UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

LUCAS CAMARGO DE ALBUQUERQUE
LUCAS FERREIRA KOSSAR

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM A INSERÇÃO DE FONTES FOTOVOLTAICAS

CURITIBA
2026

LUCAS CAMARGO DE ALBUQUERQUE
LUCAS FERREIRA KOSSAR

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM A INSERÇÃO DE FONTES FOTOVOLTAICAS

Voltage Stability Analysis of a Power Distribution System with the Integration of Photovoltaic Sources

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientadora: Nastasha Salame da Silva.

CURITIBA

2026

4.0 Internacional

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

LUCAS CAMARGO DE ALBUQUERQUE
LUCAS FERREIRA KOSSAR

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM A INSERÇÃO DE FONTES FOTOVOLTAICAS

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 19 de agosto de 2026

Nastasha Salame da Silva
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Andrea Lucia Costa
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Carlos Henrique Mariano
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

CURITIBA
2026

RESUMO

O presente trabalho analisa os impactos da inserção da geração distribuída (GD) fotovoltaica na estabilidade de tensão de um sistema elétrico de distribuição, motivado pelo crescimento acelerado da micro e minigeração distribuída e seus desafios operacionais. O estudo adota o sistema de teste IEEE 13 barras, adaptado às normas e características do sistema elétrico brasileiro. A metodologia fundamenta-se em rotinas computacionais desenvolvidas pelos autores em MATLAB, nas quais foram implementados o método de Newton-Raphson para o cálculo do fluxo de potência e a análise modal estática da matriz Jacobiana reduzida, complementadas por simulações em ambiente Python, apoiadas em biblioteca consolidada de análise de redes, empregadas no fluxo de potência com geração alocada em múltiplas barras e no traçado de curvas P–V por fluxo de potência continuado. As simulações contemplam três cenários de geração (máxima, típica e mínima), baseados em dados reais coletados no município de Curitiba (PR), considerando uma penetração fotovoltaica equivalente a 100% da carga ativa total em capacidade instalada com injeção exclusiva de potência ativa (fator de potência unitário). Os resultados indicam que a inserção da GD na média tensão atua de forma benéfica sobre o modo crítico da porção de média tensão (λ_2), ampliando sua margem de estabilidade e deslocando as curvas P–V para a direita, ao passo que o modo dominante do sistema, associado à barra de baixa tensão, permanece praticamente inalterado. Contudo, esse ganho é de pequena magnitude, inferior a 0,4% mesmo no cenário de maior injeção, e permanece condicionado à disponibilidade do recurso solar. A análise de sensibilidade indica que o efeito é mais expressivo quando a GD é alocada nas extremidades do ramal de média tensão, ao passo que a injeção direta na barra de baixa tensão conduziu ao colapso de tensão na ausência de suporte de potência reativa. Conclui-se que, nas condições avaliadas, a contribuição da inserção fotovoltaica para a estabilidade de tensão é positiva e sistemática, porém pouco expressiva diante da folga operacional do alimentador, e que o suporte de potência reativa pelos inversores é condição para benefícios de maior magnitude.

Palavras-chave: geração distribuída de energia elétrica; sistemas de energia fotovoltaica; sistemas de energia elétrica - estabilidade; energia elétrica - distribuição.

ABSTRACT

The present work analyzes the impacts of inserting photovoltaic distributed generation (DG) on the voltage stability of an electrical distribution system, motivated by the accelerated growth of distributed micro and minigeneration and its operational challenges. The study adopts the IEEE 13-bus test system, adapted to the standards and characteristics of the Brazilian electrical system. The methodology is based on computational routines developed by the authors in MATLAB, in which the Newton-Raphson method for power flow calculation and the static modal analysis of the reduced Jacobian matrix were implemented, complemented by simulations in a Python environment, supported by a consolidated network analysis library, used for power flow with generation allocated to multiple buses and the plotting of P-V curves through continuation power flow. The simulations contemplate three generation scenarios (maximum, typical, and minimum), based on real data collected in the municipality of Curitiba (PR), considering a photovoltaic penetration equivalent to 100% of the total active load in installed capacity with exclusive injection of active power (unity power factor). The results indicate that the insertion of DG in medium voltage acts beneficially on the critical mode of the medium voltage portion (λ_2), expanding its stability margin and shifting the P-V curves to the right, whereas the dominant mode of the system, associated with the low voltage bus, remains practically unchanged. However, this gain is of small magnitude, less than 0.4% even in the highest injection scenario, and remains conditioned on the availability of the solar resource. The sensitivity analysis indicates that the effect is more significant when the DG is allocated at the ends of the medium voltage branch, whereas direct injection into the low voltage bus led to voltage collapse in the absence of reactive power support. It is concluded that, under the evaluated conditions, the contribution of photovoltaic insertion to voltage stability is positive and systematic, but not very significant given the feeder's operational margin, and that reactive power support by the inverters is a condition for benefits of greater magnitude.

Keywords: distributed electric power generation; photovoltaic power systems; electric power systems - stability; electric power - distribution.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Potência instalada no Brasil..... 24
Figura 2 – Topologia do sistema IEEE 13 barras.....36
Figura 3 - Geração mensal de energia.....49
Figura 4 - Perfil diário de geração outubro/2025..... 50
Figura 5 - Perfil de potência instantânea. Geração máxima.....51
Figura 6 - Perfil diário de geração janeiro/2025.....51
Figura 7 - Perfil de potência instantânea. Geração típica.....52
Figura 8 - Perfil diário de geração maio/2025..... 52
Figura 9 - Perfil de potência instantânea. Geração mínima..... 53
Figura 10 – Fluxograma da metodologia de simulação e análise.....61
Figura 11 - Fluxo de potência caso base.....64
Figura 12 - Fluxo de potência caso 5,6% geração.....65
Figura 13 - Fluxo de potência caso 21,2% geração.....65
Figura 14 - Fluxo de potência caso 94,4% geração.....66
Figura 15 - Fluxo de potência caso 120% geração.....67
Figura 16 - Curva P-V barra 652 caso base.....69
Figura 17 - Curva P-V barra 652 caso 94,4% geração..... 69
Figura 18 - Curva P-V barra 675 caso base.....70
Figura 19 - Curva P-V barra 675 caso 94,4% geração.....71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Topologia e distâncias do sistema adaptado.....42
Tabela 2 – Níveis de tensão originais e adaptados por barra.....43
Tabela 3 – Parâmetros e impedâncias dos cabos adaptados..... 44
Tabela 4 – Especificação das cargas do sistema adaptado..... 45
Tabela 5 – Resultados fluxo de potência caso base..... 62
Tabela 6 – Resultados análise modal caso base..... 73
Tabela 7 – Fatores de participação modos críticos.....73
Tabela 8 – Potência ativa injetada.....75
Tabela 9 – Variação de λ_2 com simulação de cenários.....75
Tabela 10 – Análise do segundo modo com injeção de geração em diferentes barras.77
Tabela 11 – Resultados para o teste de limite de geração.....78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CC	Corrente Contínua
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GP	Nível de Penetração da Geração Distribuída
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LABENS	Laboratório de Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLL	Phase-Locked Loop
PQ	Barra de Carga (Potência Ativa e Reativa)
P-V	Curva Potência-Tensão
PV	Barra de Geração (Potência Ativa e Tensão Controlada)
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VQ	Sensibilidade Tensão-Potência Reativa

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 10
1.1 Delimitação do tema 11
1.2 Problema de pesquisa 12
1.3 Justificativa 12
1.4 Objetivos 14
1.4.1 Objetivo Geral 14
1.4.2 Objetivos Específicos 14
1.5 Metodologia da pesquisa 15
1.6 Estrutura do trabalho 16
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 18
2.1 Estabilidade em sistemas de potência 18
2.1.1 Classificação de estabilidade 19
2.2 Geração fotovoltaica 22
2.2.1 Contexto fotovoltaico no Brasil 23
2.2.2 Sincronismo com a rede elétrica 25
2.2.3 Impactos à estabilidade de tensão em sistemas elétricos 25
2.3 Fluxo de Potência 27
2.4 Análise Modal 29
2.5 Sistema modelado 35
3 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE 38
3.1 Estratégia de Análise e Ferramentas Computacionais 38
3.1.1 Justificativa da implementação própria 38
3.1.2 Divisão de tarefas entre as ferramentas computacionais 39
3.1.3 Premissas e simplificações adotadas 40
3.1.4 Bases de potência e tensão 41
3.2 Modelagem e Adaptação do Sistema de Teste 41
3.2.1 Adaptações para o Contexto Brasileiro 41
3.2.1.1 Topologia e Distâncias do Sistema 41
3.2.1.2 Tensões adaptadas 42
3.2.1.3 Especificação de Condutores e Impedâncias 43
3.2.1.4 Impedâncias adaptadas 44
3.2.1.5 Transformador 44
3.2.1.6 Cargas 45
3.2.2 Modelagem da Geração Fotovoltaica (FV) 46
3.3 Obtenção e Tratamento dos Dados de Geração Fotovoltaica 46
3.3.1 Base de dados 46
3.3.2 Localização e contexto climático 47
3.3.3 Tratamento dos dados brutos 47
3.3.4 Critério de integridade dos registros diários 48

3.3.5 Caracterização estatística da geração..... 49
3.4 Definição dos Cenários de Simulação..... 50
3.4.1 Seleção dos dias de referência..... 50
3.4.2 Nível de penetração e fator de perfil solar.....53
3.4.3 Barra de conexão adotada na análise modal..... 54
3.5 Critérios de Avaliação..... 55
3.5.1 Conformidade das magnitudes de tensão.....55
3.5.2 Indicadores modais..... 55
3.6 Procedimentos de Simulação..... 56
3.6.1 Fluxo de potência e análise modal..... 56
3.6.2 Varredura da posição da geração distribuída.....57
3.6.3 Análise com curvas P-V..... 57
3.6.4 Análise de limite de injeção por barra..... 58
4 RESULTADOS..... 62
4.1 Caso Base: Ponto de Operação e Perfil de Tensão..... 62
4.2 Análise de Fluxo de Potência sob Múltiplos Cenários de GD.....63
4.3 Curvas P-V e robustez do sistema.....68
4.3.1 Barra 652..... 68
4.3.2 Barra 675..... 70
4.3.3 Conclusão da Análise das Curvas P-V.....71
4.4 Análise modal do Caso Base..... 73
4.5 Impacto da Inserção de Geração Distribuída..... 75
4.6 Sensibilidade à Localização da Geração Distribuída.....76
4.7 Limite de Injeção por barra e Impacto na Rede.....78
4.8 Síntese e Discussão Geral.....79
5 CONCLUSÃO..... 81
REFERÊNCIAS.....84
APÊNDICE A - Códigos de simulação em python.....88
APÊNDICE B - Códigos de simulação em matlab..... 93

1 INTRODUÇÃO

O aumento relevante da geração distribuída (GD), majoritariamente de fonte solar, está redefinindo o sistema elétrico brasileiro. Segundo a ABSOLAR (2025), o Brasil encerrou 2024 na sexta posição do ranking mundial de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, tendo sido o quarto país que mais adicionou potência da fonte naquele ano. Essa expansão é impulsionada pelos vetores da descarbonização, descentralização e digitalização do setor elétrico e favorecida por políticas regulatórias que estimulam a adesão de novos usuários.

O crescimento acelerado, contudo, traz novos desafios à operação segura e confiável do Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2024), a expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD) impõe desafios consideráveis à operação, entre os quais se destacam a necessidade de maior flexibilidade operativa, a gestão de restrições na rede de transmissão e o suporte ao desempenho dinâmico do sistema. O mesmo documento aponta o impacto da MMGD sobre a curva de carga líquida do SIN e sobre o carregamento das transformações de fronteira, identificando o número de subestações com possibilidade de fluxo reverso de potência ativa, fenômeno diretamente relacionado ao objeto deste trabalho.

No âmbito da MMGD, a geração fotovoltaica é predominante, mas apresenta adversidades ao sistema elétrico ao qual está conectada. Paludo (2014) demonstra que elevados níveis de penetração fotovoltaica em redes de distribuição podem levar à degradação da qualidade da energia, com alterações no perfil de tensão, nas perdas e no desequilíbrio do sistema em regime permanente. Entre os fenômenos associados a essa penetração, este trabalho concentra-se na estabilidade de tensão, por ser o fenômeno que delimita a capacidade máxima de carregamento do sistema e cuja violação conduz ao colapso de tensão (KUNDUR, 1994).

Para formular o estudo foram considerados trabalhos correlatos, que se diferenciam entre si pela localização da geração fotovoltaica, pela existência ou não de contingências no sistema, pela capacidade de potência total de geração e pela topologia elétrica adotada. É comum entre os trabalhos consultados a

necessidade de um estudo detalhado das condições particulares de cada aplicação para a obtenção de um resultado exitoso.

No estudo de Alves (2016) sobre a estabilidade de tensão em sistemas de distribuição, que considerou a injeção de potência da geração distribuída, foi observado que a presença de geradores distribuídos conectados à rede pode beneficiar a margem de estabilidade de tensão. No entanto, quando o nível de penetração da geração distribuída provoca fluxo reverso no sistema, o aumento da potência nominal dos geradores pode levar o perfil de tensão a ultrapassar os limites aceitáveis previamente estabelecidos.

