora. Esse perfil é definido por multiplicadores aplicados às potências de pico das cargas apresentadas na Tabela 3.2, resultando em baixos níveis de demanda nas primeiras horas da madrugada, patamar intermediário ao longo do dia e aumento

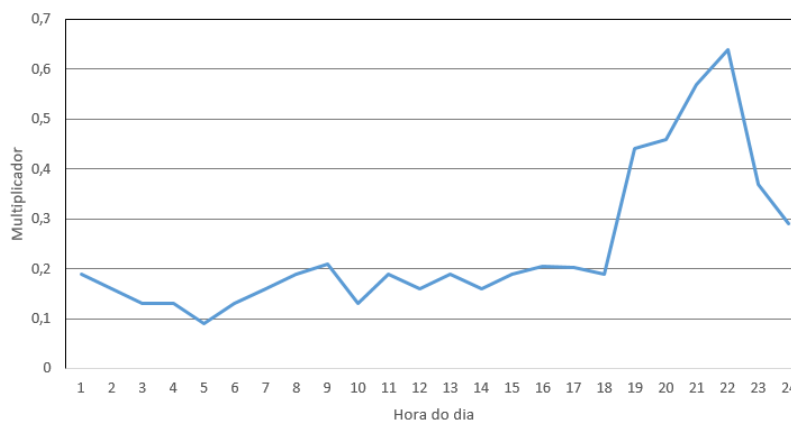
mais acentuado no início da noite, quando ocorre o pico de consumo. A Figura 3.2 apresenta o perfil diário normalizado de demanda, nota-se que os maiores níveis de consumo diário se concentram aproximadamente entre 18h e 22h, intervalo em que a curva assume seus valores mais elevados.

Tabela 3.2 - Multiplicadores horários do loadshape CurvadeCarga

Loadshape (CurvadeCarga)												
Horário	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h
Multiplicador	0,19	0,16	0,13	0,13	0,09	0,13	0,16	0,19	0,21	0,13	0,19	0,16
Horário	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
Multiplicador	0,19	0,16	0,19	0,205	0,203	0,19	0,44	0,46	0,57	0,64	0,37	0,29

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.2 - Curva de demanda diário do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 Modelagem da geração fotovoltaica

A geração distribuída considerada neste trabalho é representada por unidades fotovoltaicas conectadas em barras selecionadas do sistema teste, de forma a reproduzir a inserção de geração

em nível de distribuição em diferentes pontos do alimentador. A potência ativa injetada por essas unidades varia ao longo do dia conforme perfis horários de irradiância, adotados de modo compatível com a abordagem de simulação em regime diário empregada para a demanda. A utilização de perfis distintos para condições típicas de verão e de inverno permite avaliar a influência da sazonalidade do recurso solar sobre os perfis de tensão, as perdas técnicas e o carregamento do transformador de subestação.

Nas simulações, assume-se operação com fator de potência unitário, de modo que a contribuição das unidades fotovoltaicas esteja associada exclusivamente à potência ativa injetada. A partir dos perfis horários de irradiância são construídas curvas diárias normalizadas de geração para cada condição sazonal, as quais são aplicadas nos estudos em regime diário. Os procedimentos de obtenção e parametrização desses perfis são apresentados na sequência.

3.3.1 Perfis de irradiância de verão e inverno

Os perfis de irradiância utilizados neste trabalho foram obtidos a partir de dados horários de irradiância global horizontal (GHI) para a cidade do Rio de Janeiro, extraídos do National Solar Radiation Database (NSRDB), mantido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). A escolha do Rio de Janeiro deve-se à sua localização em baixa latitude e à elevada disponibilidade de radiação ao longo do ano, com sazonalidade moderada.

A GHI representa a irradiância solar incidente sobre um plano horizontal ao nível do solo, integrando as componentes direta e difusa da radiação. A partir da série horária de GHI disponibilizada pelo NSRDB para o Rio de Janeiro, foram selecionados meses representativos para o verão e inverno. Para o verão foram considerados os meses de junho, julho e agosto, enquanto para o inverno foram utilizados os meses de dezembro, janeiro e fevereiro. Em cada conjunto de meses, agrupando todos os dias disponíveis, calculou-se, para cada hora do dia, a média dos valores de GHI, obtendo-se dois perfis médios diários de irradiância, um associado ao verão e outro ao inverno, cujos valores horários estão apresentados, respectivamente, na Tabela 3.3 e na Tabela 3.4.

Tabela 3.3 - Valores horários médios de irradiância global horizontal referentes ao dia típico de verão

Loadshape Verão												
Horário	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h
Multiplicador	0	0	0	0	0	0	0,062	0,216	0,403	0,563	0,705	0,762
Horário	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
Multiplicador	0,799	0,777	0,664	0,500	0,351	0,178	0,057	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

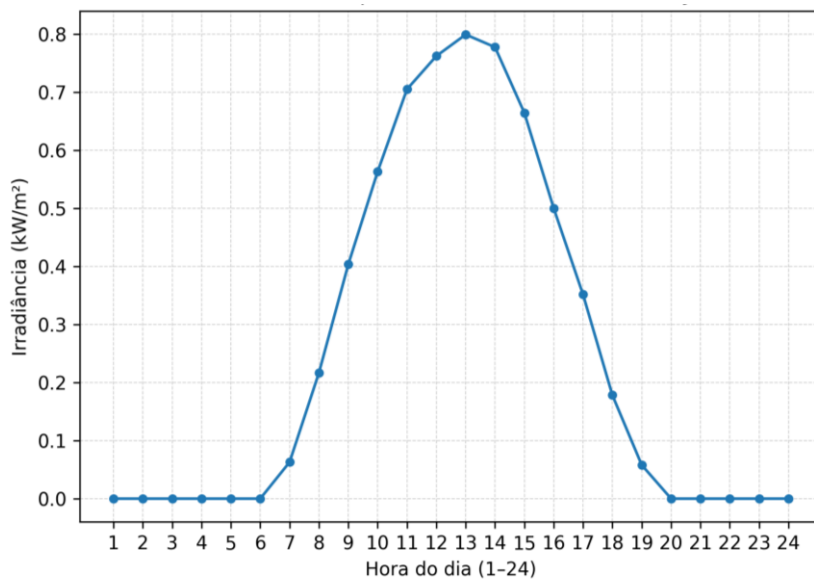
Tabela 3.4 - Valores horários médios de irradiância global horizontal referentes ao dia típico de inverno

Loadshape Inverno												
Horário	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h
Multiplicador	0	0	0	0	0	0	0	0,060	0,220	0,377	0,513	0,593
Horário	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
Multiplicador	0,631	0,609	0,510	0,374	0,200	0,045	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

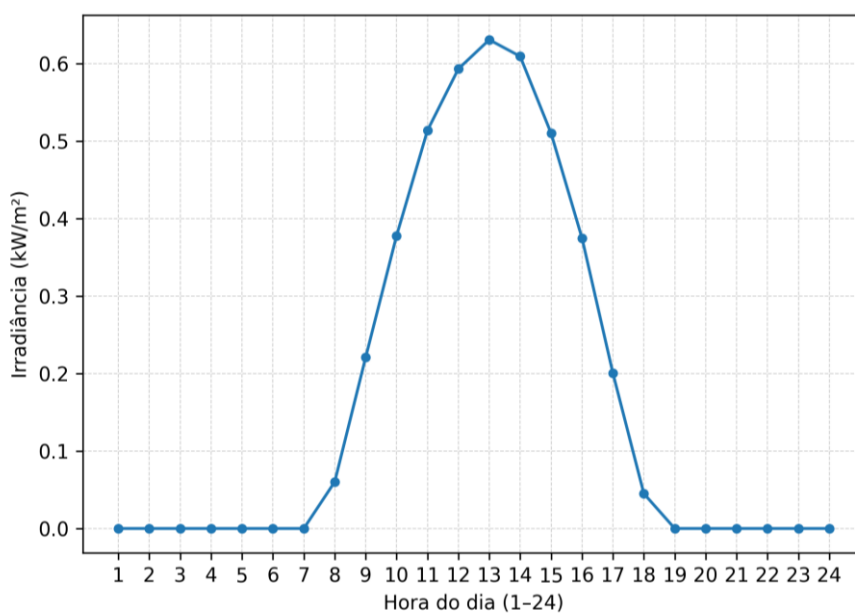
As curvas resultantes do processamento dos dados de GHI são apresentadas nas Figuras 3.3 e 3.4. A Figura 3.3 mostra o perfil diário médio de irradiância global horizontal correspondente ao dia típico de verão do Rio de Janeiro, em função da hora do dia, ao passo que a Figura 3.4 apresenta o perfil médio obtido para o dia típico de inverno. Esses perfis evidenciam a maior duração e intensidade de irradiância no verão, bem como a janela de geração mais curta e com valores menores no inverno, constituindo a base física para a caracterização sazonal da geração fotovoltaica utilizada nas simulações deste trabalho.

Figura 3.3 - Perfil diário médio de irradiância para o período de verão no Rio de Janeiro.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.4 - Perfil diário médio de irradiância para o período de inverno no Rio de Janeiro.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.2 Níveis de penetração fotovoltaica

Neste trabalho, o nível de penetração da geração fotovoltaica (NP) é definido como a razão entre a potência ativa nominal total instalada em unidades fotovoltaicas no alimentador ($P_{FV,tot}$) e a potência ativa total da carga instalada ($P_{carga,inst}$) expressa em porcentagem:

$$NP = \frac{P_{FV,tot}}{P_{carga,inst}} \times 100 \quad (3.1)$$

Considera-se como potência de referência $P_{carga,inst}$ a soma das potências ativas de pico das cargas do sistema, conforme a Tabela 1.1. Assim, para cada valor de NP selecionado, a potência fotovoltaica total $P_{FV,tot}$ é calculada a partir da expressão apresentada anteriormente e, em seguida, distribuída entre as unidades fotovoltaicas conectadas às barras definidas na Subseção 3.5.

3.3.3 Estratégia de alocação da geração fotovoltaica

A localização da geração fotovoltaica ao longo do alimentador influencia diretamente os perfis de tensão e as perdas técnicas. Georgilakis e Hatziargyriou (2013) indicam que estudos de alocação de geração distribuída em redes de distribuição são frequentemente estruturados por meio de cenários que combinam diferentes pontos de conexão e níveis de potência instalada, permitindo comparar a inserção de geração em barras próximas à subestação, em trechos intermediários e em barras de extremidade. Tavares (2018) destaca que essa abordagem por cenários possibilita quantificar de forma sistemática os impactos da penetração fotovoltaica, mantendo inalteradas as demais características do alimentador.

Neste trabalho, adotou-se uma estratégia de análise por cenários na qual, em cada simulação, a geração fotovoltaica é conectada a um único barramento de carga do sistema IEEE 13 barras, respeitando o nível de tensão, o tipo de conexão e as fases existentes na barra considerada. Para cada barramento candidato, são avaliados níveis crescentes de penetração fotovoltaica, conforme definido na Subseção 3.3.2, mantendo-se fixos os perfis horários de carga e os perfis de irradiância. Em cada cenário são registradas as tensões por fase em todos os barramentos e as perdas

ativas do alimentador, de modo a identificar as localizações mais sensíveis à inserção de geração fotovoltaica.

As simulações realizadas utilizam o OpenDSS como núcleo de cálculo e a linguagem de programação Python como ambiente de automação e tratamento de dados. O OpenDSS é responsável pela solução do fluxo de potência em regime permanente senoidal no sistema IEEE 13 barras, enquanto o Python organiza a definição dos cenários, controla a execução das simulações e processa as grandezas elétricas obtidas, gerando as tabelas e figuras empregadas na análise.

3.4 Plataforma de Simulação

3.4.1 OpenDSS

O OpenDSS (Open Distribution System Simulator) é um simulador destinado ao estudo de sistemas de distribuição, capaz de representar redes monofásicas e trifásicas desbalanceadas em regime permanente senoidal. O programa resolve o fluxo de potência por meio de modelagem fasorial de tensões e correntes, permitindo avaliar perfis de tensão, correntes em ramos e fluxos de potência ativa e reativa em elementos como linhas, transformadores, capacitores, cargas e unidades de geração distribuída.

O software dispõe de recursos para estudos de fluxo de carga, cálculo de correntes de curto-circuito, avaliação de diferentes níveis de penetração de geração distribuída e simulações com variação temporal ao longo do dia ou do ano. Esses recursos são configurados por meio de comandos em linguagem de script, que criam e editam elementos do circuito, definem opções de solução e acionam o processo de cálculo. Cada dispositivo pertence a uma classe específica, como Line, Transformer, Load, Capacitor ou PVSystem, na qual são informados os parâmetros elétricos correspondentes. As Curvas de carga e de geração são representadas por elementos do tipo Loadshape, que armazenam multiplicadores horários aplicados às potências nominais das cargas e das fontes de geração.

Nas simulações deste trabalho utiliza-se o modo de solução diário, com vinte e quatro passos de uma hora, de forma que, a cada passo, o OpenDSS atualiza as potências das cargas e dos geradores conforme os valores definidos nos elementos Loadshape associados ao perfil de carga CurvadeCarga e aos perfis sazonais de geração fotovoltaica. Os reguladores de tensão são mantidos

em posição fixa e com o controle desativado, de modo que as variações observadas nas tensões e nos indicadores de qualidade de energia resultem apenas da combinação entre o comportamento diário da demanda e os níveis de penetração fotovoltaica considerados.

3.4.2 Ambiente Python

A linguagem Python é utilizada como camada de automação para interação com o OpenDSS, configuração dos cenários de estudo e tratamento dos resultados. Foi desenvolvido um script que executa o modelo do sistema no OpenDSS, define o modo de solução diário, parametriza o nível de penetração fotovoltaica e a barra de conexão dos geradores em cada cenário e, para cada caso, realiza as simulações correspondentes aos perfis de verão e de inverno.

Ao final de cada simulação, o script coleta as tensões por fase em todos os barramentos, as perdas ativas no alimentador e a potência aparente no transformador de subestação. Em seguida, essas informações são organizadas em estruturas de dados apropriadas para análise, permitindo a geração sistemática de tabelas e gráficos, os quais são apresentados e discutidos nos capítulos de resultados e discussão.

3.5 Procedimentos de simulação e indicadores de análise

Nesta subseção descrevem-se os procedimentos adotados para a realização das simulações e os indicadores utilizados na avaliação dos cenários. Em todas as análises, mantiveram-se a topologia do sistema IEEE 13 barras e o perfil diário de carga apresentados nas subseções anteriores. As simulações foram conduzidas no OpenDSS em modo diário, com passo de 1 hora ao longo de 24 horas, de modo que cada solução represente o estado da rede em um horário específico do dia. Para cada cenário e para cada nível de penetração fotovoltaica, o circuito é recompilado, associam-se as curvas de carga e de irradiância, respectivamente, às cargas e aos sistemas fotovoltaicos e, em seguida, resolve-se o fluxo de potência de forma sequencial para todas as horas do período analisado.