Lucchese et al. (2018) analisaram, em ambiente OpenDSS, o impacto da inserção de geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, avaliando o fluxo de potência, os níveis de tensão e as perdas do sistema. O estudo evidencia que a inserção da fonte pode trazer vantagens e desvantagens do ponto de vista da qualidade da energia, e reforça a importância de compreender a rede, suas cargas, os possíveis pontos de conexão e a potência nominal dos geradores para alcançar resultados satisfatórios.

Com base nos estudos analisados, este trabalho busca conceituar o processo de geração de energia por meio de painéis fotovoltaicos, caracterizar seu perfil de operação a partir de dados reais e avaliar os impactos da inserção dessa geração sobre a estabilidade de tensão de um sistema de distribuição, identificando os pontos de conexão mais favoráveis e os limites de injeção admissíveis por barra.

1.1 Delimitação do tema

Este trabalho limita-se à análise estática da estabilidade de tensão de um sistema de distribuição de energia elétrica, avaliada em regime permanente equilibrado e representada em sequência positiva. O objeto de estudo é um alimentador radial de média tensão baseado no sistema de teste IEEE 13 barras, adaptado às tensões, aos condutores e às práticas construtivas usuais no Brasil, alimentando uma única barra de baixa tensão por meio de transformador de distribuição.

A geração distribuída fotovoltaica é representada como injeção de potência ativa com fator de potência unitário, sem controle de tensão ou suporte de potência reativa, condição que reflete o comportamento típico dos inversores comerciais de menor porte. Os perfis de geração empregados derivam de medições realizadas em sistema fotovoltaico instalado no município de Curitiba (PR). As cargas são modeladas como de potência constante, e o sistema é avaliado sem reguladores de tensão, comutadores sob carga ou bancos de capacitores, de modo a representar sua condição de menor suporte de reativo.

Não integram o escopo deste trabalho a estabilidade angular, a estabilidade de frequência e a estabilidade de tensão de natureza dinâmica, tampouco a análise de desequilíbrios entre fases, a avaliação de restrições térmicas de condutores e transformadores e os aspectos de proteção e de qualidade da energia associados à conexão da geração distribuída.

1.2 Problema de pesquisa

A literatura reconhece que a inserção de geração distribuída fotovoltaica altera a margem de estabilidade de tensão dos sistemas de distribuição, mas os resultados relatados dependem fortemente da topologia da rede, do ponto de conexão e do nível de penetração, o que exige avaliação particular a cada aplicação. Além disso, quando há dados medidos de geração, eles são usualmente empregados em estudos de qualidade da energia em regime permanente, e não na avaliação da distância entre o ponto de operação e o limite de estabilidade.

Diante desse contexto, formula-se a seguinte pergunta de pesquisa: em que magnitude e em que sentido a inserção de geração distribuída fotovoltaica, operando sem suporte de potência reativa, altera a margem de estabilidade de tensão de um alimentador de distribuição; em quais pontos de conexão essa alteração é mais expressiva; e qual o limite de injeção admissível por barra?

1.3 Justificativa

Com a transição energética em curso, há uma crescente busca pela geração fotovoltaica, por ser uma das fontes renováveis com maior facilidade de instalação

em ambientes urbanos. Como discute Masters (2013), a integração de fontes descentralizadas e dependentes de condições meteorológicas altera o paradigma de planejamento e operação das redes elétricas, historicamente concebidas para fluxo unidirecional a partir da geração centralizada.

A geração fotovoltaica é intrinsecamente variável, em função das condições climáticas e do ciclo diário de irradiação. Essa variabilidade desloca o ponto de operação do sistema de distribuição ao longo do dia, alterando o carregamento das linhas e o perfil de tensão. O reconhecimento de que a integração massiva de geração conectada por conversores modifica o comportamento dos sistemas de potência levou, inclusive, à revisão da própria classificação de estabilidade adotada pelo setor (HATZIARGYRIOU et al., 2021).

Entre os fenômenos associados a essa integração, a estabilidade de tensão apresenta particular relevância por delimitar a capacidade máxima de carregamento do sistema e por conduzir, quando violada, ao colapso de tensão (KUNDUR, 1994). Diferentemente da magnitude de tensão, que é medida diretamente e regulada por norma, a margem de estabilidade não é uma grandeza observável na operação: ela precisa ser calculada a partir de um modelo da rede e de um ponto de operação conhecido. Em um cenário no qual a geração distribuída modifica continuamente esse ponto de operação, a distância até o limite de estabilidade deixa de ser um valor fixo estabelecido em projeto e passa a variar ao longo do dia, sem que exista indicação direta disso para o operador.

A importância deste estudo justifica-se, portanto, pela necessidade de quantificar, com dados reais de geração e critérios objetivos, o efeito da inserção fotovoltaica sobre a margem de estabilidade de tensão de um sistema de distribuição. Do ponto de vista prático, tal quantificação subsidia decisões de planejamento das distribuidoras quanto aos pontos de conexão mais favoráveis, à alocação de compensação reativa e à definição de limites de injeção por barra, questões que se tornam mais frequentes à medida que avança a adesão à micro e minigeração distribuída no país.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

Analisar os impactos que a inserção da geração distribuída fotovoltaica pode causar na estabilidade de tensão de um sistema de distribuição de energia elétrica.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar revisão da literatura técnica com foco nos fundamentos da estabilidade de tensão, nas características operacionais da geração fotovoltaica e na metodologia de análise modal;
- Coletar e tratar dados reais de geração fotovoltaica que retratem o perfil de operação diário em um cenário urbano nacional;
- Definir as etapas metodológicas da análise de estabilidade com base na revisão bibliográfica, adaptando os dados empíricos para aplicação no modelo de rede de distribuição;
- Modelar o sistema elétrico, caracterizando adequadamente sua topologia, parâmetros de carga e os pontos de conexão para a inserção da geração distribuída;
- Estabelecer critérios técnicos e objetivos para padronizar a avaliação da margem de estabilidade de tensão;
- Simular o comportamento da rede sob variadas condições operativas e diferentes níveis de penetração fotovoltaica utilizando ferramentas computacionais;
- Avaliar a sensibilidade da margem de estabilidade à localização do gerador distribuído e determinar o limite de injeção admissível por barra;
- Analisar os resultados obtidos, identificando e quantificando os impactos da geração distribuída na estabilidade de tensão do sistema.

1.5 Metodologia da pesquisa

Este trabalho realiza inicialmente uma revisão bibliográfica com o objetivo de apresentar e discutir os conceitos fundamentais relacionados à estabilidade de tensão, à geração fotovoltaica e à análise modal aplicada a estudos de estabilidade de tensão. Com base nessa fundamentação e em dados reais de geração, é desenvolvido um modelo de sistema de distribuição implementado em ambiente MATLAB e Python, no qual se calcula o fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson, permitindo avaliar o estado de operação do sistema com e sem a presença da geração distribuída.

A avaliação da estabilidade de tensão é conduzida por duas vias complementares e independentes. A primeira é a análise modal estática da matriz jacobiana reduzida, que fornece os autovalores associados aos modos de tensão do sistema e os fatores de participação de cada barra no modo crítico. A segunda é o fluxo de potência continuado, que fornece as curvas P–V e a margem de carregamento das barras de interesse. A convergência dos resultados das duas metodologias confere robustez às conclusões.

A análise é realizada considerando diferentes cenários característicos, de modo a representar variações reais na potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e sua natureza intermitente. Os cenários propostos contemplam ainda a influência da localização dos geradores fotovoltaicos e do montante de potência injetada sobre a estabilidade do sistema.

O estudo apoia-se em dados de geração medidos em campo. As séries de potência ativa foram obtidas de um sistema fotovoltaico instalado no município de Curitiba, com registro a cada minuto ao longo de um ano. A partir dessas séries são selecionados dias de referência e extraída, para cada um deles, uma potência de perfil que escala a injeção da geração distribuída na rede modelada. As cargas do sistema são definidas respeitando a capacidade dos transformadores e a topologia adaptada, com fatores de potência típicos de alimentadores urbanos de média tensão.

O processo de simulação está estruturado em duas etapas principais. Na primeira, o sistema elétrico é simulado operando sem a inserção de geração distribuída, estabelecendo o caso base de referência. Em seguida, o sistema é simulado com a inclusão da geração fotovoltaica nos diferentes cenários descritos. Por fim, os resultados são analisados de forma detalhada, com o objetivo de avaliar os impactos da integração da geração fotovoltaica na estabilidade de tensão e de identificar as condições mais favoráveis à sua inserção, contribuindo para o planejamento e a operação segura das redes de distribuição.

1.6 Estrutura do trabalho

Este trabalho é organizado em capítulos, como descrito a seguir:

- No capítulo 1 é apresentado o tema, a motivação, os objetivos geral e específicos, a metodologia utilizada e, nesta seção, a estrutura do trabalho.
- No capítulo 2 é abordado os conceitos fundamentais para o entendimento dos assuntos abordados. Inicialmente é descrito a estabilidade em sistemas de potência, geração fotovoltaica, análise de fluxo de potência e análise modal. Em seguida, detalha-se o sistema IEEE 13 barras escolhido como referência para estudo e suas adaptações.
- No Capítulo 3 é detalhada a metodologia de simulação e análise, abrangendo a modelagem e adaptação do sistema de teste ao contexto brasileiro, a modelagem da geração distribuída fotovoltaica, a definição dos cenários de simulação a partir dos dados reais tratados e os procedimentos de execução do fluxo de potência, da análise modal e da análise de limite de injeção por barra.
- No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados: o ponto de operação do caso base, o fluxo de potência sob os diferentes cenários de geração distribuída, as curvas P–V de margem de carregamento, a análise modal do caso base, o impacto da inserção da geração, a sensibilidade à sua localização e o limite de injeção por barra.

- No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho, com a retomada dos objetivos propostos, a síntese dos principais achados, a discussão das limitações do estudo e as sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Estabilidade em sistemas de potência

O sistema elétrico de potência é composto por diversos elementos interconectados, incluindo componentes elétricos, mecânicos e sistemas de controle, que atuam de forma coordenada. Para que a operação do sistema ocorra de maneira segura, confiável e eficiente, é fundamental que esses elementos sejam devidamente analisados, considerando suas características dinâmicas, e que se definam limites operacionais adequados. Quando tais limites são respeitados e o sistema é capaz de manter suas variáveis operacionais próximas aos valores nominais, mesmo após a ocorrência de distúrbios, considera-se que o sistema encontra-se em uma condição estável. Segundo Kundur et al. (2004), a estabilidade do sistema de potência é definida como a capacidade do sistema, em uma condição inicial de operação, de retornar a um estado de equilíbrio após ser submetido a uma perturbação, mantendo a maioria das variáveis do sistema dentro de limites aceitáveis e assegurando a integridade da rede elétrica interligada.

A garantia da estabilidade exige a antecipação e análise de possíveis contingências com base na condição inicial de operação. No entanto, devido à elevada complexidade, à interconectividade e à grande escala dos sistemas elétricos modernos, uma análise exaustiva de todos os cenários possíveis torna-se inviável, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. Por esse motivo, o estudo da estabilidade costuma ser segmentado em categorias específicas, cada uma abordando diferentes aspectos da resposta do sistema. Entre essas categorias, destacam-se:

- Estabilidade de tensão, que trata da capacidade do sistema de manter níveis aceitáveis de tensão em todas as barras;
- Estabilidade angular, relacionada à manutenção da sincronia entre os geradores;
- Estabilidade de frequência, que diz respeito à capacidade do sistema de manter a frequência nominal após variações na carga ou na geração.

Neste trabalho, o foco principal é a estabilidade de tensão, considerando seu impacto direto na qualidade do fornecimento de energia e na segurança operacional do sistema elétrico, especialmente em cenários com alta penetração de fontes renováveis.

2.1.1 Classificação de estabilidade

Estabilidade de tensão

De acordo com Kundur et al. (2004), “a estabilidade de tensão refere-se à capacidade de um sistema de potência de manter tensões estáveis em todas as barras do sistema após ser submetido a uma perturbação a partir de uma condição inicial de operação” (tradução dos autores). A partir dessa definição, compreende-se que a instabilidade de tensão ocorre quando os níveis de tensão ultrapassam os limites aceitáveis previamente estabelecidos e não retornam à normalidade após uma perturbação.

No contexto brasileiro, os limites de tensão em regime permanente nos sistemas de distribuição são estabelecidos pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), da Agência Nacional de Energia Elétrica. Para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, a tensão de atendimento é classificada como adequada quando situada entre 0,93 e 1,05 pu da tensão de referência (BRASIL, 2025). Os critérios de conformidade efetivamente adotados nas simulações são detalhados na seção 3.5.1. Conforme destacado por Alves (2016), a instabilidade de tensão manifesta-se de forma mais evidente quando há fornecimento insuficiente de potência reativa pelas fontes do sistema em relação à demanda imposta pelas cargas. Essa situação é caracterizada pela degeneração da tensão em uma barra que já opera em seu limite técnico e não consegue mais atender a um aumento da carga.

Adicionalmente, esse processo pode ocorrer mesmo com a potência total do sistema constante, ou seja, sem o aumento de carga, por meio de um efeito em cadeia: uma pequena queda de tensão aumenta a corrente fornecida pela barra, intensificando ainda mais a queda de tensão devido à impedância série da linha de

transmissão. Esse fenômeno se propaga para as barras subsequentes, provocando uma resposta em cascata que acarreta a degeneração progressiva da tensão em todo o sistema.

Segundo Reis (2005), o colapso de tensão representa a consequência final e mais crítica do processo de instabilidade de tensão. Embora os conceitos de instabilidade e colapso estejam intimamente relacionados, é importante tratá-los de forma distinta. Tal diferenciação é fundamental para a implementação de estratégias eficazes de controle e mitigação durante distúrbios no sistema elétrico. Nesse sentido, Kundur et al. (2004) enfatizam que “a instabilidade de tensão não leva necessariamente ao colapso de tensão. O colapso de tensão é a consequência da progressão da instabilidade de tensão e da incapacidade do sistema em manter a recuperação da tensão” (tradução nossa), reforçando que o colapso é um estágio avançado, porém evitável.

Uma das estratégias mais utilizadas para prevenir a instabilidade de tensão é a compensação reativa. Essa técnica consiste no fornecimento local de suporte de tensão, por meio da injeção ou absorção de potência reativa com o uso de dispositivos como capacitores, reatores shunt e compensadores estáticos de potência reativa (SVCs). O objetivo é evitar que a potência reativa seja fornecida por fontes geograficamente distantes, o que poderia ocasionar quedas significativas de tensão ao longo das linhas de transmissão. A aplicação da compensação reativa permite um controle mais eficaz dos níveis de tensão nas barras do sistema, contribuindo diretamente para a estabilidade do sistema elétrico.

Chaves (2007) ressalta a importância dessa abordagem, ao evidenciar que a compensação reativa é essencial para a manutenção da tensão dentro dos limites operacionais, sobretudo sob condições de alto carregamento ou em situações de contingência. Nesses cenários, sua atuação torna-se ainda mais crítica, principalmente em áreas com redes extensas ou estruturalmente vulneráveis, nas quais pequenas quedas de tensão podem evoluir rapidamente para instabilidade ou colapso.

Estabilidade angular

A estabilidade do ângulo do rotor refere-se à capacidade das máquinas síncronas de um sistema elétrico interligado de manterem o sincronismo após serem submetidas a uma perturbação. Esse tipo de estabilidade está diretamente relacionado à habilidade do sistema de preservar o equilíbrio entre o torque mecânico fornecido pela fonte primária de energia e o torque eletromagnético desenvolvido pelo gerador. Quando ocorre uma perturbação, esse equilíbrio é comprometido, resultando em aceleração ou desaceleração do rotor da máquina, o que, por sua vez, altera a diferença angular entre as máquinas síncronas do sistema (KUNDUR et al., 2004).

Sob condições de operação estacionária, há equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque eletromagnético de saída, e a velocidade do rotor permanece constante. Contudo, após uma perturbação, o torque eletromagnético varia em função da nova condição do sistema, o que leva a oscilações no ângulo do rotor. Se essas oscilações aumentarem significativamente, pode ocorrer a perda de sincronismo entre os geradores. Um gerador que acelera temporariamente em relação aos demais terá seu ângulo de rotor avançado em relação ao ângulo dos demais geradores, o que provoca transferência de carga e aumento da separação angular. A partir de um certo ponto, essa separação causa uma redução na capacidade de transferência de potência, resultando em instabilidade (KUNDUR et al., 2004).

Estabilidade de frequência

A estabilidade de frequência diz respeito à capacidade do sistema elétrico de preservar a frequência próxima ao seu valor nominal, mesmo após a ocorrência de perturbações significativas. Para garantir a continuidade e a segurança da operação do sistema, é fundamental que as variações de frequência permaneçam dentro de limites operacionais aceitáveis. Tal estabilidade depende diretamente do equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida. Quando há um aumento súbito da carga, o sistema tende a operar em regime de subfrequência, devido à redução da reserva de geração. Em contrapartida, quando a geração supera a demanda de

forma considerável, pode ocorrer uma condição de sobrefrequência. Essas oscilações de frequência são controladas por mecanismos automáticos, como os reguladores de velocidade das unidades geradoras, e por ações coordenadas de controle secundário e terciário de frequência. Em sistemas elétricos interligados, a estabilidade de frequência assume especial importância, especialmente em cenários de separação em ilhas ou de perda de grandes blocos de carga ou geração (KUNDUR et al., 2004).

2.2 Geração fotovoltaica

Fundamentalmente a geração FV se origina do efeito fotovoltaico, fenômeno que ocorre em certos materiais semicondutores que geram corrente elétrica quando expostos à luz solar. Segundo Villalva e Gazoli (2012), o efeito fotovoltaico é o processo de conversão direta da energia luminosa em energia elétrica, que acontece em dispositivos denominados células fotovoltaicas. O silício cristalino é o material semicondutor predominante na composição dessas células, que são eletricamente interligadas e encapsuladas para formar os módulos fotovoltaicos, garantindo proteção contra intempéries e durabilidade.

Nesse mesmo contexto, Coelho, Schmitz e Martins (2022) ressaltam que o avanço das tecnologias de conversão tem tornado a aplicação dos módulos fotovoltaicos cada vez mais eficiente em redes urbanas.

O efeito fotovoltaico ocorre quando fótons de luz incidem sobre a superfície do material semicondutor, promovendo elétrons de banda de valência para a banda de condução. Este movimento de elétrons livres cria uma diferença de potencial (tensão) entre os terminais da célula, o que possibilita o fluxo de uma corrente contínua (CC) quando um circuito externo é conectado (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Dado que a tensão e a corrente de uma única célula são relativamente baixas, torna-se necessário a associação em série e paralelo para atingir níveis de potência utilizáveis.

Com a natureza CC dos módulos FV é necessário o uso de um inversor para converter essa energia em corrente alternada (CA) que se adeque a rede. Além disso, dispositivos secundários como controladores de carga, transformadores,

disjuntores, fusíveis e sistemas de monitoramento são indispensáveis para a aplicação efetiva de sistemas FV.

Os sistemas FV podem ser classificados de duas formas:

- Sistemas isolados (*off-grid*): operam desconectados da rede elétrica e geralmente utilizam bancos de baterias para armazenar energia.
- Sistemas conectados à rede (*grid-tie*): injetam a energia gerada diretamente na rede elétrica, sem necessidade de armazenamento local. Esses sistemas representam a principal forma de expansão da geração FV nos centros urbanos. Como aponta Rüther (2004), os sistemas conectados à rede se integram de forma eficiente à infraestrutura elétrica já existente, permitindo que a energia seja gerada próximo aos pontos de consumo e dispensando a necessidade de sistemas de armazenamento locais, o que otimiza custos e espaço. De acordo com Zilles et al. (2012), os sistemas *grid-tie* destacam-se pela interação direta e contínua com a concessionária, eliminando os gargalos técnicos e financeiros das baterias.

A geração FV está diretamente ligada à irradiância solar incidente, à temperatura de operação e às características elétricas dos módulos e inversores. Logo, detalhes como a orientação, inclinação dos painéis, obstruções próximas, sombreamentos e qualidade dos componentes impactam na eficiência do sistema.

2.2.1 Contexto fotovoltaico no Brasil

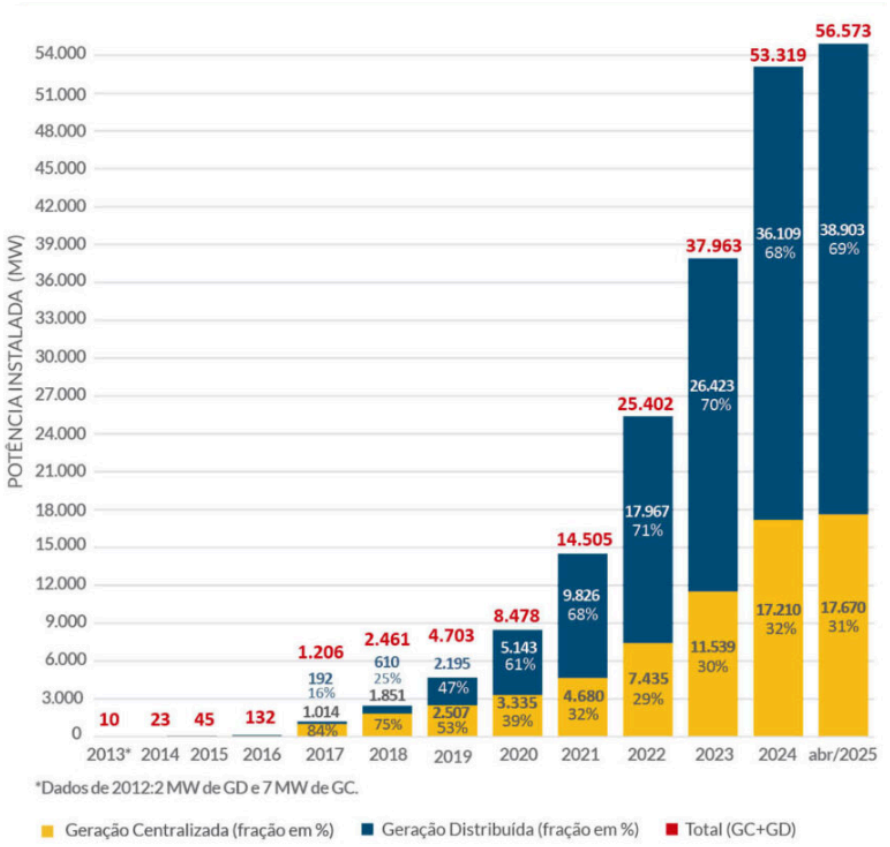
O Brasil possui altos índices de irradiação solar, o que possibilita que a geração de energia fotovoltaica ganhe muito destaque como alternativa viável para suprir parte do consumo energético nacional.

A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, marcou o início da expansão do setor no país (BRASIL, 2012). O arcabouço foi posteriormente consolidado pela Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída e definiu o regime de transição para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (BRASIL, 2022). Ao final de 2024, o país ultrapassou 53 GW de capacidade instalada de energia

solar fotovoltaica, sendo 36,1 GW em geração distribuída (telhados, fachadas e pequenos terrenos) e 17,2 GW em grandes usinas, conforme ilustrado na Figura 1 (ABSOLAR, 2025).

Mesmo com as características favoráveis para uma perspectiva de crescimento da geração FV no país, os desafios ainda persistem. Os custos iniciais de instalação, a necessidade de infraestrutura de transmissão e a dependência de políticas públicas consistentes corroboram para a resistência da ampla difusão desse meio de geração. Conforme aponta Cunha (2018), destacam-se impedimentos industriais como barreiras regulatórias e falta de incentivos em algumas regiões, que podem retardar o ritmo de expansão.

Figura 1 - Potência instalada no Brasil



Fonte: ABSOLAR,2025.

2.2.2 Sincronismo com a rede elétrica

O sincronismo entre os sistemas FV e a rede elétrica é ponto principal a ser garantido para uma operação segura, eficiente e estável da geração distribuída. Em sistemas conectados à rede, os inversores fotovoltaicos devem operar em sintonia com os parâmetros da rede (frequência, fase e tensão) de modo que a injeção de potência não cause distúrbios à rede existente.

O processo de sincronização se baseia no ajuste das saídas do inversor para uma operação coerente com o sistema. Essas saídas tomam como referência a análise precisa da frequência fundamental, ângulo de fase e amplitude de tensão da rede.

A técnica de sincronização mais utilizada em sistemas FV é o *Phase-Locked Loop* (PLL). O PLL é um sistema de controle em malha fechada que ajusta o oscilador interno do inversor de modo a manter seu sinal de saída sincronizado com a rede elétrica.

Outras técnicas têm sido estudadas além do PLL, como técnicas baseadas em filtros adaptativos, redes neurais e filtros ressonantes, que buscam otimizar o desempenho dinâmico e a robustez da sincronização em ambientes ruidosos.

Para garantir a confiabilidade dessa conexão, Kumar et al. (2017) enfatizam que os inversores grid-tied modernos devem obedecer a requisitos rigorosos de qualidade de energia e suporte durante afundamentos de tensão.

2.2.3 Impactos à estabilidade de tensão em sistemas elétricos

O aumento da inserção de fontes de energia renovável, como a solar fotovoltaica e a eólica, estabelece desafios novos à estabilidade de tensão nos sistemas elétricos de potência. Essas fontes, em sua maioria conectadas à rede por meio de inversores eletrônicos, apresentam uma limitação significativa no fornecimento de potência reativa, diferentemente das máquinas síncronas convencionais, que contribuem de forma natural e contínua para a compensação de reativos no sistema. Em cenários com elevada penetração de geração distribuída, essa deficiência de suporte reativo pode levar a uma maior vulnerabilidade do sistema,aumentando o risco de colapso de tensão em determinados pontos

operacionais, principalmente em redes mais fracas ou com baixa reserva de reativo disponível (KUNDUR et al., 2004; ALVES, 2016).