Ao final de cada simulação, extraem-se as magnitudes de tensão em por unidade (p.u.), por fase, em todos os barramentos, as perdas técnicas ativas horárias do sistema, a energia diária associada às perdas e o carregamento do transformador de subestação, expresso em potência

aparente trifásica e, quando aplicável, por fase. As tensões são avaliadas com base nas faixas de atendimento estabelecidas no Módulo 8 do PRODIST para pontos de conexão com tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV, cuja faixa adequada é definida entre 0,93 p.u. e 1,05 p.u., adotada neste trabalho como intervalo operacional desejável. Para cada hora, contabiliza-se o número de fases com tensão fora dessa faixa e, adicionalmente, registram-se ocorrências de subtensão inferior a 0,90 p.u. como situações críticas. De forma análoga, valores superiores a 1,05 p.u. são tratados como sobretensão relevante no contexto avaliado.

Os cenários analisados são:

a) Caso base sem geração fotovoltaica: considera-se o sistema operando sem a presença de geração distribuída fotovoltaica. Os resultados obtidos servem como referência para quantificar o efeito incremental da inserção dos sistemas fotovoltaicos nos demais cenários.

b) Cenários com geração fotovoltaica para o verão: considera-se o sistema submetido ao perfil médio diário de irradiância representado pelo loadshape PV_Summer. São avaliados níveis progressivos de penetração fotovoltaica, adotando-se uma grade base de percentuais e, quando necessário, refinamento em incrementos menores na vizinhança do limiar de violação de tensão.

c) Cenários com geração fotovoltaica para o inverno: considera-se o sistema submetido ao perfil médio diário de irradiância representado pelo loadshape PV_Winter. De forma análoga ao verão, são avaliados níveis progressivos de penetração fotovoltaica, com refinamento quando necessário para determinar o limiar de violação.

As análises com varredura de penetração fotovoltaica são realizadas nas barras 611, 652 e 671, selecionadas por representarem condições elétricas distintas do sistema e por permitirem comparar respostas em pontos com diferentes sensibilidades de tensão. Para cada barra e para cada sazonalidade, define-se NP_{crit} como o menor nível de penetração fotovoltaica capaz de produzir sobretensão, isto é, tensão máxima superior a 1,05 p.u. em qualquer hora do dia e em qualquer fase existente na barra analisada.

No que se refere aos indicadores utilizados, avaliam-se desempenho de tensão em regime permanente, perdas técnicas e carregamento do transformador de subestação. As magnitudes de

tensão em p.u. são calculadas a cada hora e comparadas com a faixa de atendimento adotada, registrando-se as violações, o valor máximo observado, a fase crítica e o horário de ocorrência. Quanto às perdas técnicas, o OpenDSS fornece, em cada solução horária, a perda total de potência ativa no sistema; esses valores são armazenados e somados ao longo das vinte e quatro horas para obtenção da perda diária de energia. Por fim, o carregamento do transformador de subestação é monitorado por meio da potência aparente no secundário e do fator de carregamento percentual em relação à potência nominal, registrando-se adicionalmente o sinal da potência ativa ao longo do dia para identificar fluxo reverso quando a potência ativa resultar negativa no sentido adotado na simulação.

4. Resultados e Discussões

Este capítulo apresenta e discute os resultados obtidos nas simulações em regime diário (24 h) do sistema IEEE 13 barras. Inicialmente, toma-se como referência o caso base sem geração fotovoltaica. Em seguida, avaliam-se cenários com inserção de geração fotovoltaica, considerando diferentes níveis de penetração e distintas barras de conexão. A análise é conduzida com base nos indicadores definidos na metodologia, com ênfase nos perfis de tensão por fase em todos os barramentos, na verificação de violações da faixa de referência de 0,93 a 1,05 p.u., nas perdas técnicas ativas ao longo do dia e no carregamento do transformador de subestação, quantificado pela potência aparente trifásica e, quando aplicável, por fase.

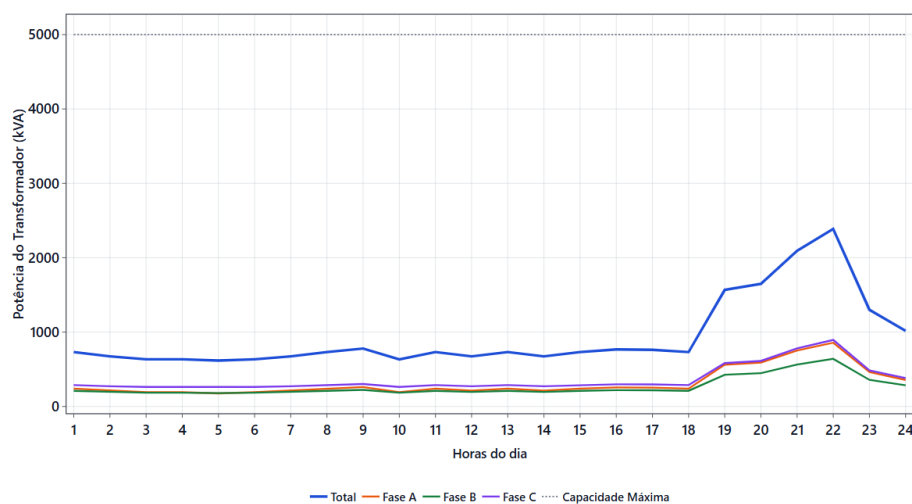
A organização do capítulo segue uma sequência comparativa voltada a facilitar a interpretação dos impactos da geração fotovoltaica. A Seção 4.1 caracteriza o comportamento do alimentador no caso base, estabelecendo o padrão de tensões, perdas e carregamento ao longo do dia. As Seções 4.2 e 4.3 avaliam os cenários fotovoltaicos sob perfis de irradiância típicos de verão e inverno, respectivamente, mantendo o mesmo perfil de carga e comparando, para cada barra de conexão, os efeitos sobre tensão, perdas e carregamento do transformador. Por fim, a Seção 4.4 consolida a comparação entre verão e inverno, evidenciando como a sazonalidade da irradiância condiciona a magnitude das alterações observadas e os limites operacionais do sistema para os níveis de penetração analisados.

4.1 Caso base

Nesta subseção são apresentados os resultados obtidos para o caso base, isto é, o alimentador operando apenas com as cargas originalmente especificadas, sem a presença de geração distribuída fotovoltaica. O objetivo é caracterizar o perfil diário de carregamento do transformador de subestação e os níveis de tensão nas barras do sistema ao longo de 24 horas simuladas.

Na Figura 4.1 apresenta-se o perfil diário de potência aparente no transformador da subestação, bem como as potências por fase no secundário em 4,16 kV. Observa-se que, entre 1h e 17h, o carregamento total permanece relativamente baixo, com valores na faixa de aproximadamente 600 a 800 kVA, coerentes com o menor consumo nas primeiras horas do dia. A partir de 18h verifica-se um aumento acentuado da potência, com crescimento quase contínuo até cerca de 22h, quando o valor total atinge em torno de 2400 kVA, o que representa algo próximo de 50% da capacidade nominal de 5000 kVA. Após esse pico, o carregamento volta a reduzir, aproximando-se de 1000 kVA às 23h. As curvas individuais das fases A, B e C indicam que a fase C permanece ligeiramente mais carregada ao longo de todo o dia, seguida da fase B e, por último, da fase A, caracterizando um desbalanço moderado de cargas, porém sem aproximação do limite de operação do transformador.

Figura 4.1 – Potência no transformador (caso base)

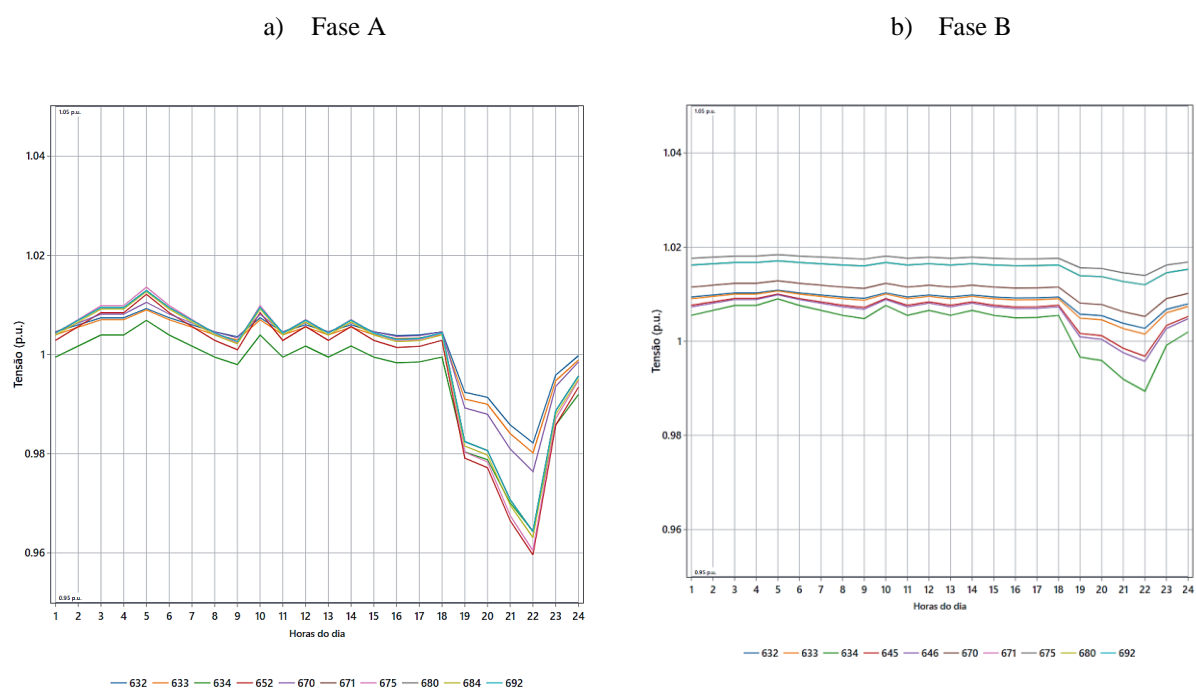


Fonte: Elaborado pelo autor.

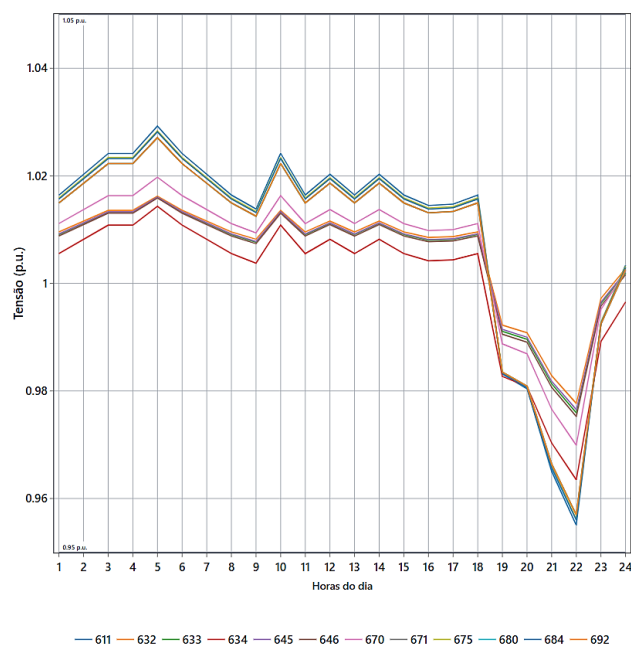
O perfil de tensão ao longo do dia em todas as barras do alimentador é apresentado na Figura 4.2, a qual ilustra, separadamente, as fases A, B e C. Em cada fase, cada curva corresponde a um barramento conectado à respectiva fase, abrangendo o período de 0 h a 23 h. Observa-se que os maiores valores de tensão ocorrem nas primeiras horas da madrugada, com pico em torno de 4 h, quando o carregamento do alimentador é reduzido. Por outro lado, as menores tensões concentram-se no início da noite, a partir de 18 h, atingindo o valor mínimo por volta de 22 h, em condição de maior carregamento. Considerando-se o conjunto de barras e fases, as tensões situam-se aproximadamente entre 0,96 p.u. e 1,03 p.u., sem ocorrência de subtensão ou sobretensão fora da faixa de 0,93 p.u. a 1,05 p.u. adotada neste estudo.

Ao analisar as curvas por barramento, observa-se que barras mais próximas do ponto de alimentação em 4,16 kV, como 632 e 671, apresentam tensões ligeiramente superiores ao longo do dia, com valores tipicamente em torno de 1,00 a 1,02 p.u. e mínimos ainda acima de aproximadamente 0,98 p.u. Em contraste, barras pertencentes a ramais laterais e pontos terminais, a exemplo de 645, 646, 634, 611, 652, 675, 680, 684 e 692, concentram os menores valores de tensão no início da noite, com magnitudes próximas de 0,96 p.u., refletindo a maior distância elétrica em relação ao ponto de alimentação e a presença de cargas monofásicas nos trechos finais de rede. A comparação entre as fases mostra diferenças moderadas: na fase B as tensões permanecem, na maior parte dos barramentos, em uma faixa mais estreita em torno de 1,0 p.u., enquanto nas fases A e C as variações são um pouco mais pronunciadas, sobretudo nas barras terminais de baixa tensão, onde se observa queda de tensão mais acentuada entre o fim da tarde e o início da noite. Apesar dessas diferenças entre barras e fases, os valores permanecem dentro da faixa de operação adotada para o estudo, sem ocorrência de violações de tensão em regime permanente na condição base.

Figura 4.2 - Perfil de tensão nas barras da rede. a) Fase A. b) Fase B. c) Fase C.



c) Fase C



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 4.1 sintetizada as tensões na fase A no horário de pico. Observa-se que barramentos em 4,16 kV mais próximos do ponto de alimentação, como 632, 670 e 671, apresentam tensões entre aproximadamente 0,976 e 0,982 p.u. às 22h. Já barramentos associados a ramais laterais com cargas monofásicas em 2,4 kV e 0,277 kV, como 634, 675, 684 e 652, concentram os menores valores de tensão dessa fase, com magnitudes em torno de 0,963 a 0,968 p.u., chegando a cerca de 0,960 p.u. em 652. Esses resultados são compatíveis com o efeito cumulativo das quedas de tensão ao longo dos trechos finais do alimentador e com a presença de cargas monofásicas nesses pontos.

Tabela 4.1 - Tensão por barramento no horário de pico (22:00 horas) - Fase A

Barramento	Tensão (p.u.)
632	0,9822
633	0,9802
634	0,9644
652	0,9596
670	0,9764
671	0,9643
675	0,9605
680	0,9643
684	0,9631
692	0,9643

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em referência à fase B no mesmo horário de 22h, observa-se um comportamento globalmente mais favorável. Barramentos como 675, 680, 671 e 692 mantêm tensões ligeiramente superiores a 1,0 p.u., com valores típicos em torno de 1,01 a 1,02 p.u., enquanto barras de baixa tensão, como 634, permanecem muito próximas de 1,0 p.u. Essa configuração sugere que, na fase B, a distribuição das cargas monofásicas e bifásicas é mais equilibrada ao longo do alimentador, resultando em quedas de tensão menos pronunciadas mesmo no período de maior demanda. A Tabela 4.2 ilustra esse caso.