Nesse cenário, torna-se essencial a adoção de estratégias complementares que garantam o controle adequado da tensão. Entre essas estratégias destacam-se a instalação de dispositivos de compensação reativa, como bancos de capacitores, reatores e compensadores estáticos, próximos aos pontos de conexão das fontes renováveis, e o desenvolvimento de técnicas de controle avançadas para os inversores. Estas técnicas visam permitir que as fontes renováveis contribuam de forma ativa com o gerenciamento do perfil de tensão do sistema.O comportamento dessas unidades frente a perturbações depende diretamente da lógica de controle implementada nos conversores, e não de características eletromecânicas intrínsecas, como ocorre nas máquinas síncronas. Kundur et al. (2004) já apontavam essa dependência ao tratar de elos de corrente contínua, observando que as potências ativa e reativa na interface CA/CC são determinadas pelos controles do conversor, princípio que se estende aos inversores fotovoltaicos conectados à rede.

Alves (2016) também reforça que essa limitação no fornecimento de potência reativa por sistemas fotovoltaicos pode comprometer significativamente a capacidade de suporte dinâmico da tensão, sobretudo em alimentadores extensos com grande concentração de carga. Dessa forma, é imprescindível que os projetos de integração de fontes renováveis contemplem não apenas a geração de energia ativa, mas também soluções eficazes para o controle de tensão, assegurando a estabilidade e a confiabilidade da operação do sistema elétrico.

A literatura aponta que a elevada presença de GD, como a fotovoltaica, em sistemas mais fracos pode levar ao aumento indesejado das tensões nos pontos de conexão, resultando em violações dos limites operacionais estabelecidos. Esse fenômeno ocorre devido à injeção de potência ativa em pontos próximos às cargas, que altera o perfil de tensão ao longo do alimentador, podendo ultrapassar os limites máximos aceitáveis em condições de baixa demanda (ALVES, 2016).

Outro aspecto crítico refere-se à dificuldade na coordenação dos sistemas de proteção. A introdução da geração fotovoltaica modifica os fluxos tradicionais de potência no sistema, tornando-os bidirecionais. Essa mudança compromete a seletividade e a eficácia das proteções convencionais, projetadas para fluxos unidirecionais, e pode levar a atuações indevidas ou à falha na detecção de faltas

(ALVES, 2016). Além disso, a geração fotovoltaica, ao reduzir a potência ativa proveniente da subestação, pode ocasionar fluxos de potência reversos, principalmente em situações de alta irradiância solar e baixa carga. Essa reversão não apenas degrada o perfil de tensão como também reduz a margem de carregamento do sistema, tornando-o mais suscetível ao colapso de tensão (ZEFERINO, 2011).

Adicionalmente, em situações de contingência, como a desconexão repentina de uma unidade fotovoltaica ou variações bruscas na irradiância, o sistema pode operar perigosamente próximo de seu ponto de colapso. Tais eventos aumentam a instabilidade operacional e podem desencadear quedas de tensão generalizadas, principalmente se não houver controle adequado da potência reativa e planejamento prévio de ações corretivas (ZEFERINO, 2011; ALVES, 2016). A ocorrência de ilhamento não intencional também representa um risco relevante. Neste caso, a geração local continua alimentando parte da rede isolada do sistema principal, o que pode comprometer a qualidade da energia, provocar oscilações de tensão e frequência, além de representar um risco à segurança dos operadores (ALVES, 2016).

2.3 Fluxo de Potência

A análise de fluxo de potência, também conhecida como fluxo de carga, é essencial para a compreensão do comportamento do sistema elétrico de potência em regime permanente. Por meio dessa análise, avaliam-se as tensões nos terminais das barras, os ângulos de fase das tensões e as potências ativa e reativa injetadas ou consumidas em cada ponto da rede. Tais resultados são fundamentais para estudos de estabilidade de tensão, pois servem como base para análises mais aprofundadas sobre o planejamento, a operação e a análise da confiabilidade dos sistemas elétricos.

Segundo Monticelli (1983), os componentes do sistema elétrico podem ser divididos em dois grupos: o primeiro compreende os elementos conectados entre um nó qualquer e o nó de referência (nó-terra), como cargas, geradores, reatores e capacitores; o segundo inclui os elementos conectados entre dois nós quaisquer da

rede, como linhas de transmissão, transformadores e defasadores. Esses componentes contribuem diretamente para a formulação das equações fundamentais do fluxo de potência, as quais se baseiam na conservação da potência ativa e reativa em cada nó da rede. Assim, a potência total injetada pelos geradores e cargas deve ser igual à soma das potências que fluem pelos demais elementos do sistema.

Neste trabalho, é adotada a nomenclatura tradicionalmente empregada na formulação do fluxo de potência para a classificação dos tipos de barras da rede elétrica. A formulação básica contempla três tipos principais de barras:

- Barra PV: representa barras de geração, nas quais são conhecidos a potência ativa líquida (diferença entre geração e carga) e a magnitude da tensão nodal;
- Barra PQ: representa barras de carga, onde são conhecidas a potência ativa e a potência reativa líquidas;
- Barra de Referência (ou *Slack*): fornece a referência angular para o sistema e fecha o balanço de potência, compensando as perdas de transmissão que não são previamente conhecidas.

O cálculo de fluxo de carga é, em geral, realizado com o auxílio de métodos computacionais desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações e inequações algébricas que constituem o modelo estático da rede elétrica. O uso desses métodos procura solucionar, de forma eficiente e precisa, as equações que descrevem o equilíbrio entre geração e consumo de potência ativa e reativa em cada barra do sistema. Dentre os métodos mais utilizados, destaca-se o método de Newton-Raphson, amplamente empregado em estudos de operação e planejamento de sistemas elétricos de potência devido a sua robustez e rápida convergência.

A aplicação do método de Newton-Raphson ao problema de fluxo de carga exige a formulação da matriz Jacobiana, a qual representa as derivadas parciais das potências em relação às variáveis de estado do sistema, os ângulos e módulos das tensões nas barras. Conforme apresentado por Monticelli (1983), essa matriz é essencial para a linearização do sistema de equações não lineares, permitindo a

resolução iterativa do problema em torno de um ponto de operação inicial. Assim, a combinação entre o modelo computacional da rede e a formulação matemática da Jacobiana constitui a base do processo iterativo que conduz à solução do fluxo de carga, possibilitando a análise precisa do estado elétrico do sistema sob diferentes condições operacionais.

A matriz Jacobiana é composta pelas derivadas parciais das potências ativa e reativa injetadas nas barras do sistema em relação aos ângulos das tensões e aos módulos das tensões. Sua estrutura geral pode ser representada da seguinte forma:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \tag{2.1}$$

Onde:

- $H = \frac{\partial P}{\partial \theta}$: derivadas das potências ativas em relação aos ângulos das tensões,
- $N = \frac{\partial P}{\partial |V|}$: derivadas das potências ativas em relação aos módulos das tensões,
- $M = \frac{\partial Q}{\partial \theta}$: derivadas das potências reativas em relação aos ângulos das tensões,
- $L = \frac{\partial Q}{\partial |V|}$: derivadas das potências reativas em relação aos módulos das tensões.

2.4 Análise Modal

A análise modal estática é uma ferramenta amplamente utilizada no estudo da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência. À medida que o

sistema se aproxima do colapso de tensão, pequenas variações nas cargas podem causar grandes alterações nas tensões nodais. Nesse cenário, a análise modal permite identificar previamente as áreas mais suscetíveis à instabilidade, subsidiando a adoção de medidas corretivas de forma antecipada e localizada (AMORIM, 2011). Como ressaltado por Alves (2016), a análise modal é mais eficiente que as curvas PV/QV para identificar áreas críticas em redes de grande porte, além de permitir a avaliação do impacto de múltiplos pontos de injeção de GD de forma simultânea.

Essa abordagem mostra-se particularmente eficaz em sistemas de distribuição, que operam com baixos níveis de tensão e geralmente possuem suporte reativo limitado. Nessas redes, a análise modal destaca-se por localizar com precisão as barras críticas, especialmente quando há inserção de geração distribuída, como analisado por Alves (2016), que evidencia como a GD pode tanto melhorar quanto degradar a estabilidade de tensão, dependendo de sua localização, fator de potência e capacidade instalada.

O ponto de partida da análise modal é a matriz Jacobiana reduzida (J_R), que se trata da simplificação da matriz Jacobiana (J) utilizada no método de Newton-Raphson apresentado no item anterior. Resgatando esse conceito é possível enunciar a seguinte equação matricial

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{2.2}$$

Onde:

- ΔP: vetor das variações de potência ativa nas barras do sistema;
- ΔQ: vetor das variações de potência reativa nas barras do sistema;
- $\Delta\theta$: vetor das variações dos ângulos de tensão;
- ΔV: vetor das variações das magnitudes das tensões;
- $J_{P\theta}$: submatriz da Jacobiana representando as derivadas parciais de P em relação a θ;

- J_{PV}: submatriz da Jacobiana representando as derivadas parciais de P em relação a V;
- $J_{Q\theta}$ submatriz da Jacobiana representando as derivadas parciais de Q em relação a θ;
- J_{QV}: submatriz da Jacobiana representando as derivadas parciais de Q em relação a V;
- $\mathbf{J}$: matriz Jacobiana completa, que relaciona as variações de tensão com as variações de potência.

Da equação matricial (2.2) temos:

$$\Delta P = J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V \tag{2.3}$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta}\Delta\theta + J_{QV}\Delta V \tag{2.4}$$

A partir da análise das equações (2.3) e (2.4), observa-se que a estabilidade de tensão do sistema elétrico é influenciada tanto pela potência ativa quanto pela potência reativa. No entanto, é possível simplificar essa análise assumindo a potência ativa como constante e avaliando diferentes pontos de operação. Essa abordagem permite investigar a estabilidade de tensão em distintos níveis de potência ativa fazendo a análise de diferentes pontos de operação, reduzindo a complexidade do problema e, consequentemente, a carga computacional envolvida (KUNDUR, 1994; REIS, 2005).

Ao considerar a variação incremental da potência ativa como nula (ΔP = 0), torna-se possível isolar e evidenciar a relação entre a variação da potência reativa (ΔQ) e a variação da tensão (ΔV), dessa forma:

$$\Delta P = J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V = 0 \Leftrightarrow \Delta\theta = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV}\,\Delta V \tag{2.5}$$

substituindo (2.5) em (2.4)

$$\Delta Q = J_{Q\theta}\left(-J_{P\theta}{}^{-1} J_{PV}\,\Delta V\right) + J_{QV}\Delta V = \Delta V\,(J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}{}^{-1} J_{PV}) \tag{2.6}$$

assumindo

$$J_R = J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}{}^{-1} J_{PV} \tag{2.7}$$

temos

$$\Delta Q = J_R\,\Delta V \tag{2.8}$$

ou

$$\Delta V = J_R{}^{-1}.\,\Delta Q \tag{2.9}$$

Através da resolução da equação (2.9), é possível avaliar a sensibilidade tensão - potência reativa (VQ) do sistema elétrico. De acordo com Reis (2005), uma sensibilidade VQ positiva indica que um aumento na potência reativa resulta em um aumento na tensão do barramento. Se todas as sensibilidades VQ forem positivas, o sistema é considerado estável. No entanto, essa estabilidade é inversamente proporcional ao valor da sensibilidade: quanto maior for o valor positivo, menor será o grau de estabilidade do sistema. Por outro lado, a presença de ao menos uma sensibilidade negativa caracteriza o sistema como instável.

Apesar da análise das sensibilidades VQ fornecer uma indicação do nível de estabilidade de tensão nos barramentos, ela não constitui uma avaliação completa. Isso se deve ao fato de que essa abordagem permite identificar a instabilidade de tensão em barras individuais e não o efeito de modos individuais no processo de colapso de tensão (KUNDUR, 1994; REIS, 2005).

A técnica de análise modal estática supera as deficiências do método de sensibilidades VQ (GAO, 1992; KUNDUR, 1994; MANSOUR, 1993). Realizando uma decomposição modal da matriz J_R obtendo três componentes essenciais: autovalores, autovetores e fatores de participação. O menor autovalor indica o modo mais crítico, ou seja, aquele mais próximo da instabilidade. Os autovetores descrevem como as tensões variam nesse modo, enquanto os fatores de participação apontam quais barras mais influenciam esse comportamento.

Inicialmente, é fundamental compreender o conceito de modo de instabilidade de tensão. Para o modo i-ésimo, tem-se:

$$\Delta v_i = \frac{1}{\lambda_i} \Delta q_i \tag{2.10}$$

Onde:

- Δv_i: i-ésima variação da tensão modal.
- λ_i: autovalor associado.
- Δq_i: i-ésima variação da potência reativa.

A amplitude de cada variação de tensão modal é o produto do inverso do autovalor λ_i e a variação da potência reativa. Portanto é possível concluir que:

- Se $\lambda_i > 0$, as variações de tensão e potência reativa ocorrem na mesma direção, caracterizando um modo estável. No entanto, quanto menor for esse valor positivo, menor será o grau de estabilidade do modo, indicando proximidade com uma condição de colapso de tensão.

- Se $\lambda_i < 0$, as variações de Δv_i e Δq_i ocorrem em sentidos opostos, indicando instabilidade de tensão. Com as variações de tensão modal e potência reativa opostas, qualquer acréscimo de potência reativa injetada implica em um queda de tensão, deixando evidente a instabilidade de tensão.

- Se $\lambda_i = 0$, o sistema atinge uma condição crítica em que qualquer pequena alteração na potência reativa modal provoca uma variação infinita na tensão modal, caracterizando o colapso completo do respectivo modo.

A estabilidade de tensão de um sistema elétrico pode ser avaliada por meio da análise modal, que examina os autovalores da matriz Jacobiana reduzida. A magnitude de cada autovalor positivo indica o grau de estabilidade do modo correspondente: quanto mais próximo de zero for o autovalor, mais próximo o sistema estará da instabilidade. Conforme define Reis (2005), um sistema é estável em termos de tensão "se os valores próprios da matriz são todos positivos", sendo o ponto de colapso caracterizado por um autovalor nulo.

O objetivo principal da análise é identificar o modo crítico, ou seja, o padrão de instabilidade mais provável. Contudo, como aponta Kundur (1994), a simples identificação do menor autovalor é insuficiente para uma investigação completa. O menor autovalor, por si só, não revela quais áreas do sistema são responsáveis pela instabilidade ou quais seriam mais afetadas por ela.

Para uma análise definitiva, recorre-se aos Fatores de Participação ($f_{p,ik}$), calculados a partir da análise conjunta dos autovetores direito (φ_i) e esquerdo (γ_i) associados ao modo crítico. Essa abordagem permite quantificar a contribuição de cada barra do sistema para a instabilidade modal. Os barramentos que apresentam os maiores fatores de participação são, por definição, os mais críticos, indicando as áreas mais vulneráveis ao colapso de tensão e onde medidas corretivas seriam mais eficazes (Kundur, 1994; Reis, 2005).

Sua definição matemática é:

$$f_{p,ik} = \varphi_{ik} \cdot \gamma_{ik} \tag{2.11}$$

Onde:

- $f_{p,ik}$ é o Fator de Participação da barra k no i-ésimo modo de instabilidade.

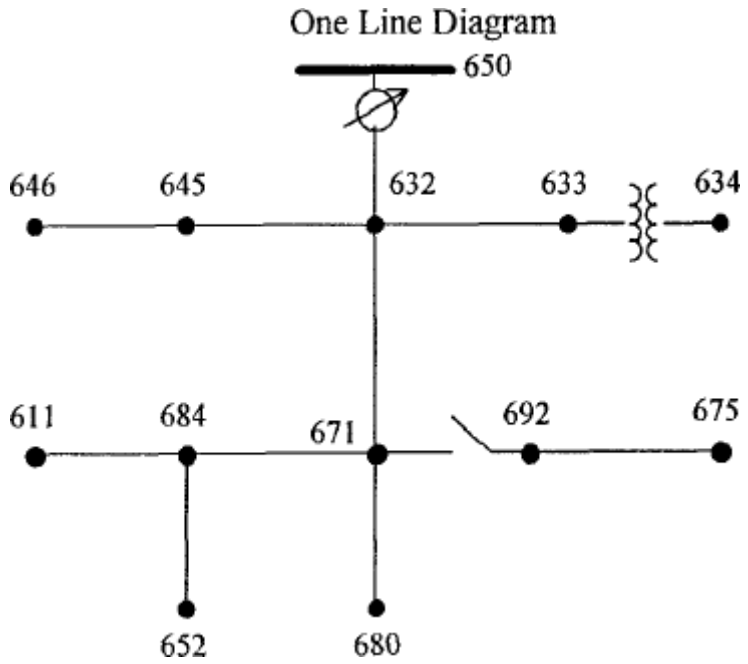
- φ_{ik} é o k-ésimo componente do autovetor à direita (φ_i). Este vetor mede a resposta da tensão na barra k em relação ao modo i (quão afetada a barra é).
- γ_{ik} é o k-ésimo componente do autovetor à esquerda (γ_i). Este vetor mede a sensibilidade do modo i a uma injeção de potência na barra k (quão influente a barra é).
- Ambos os autovetores estão associados ao i-ésimo autovalor (λ_i) da matriz Jacobiana reduzida (J_R).

Em resumo, a análise modal é uma ferramenta fundamental para avaliar a proximidade de um Sistema Elétrico de Potência à instabilidade de tensão. À medida que o sistema se aproxima de seu limite de carregamento, o método permite identificar os modos de instabilidade críticos, apontando com precisão as áreas mais vulneráveis e os barramentos com maior participação no fenômeno. A principal aplicação prática dessa análise é a orientação para a alocação ótima de recursos de compensação reativa. Ao identificar os pontos mais sensíveis da rede, a análise modal indica os locais mais eficazes para a instalação de compensadores estáticos, com o objetivo de reforçar o perfil de tensão e, consequentemente, ampliar as margens de estabilidade do sistema (KUNDUR, 1994; REIS, 2005).

2.5 Sistema modelado

Para a análise de estabilidade do sistema elétrico dado a intermitência da geração fotovoltaica, é utilizado como base de modelagem o sistema de teste IEEE 13 baras, apresentado na Figura 2 e originalmente detalhado por Kersting (2001) no artigo '*Radial Distribution Test Feeders*'. Segundo esse trabalho, o objetivo principal ao publicar os dados completos dos test feeders é 'disponibilizar um conjunto comum de informações que pudesse ser utilizado por desenvolvedores de programas para verificar a corretude de suas soluções'. Assim sendo, cria-se um modelo padronizado para comparação de algoritmos de análise de redes de distribuição, especialmente em cenários com recursos energéticos distribuídos, como a energia solar fotovoltaica.

Figura 2 – Topologia do sistema IEEE 13 barras



Fonte: Kersting (2001)

O sistema IEEE 13 barras se destaca por sua complexidade, mesmo sendo relativamente compacto: ele inclui cargas desequilibradas, linhas aéreas e subterrâneas, transformadores e ramificações em diferentes níveis de tensão. Conforme descrito por Kersting (2001), "os feeders apresentados englobam tanto configurações em quatro fios estrela (wye) como uma em três fios delta, contemplando diversos pontos de conexão de cargas desequilibradas e múltiplos tipos de transformadores". Além disso, a documentação original disponibiliza não apenas os diagramas unifilares, mas também todas as especificações de impedâncias, modelos de carga e dados de transformadores necessários para simulações tridimensionais balanceadas e não balanceadas.

Neste trabalho, o sistema IEEE 13 barras é adaptado ao contexto brasileiro e submetido a algumas simplificações, sendo modelado por meio de rotinas computacionais implementadas pelos autores em MATLAB e de simulações complementares em ambiente Python. A opção pela implementação própria do núcleo de análise modal, em vez do uso exclusivo de um software de simulação,

justifica-se pela necessidade de acesso direto às matrizes do problema, em especial à matriz Jacobiana e à sua forma reduzida, o que confere total controle sobre o processo de cálculo do fluxo de potência e da análise modal de estabilidade de tensão, além de transparência metodológica e reprodutibilidade dos resultados.

Em seguida, ajustando os parâmetros de impedância de linhas e transformadores, serão realocados pontos de conexão de DGs (*Distributed Generators*). Essas adaptações são essenciais para que os resultados obtidos sejam coerentes e ainda assim não muito complexos, permitindo conclusões principais sobre a estabilidade da rede frente à variabilidade da geração fotovoltaica.

Para o estudo de estabilidade de tensão por análise modal em sequência positiva, adota-se a representação trifásica equilibrada com cargas e linhas reduzidas à sequência positiva. Reconhece-se que essa simplificação descarta o desequilíbrio que caracteriza o IEEE 13 barras original; ela é admissível porque a análise modal estática proposta opera sobre o modelo de regime permanente equilibrado, e o sistema é aqui empregado como topologia radial de referência, não como *benchmark* de desequilíbrio.

3 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE

Este capítulo apresenta o procedimento metodológico adotado para a modelagem computacional, a simulação e a análise da estabilidade de tensão de um sistema elétrico de distribuição com inserção de geração fotovoltaica. A exposição segue a ordem em que o estudo foi conduzido: primeiro define-se a estratégia de análise, as ferramentas empregadas e as premissas de modelagem; em seguida constrói-se o modelo do sistema de teste; na sequência descrevem-se a obtenção e o tratamento dos dados reais de geração e a definição dos cenários; estabelecem-se então os critérios de avaliação que orientam a interpretação dos resultados; e, por fim, detalham-se os procedimentos de simulação executados.

3.1 Estratégia de Análise e Ferramentas Computacionais

3.1.1 Justificativa da implementação própria

A avaliação da estabilidade de tensão pelo método da análise modal estática exige acesso direto às matrizes que descrevem o problema de fluxo de potência, em especial à matriz Jacobiana e à sua forma reduzida. Softwares comerciais de simulação, embora consolidados, dificultam o acesso a essas informações intermediárias, disponibilizando ao usuário apenas o resultado final do cálculo.

Por essa razão, optou-se pelo desenvolvimento de rotinas próprias em MATLAB para o núcleo da análise modal. A implementação própria proporciona controle integral sobre cada etapa do processo, como exemplo montagem da matriz admitância nodal, formação da Jacobiana, redução ao subsistema Q–V e decomposição modal, além de assegurar transparência metodológica e reprodutibilidade dos resultados obtidos. A escolha também viabiliza a automatização dos estudos de caso, uma vez que as varreduras de posição da geração distribuída e de nível de penetração exigem a repetição sistemática do ciclo completo de cálculo para diversas configurações distintas.

Ressalta-se que essa justificativa se aplica ao núcleo de análise modal. As simulações complementares em ambiente Python, descritas na seção 3.1.2,

apoiam-se em biblioteca consolidada de análise de redes, uma vez que não exigem acesso às matrizes intermediárias.

3.1.2 Divisão de tarefas entre as ferramentas computacionais

O estudo emprega duas ferramentas complementares, cada uma associada a um conjunto específico de análises:

- **MATLAB**: ambiente no qual foram implementados o cálculo do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson, a construção e a redução da matriz Jacobiana, a decomposição modal e as varreduras paramétricas de posição e de nível de penetração da geração distribuída. Nessa frente, a geração é concentrada em uma única barra de conexão.
- **Python**: utilizado na análise do fluxo de potência com a geração distribuída alocada simultaneamente em múltiplas barras do sistema, permitindo observar o comportamento agregado do alimentador sob diferentes níveis de penetração, e no traçado das curvas P–V por fluxo de potência continuado nas barras representativas do ramal de média tensão. Nessa frente, o cálculo do fluxo de potência apoia-se na biblioteca pandapower, de uso consolidado na análise de sistemas de distribuição.

A adoção de duas estratégias distintas de alocação se deve a natureza dos fenômenos avaliados em cada frente. Na análise de fluxo de potência com geração alocada em diversas barras, o objetivo é reproduzir o comportamento realista das redes de distribuição urbanas contemporâneas, nas quais a micro e a minigeração distribuída não se concentram em um único ponto, mas encontram-se espalhadas ao longo dos ramais.

Já a análise modal estática possui natureza mais matemática e é sensível à origem das perturbações introduzidas no ponto de operação. Concentrar a injeção em uma única barra estratégica funciona como um cenário de controle: caso a geração fosse pulverizada durante a extração da matriz Jacobiana reduzida, o deslocamento dos autovalores e a alteração dos fatores de participação constituiriam um efeito composto, o que dificultaria isolar e observar com clareza de que modo a injeção em um nó específico afeta a margem de estabilidade. A

concentração garante, portanto, a correlação inequívoca entre o autovalor do modo crítico e a potência injetada localmente.

3.1.3 Premissas e simplificações adotadas

O modelo empregado adota um conjunto de premissas explicitadas a seguir.

Regime permanente equilibrado em sequência positiva. Cargas e linhas são representadas por seus parâmetros de sequência positiva, sob a hipótese de operação trifásica equilibrada. Reconhece-se que essa simplificação descarta o desequilíbrio que caracteriza o sistema IEEE 13 barras em sua formulação original.

Fator de potência unitário das unidades de geração distribuída. Assume-se que todos os geradores fotovoltaicos operam com fator de potência unitário, injetando exclusivamente potência ativa na rede. Essa premissa reflete o comportamento típico de microgeradores conectados por inversores sem controle de reativos e representa uma abordagem conservadora do ponto de vista da distribuidora, por permitir observar de forma irrestrita o impacto máximo da injeção sobre a elevação do perfil de tensão do alimentador.

Modelagem das cargas como potência constante. As cargas são representadas por injeções constantes de potência ativa e reativa, independentes da magnitude da tensão nodal. Trata-se da representação mais desfavorável em estudos de estabilidade de tensão, uma vez que não há alívio natural de demanda diante da queda de tensão.

Ausência de dispositivos de controle de tensão. Não são modelados reguladores de tensão, comutadores de derivação sob carga ou bancos de capacitores chaveados. O sistema é avaliado, portanto, em sua condição de menor suporte de reativos.

Barra de referência. A barra 650 é adotada como barra de referência (*slack*), com magnitude de tensão fixada em 1,00 pu e ângulo nulo, representando o ponto de entrega da subestação ao alimentador. As demais doze barras são modeladas como barras de carga (PQ).

3.1.4 Bases de potência e tensão

Todos os cálculos são realizados em valores por unidade (pu), adotando-se potência de base de 5 MVA, correspondente à capacidade do transformador da subestação. As tensões de base são 13,8 kV para o nível de média tensão e 0,22 kV para a barra 634, única barra de baixa tensão do sistema. A frequência nominal considerada é de 60 Hz.