Na fase C, apresentada na Tabela 4.3, concentram-se as menores tensões do caso base no horário de 22 horas. Barramentos em 4,16 kV mais próximos do ponto de alimentação, como 632, 633, 645 e 646, mantêm tensões entre cerca de 0,975 e 0,978 p.u., enquanto ramais terminais com cargas monofásicas em 2,4 kV, em especial 675, 684 e 611, apresentam valores mínimos entre aproximadamente 0,955 e 0,956 p.u. Assim como na fase A, esses resultados refletem a

combinação de distância elétrica maior e presença de cargas monofásicas em trechos finais de ramal.

Tabela 4.2 - Tensões por barramento no horário de pico (22:00 horas) - Fase B

Barramento	Tensão (p.u.)
632	1,0028
633	1,0015
634	0,9894
645	0,9968
646	0,9957
670	1,0053
671	1,0120
675	1,0140
680	1,0120
692	1,0120

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.3 - Tensões por barramento no horário de pico (22:00 horas) - Fase C

Barramento	Tensão (p.u.)
611	0,9551
632	0,9777
633	0,9759
634	0,9635
645	0,9765
646	0,9752
670	0,9699
671	0,9570
675	0,9562
680	0,9570
684	0,9560
692	0,9570

Fonte: Elaborado pelo autor.

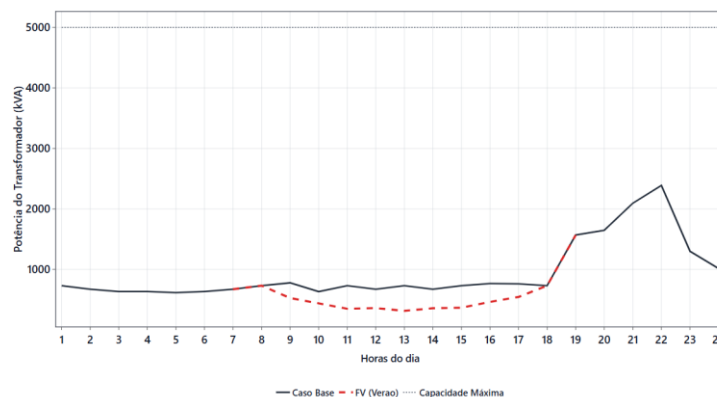
Todas as tensões permanecem dentro da faixa de 0,93 a 1,05 p.u. adotada neste trabalho, reforçando que o caso base não apresenta violações de tensão em regime permanente. Considerando o resultado do caso base, verifica-se que as menores tensões no horário de maior carregamento ocorrem nas fases A e C em barramentos terminais que alimentam cargas monofásicas, com destaque para 652 na fase A e 611 na fase C. Esses pontos se configuram como candidatos naturais para estudos de inserção de geração fotovoltaica por serem barramentos mais sensíveis a variações de tensão. Assim, as barras 652 e 611 foram selecionadas para análise da

a 1,05 p.u.). Define-se como nível crítico de penetração (NP_{crit}) o menor valor de NP que provoca ultrapassagem do limite superior de 1,05 p.u. em qualquer hora do dia e em qualquer fase existente na barra analisada. Assim, as Subseções 4.2.1 a 4.2.3 discutem em detalhe os comportamentos elétricos em patamares representativos de cada barra, enquanto a consolidação dos valores de NP_{crit} é retomada na seção comparativa entre sazonalidades.

4.2.1 Conexão na Barra 611

No primeiro cenário, considera-se a conexão de geração fotovoltaica na barra 611, em nível de distribuição, com penetração de 20% ($P_{mpp} \approx 693$ kW) em relação à potência ativa instalada de carga do alimentador, de aproximadamente 3466 kW. A Figura 4.4 apresenta o perfil diário da potência aparente no transformador da subestação para o caso base e para o cenário com geração fotovoltaica alocada na barra 611. Observa-se que, nas horas de maior produção fotovoltaica, aproximadamente entre 8 h e 18 h, a potência no transformador se reduz em relação ao caso sem geração, enquanto, nos períodos sem irradiação, durante a noite, as curvas praticamente coincidem. Esse comportamento indica que, mesmo com penetração moderada, a geração na barra 611 reduz a potência solicitada à subestação ao longo do dia, sem alterar o horário de pico de demanda, que permanece concentrado em torno de 22 h.

Figura 4.4 - Potência total no transformador (Verão, FV na barra 611 e $NP = 20\%$).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a barra 611, realizou-se uma varredura de níveis de penetração fotovoltaica no cenário de verão, considerando NP desde 10% até 20% com variação de 5%, mantendo-se inalterados a

topologia do sistema e o perfil diário de carga. Adota-se como critério de violação a ultrapassagem do limite superior de 1,05 p.u. em qualquer hora do dia, na fase associada ao ponto de conexão. Assim, define-se como nível crítico de penetração para esta barra, no verão, o menor NP que provoca $V_{\max} > 1,05$ p.u. A Tabela 4.4 consolida os resultados da varredura e justifica a seleção do caso de NP = 20% para detalhamento dos perfis horários nas figuras subsequentes

Tabela 4.4 - Avaliação da tensão máxima para NPs de 10%, 15%, 20% e 25%.

NP (%)	V _{max} na barra 611 (fase C) [p.u.]	Hora	Nº de horas com V > 1,05 p.u.	Janela de violação
10	1,0399	14 h	0	-
15	1,0459	14 h	0	-
20	1,0571	14 h	5	10-15H

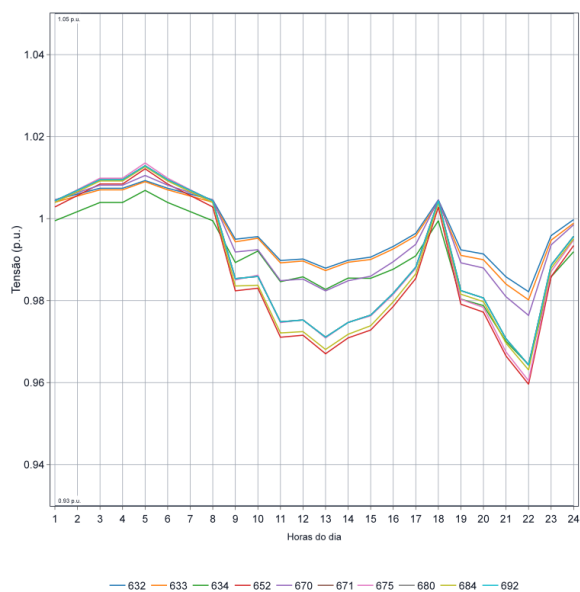
Fonte: Elaborado pelo autor.

Do ponto de vista físico, a conexão da geração fotovoltaica monofásica na barra 611 (fase C) altera o perfil de tensões do alimentador principalmente durante o período de geração. A partir de aproximadamente 9 h, observa-se elevação de tensão na fase C e nas barras mais próximas do ponto de conexão, com maior sensibilidade na própria barra 611, em função da injeção local de potência ativa e da impedância equivalente do trecho de rede.

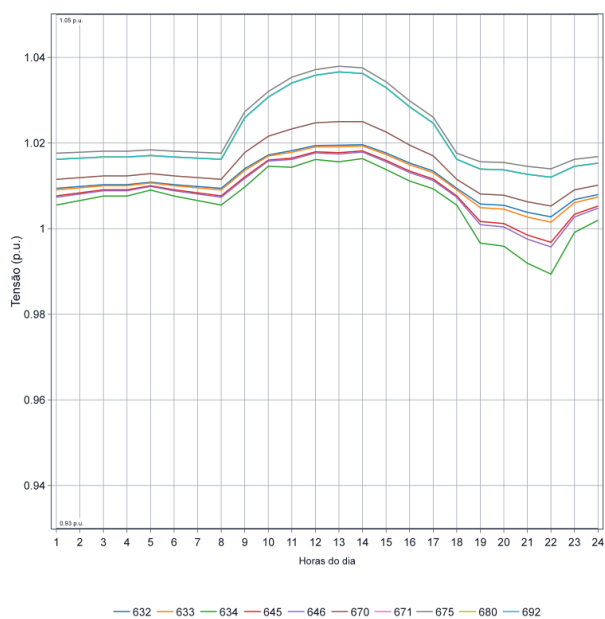
Com base nos dados do cenário de verão (NP = 20%), a barra 611 (fase C) apresenta elevação de tensão em relação ao caso base, com incremento máximo da ordem de 0,038 p.u. e pico às 14 h, atingindo aproximadamente 1,057 p.u. Verifica-se ultrapassagem do limite superior de 1,05 p.u. entre 10 h e 14 h, caracterizando sobretensão localizada associada à inserção monofásica na fase C. Nas demais barras dessa fase, os valores máximos permanecem abaixo de 1,05 p.u.; por exemplo, a barra 684 atinge cerca de 1,050 p.u. às 14 h, sem configurar violação. Nas fases A e B não se observam ultrapassagens do limite superior no período analisado. No período noturno, quando a geração fotovoltaica é nula, os perfis de tensão do cenário com FV e do caso base praticamente coincidem, e o menor valor ocorre às 22 h, com aproximadamente 0,955 p.u. na barra 611, comportamento associado predominantemente ao carregamento do sistema, conforme a Figura 4.5.

Figura 4.5 - Perfil de tensão (Verão, FV na barra 611 e NP = 20 %). a) Fase A. b) Fase B. c) Fase C.

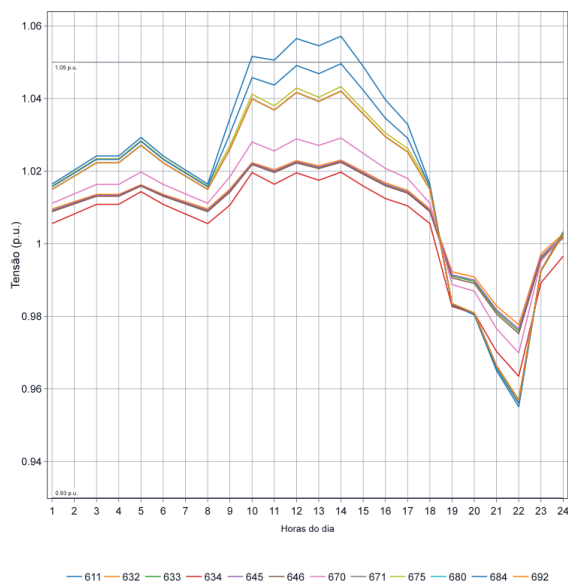
a) FASE A



b) FASE B



c) FASE C



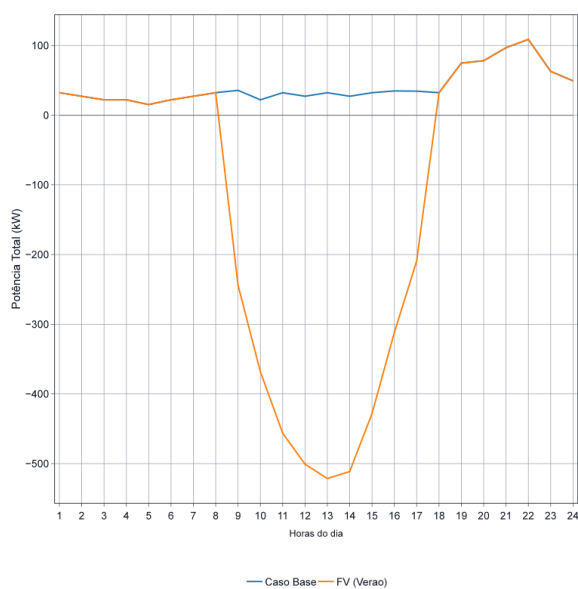
Fonte: Elaborado pelo autor.

Nos horários de maior irradiância, a geração fotovoltaica conectada na barra 611 altera o balanço local de potência ativa no alimentador. Em operação sem geração distribuída, a potência ativa é suprida pela subestação e atende às cargas ao longo do circuito. Com a inserção fotovoltaica, parte da demanda elétrica associada à região da barra 611 passa a ser suprida localmente e, quando a geração excede a demanda atendida naquele ponto, ocorre exportação de potência ativa em direção à subestação. Essa mudança de regime contribui para elevar os níveis de tensão nas proximidades do ponto de conexão, podendo resultar em valores acima do limite superior adotado neste trabalho (1,05 p.u.) no período diurno, conforme observado na fase C da barra 611.

A Figura 4.6 evidencia essa transição por meio da mudança de sinal da potência ativa associada ao ponto de conexão ao longo do dia. Adota-se a convenção empregada nas simulações, na qual valores negativos de potência ativa ($P < 0$) indicam injeção de potência pela geração fotovoltaica, caracterizando exportação local para o alimentador. Observa-se que, durante o intervalo de maior produção, a potência ativa assume sinal oposto ao observado no caso base, indicando inversão do sentido do escoamento no entorno da barra 611. Do ponto de vista elétrico, essa condição implica mudança do sentido das correntes em trechos do circuito e modifica o perfil de tensões, com tendência de elevação na vizinhança do ponto de conexão. Ressalta-se que a inversão observada localmente não implica, necessariamente, reversão trifásica no transformador da subestação, uma vez que o intercâmbio líquido com a fonte pode permanecer positivo, ainda que reduzido nas horas solares.

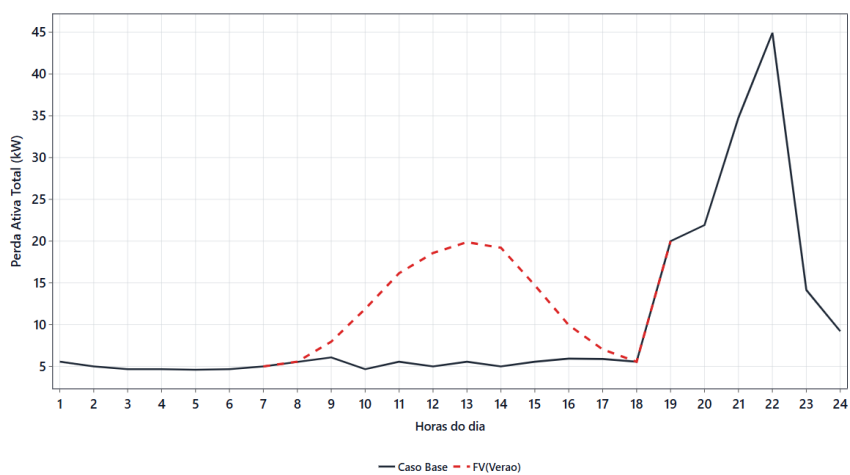
Além do impacto no escoamento de potência ativa, avaliou-se o efeito da inserção fotovoltaica nas perdas técnicas ativas totais do alimentador ao longo de 24 horas. Como as perdas são função das correntes que percorrem os elementos do circuito, alterações no suprimento local de potência podem modificar a distribuição de correntes e, conseqüentemente, o perfil horário das perdas. A Figura 4.7 compara as perdas ativas totais por hora entre o caso base e o cenário com geração fotovoltaica conectada na barra 611, para nível de penetração de 20%.

Figura 4.6 – Potência total na barra 611 (Verão, FV na barra 611 e NP = 20 %).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.7 - Perdas ativas totais (Verão, FV na barra 611 e NP = 20 %).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base nos dados apresentados na Figura 4.7, observa-se que, entre 1 h e 8 h, as perdas ativas totais são iguais nos dois cenários, situando-se aproximadamente entre 4,60 kW e 5,56 kW. A partir de 9 h, nota-se um afastamento entre as curvas no período diurno, simultaneamente ao aumento da irradiância e, conseqüentemente, ao início da geração fotovoltaica. Nesse intervalo, as

perdas do cenário com geração elevam-se e atingem valores da ordem de 7,96 kW a 19,87 kW, enquanto, no caso base, permanecem em torno de 4,67 kW a 6,07 kW. Na sequência, entre 15 h e 18 h, as perdas do cenário com geração reduzem-se gradualmente, aproximando-se novamente do patamar do caso base, até se igualarem por volta de 18 h. No período noturno, a partir de 19 h, as perdas voltam a ser iguais às do caso base, uma vez que a geração fotovoltaica é nula nesse intervalo. Nessa faixa horária, os valores permanecem elevados, com pico de aproximadamente 44,92 kW às 22 h, seguido de redução até cerca de 9,21 kW às 24 h. Esse comportamento mostra que, para o caso analisado, o efeito da geração fotovoltaica sobre as perdas concentra-se no período diurno, quando há injeção de potência no sistema. Assim, o aumento observado nas perdas está associado à alteração da distribuição de correntes ao longo do alimentador durante as horas de geração, especialmente quando há exportação de potência em direção à subestação e quando a inserção ocorre de forma desequilibrada por fase, resultando em aumento líquido de perdas no intervalo de maior produção fotovoltaica, conforme evidenciado para a penetração de 20%.4.2.2 Conexão na Barra 652

Neste cenário, considera-se o perfil diário de irradiância de verão (PV_Summer) e altera-se o ponto de conexão da geração fotovoltaica para a barra 652, fase A, em 2,4 kV. Mantêm-se inalterados a topologia do sistema, o perfil diário de carga e os parâmetros elétricos do alimentador, variando-se apenas o nível de penetração fotovoltaica. As simulações são realizadas em modo diário, com 24 passos de 1 h, adotando-se o caso base como referência para a comparação dos perfis de carregamento do transformador de subestação, das tensões nodais e das perdas ativas totais do alimentador.

Para a barra 652, realizou-se uma varredura de níveis de penetração fotovoltaica no cenário de verão, considerando NP de 10%, 15% e 20%. Adota-se como critério de violação a ultrapassagem do limite superior de 1,05 p.u. em qualquer hora do dia na fase A, correspondente ao ponto de conexão. Verificou-se que o menor nível de penetração avaliado que resulta em V_{max} superior a 1,05 p.u. na barra 652 ocorre em $NP = 20\%$, o qual é definido como NP_{crit} para a condição analisada. A Tabela 2.5 consolida os resultados da varredura e justifica a seleção do caso $NP = 20\%$ para detalhamento dos perfis horários nas figuras subsequentes.

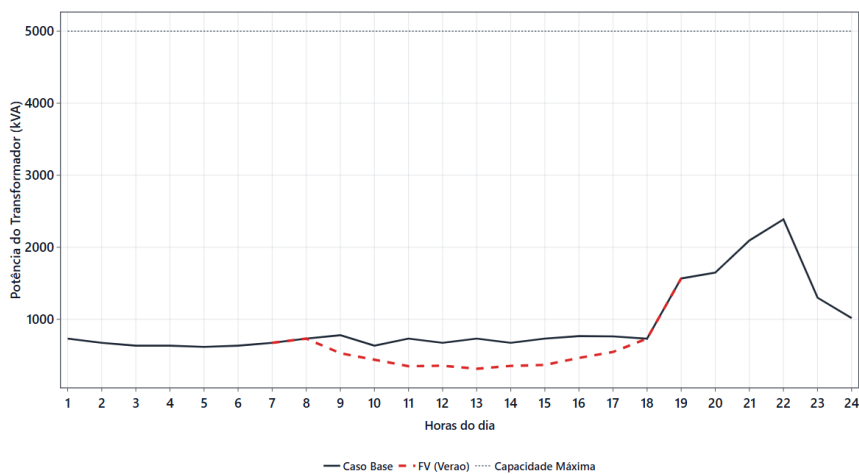
Tabela 4.5 - Avaliação da tensão máxima para NPs de 10%, 15% e 20%.

NP (%)	Vmax na barra 652 (fase A) [p.u.]	Hora	Nº de horas com $V > 1,05$ p.u.	Janela de violação
10	1,0245	14 h	0	-
15	1,0421	14 h	0	-
20	1,0529	14 h	2	12-14H

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme a Figura 4.8, a potência aparente no transformador de subestação reduz-se durante a janela de maior geração fotovoltaica, evidenciando o atendimento local de parte das cargas e, conseqüentemente, a diminuição da demanda observada na subestação. Nos demais horários, em especial no período noturno, as curvas tendem a se aproximar, uma vez que não há contribuição da geração fotovoltaica e o suprimento passa a ser integralmente fornecido pela subestação. Ao longo das 24 h analisadas, o transformador opera abaixo de sua potência nominal, não se verificando condição de sobrecarga para NP = 20% com conexão na barra 652.

Figura 4.8 – Potência total no transformador (Verão, FV na barra 652 e NP = 20 %).



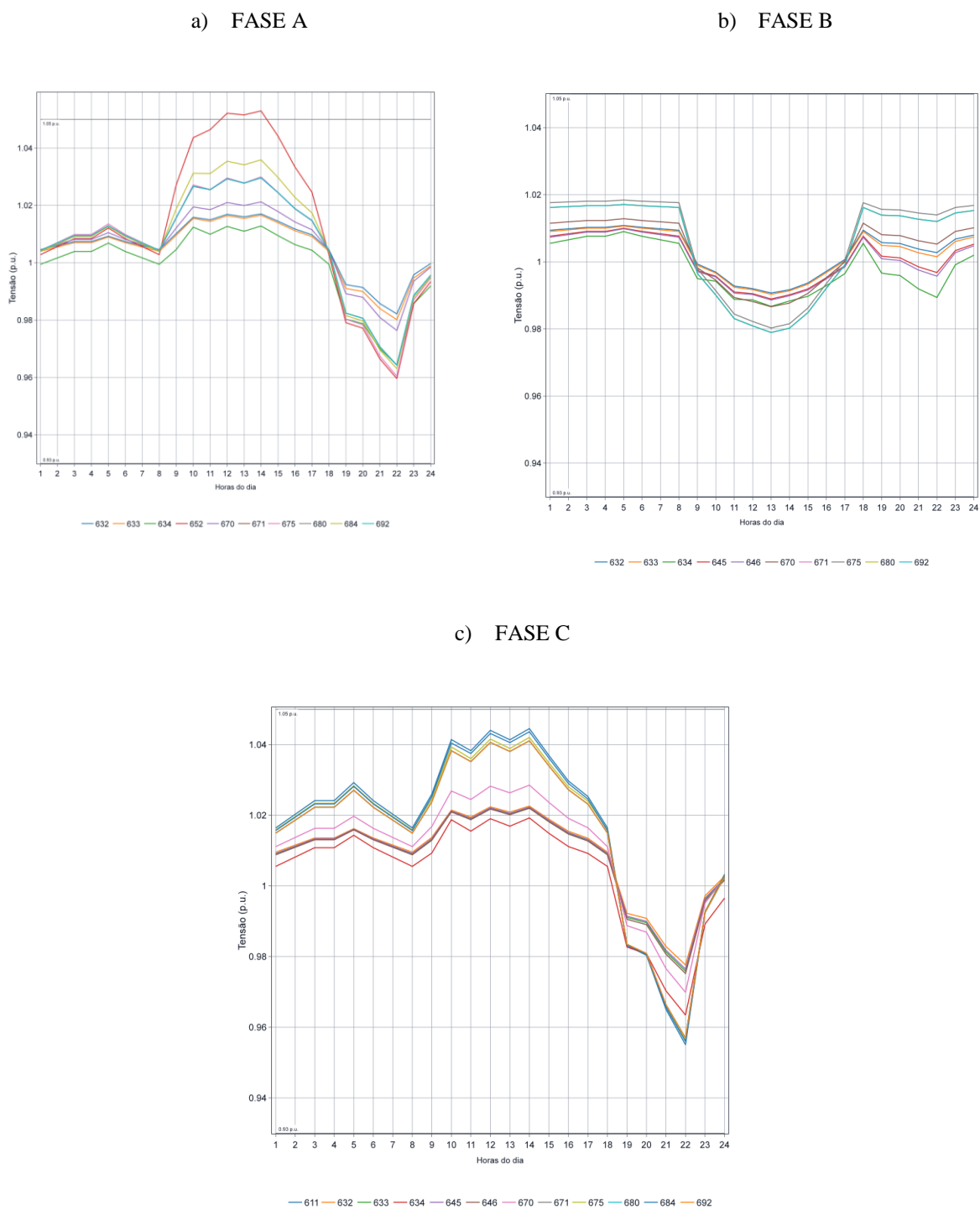
Fonte: Elaborado pelo autor..

Em relação às tensões, a Figura 4.9 mostra que a elevação mais pronunciada ocorre na fase A, correspondente à fase de conexão da geração na barra 652. Observa-se sobretensão localizada na própria barra 652 entre 12 h e 14 h, com ultrapassagem do limite superior de 1,05 p.u. e valor máximo de aproximadamente 1,053 p.u. às 14 h, evidenciando a sensibilidade do ponto de conexão

monofásico à fase e à localização de inserção da geração. Nas fases B e C, as variações observadas associam-se ao desequilíbrio intrínseco do alimentador e à redistribuição de correntes provocada pela injeção monofásica, sem ocorrência de violações do limite superior. Na fase B, verifica-se uma redução discreta no período central do dia, com valor mínimo em torno de 0,979 p.u., enquanto na fase C ocorrem elevações moderadas, com máximos próximos de 1,045 p.u.

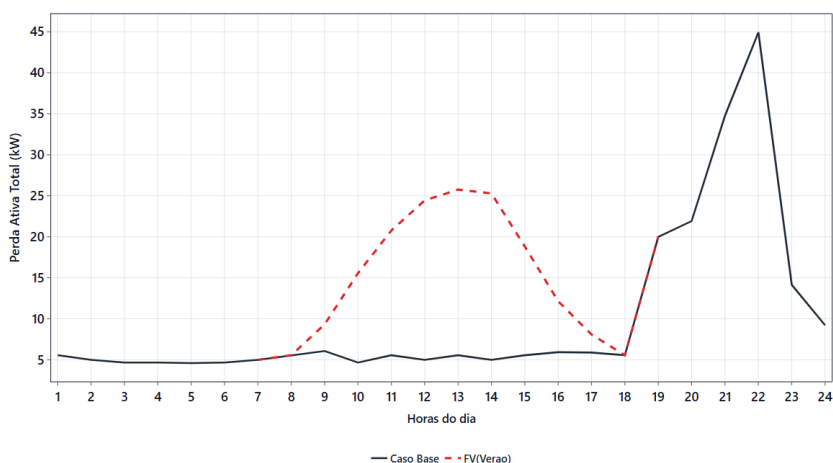
Quanto às perdas ativas, a Figura 4.10 indica que, entre 1 h e 8 h, os cenários base e com geração apresentam valores praticamente coincidentes, entre aproximadamente 4,60 kW e 5,56 kW, compatíveis com a ausência de geração fotovoltaica nesse intervalo. A partir de 9 h, observa-se aumento expressivo das perdas no período diurno no cenário com conexão na barra 652, fase A, com elevação de 9,33 kW, às 9 h, para 15,56 kW, às 10 h, e máximos da ordem de 24,44 kW a 25,75 kW no intervalo de 12 h a 14 h. Em seguida, as perdas decrescem gradualmente, aproximando-se do patamar do caso base e voltando a coincidir a partir de 18 h. No período noturno, os valores também retornam ao comportamento do caso base, com pico em torno de 44,92 kW às 22 h. Esse comportamento é consistente com a dependência das perdas resistivas em relação à corrente, uma vez que as perdas ativas por efeito Joule, em um trecho da rede, podem ser expressas por $P_{\text{perdas}} = I^2R$, em que I representa a corrente eficaz que percorre o trecho analisado e R corresponde à resistência equivalente do condutor ou do segmento considerado. Assim, a inserção de geração distribuída monofásica modifica a distribuição de correntes no alimentador e pode intensificar o fluxo em trechos específicos, elevando as perdas, mesmo quando há redução parcial da potência ativa requerida da subestação em parte do dia

Figura 4.9 - Perfil de tensão (Verão, FV na barra 652 e NP = 20%). a) Fase A. b) Fase B. c) Fase C



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.10 - Perdas ativas totais (Verão, FV na barra 652 e NP = 20%).



Fonte: Elaborado pelo autor.

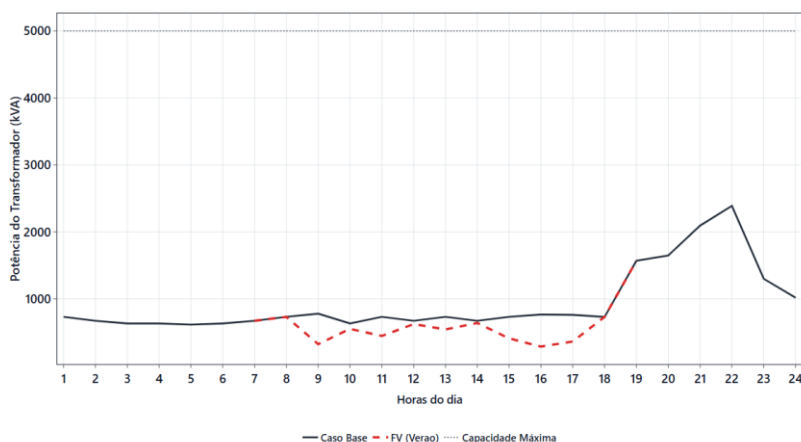
4.2.3 Conexão na Barra 671

Neste cenário, adota-se NP = 40% sob o perfil diário de irradiância de verão (PV_Summer), alterando-se o ponto de conexão da geração fotovoltaica para a barra 671, com conexão trifásica em 4,16 kV. Diferentemente dos casos anteriores, em que a inserção ocorreu em barras monofásicas, a conexão trifásica tende a produzir comportamento elétrico distinto, com distribuição mais uniforme dos efeitos entre as fases e, dependendo da coincidência entre geração e consumo local, potencial influência sobre o nível de perdas técnicas do alimentador. O patamar NP = 40% foi selecionado por representar uma condição mais severa dentro da varredura de níveis de penetração analisada, permitindo avaliar com maior sensibilidade os efeitos da inserção fotovoltaica sobre o carregamento do transformador de subestação, os perfis de tensão nodal e as perdas ativas ao longo do dia. Mantém-se o procedimento de simulação em modo diário, com 24 passos de 1 h, utilizando o caso base como referência para a comparação dos resultados.