Adota-se, em todo o trabalho, a convenção de carga positiva, na qual as potências ativa e reativa consumidas em uma barra são tomadas como positivas e as injetadas, como negativas. Consequentemente, a barra de referência, que injeta potência no sistema, apresenta valores negativos nos diagramas de fluxo de potência. No texto, quando se afirma que a subestação fornece determinada potência, refere-se ao módulo dessa grandeza.

3.2 Modelagem e Adaptação do Sistema de Teste

Para a análise de estabilidade, foi utilizado como base o sistema de teste IEEE 13 barras. Este sistema é um modelo de distribuição radial de pequena escala.

3.2.1 Adaptações para o Contexto Brasileiro

Conforme mencionado anteriormente, o trabalho visa uma aplicação no contexto urbano nacional. As principais modificações no modelo padrão do IEEE 13 barras incluem parâmetros de linhas e transformadores, níveis de tensão, e modelagem da carga.

3.2.1.1 Topologia e Distâncias do Sistema

A definição da topologia da rede baseia-se nas distâncias físicas entre os nós, que são fundamentais para o cálculo das impedâncias das linhas de transmissão e distribuição. Conforme detalhado na Tabela 1, o modelo adaptado apresenta trechos com comprimentos que variam de conexões curtas a vãos de até 609,6 metros, especificando as configurações de cabeamento para cada interligação.

Tabela 1 – Topologia e distâncias do sistema adaptado

Nó de Origem	Nó de Destino	Distância (m)	Configuração de Cabo (ID)
632	645	152,4	603
632	633	152,4	602
632	671	609,6	601
633	634	0	Transformador
645	646	91,4	603
650	632	609,6	601
684	611	91,4	603
684	652	243,8	603
671	684	91,4	602
692	675	152,4	602
671	680	304,8	601
671	692	0	Chave Fechada

Fonte: Autoria própria (2026).

3.2.1.2 Tensões adaptadas

A transição do modelo original para o padrão brasileiro exigiu a readequação dos níveis de tensão nominal para garantir a validade das análises em um cenário real. Nesse sentido, conforme Tabela 2 o sistema foi configurado para operar em 13,8 kV na média tensão e 0,22 kV na baixa tensão (secundário) na barra 634, alinhando-se às normas técnicas de distribuição vigentes no país.

Tabela 2 – Níveis de tensão originais e adaptados por barra

Barra	Tensão Original (IEEE)	Tensão Adaptada (Padrão brasileiro)	Classificação do Nível de Tensão
650	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
632	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
633	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
634	0,48 kV	0,22 kV	Baixa Tensão
645	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
646	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
652	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
671	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
675	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
680	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
684	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
692	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão
611	4,16 kV	13,8 kV	Média Tensão

Fonte: Autoria própria (2026).

3.2.1.3 Especificação de Condutores e Impedâncias

A escolha dos condutores foi realizada para refletir os materiais comumente empregados em redes de distribuição brasileiras, como os cabos de alumínio com alma de aço (CAA) dos tipos Linnet, Penguin e Sparrow. Cada condutor possui parâmetros específicos de impedância de sequência positiva (Z1), expressos em Ω/km, que foram mapeados para os troncos principais e ramais secundários de modo a garantir a precisão dos cálculos de fluxo de carga e estabilidade.

Escolha dos Cabos Padrão Brasil (13.8 kV):

- **Tronco Principal de Saída da SE (Trifásico pesadamente carregado):** CAA 336.4 MCM (Linnet).
- **Troncos e Ramais Principais (Trifásicos):** CAA 4/0 AWG (Penguin). Padrão muito comum no Brasil.
- **Ramais Secundários e Finais de Circuito (Trifásicos de carga leve):** CAA 2 AWG (Sparrow).

3.2.1.4 Impedâncias adaptadas

Impedâncias de sequência positiva (Z1) em Ω/km:

Tabela 3 – Parâmetros e impedâncias dos cabos adaptados

ID da Configuração	Tipo (Fases)	Cabo Sugerido (Padrão BR)	Aplicação no Circuito	Impedância de Seq. Positiva (Z1)
601	Trifásico	CAA 336.4 MCM	Tronco principal	0,17+j0,36
602	Trifásico	CAA 4/0 AWG	Ramal principal	0,27+j0,38
603	Trifásico	CAA 2 AWG	Ramal secundário	0,88+j0,42

Nota: valores de impedância de Seq. Positiva expressos em Ω/km.

Fonte: Autoria própria (2026).

3.2.1.5 Transformador

O sistema modela uma única unidade de transformação, o transformador de distribuição instalado entre as barras 633 e 634, com potência nominal de 500 kVA, relação de tensão 13,8/0,22 kV e ligação delta–estrela aterrada (Δ−Yn). Seus parâmetros percentuais, adotados como valores típicos para essa classe de potência, são R = 1,1% e X = 4,0% na própria base. O transformador da subestação

(138/13,8 kV) não é representado explicitamente, uma vez que a barra 650 é adotada como barra de referência e corresponde ao seu secundário.

3.2.1.6 Cargas

Para a modelagem do projeto, a definição das cargas respeitou a potência dos transformadores e a topologia da rede adaptada. O transformador da subestação suporta 5 MVA , enquanto o transformador de distribuição que alimenta a barra 634 suporta 500 kVA. Abaixo, segue distribuição de cargas estipuladas que totaliza aproximadamente 3.8 MVA (cerca de 76% de carregamento da subestação, um cenário realista para o pico), garantindo que a barra de baixa tensão (634) opere dentro de seus limites nominais.

Tabela 4 – Especificação das cargas do sistema adaptado

Barra	Tensão Nominal	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Fator de Potência
634	0,22 kV	300	120	0,93
645	13,8 kV	200	95	0,90
646	13,8 kV	250	120	0,90
652	13,8 kV	150	70	0,91
671	13,8 kV	800	380	0,90
675	13,8 kV	450	210	0,91
680	13,8 kV	500	240	0,90
684	13,8 kV	350	170	0,90
692	13,8 kV	170	80	0,90
611	13,8 kV	250	120	0,90

Fonte: Autoria própria (2026).

3.2.2 Modelagem da Geração Fotovoltaica (FV)

A geração distribuída fotovoltaica foi modelada e inserida em pontos estratégicos do sistema. Os principais aspectos desta modelagem são:

- **Dados de Geração**: Os dados de injeção de potência ativa dos sistemas FV foram baseados em dados reais em Curitiba. Um perfil de geração diário foi criado para simular a intermitência e a variabilidade da fonte solar.
- **Pontos de Conexão**: Os geradores fotovoltaicos foram alocados em diferentes barras do sistema para avaliar a influência da localização na estabilidade de tensão.

3.3 Obtenção e Tratamento dos Dados de Geração Fotovoltaica

Esta seção descreve a origem dos dados utilizados, o contexto climático em que foram obtidos, os procedimentos de tratamento aplicados aos registros brutos, o critério empregado para descartar dias com falhas de aquisição e a caracterização estatística que orientou a construção dos cenários.

3.3.1 Base de dados

Os dados de geração fotovoltaica utilizados neste trabalho foram disponibilizados pelo Laboratório de Energia (LABENS) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná e referem-se às medições realizadas por dois inversores associados a módulos de silício monocristalino ao longo do ano de 2025, totalizando 5,11 kWp de potência instalada. A grandeza registrada é a potência ativa instantânea de cada inversor, em watts, com resolução temporal de um minuto, o que corresponde a aproximadamente 1.440 amostras diárias em condições normais de operação.

3.3.2 Localização e contexto climático

A escolha da unidade da UTFPR localizada em Curitiba foi devido à disponibilidade e à confiabilidade dos dados de monitoramento, também devido à relevância técnico-energética do contexto urbano da capital paranaense. O município apresenta elevada concentração populacional e demanda elétrica significativa em comparação a outras localidades da região Sul, configurando ambiente adequado a estudos de inserção de geração distribuída em sistemas urbanos de distribuição.

Do ponto de vista climático, a região exibe características particularmente pertinentes ao objeto deste estudo: elevada variabilidade meteorológica e ocorrência frequente de nebulosidade ao longo do ano. Tais condições influenciam diretamente o comportamento da irradiância solar e, por consequência, a dinâmica da potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos, tornando o local representativo das situações de intermitência que se deseja investigar.

3.3.3 Tratamento dos dados brutos

O tratamento foi realizado em planilha eletrônica estruturada em duas abas: uma contendo os dados brutos e os cálculos por intervalo de tempo, e outra com a consolidação diária.

Na aba de dados, o intervalo entre amostras consecutivas foi obtido por

$$\Delta t_i = MOD\left(t_{i+1} - t_i\right) \tag{3.1}$$

em que t_i representa o instante de amostragem. O operador MOD assegura o tratamento correto da transição de meia-noite, evitando que a diferença entre o último registro de um dia e o primeiro do dia seguinte resulte em valor negativo.

A energia gerada em cada intervalo foi calculada pela regra dos trapézios:

$$E_i = \frac{P_i + P_{i+1}}{2} \Delta t_i \tag{3.2}$$

resultando, após conversão de unidades, na energia em quilowatt-hora associada a cada par de amostras consecutivas. A potência instantânea total do sistema foi obtida pela soma das contribuições dos dois inversores,

$$P_i^{total} = P_i^{(1)} + P_i^{(2)} \tag{3.3}$$

procedendo-se de forma análoga para a energia total por intervalo.

Na aba de consolidação, a energia diária de cada inversor resulta do somatório das energias por intervalo correspondentes a cada data, e a energia diária total do sistema, da soma das contribuições individuais.

3.3.4 Critério de integridade dos registros diários

Para distinguir objetivamente os dias com dados íntegros daqueles afetados por interrupções no sistema de medição, contabilizou-se o número de registros disponíveis em cada data, classificando-se os dias segundo o critério:

- **completo** — acima de 1.438 registros;
- **aceitável** — entre 1.200 e 1.438 registros, correspondendo a cobertura superior a 83 %;
- **parcial** — ao menos um registro, sem atingir o limiar anterior;
- **ausente** — nenhum dado disponível para a data.

Durante o período analisado, os meses de junho a setembro de 2025 não apresentaram registros, em decorrência de uma provável desconexão do sistema de medição, restando apenas dois dias com cobertura parcial. A base efetivamente utilizada compreende, portanto, os meses de janeiro a maio e de outubro a dezembro, e somente os dias classificados como completos ou aceitáveis foram

considerados aptos à seleção dos cenários. Esse procedimento garante que os perfis de potência empregados nas simulações traduzam condições reais e representativas de operação, e não artefatos decorrentes de falhas de aquisição.

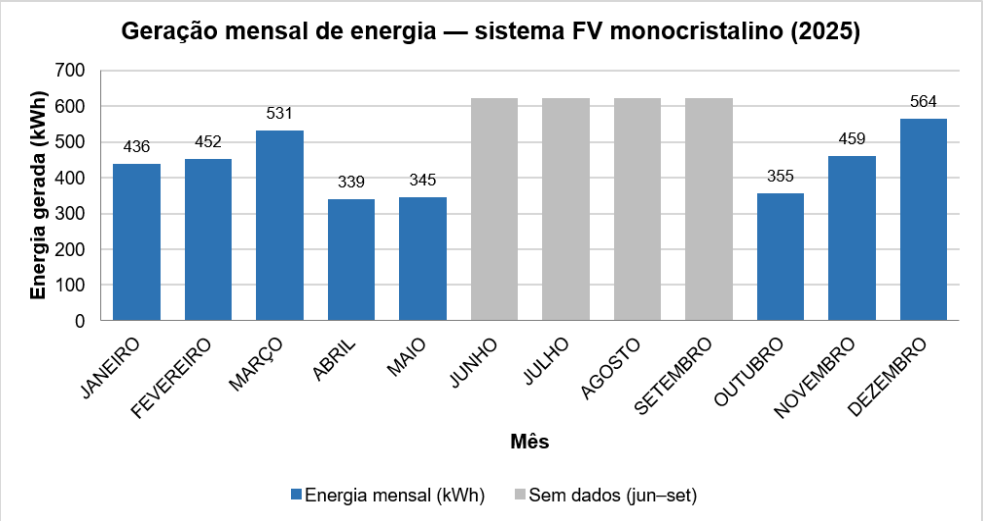
3.3.5 Caracterização estatística da geração

Sobre a base filtrada foi conduzido o tratamento dos dados anuais, com o objetivo de identificar padrões representativos de operação que servissem de referência à construção dos cenários. Foram obtidos indicadores de comportamento sazonal e diário da geração ao longo do período analisado, sintetizados nos gráficos das Figuras 3 a 9, que apresentam a geração mensal de energia e os perfis diários de potência associados às condições de geração máxima, típica e mínima.

A análise desses parâmetros permitiu identificar as condições representativas de elevada e de baixa geração fotovoltaica posteriormente adotadas na definição dos cenários operacionais.

A geração mensal de energia estimada para o sistema fotovoltaico monocristalino ao longo de 2025 é apresentada na Figura 3.

Figura 3 - Geração mensal de energia



Fonte: Autoria própria (2026).

3.4 Definição dos Cenários de Simulação

Definidos o modelo do sistema e a base de dados tratada, resta estabelecer as condições operativas que serão efetivamente simuladas. Esta seção apresenta os três dias de referência extraídos da base anual, a parametrização que converte a condição solar de cada um deles em potência injetada na rede e a barra adotada como ponto de conexão da geração nas análises modais.