A Figura 4.11 apresenta o perfil diário da potência aparente no transformador de subestação para o caso base e para o cenário com geração fotovoltaica trifásica conectada na barra 671. Observa-se redução acentuada do carregamento no período diurno, especialmente entre 9 h e 18 h, quando

a curva do cenário com geração permanece abaixo da do caso base, indicando diminuição da demanda vista pelo transformador durante a janela de maior geração. No cenário com geração, o carregamento atinge patamar mínimo em torno de 288 kVA às 16 h, evidenciando maior compensação entre a potência demandada pelas cargas e a potência injetada no alimentador. No período noturno, com geração fotovoltaica nula, a diferença entre os cenários deixa de existir, e o carregamento do transformador passa a ser ao do caso base, sendo então determinado principalmente pela demanda do sistema. Em todo o horizonte analisado, os valores permanecem abaixo da capacidade nominal do transformador.

Figura 4.11 - Potência total no transformador (Verão, FV na barra 671 e NP = 40 %).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto às tensões, a Figura 4.12 apresenta os perfis horários dos valores máximo e mínimo de tensão no alimentador, por fase, para o cenário com geração fotovoltaica trifásica conectada na barra 671, com NP = 40% e perfil de irradiância de verão. Observa-se elevação moderada dos níveis de tensão no período de maior geração, sem ultrapassagem do limite superior de 1,05 p.u. adotado neste estudo. Os máximos por fase permanecem abaixo desse limite, atingindo aproximadamente 1,020 p.u. na fase A e 1,021 p.u. na fase B às 14 h, e 1,032 p.u. na fase C às 10 h. No período noturno, as tensões se reduzem em relação ao período diurno e permanecem dentro da faixa operacional adotada. Em comparação aos cenários monofásicos nas barras 611 e 652, o resultado evidencia que a conexão trifásica em 4,16 kV reduz a concentração do aumento de tensão

em uma única fase e, para o patamar de penetração analisado, não produz violações do limite superior.

Quanto às perdas ativas, a Figura 4.13 compara as perdas totais horárias entre o caso base e o cenário com geração fotovoltaica conectada na barra 671, com NP = 40% e perfil de irradiância de verão. Entre 1 h e 8 h, as perdas do cenário com geração são iguais às do caso base, com valores entre 4,60 kW e 5,56 kW, o que é compatível com a ausência de geração fotovoltaica nesse intervalo. A partir de 9 h, observa-se redução das perdas em diversas horas do período diurno no cenário com geração, com valores mínimos de 2,93 kW às 9 h e 2,96 kW às 16 h. Contudo, também ocorrem elevações pontuais em relação ao caso base, especialmente às 10 h, 12 h e 14 h, quando as perdas atingem 5,99 kW às 14 h. Entre 19 h e 21 h, as perdas do cenário com geração voltam a assumir os mesmos valores do caso base. No balanço energético diário, a energia dissipada em perdas totaliza 239,46 kWh no caso base e 265,09 kWh no cenário com geração na barra 671, o que corresponde a um acréscimo de 10,7%. Esse resultado mostra que, embora a injeção trifásica em 4,16 kV reduza as perdas em parte do período diurno, ela também altera a distribuição dos fluxos no alimentador, podendo elevar as perdas em determinados trechos e horários e, neste caso, aumentar o total diário de energia dissipada.

Figura 4.12 - Perfil de tensão (Verão, FV na barra 671, NP= 40%). a) Fase A. b) Fase B. c) Fase C.

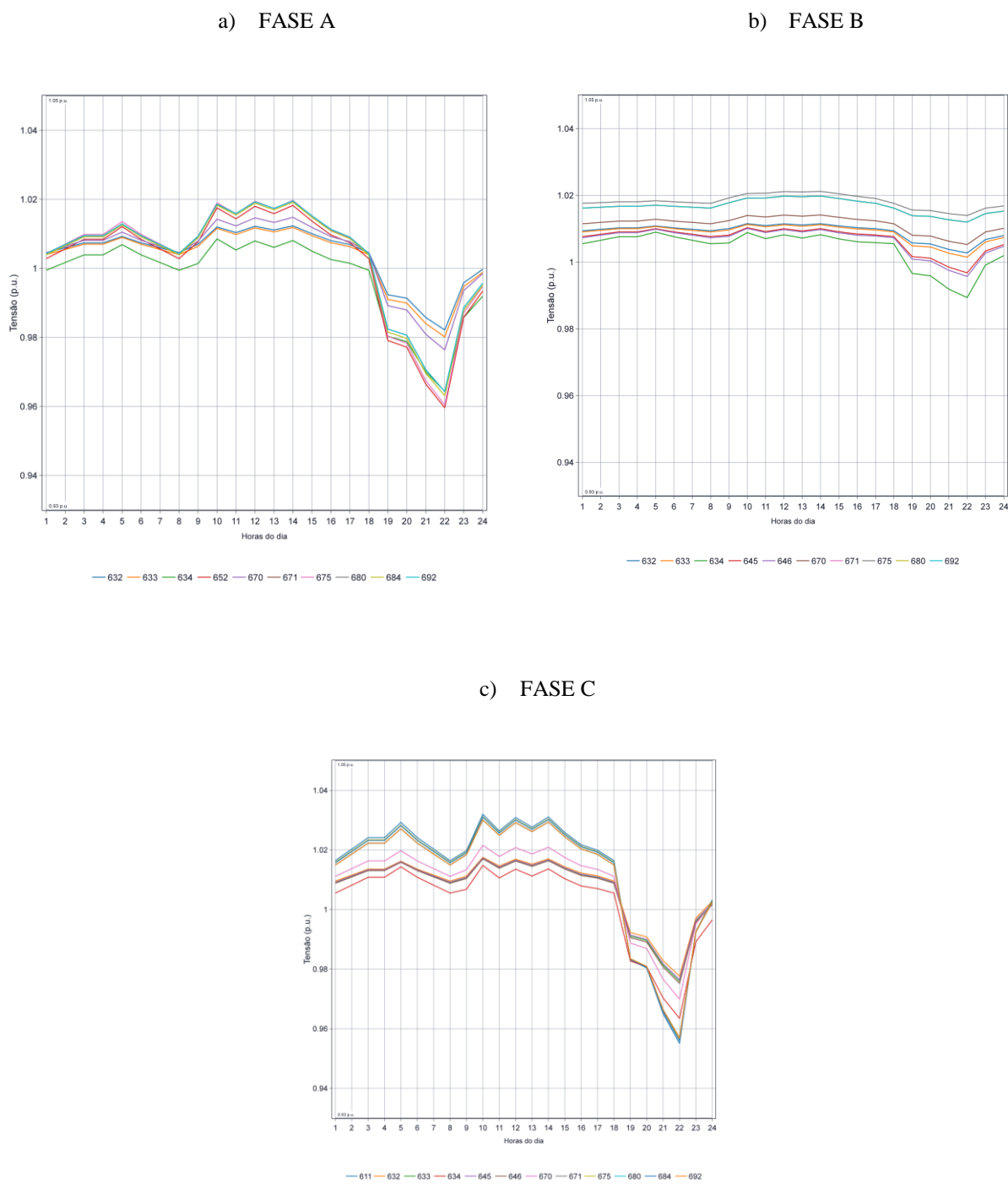
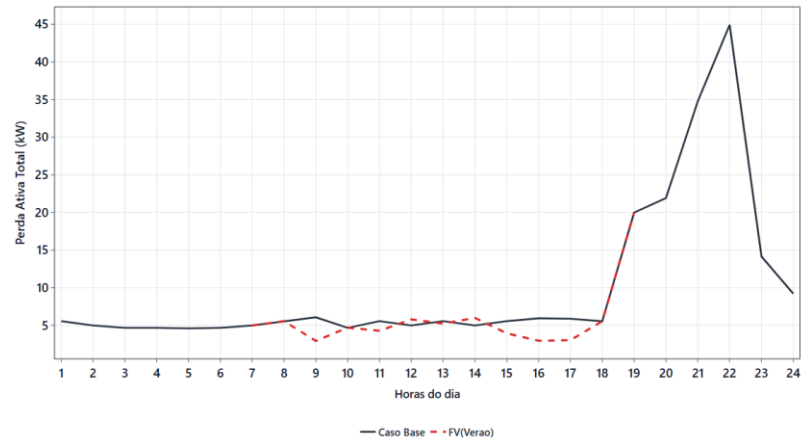


Figura 4.13 - Perdas ativas totais (Verão, FV na barra 671, NP = 40 %).



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Cenários com geração fotovoltaica no inverno

Nesta seção analisam-se os impactos da inserção de geração fotovoltaica no alimentador IEEE de 13 barras sob condição de irradiância típica de inverno, representada pelo perfil PV_Winter, tomando-se como referência o caso base apresentado na Seção 4.1. Mantêm-se a topologia do sistema e o perfil diário de carga, de modo a isolar o efeito do perfil temporal da geração, que, no inverno, apresenta janela de atuação mais curta e menores multiplicadores horários em relação ao cenário de verão. A avaliação considera, ao longo de 24 horas, as tensões em por unidade por fase e por barra, as perdas técnicas ativas no alimentador e o carregamento do transformador de subestação.

A ocorrência de fluxo reverso é verificada a partir do sinal da potência ativa no transformador, conforme a convenção adotada na simulação, caracterizando reversão quando a potência ativa assume valores negativos no sentido de referência definido. Os cenários de inverno são conduzidos por varredura do nível de penetração fotovoltaica, mantendo-se a mesma definição e o mesmo critério de identificação de NPcrit estabelecidos na Seção 4.2. Para cada barra de conexão analisada (611, 652 e 671), os indicadores são avaliados ao longo de 24 horas e registra-se, quando aplicável, a ocorrência de fluxo reverso. As subseções 4.3.1 a 4.3.3 apresentam os

resultados por barra, seguindo a mesma sequência de leitura adotada no verão: transformador, tensões, fluxo reverso e perdas técnicas.

4.3.1 Conexão na Barra 611

No cenário de inverno, avalia-se a inserção de geração fotovoltaica conectada na barra 611, fase C, mantendo-se inalterados a topologia do sistema, os parâmetros elétricos do circuito e o perfil diário de carga. Nesta subseção, os resultados são apresentados no patamar crítico de penetração fotovoltaica para a condição de inverno, definido pelo critério de violação por sobretensão no ponto de conexão, conforme o procedimento estabelecido anteriormente.

Para identificar o patamar crítico de penetração fotovoltaica no inverno na barra 611, realizou-se uma varredura de NP = 10%, 15%, 20% e 25%, adotando-se como critério a ocorrência de tensão máxima superior a 1,05 p.u. em qualquer hora do dia na fase associada ao ponto de conexão, fase C. Verificou-se que o menor nível de penetração avaliado que resulta em V_{max} superior a 1,05 p.u. ocorre em NP = 25%, o qual corresponde ao NP_{crit} para a barra 611 na condição de inverno. A Tabela 4.6 sintetiza essa análise.

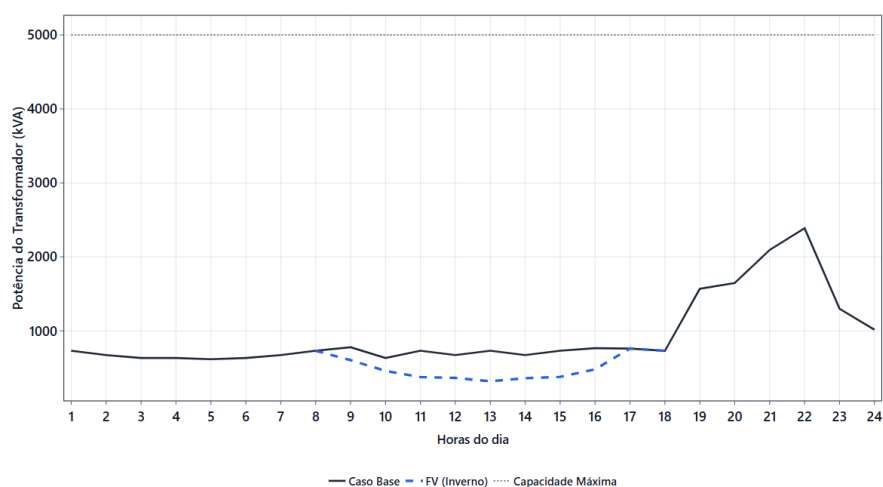
Tabela 4.6 - Síntese da varredura de NP e identificação de NP_{crit} , inverno na barra 611 (fase C)

NP (%)	V_{max} na barra 611 (fase C) [p.u.]	Hora do V_{max}	Nº de horas com $V > 1,05$ p.u.	Janela de violação
10	1,0359	14 h	0	-
15	1,0431	14 h	0	-
20	1,0500	14 h	0	-
25	1,0564	14h	2	12-14h

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 4.14 apresenta a variação horária do carregamento do transformador de subestação, comparando o caso base e o cenário no patamar crítico identificado. Observa-se redução do carregamento no período diurno associada à atuação da geração, enquanto o pico de demanda permanece concentrado no período noturno

Figura 4.14 - Potência total no transformador (Inverno, FV na barra 611 e NP = 25 %).



Fonte: Elaborado pelo autor.

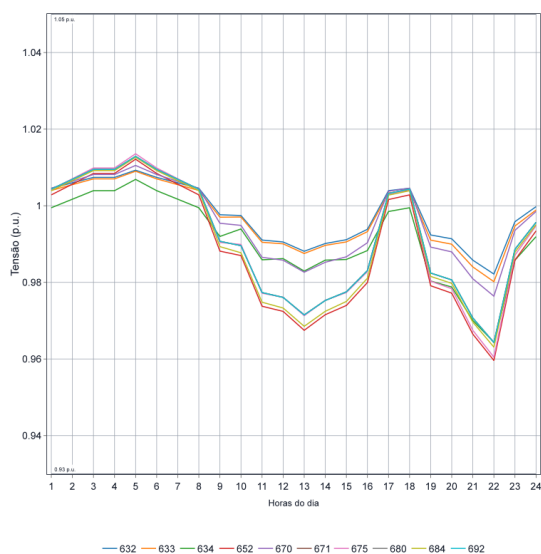
A partir do patamar crítico identificado ($NP_{crit} = 25\%$), a Figura 4.15 apresenta os perfis horários de tensão em por unidade por fase ao longo das barras do sistema para o cenário de inverno com conexão na barra 611. Nas fases A e B, não se verificam ultrapassagens do limite superior adotado ao longo do dia. Na fase C, correspondente à fase de conexão da unidade fotovoltaica, observa-se elevação de tensão mais pronunciada nas barras eletricamente próximas ao ponto de conexão, com ocorrência de sobretensão no próprio barramento 611 no patamar crítico, entre 12 h e 14 h, atingindo valor máximo às 14 h. Nas demais barras da fase C, apesar do aumento de tensão em relação ao caso base, os valores permanecem abaixo do limite superior, caracterizando a violação como localizada ao ponto de conexão.

Na fase C, correspondente à fase de conexão da unidade fotovoltaica na barra 611, observa-se elevação de tensão no trecho associado a essa região do alimentador, com maior sensibilidade no ponto de conexão. No cenário de inverno, no patamar crítico $NP = 25\%$, a tensão na barra 611 ultrapassa o limite superior adotado entre 12 h e 14 h, atingindo valor máximo de 1,0565 p.u. às 14 h, caracterizando violação localizada do limite de 1,05 p.u. nesse intervalo. Em barras eletricamente próximas, como a 684, embora também haja elevação de tensão na janela de geração, os valores máximos permanecem abaixo do limite, com V_{max} de 1,0491 p.u., também às 14 h. Esse comportamento está associado à conexão monofásica da geração na fase C, cuja injeção de potência

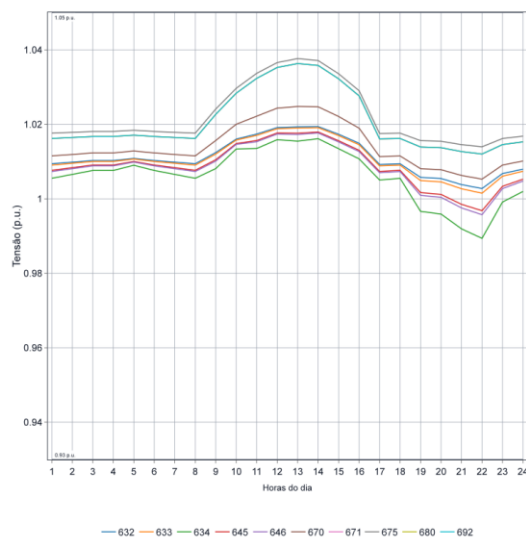
tende a elevar a tensão local durante o período de geração, com maior impacto na barra de conexão e efeito menos intenso nas barras adjacentes.

Figura 4.15 - Perfil de tensão (Inverno, FV na barra 611 e NP = 25 %). a) Fase A. b) Fase B. c) Fase C

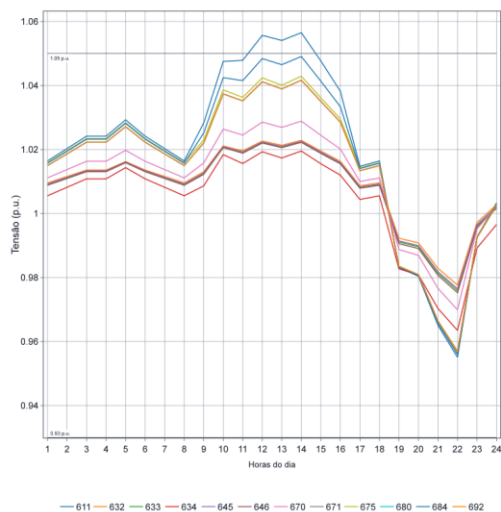
a) FASE A



b) FASE B



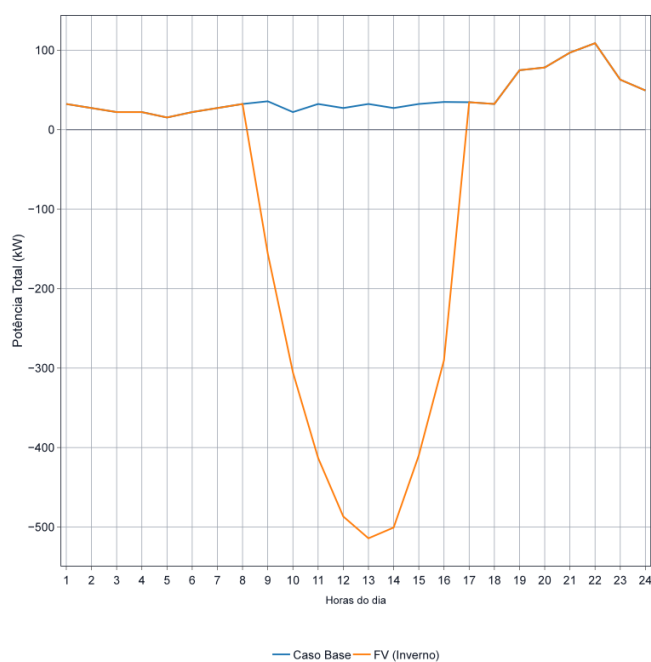
c) FASE C



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim como no cenário de verão, a Figura 4.16 evidencia a ocorrência de reversão de fluxo no barramento 611 também no inverno. Mantém-se a convenção adotada na simulação, na qual $P < 0$ indica exportação local, e observa-se a mudança de sinal da potência ativa associada ao ponto de conexão durante o período de atuação da geração, concentrada na janela diurna do perfil PV_Winter. No caso analisado, essa mudança de sinal ocorre entre 10 h e 17 h, com maior magnitude em torno de 14 h, coerente com o comportamento temporal da geração no inverno.

Figura 4.16 – Potência total na barra 611 (Inverno, FV na barra 611 e NP = 25 %).

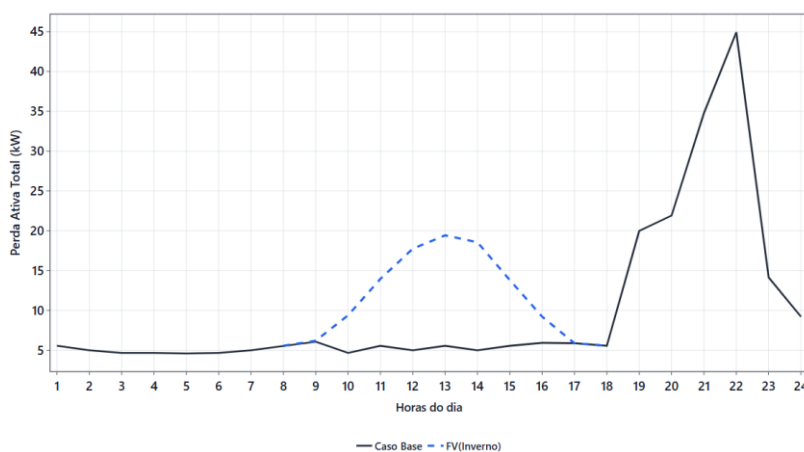


Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto às perdas ativas, a Figura 4.17 mostra que, na madrugada, entre 1 h e 8 h, o alimentador permanece em patamar baixo e praticamente estável, com perdas entre aproximadamente 4,60 kW e 5,56 kW, compatíveis com a ausência de geração fotovoltaica nesse intervalo. A partir de 9 h, observa-se elevação das perdas ao longo da manhã, com intensificação na janela de atuação da geração, atingindo máximos diurnos entre 12 h e 14 h. O maior valor diurno ocorre às 13 h, com aproximadamente 19,43 kW, mantendo-se elevado às 14 h, com cerca de 18,56 kW. Em seguida, as perdas reduzem gradualmente entre 15 h e 18 h, retornando ao patamar do fim de tarde. No período noturno ocorre a elevação mais acentuada, com crescimento a partir de 19 h e pico em

torno de 44,92 kW às 22 h, seguido de queda para cerca de 9,21 kW às 24 h. Em termos energéticos, no acumulado do dia, as perdas somam aproximadamente 304,4 kWh no cenário com NP = 25%. Em comparação ao verão, o comportamento mantém o mesmo padrão qualitativo, porém a contribuição associada ao período diurno tende a se concentrar em um intervalo menor, coerente com a janela de geração mais curta do perfil PV_Winter.

Figura 4.17 - Perdas ativas totais (Inverno, FV na barra 611 e NP = 25 %).



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2 Conexão na Barra 652

Nesta subseção avalia-se a inserção de geração fotovoltaica conectada na barra 652, com conexão monofásica na fase A em 2,4 kV, utilizando o perfil diário de irradiância do inverno. Mantêm-se a topologia do sistema, os parâmetros elétricos do circuito e o perfil diário de carga, de modo que as diferenças observadas sejam atribuídas à inserção fotovoltaica e ao nível de penetração adotado.

De forma análoga ao procedimento adotado no cenário de verão, realizou-se uma varredura do nível de penetração fotovoltaica na barra 652, avaliando-se NP de 10%, 15%, 20% e 25% no cenário de inverno. Considera-se como patamar crítico o menor nível avaliado que resulta em tensão máxima superior a 1,05 p.u. na fase A da barra 652, em qualquer hora do dia. Verificou-se que, para NP de 10%, 15% e 20%, a tensão máxima permanece inferior ao limite adotado. Para NP de 25%, observa-se ultrapassagem do limite superior entre 12 h e 14 h, com V_{max} de 1,0521 p.u.

às 14 h, estabelecendo-se $NP_{crit} = 25\%$ para a barra 652 na condição de inverno. A Tabela 4.7 sintetiza os resultados da varredura para determinação do patamar crítico.

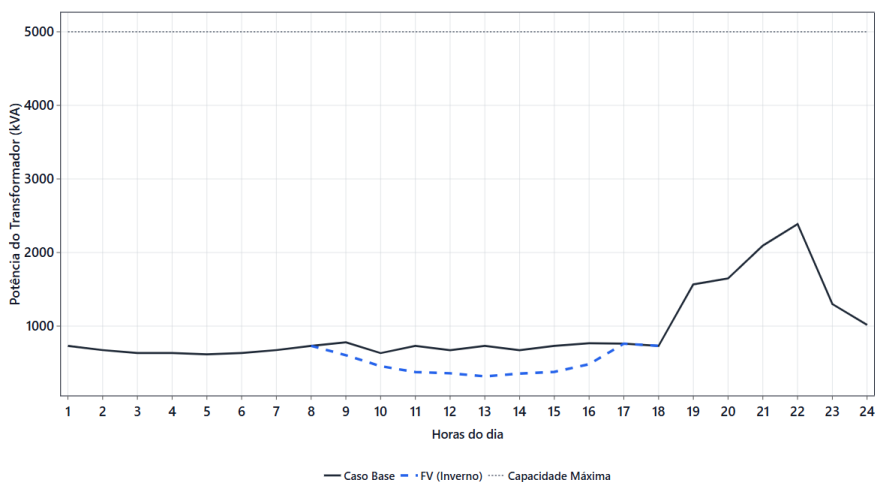
Tabela 4.7 - Determinação de NP_{crit} , inverno na barra 652, fase A, a partir do critério $V_{max} > 1,05$ p.u.

NP (%)	V_{max} na barra 652 (fase A) [p.u.]	Hora do V_{max}	Nº de horas com $V > 1,05$ p.u.	Janela de violação
10	1,0255	14 h	0	-
15	1,0348	14 h	0	-
20	1,0436	14 h	0	-
25	1,0521	14h	2	12-14h

Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir do patamar crítico identificado, a Figura 4.18 apresenta o perfil diário da potência aparente no transformador de subestação para o caso base e para o cenário no patamar crítico no inverno. Observa-se redução do carregamento no período diurno associada à atuação da geração, com maior alívio na janela de maior irradiância, enquanto o pico noturno permanece no mesmo patamar de grandeza. No cenário no patamar crítico, o carregamento mínimo ocorre às 14 h, com aproximadamente 316,6 kVA, e o pico noturno atinge cerca de 2,39 MVA às 23 h.

Figura 4.18 - Potência total no transformador (Inverno, FV na barra 652 e $NP = 25\%$).



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 4.19 indica que, no patamar crítico identificado para a barra 652 no inverno ($NP = 25\%$), a violação do limite superior de tensão concentra-se na fase A, correspondente à fase presente no barramento e à fase de injeção monofásica. No período de maior geração, observa-se elevação localizada de tensão no trecho associado ao ponto de conexão, com valor máximo de 1,0521 p.u. na barra 652 às 14 h, caracterizando ultrapassagem do limite superior de 1,05 p.u. entre 12 h e 14 h. Nas barras eletricamente próximas do mesmo trecho, como 684, 675, 680, 671 e 692, as elevações são mais moderadas e permanecem abaixo do limite, com valores máximos entre aproximadamente 1,0293 p.u. e 1,0354 p.u., evidenciando que a sobretensão se concentra predominantemente na barra de conexão. No período noturno, associado ao pico de carga, a tensão retorna ao comportamento típico de queda, com mínimo de 0,9596 p.u. na própria barra 652 às 22 h, ainda acima do limite inferior adotado neste estudo, de 0,93 p.u. Nas fases B e C, não se observam violações do critério de tensão no cenário analisado.

No caso da barra 652 com $NP = 25\%$ no inverno, a Figura 4.20 mostra aumento das perdas ativas horárias durante o período diurno, com maior intensidade na janela de atuação da geração fotovoltaica. Entre 11 h e 15 h, as perdas se elevam progressivamente e atingem o máximo diurno às 14 h, com aproximadamente 25,0 kW. No período noturno, com geração nula, as perdas passam a acompanhar o incremento da carga do sistema, elevando-se a partir do início da noite e atingindo máximo de aproximadamente 42,4 kW às 23 h. Esse comportamento indica que, embora a geração reduza a potência solicitada ao transformador durante a janela de atuação, a redistribuição dos fluxos e das correntes ao longo do alimentador pode elevar as perdas em parte do período diurno, sobretudo quando a injeção é monofásica em 2,4 kV, intensificando correntes em segmentos específicos do sistema.