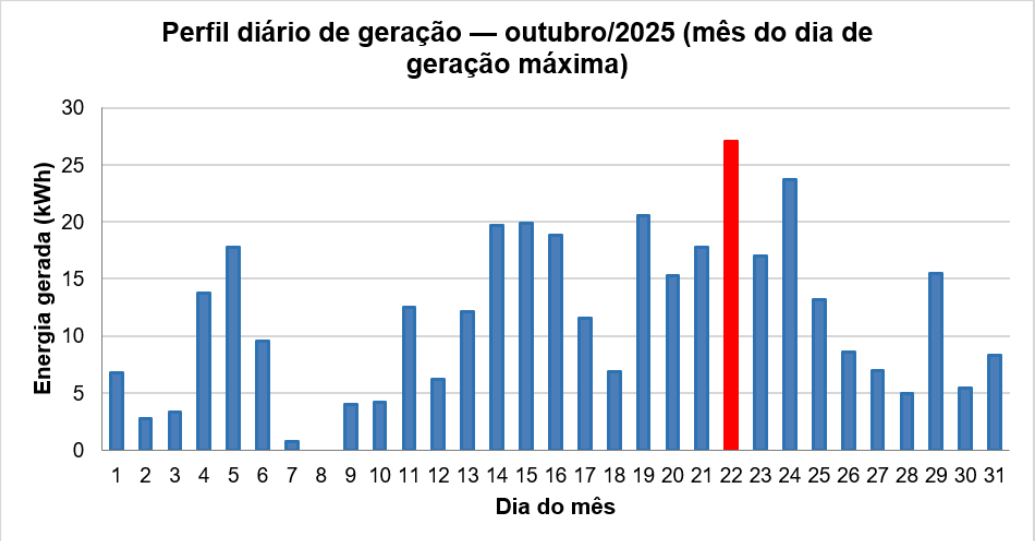
3.4.1 Seleção dos dias de referência

A partir da base anual tratada, foram identificados três dias de referência, representativos de condições distintas de geração. Foram descartados como suspeitos os dias cuja energia diária se situava abaixo do décimo percentil da distribuição anual e que, simultaneamente, pertenciam a meses de elevada irradiância.

Os três dias adotados foram:

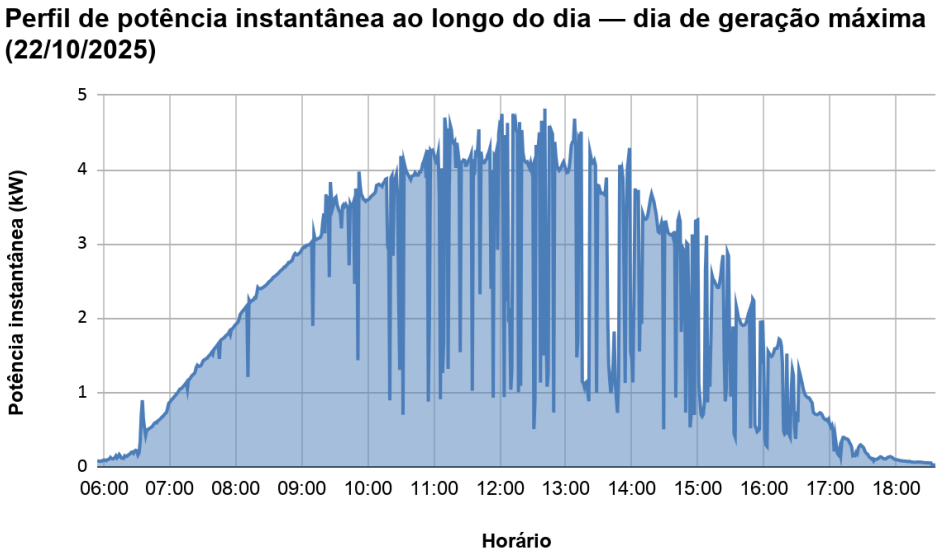
- **Geração máxima** — 22 de outubro de 2025, com energia diária de 27,044kWh e potência ativa máxima instantânea de 4.822 W, correspondente ao dia de maior geração registrado no ano;

Figura 4 - Perfil diário de geração outubro/2025



Fonte: Autoria própria (2026).

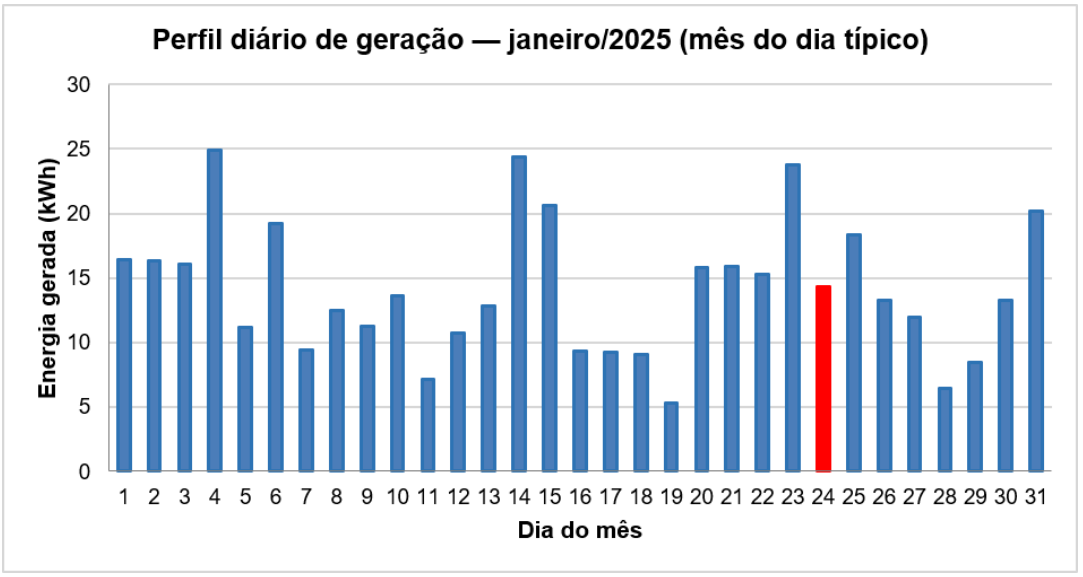
Figura 5 - Perfil de potência instantânea. Geração máxima.



Fonte: Autoria própria (2026).

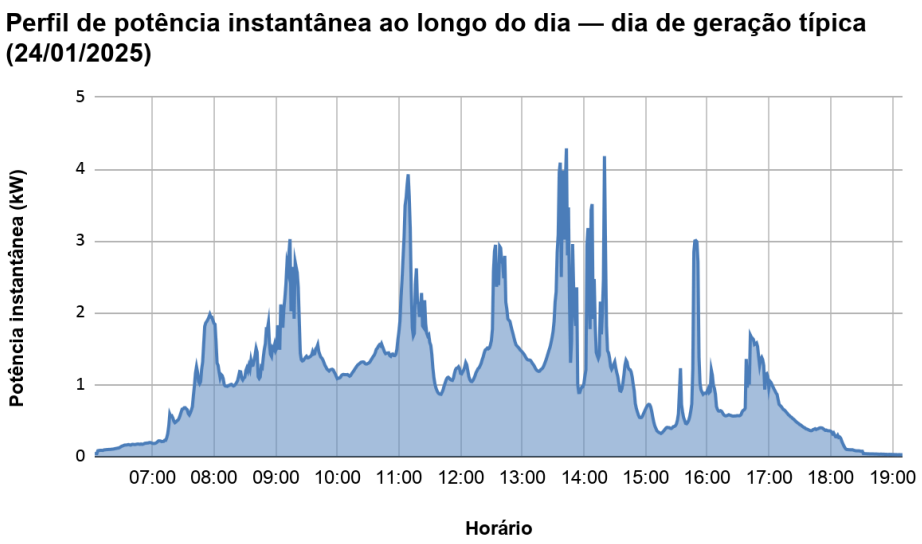
- **Geração típica** — 24 de janeiro de 2025, com energia diária de 14,315kWh e potência ativa média das horas de geração de 1.085 W, dia cuja energia mais se aproxima da média do período válido e cujo perfil apresenta variação contínua ao longo do dia;

Figura 6 - Perfil diário de geração janeiro/2025



Fonte: Autoria própria (2026).

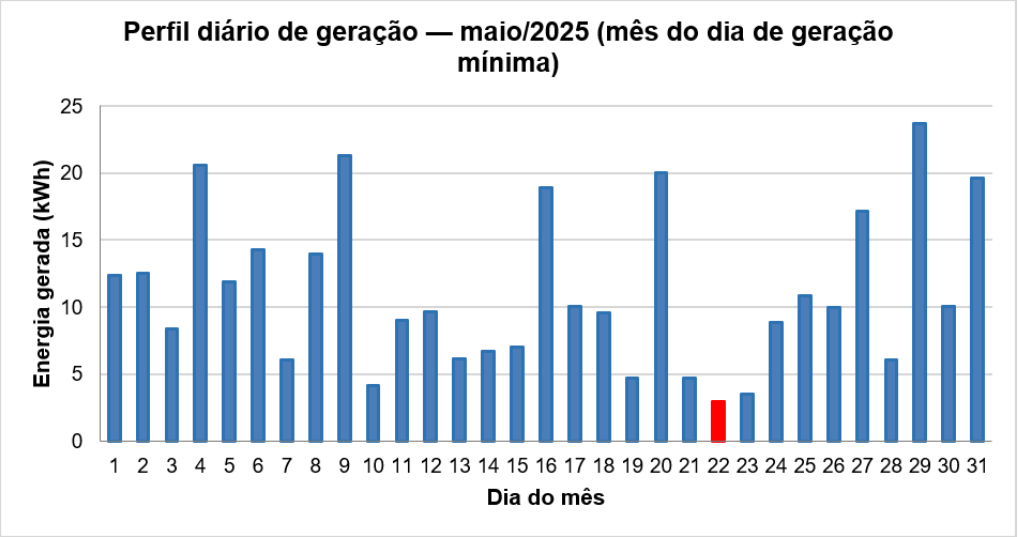
Figura 7 - Perfil de potência instantânea. Geração típica.



Fonte: Autoria própria (2026).

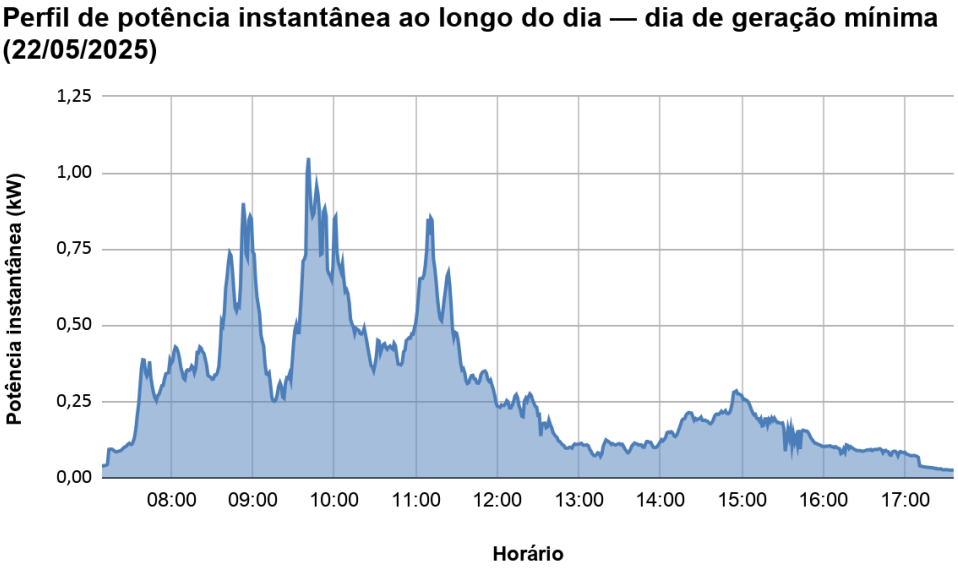
- **Geração mínima** — 22 de maio de 2025, com energia diária de 2,974kWh e potência ativa média das horas de geração de 284 W, menor valor de geração considerado válido segundo o critério de descarte descrito acima, característico de um dia de baixa irradiância.

Figura 8 - Perfil diário de geração maio/2025.



Fonte: Autoria própria (2026).

Figura 9 - Perfil de potência instantânea. Geração mínima.



Fonte: Autoria própria (2026).

3.4.2 Nível de penetração e fator de perfil solar

A inserção da geração distribuída é parametrizada por um nível de penetração GP, definido como fração da carga ativa total do sistema. Adotou-se um único nível, GP=100%, correspondente a uma capacidade instalada de 3.420 kW, igual à demanda ativa total do alimentador.