Figura 4.19 - Perfil de tensão (Inverno, FV na barra 652 e NP = 25 %). a) Fase A. b) Fase B. c) Fase C

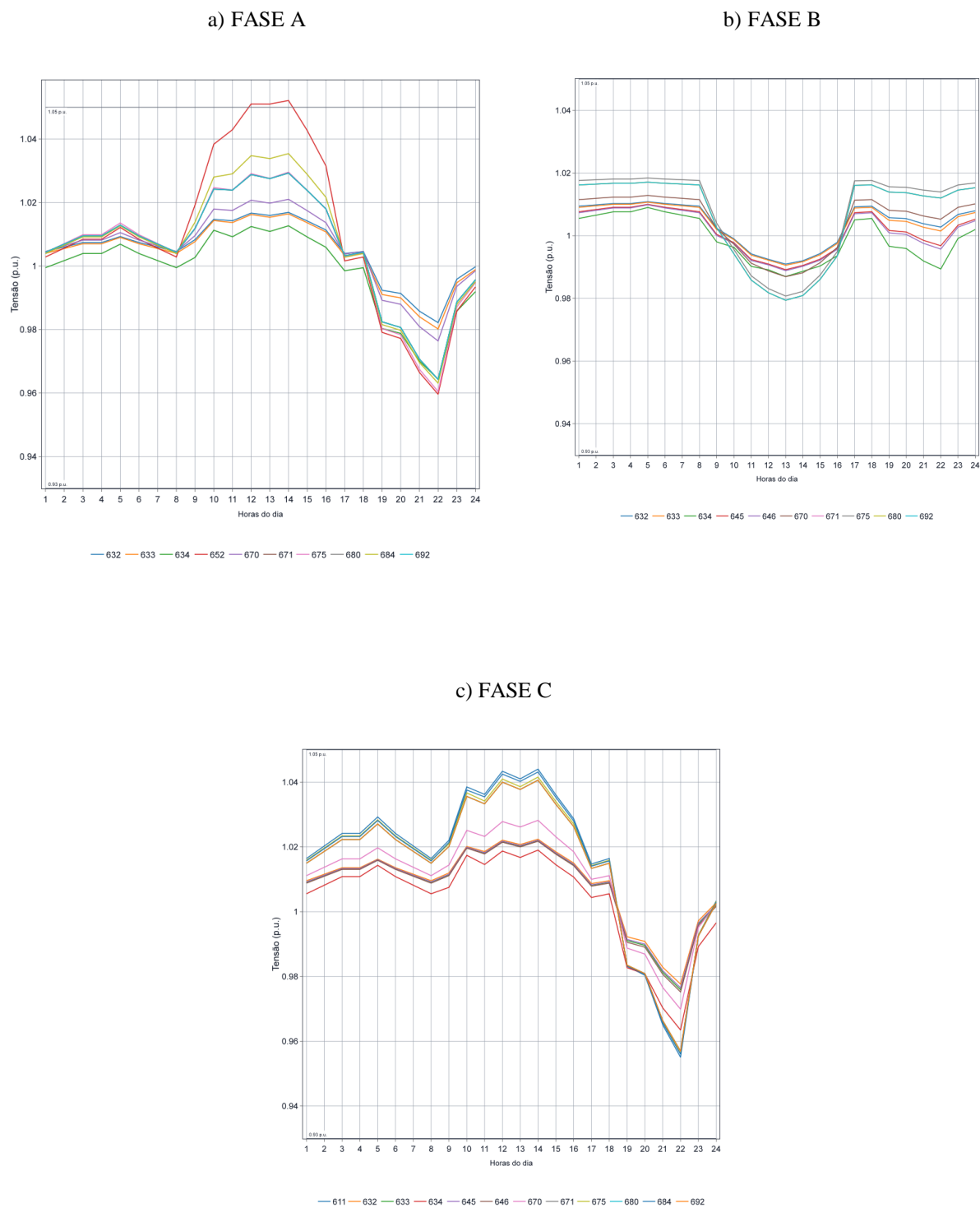
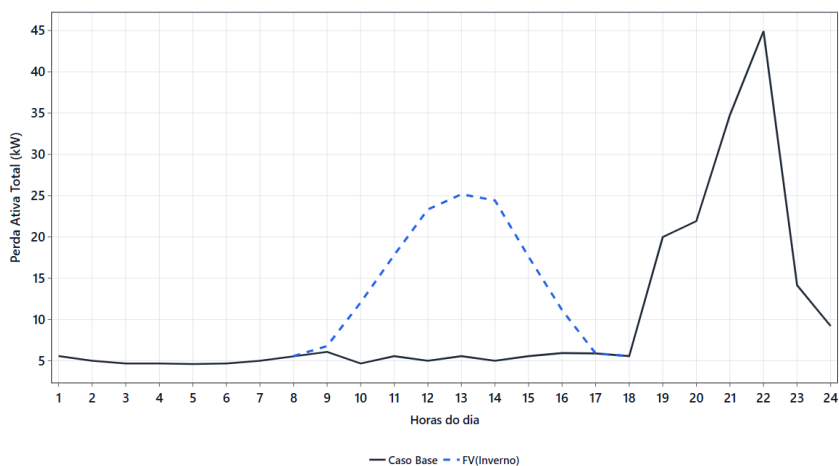


Figura 4.20 - Perdas ativas totais (Inverno, FV na barra 652 e NP = 25 %).

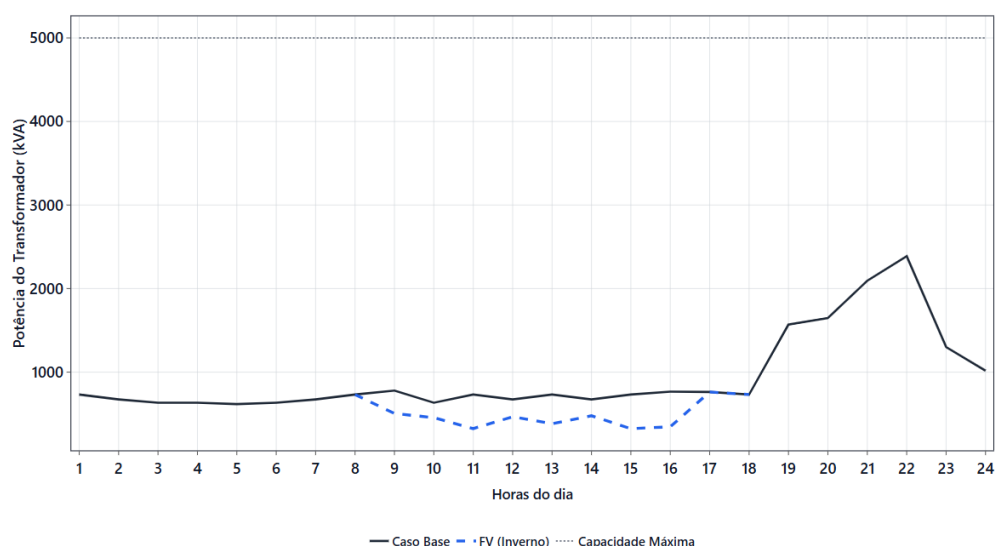


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3 Conexão na Barra 671

Para a barra 671, com NP = 40% no inverno, o perfil diário da potência aparente no transformador de subestação evidencia redução expressiva do carregamento durante a janela de atuação da geração fotovoltaica. No período diurno, observa-se queda do carregamento em relação ao caso base, com redução já perceptível no intervalo de maior irradiância, quando, por exemplo, às 13 h o carregamento atinge aproximadamente 465,2 kVA, enquanto no caso base, nesse mesmo horário, o transformador opera próximo de 731 kVA. O maior alívio ocorre no fim da janela de geração, com valor mínimo em torno de 322,8 kVA às 16 h. No período noturno, na ausência de irradiância, o carregamento retorna ao patamar associado ao pico de carga do sistema, com máximo por volta de 23 h, em torno de 2 387 kVA, valor inferior à potência nominal de 5 000 kVA. Esse comportamento indica que, no inverno, a geração conectada em 4,16 kV na barra 671 reduz a potência demandada da subestação durante o dia, sem alterar de forma relevante o carregamento máximo associado ao pico noturno. Como ilustra a figura 4.21

Figura 4.21 - Potência total no transformador (Inverno, FV na barra 671 e NP = 40 %)..



Fonte: Elaborado pelo autor.

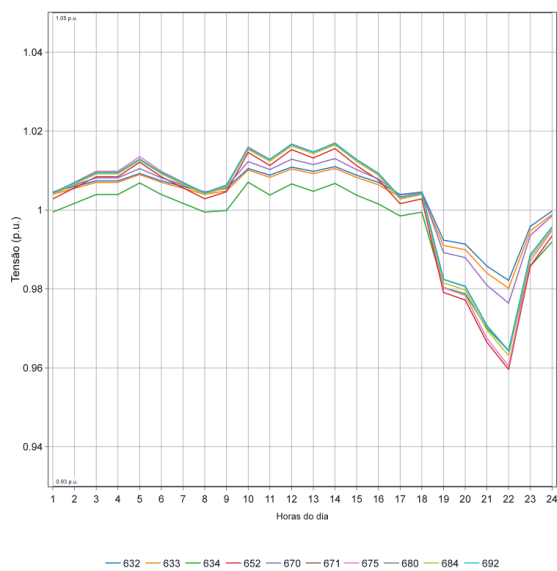
Nas fases A, B e C, apresentadas na Figura 4.22, observa-se que as tensões ao longo do alimentador permanecem dentro da faixa de operação adotada neste estudo, sem ocorrência de violações dos limites de 0,93 e 1,05 p.u. Nota-se elevação moderada do patamar de tensão nas barras mais próximas do ponto de conexão em 4,16 kV, com destaque para 671, 675, 680, 684 e 692, cujo comportamento é consistente com a inserção de geração trifásica no tronco do alimentador, elevando o nível de tensão de forma mais distribuída entre as fases. Na fase C, a elevação é ligeiramente mais pronunciada quando comparada às fases A e B, porém os valores permanecem abaixo do limite superior adotado. Em síntese, a conexão trifásica na barra 671, com nível de penetração de 40% no cenário de inverno, eleva as tensões de forma controlada ao longo do sistema, mantendo conformidade com o critério definido para regime permanente

Para a barra 671, com nível de penetração de 40% no inverno, a Figura 4.23 indica que, no intervalo diurno de maior atuação da geração fotovoltaica, as perdas técnicas ativas do alimentador se reduzem em relação ao caso base. Esse comportamento decorre da diminuição da corrente suprida pela subestação durante a janela de geração, uma vez que parte da potência passa a ser atendida localmente no tronco do alimentador por meio de injeção trifásica em 4,16 kV. Fora dessa janela, especialmente no período noturno, quando a geração é nula, as perdas do cenário com

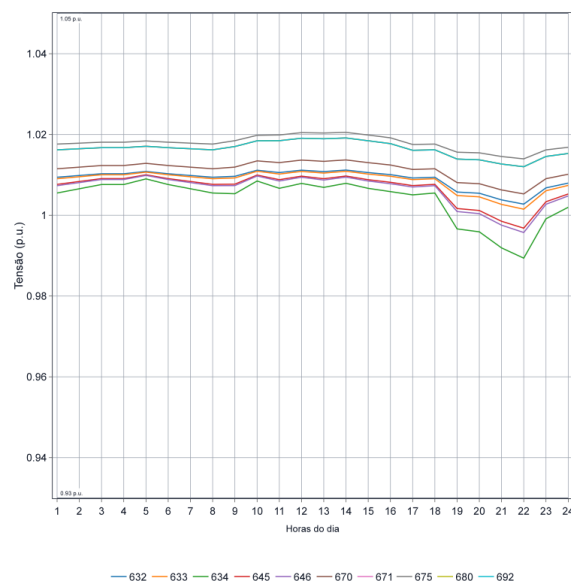
geração assumem os mesmos valores do caso base, refletindo uma condição de operação equivalente à observada sem a inserção fotovoltaica.

Figura 4.22 - Perfil de tensão (Inverno, FV na barra 671 e NP = 40 %). a) Fase A. b) Fase B. c) Fase C

a) FASE A



b) FASE B

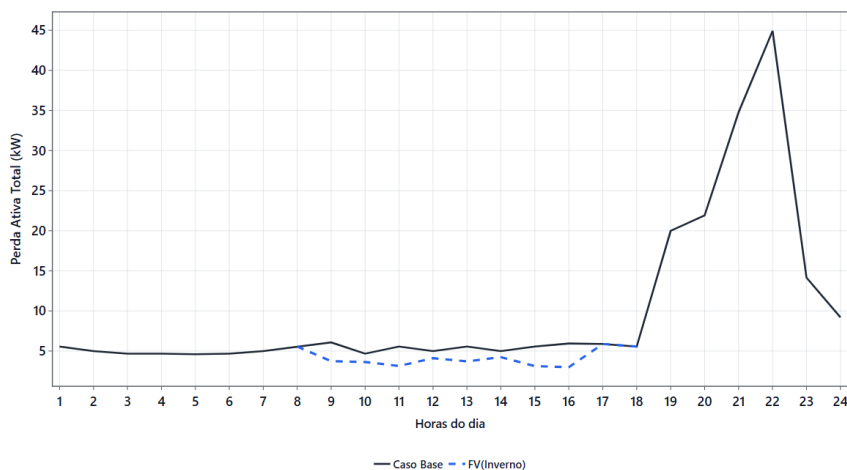


c) FASE C



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.23 - Perdas ativas totais (Inverno, FV na barra 671 e NP = 40 %).



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 Comparação entre Cenários de Verão e Inverno

Nesta seção é realizada a comparação entre os cenários com geração fotovoltaica no verão e no inverno, considerando as mesmas barras de conexão avaliadas nas subseções anteriores (611, 652 e 671) e a mesma definição de nível de penetração fotovoltaica (NP), conforme estabelecido na metodologia. A comparação sazonal tem como objetivo evidenciar como a variação do perfil horário de geração fotovoltaica entre as estações influencia os principais indicadores técnicos do sistema, obtidos por simulação em regime quase estacionário ao longo de 24 horas. Como critério de desempenho, adota-se o atendimento à faixa operacional de tensão de 0,93 a 1,05 p.u., além da análise de perdas técnicas, do carregamento do transformador de subestação e da ocorrência de fluxo reverso, identificado quando a potência ativa medida no lado de alta tensão do transformador assume valores negativos.

A análise é conduzida sob duas perspectivas complementares. Em primeiro lugar, determina-se, para cada barra e estação, o limiar de penetração associado ao início de violações do limite superior de tensão, por meio da identificação do menor NP que produz tensão máxima superior a 1,05 p.u. na fase e no ponto de conexão, caracterizando o NP_{crit} . Em seguida, compara-se o comportamento operacional para níveis de penetração comuns entre verão e inverno, de modo

a avaliar não apenas o ponto de restrição, mas também a severidade e a duração dos efeitos ao longo do dia.

4.4.1 Comparação dos limiares de penetração por critério de tensão

Nesta subseção compara-se o limiar de penetração fotovoltaica entre verão e inverno com base no critério de tensão adotado no trabalho (0,93 a 1,05 p.u.). Define-se NP_{crit} como o menor nível de penetração que resulta em tensão máxima superior a 1,05 p.u., em alguma hora do dia, na fase associada ao ponto de conexão da barra analisada. A Tabela 2.9 consolida, para as barras 611, 652 e 671, os valores de NP_{crit} por sazonalidade e os indicadores de ocorrência da violação do limite superior de tensão.

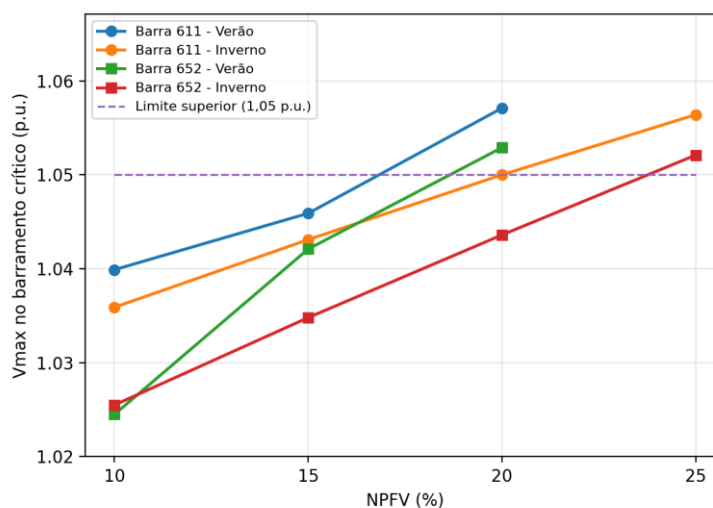
Tabela 4.9 - Síntese dos limiares de penetração fotovoltaica por critério de tensão nos cenários de verão e inverno.

Barra	Fase	Estação	NP_{crit} (%)	$V_{max_{np_{crit}}}$ (pu)
611	C	Verão	20	1,0571
611	C	Inverno	25	1,0564
652	A	Verão	20	1,0529
652	A	Inverno	25	1,0521
671	ABC	Verão	> 40	-
671	ABC	Inverno	>40	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme a Tabela 4.9, nas barras 611 (fase C) e 652 (fase A) observa-se menor nível crítico de penetração no verão ($NP_{crit} = 20\%$) em comparação ao inverno ($NP_{crit} = 25\%$). Esse comportamento é compatível com o perfil sazonal de geração fotovoltaica adotado, no qual o verão apresenta maior contribuição de potência ativa e uma janela diária de geração mais pronunciada, intensificando a elevação de tensão no ponto de conexão. Para a barra 671, com conexão trifásica em 4,16 kV, não foram identificadas violações do limite superior de tensão até o maior nível analisado ($NP = 40\%$) em ambas as estações, indicando maior margem ao critério de tensão nesse ponto. A ausência de violações neste caso é compatível com a injeção distribuída nas três fases, reduzindo a concentração de elevação de tensão em uma única fase quando comparada às conexões monofásicas. Esse comportamento também pode ser observado na Figura 4.24.

Figura 4.24 - Vmax no barramento crítico em função do NP para as barras 611 e 652 para verão e inverno.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.2 Perdas Técnicas Ativas

Após a definição do nível crítico de penetração fotovoltaica (NP_{crit}) na subseção anterior, avalia-se nesta subseção o impacto do ponto de operação crítico nas perdas técnicas ativas do alimentador. Para cada barra, são comparadas as perdas no caso base ($NP = 0$) e nos cenários sazonais operando no respectivo NP_{crit} de cada estação, ou seja, verão em $NP_{crit,verão}$ e inverno em $NP_{crit,inverno}$. Dessa forma, a comparação reflete o comportamento das perdas quando o sistema opera no limite imposto pelo critério de tensão.

A Tabela 4.10 apresenta os resultados para as barras 611, 652 e 671. Nas barras 611 e 652, as perdas diárias aumentam em relação ao caso base e o cenário de verão apresenta valores superiores ao de inverno, no patamar crítico identificado por critério de tensão (NP_{crit}). Para a barra 671, em $NP = 40\%$, observa-se redução das perdas diárias em relação ao caso base, comportamento consistente com a conexão trifásica no tronco do alimentador, que reduz a corrente suprida pela subestação durante a janela de geração; no inverno, esse nível mantém conformidade com o critério de tensão adotado.

Tabela 4.10 – Perdas técnicas ativas no caso base e no ponto crítico (NP_{crit}) por estação

Barra	Cenário	$Np(\%)$	Energia diária de perdas (kWh/dia)	Varição em relação ao caso base (kWh/dia)
611	Caso Base	0	239,463	0
611	Verão(Np_{crit})	20	315,543	76,079
611	Inverno (Np_{crit})	25	304,435	64,971
652	Caso Base	0	239,463	0
652	Verão(Np_{crit})	20	350,407	110,944
652	Inverno(Np_{crit})	25	334,443	94,980
671	Caso Base	0	239,463	0
671	Verão	40	229,102	-10,362
671	Inverno	40	224,767	-14,697

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.3 Fluxo de potência e carregamento do transformador de subestação

A avaliação do transformador de subestação é feita a partir do carregamento no secundário, quantificado pela potência aparente total $S_2(t)$, obtida na simulação horária. A Tabela 4.11 sintetiza o valor mínimo diário, $S_{2,min}$, por barra e estação, evidenciando o alívio de demanda líquida no período diurno devido à inserção de geração fotovoltaica.

No caso base ($NP = 0$), $S_{2,min}$ é 616,8 kVA em ambas as estações. Com FV, $S_{2,min}$ reduz de forma significativa nas barras 611 e 652: no verão, em $NP = 20\%$, atinge 315,3 kVA (barra 611) e 312,9 kVA (barra 652); no inverno, em $NP = 25\%$, os mínimos são 318,8 kVA (barra 611) e 316,6 kVA (barra 652), compatíveis com menor intensidade do perfil de geração. A ocorrência de fluxo reverso, quando analisada, deve ser verificada pelo sinal da potência ativa no primário, $P_1(t)$, caracterizando reverso quando $P_1(t) < 0$.

Tabela 4.11 - Síntese do carregamento máximo e mínimo no transformador

Estação	Barra	NP (%)	Pot. Mínima no secundário do transformador (kVA)
Verão	611	0	616,8
	611	20	315,3
	652	0	616,8
	652	20	312,9
Inverno	611	0	616,8
	611	25	318,3
	652	0	616,8
	652	25	316,6

Fonte: Elaborado pelo autor.

5. CONCLUSÃO

Este Trabalho de Curso teve como objetivo analisar os impactos da inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição, utilizando como sistema de estudo o alimentador teste do Institute of Electrical and Electronics Engineers de 13 barras, reconhecido por reproduzir condições típicas de redes desbalanceadas, com diferentes níveis de tensão e assimetrias de carga. A investigação foi conduzida por simulações quase estacionárias em série temporal ao longo de 24 horas, com resolução horária, empregando o OpenDSS como núcleo de cálculo e a integração com Python para automatização de cenários, varredura do nível de penetração fotovoltaica e pós-processamento das grandezas de interesse. A metodologia permitiu comparar, de forma consistente, um caso base sem geração fotovoltaica e cenários com inserção da geração fotovoltaica (FV) em diferentes pontos e formas de conexão, mantendo fixos os perfis de carga e aplicando perfis sazonais de geração para representar condições contrastantes de disponibilidade solar.

Como premissas, os reguladores de tensão foram mantidos em posição fixa e com controle desativado, de modo que as variações observadas decorressem fundamentalmente da interação entre a demanda horária e a potência ativa injetada pela FV, considerada em fator de potência unitário. A análise do caso base evidenciou que o alimentador, na ausência de geração distribuída, opera sem violações do critério de tensão adotado no trabalho (0,93 a 1,05 p.u.), consolidando esse cenário como referência para quantificar, por incremento, os efeitos introduzidos pela FV. Ainda no caso base, as perdas técnicas e o carregamento do transformador de subestação permaneceram compatíveis com a configuração do sistema, fornecendo um ponto de comparação direto para a interpretação dos resultados com geração.

Nos cenários com FV, verificou-se que os impactos sobre tensão dependem do ponto de conexão, do nível de penetração e da forma de acoplamento à rede. Para conexões monofásicas em barras de baixa tensão, sobretudo em trechos mais sensíveis eletricamente, observou-se elevação de tensão concentrada na fase de conexão durante a janela de maior geração, com máximos tipicamente entre 13 h e 15 h. Esse comportamento confirma que, em alimentadores desbalanceados, a injeção monofásica tende a produzir efeitos localizados e assimétricos, ampliando a sensibilidade do perfil de tensão na fase em que a FV está conectada e induzindo variações menores nas demais fases por acoplamento do circuito.

A determinação do nível crítico de penetração fotovoltaica pelo critério de tensão mostrou que a condição de maior irradiância é mais restritiva do ponto de vista operacional. Nas barras monofásicas analisadas, o limiar crítico ocorre com menor nível de penetração no cenário de maior disponibilidade solar, enquanto, no cenário de menor geração, são requeridos níveis mais elevados para alcançar a mesma condição de ultrapassagem do limite superior. Esse resultado reforça a necessidade de tratar sazonalidade como variável de projeto em estudos de conexão, pois um mesmo nível de penetração pode ser aceitável em uma condição sazonal e crítico em outra. Em contraste, a conexão trifásica em média tensão apresentou comportamento mais robusto no intervalo avaliado, com distribuição mais homogênea do efeito entre fases e menor tendência a sobretensões altamente localizadas, embora ainda imponha alterações relevantes nos fluxos de potência e na leitura de carga líquida do sistema.

No que se refere às perdas técnicas ativas, os resultados evidenciaram que a resposta do alimentador não é única e não deve ser generalizada sem considerar a localização e a forma de conexão da geração. Nos cenários monofásicos em baixa tensão, observou-se aumento da energia diária dissipada em perdas com a elevação do nível de penetração, sobretudo próximo ao patamar crítico de tensão, compatível com a redistribuição dos fluxos e com a intensificação de correntes em trechos específicos do circuito em redes desbalanceadas. Por outro lado, no cenário trifásico em média tensão, verificou-se redução das perdas diárias no nível de penetração analisado, indicando que, dependendo do ponto de conexão e do alívio de correntes a montante, a FV pode reduzir o termo dominante de perdas ôhmicas (I^2R) em parte relevante do alimentador. Assim, o estudo sustenta que as perdas podem aumentar ou diminuir com a FV, e que o sentido do efeito depende da topologia elétrica vista a partir do ponto de inserção e do grau de desbalanceamento do sistema.

A avaliação do transformador de subestação mostrou um resultado consistente: o pico diário de carregamento permanece associado ao período noturno e, por isso, tende a se manter praticamente inalterado com a inserção de FV nos níveis analisados, uma vez que a geração fotovoltaica é nula nesse intervalo. Em contrapartida, durante as horas de maior irradiância, a FV reduz a demanda líquida atendida pela subestação, diminuindo a potência aparente no secundário e a potência ativa no primário. Em níveis mais elevados de penetração e em determinados pontos de conexão, observou-se excedente local de geração em relação à carga, caracterizado por potência

ativa negativa no primário do transformador, o que indica fluxo reverso no sentido do alimentador para montante e se torna relevante por potencialmente impactar proteção, regulação de tensão e coordenação operativa.

Quanto às premissas de modelagem do recurso solar, utilizaram-se perfis sazonais construídos a partir de séries horárias de irradiância global horizontal, processadas para formar dias típicos médios, com a finalidade de representar dois regimes contrastantes de geração e isolar o efeito da sazonalidade no desempenho elétrico do alimentador. Nessa perspectiva, os perfis devem ser interpretados como parametrização de estudo para comparação relativa entre cenários, e não como tentativa de reproduzir com fidelidade geográfica o comportamento de um alimentador específico do sistema elétrico brasileiro. De forma geral, conclui-se que a integração de geração distribuída fotovoltaica em redes desbalanceadas exige análise orientada por cenários e indicadores, contemplando simultaneamente localização e forma de conexão, nível de penetração e variabilidade temporal do recurso solar. Como aprofundamentos recomendados, destacam-se a decomposição das perdas por elemento (linhas e transformadores), a reativação e análise coordenada dos controles de regulação de tensão, a consideração de estratégias de controle de inversores (suporte de potência reativa e funções Volt-VAR e Volt-Watt) e a extensão do estudo para múltiplos dias representativos ou séries anuais, incorporando variabilidade meteorológica para robustecer a avaliação estatística dos indicadores operacionais.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2023.

ARAÚJO, D. L. Geração solar fotovoltaica aplicada ao sistema IEEE 13 barras. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – [s.n.], [S.l.], 2024.

BEZA, M.; BOLLEN, M. H. J.; RIBEIRO, P. F. Analytical estimation of losses in distribution networks with high distributed generation penetration. *Electric Power Systems Research*, v. 170, p. 277–285, 2020.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a organização e atribuições institucionais do setor elétrico. *Diário Oficial da União*, Brasília, 16 mar. 2004.

CEMIG. Micro e minigeração distribuída – conecte-se à nossa rede! Belo Horizonte: CEMIG, 2020.

EPE. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil: condicionantes e impactos. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2020.

FADIGAS, E. A. F. A. Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica. São Paulo: GEPEA – Escola Politécnica/USP, 2012.

GARCIA-VILLALOBOS, J.; ZAMORA, I.; SAN MARTÍN, J. I.; ASENSIO, F. J.; APERRIBAY, V. Impact of high PV generation and EV charging on distribution network losses. *Renewable Energy*, v. 103, p. 44–54, 2017.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 3420–3428, 2013.

IEEE. IEEE Std 1159-2019 – IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. Piscataway: IEEE, 2019.

IEA. *Renewables 2023: Analysis and forecasts to 2028*. Paris: International Energy Agency, 2023.

INMETRO. *Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica*. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2011.

KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2017.

- KUHNEN, E. A. Impactos da integração de geração distribuída fotovoltaica nas tensões e perdas em redes de distribuição. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2024.
- LEME, V. T. et al. Análise do impacto da geração distribuída em um sistema elétrico de potência através do OpenDSS. *Revista Mundi de Engenharia*, v. 5, n. 11, p. 89–103, 2023.
- LIMA, P. R. G. Detecção de fluxo de potência reverso em sistemas de distribuição de energia elétrica: um estudo de caso em um sistema teste IEEE e um sistema real. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Minas Gerais, Formiga, 2021.
- MACIEL, M. E. C. Avaliação dos impactos no perfil de tensões e curto-circuito em redes de distribuição com geração solar fotovoltaica: um estudo baseado no sistema IEEE 13 nós. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2025.
- MATOS, F. B. Modelamento computacional do comportamento de células fotovoltaicas baseado nas propriedades físicas dos materiais. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.
- MEDEIROS, R. B. de. Impactos da geração distribuída fotovoltaica na qualidade de energia em redes de distribuição de energia elétrica. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.
- MÉNDEZ QUEZADA, V. H.; RIVIER ABBAD, J.; GÓMEZ SAN ROMÁN, T. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 533-540, maio 2006. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873115.
- MME; EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 – PDE 2034. Brasília: Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, 2024.
- NREL. National Solar Radiation Database (NSRDB) – Dados horários de irradiância global horizontal do Rio de Janeiro. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2023.
- ONS. Mapa do Sistema Interligado Nacional – SIN (visão geral do sistema de transmissão). Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2024.
- ONS. O que é o SIN. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2025.
- ONS. O Sistema em Números (indicadores da rede de transmissão). Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2025.
- ONS. Relatório Anual 2023. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2024.
- PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

RESENDE, J. L. S. Análise do desempenho de inversores fotovoltaicos sob diferentes condições de operação. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

RANGEL, H. L. T. Análise de impactos da integração de geração distribuída em consumidores conectados à rede de energia elétrica. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, 2024.

SCHNEIDER, K. P. et al. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 3, p. 3181–3188, 2018.

TAVARES, M. J. S. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica com diferentes níveis de penetração em alimentadores de distribuição em média tensão utilizando OpenDSS. 2018. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

VILLALVA, M. G. Células, módulos e arranjos fotovoltaicos. In: PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE, 2017. cap. 1, p. 1–11. (Apêndice ilustrativo sobre fundamentos de irradiância e irradiação.)

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.