A potência efetivamente injetada em cada cenário resulta do escalonamento dessa capacidade pelo fator de perfil solar, definido como a razão entre a potência de perfil P_{perfil} do dia de referência, especificada na seção 3.4.1 e discutida a seguir, e a potência instalada real dos inversores monitorados $P_{inst,real}$:

$$P_{FV} = GP \cdot P_{carga,total} \cdot \frac{P_{perfil}}{P_{inst,real}} \tag{3.4}$$

Os estimadores adotados para P_{perfil} diferem conforme a finalidade atribuída a cada cenário. No cenário de geração máxima, cujo propósito é caracterizar a condição de maior solicitação a que o sistema esteve submetido, emprega-se a

potência máxima instantânea registrada no dia. Nos cenários típico e mínimo, cujo propósito é caracterizar a contribuição prevalente da geração ao longo de dias de irradiância média e reduzida, emprega-se a potência média das horas de geração.

Mantida fixa a capacidade instalada, a potência injetada passa a ser determinada exclusivamente pela condição solar do dia adotado. Os fatores resultantes são de 94,4 % para o perfil de geração máxima, 21,2 % para o típico e 5,6 % para o mínimo, o que corresponde a injeções de 3.227,2 kW, 726 kW e 190 kW, respectivamente. Os três valores cobrem uma faixa que permite avaliar o sistema desde uma condição de contribuição marginal da geração até uma condição de quase plena injeção, na qual o fenômeno do fluxo reverso se manifesta.

Cabe distinguir dois conceitos empregados ao longo do trabalho. O nível de penetração GP refere-se à capacidade instalada da geração distribuída, expressa como fração da carga ativa total do sistema. A potência efetivamente injetada em cada cenário resulta da aplicação do fator de perfil sobre essa capacidade e é, portanto, sempre inferior a ela. Assim, no cenário de GP igual a 100%, correspondente a 3.420 kW de capacidade instalada, a injeção varia de 190 kW no perfil de geração mínima a 3.227 kW no perfil de geração máxima.

Além dos três cenários derivados dos perfis medidos, é apresentado nos resultados um caso ilustrativo com injeção equivalente a 120% da carga ativa total. Esse caso não corresponde a uma condição observada nas medições e tem finalidade exclusivamente demonstrativa, destinando-se a evidenciar a inversão completa do fluxo de potência no nó de referência e a consequente exportação de energia ao sistema a montante.

3.4.3 Barra de conexão adotada na análise modal

Na simulação feita por MATLAB, a geração é concentrada na barra 671. A escolha foi feita em função de sua posição elétrica e de seu peso no sistema: trata-se do nó de maior carga individual do alimentador, com 800 kW (cerca de 23 % da demanda total) e do ponto de bifurcação dos ramais associados ao modo crítico de média tensão identificado na análise modal do caso base. Os fatores de participação das barras situadas depois desse nó apresentam valores próximos

entre si, de modo que a injeção na barra 671 atua simultaneamente sobre todas elas.

3.5 Critérios de Avaliação

A comparação entre cenários exige critérios objetivos previamente estabelecidos. Adotaram-se dois indicadores, associados respectivamente à conformidade operacional e à margem modal de estabilidade.

3.5.1 Conformidade das magnitudes de tensão

As magnitudes de tensão obtidas em cada ponto de operação são confrontadas com as faixas de tensão em regime permanente estabelecidas pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (BRASIL, 2025). Para os pontos de conexão em média tensão, considera-se adequada a faixa compreendida entre 0,93 e 1,05 pu; o limite superior de 1,05 pu é adotado como restrição operacional de sobretensão nas varreduras de penetração, por ser a violação esperada em cenários de elevada injeção.

3.5.2 Indicadores modais

A avaliação da estabilidade de tensão apoia-se nos autovalores da matriz Jacobiana reduzida e nos fatores de participação das barras, conforme a formulação apresentada no item 2.4. Adotam-se as seguintes interpretações:

- autovalores positivos indicam operação em ponto estável, sendo a proximidade do colapso tanto maior quanto menor o autovalor;
- o modo crítico é aquele associado ao menor autovalor positivo, e sua variação entre cenários constitui o indicador central de ganho ou perda de margem de estabilidade;

- os fatores de participação, normalizados por modo, identificam as barras que mais contribuem para cada modo e, portanto, as regiões da rede sobre as quais eventuais medidas corretivas devem incidir.

3.6 Procedimentos de Simulação

Para a análise modal, as rotinas foram estruturadas de forma modular. Um arquivo de dados centraliza todos os parâmetros editáveis do sistema, incluindo a topologia, as impedâncias, os transformadores, as cargas e a definição dos cenários de geração. Em seguida, funções específicas executam, de forma sequencial, as etapas de cálculo descritas a seguir.

3.6.1 Fluxo de potência e análise modal

O procedimento base compreende as seguintes etapas, executadas em sequência:

1. **Montagem da matriz admitância nodal.** As impedâncias série dos trechos, obtidas do produto entre a impedância unitária do condutor e o comprimento do vão, são convertidas para pu e compostas na matriz Ybus, juntamente com os ramos de transformador e as chaves fechadas.
2. **Composição dos vetores de potência especificada.** As cargas e, quando aplicável, as injeções de geração distribuída são reunidas nos vetores de potência ativa e reativa especificadas em cada barra.
3. **Solução do fluxo de potência.** Emprega-se o método de Newton-Raphson, com tolerância de convergência de 10^{-6} pu sobre os resíduos de potência e limite de 50 iterações. A solução fornece o ponto de operação em regime permanente, com magnitudes e ângulos das tensões nodais e os fluxos de potência resultantes.
4. **Construção da Jacobiana reduzida.** A partir do ponto de operação convergido, as submatrizes da Jacobiana são avaliadas analiticamente sobre

o conjunto de barras PQ, e a matriz reduzida JR é obtida pelo complemento de Schur, conforme a formulação do item 2.4.

5. **Decomposição modal.** Calculam-se os autovalores e os autovetores à direita e à esquerda de JR. Os autovalores são ordenados em sentido crescente, de modo que os primeiros correspondam aos modos mais próximos da condição crítica, e os fatores de participação são obtidos pelo produto elemento a elemento dos autovetores associados a cada modo, normalizados de forma que sua soma seja unitária.

Esse ciclo é executado inicialmente para o caso base, sem geração distribuída, estabelecendo a referência de comparação. Em seguida, a geração fotovoltaica é inserida de forma parametrizada na barra de conexão definida, repetindo-se as etapas 2 a 5 para cada um dos três cenários de geração. A comparação entre os pontos de operação resultantes evidencia os impactos da inserção sobre o perfil de tensão e sobre a margem de estabilidade.

3.6.2 Varredura da posição da geração distribuída

Para avaliar a influência da localização da fonte, mantêm-se fixos o nível de penetração e o perfil solar, variando-se apenas a barra de conexão entre as candidatas de média tensão. Para cada posição testada, registram-se o perfil de tensão completo, a variação de tensão em relação ao caso base, a barra em que ocorre o maior desvio e o autovalor do modo crítico, permitindo ordenar as barras segundo o benefício ou o prejuízo que a injeção nelas acarreta à estabilidade do sistema.

3.6.3 Análise com curvas P-V

Como análise complementar de robustez, foram traçadas curvas P–V por meio do fluxo de potência continuado, seguindo o método preditor-corretor. A carga do sistema é incrementada por um parâmetro de continuação λ, que escala

proporcionalmente as potências ativa e reativa das barras a partir de seus valores nominais. Em cada passo, a etapa preditora estima o próximo ponto da trajetória e a etapa corretora o refina por Newton-Raphson, com tolerância de 10^{-6} pu.

O procedimento é aplicado a barras representativas do ramal de média tensão (652 e 675), comparando-se o caso base ao cenário de maior geração distribuída, de modo a quantificar o ganho ou a perda de margem de carregamento decorrente da inserção fotovoltaica.

3.6.4 Análise de limite de injeção por barra

Além dos três cenários definidos pelos perfis solares com uma penetração fixa, foi conduzida uma análise complementar com o objetivo de determinar o limite de injeção fotovoltaica suportado por cada barra de conexão e avaliar o impacto dessa injeção máxima sobre o restante da rede. Para isso, o procedimento foi executado em duas etapas para cada barra considerada.

Primeira etapa: varredura do nível de penetração. Mantém-se fixo o perfil solar de maior geração, por representar a condição mais severa em termos de elevação de tensão, e incrementa-se a injeção na barra em estudo em passos de 25% da carga total, a partir de 25%. A varredura é interrompida ao ocorrer um dos seguintes critérios de parada:

- não convergência do fluxo de potência, caracterizando a ausência de solução em regime permanente;
- violação do limite de tensão, quando a maior magnitude de tensão do sistema ultrapassa 1,05 pu, configurando restrição operacional de sobretensão;
- variação significativa do modo crítico, quando a variação do autovalor do modo crítico de média tensão em relação ao caso base atinge, em módulo, 5%;
- atingimento do limite máximo de varredura, fixado em uma penetração de 500% da carga total e adotado como guarda do procedimento.

O critério modal é avaliado em valor absoluto, de modo a capturar tanto a degradação quanto a melhoria expressiva da margem de estabilidade.

Segunda etapa: avaliação do impacto sistêmico. O ponto de operação correspondente é reconstruído ao nível de penetração em que a varredura foi interrompida e avalia-se o efeito dessa injeção sobre todas as barras do sistema. As magnitudes de tensão são comparadas com as do caso base, obtendo-se a variação de tensão em cada nó e identificando-se a barra em que ocorre a maior tensão do sistema. Executa-se ainda a análise modal nesse ponto, verificando-se como o autovalor do modo crítico e os fatores de participação se alteram sob injeção máxima.

A análise foi aplicada a quatro barras de conexão, selecionadas de modo a representar papéis topológicos e modais distintos da rede:

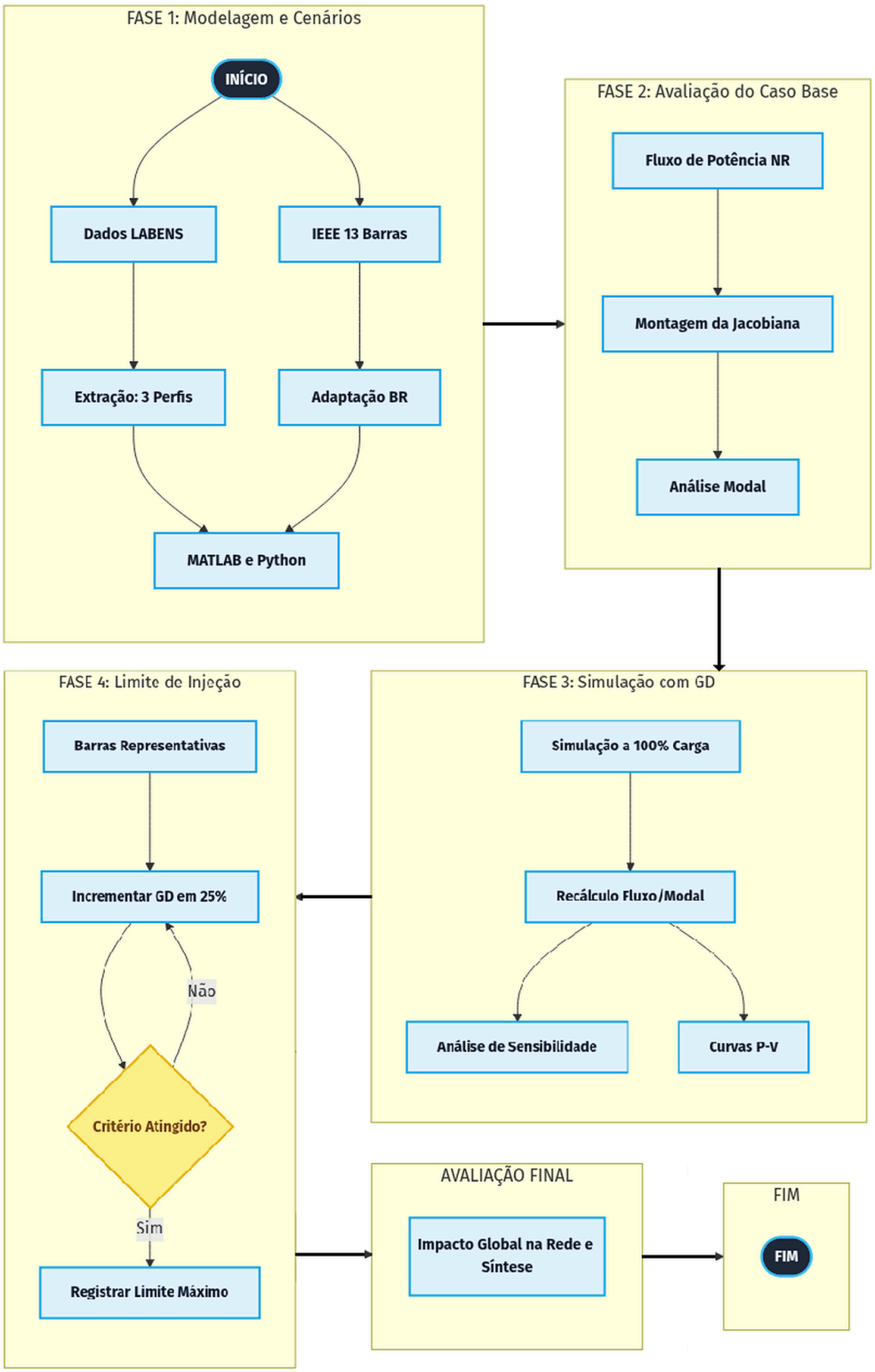
- **barra 652** — extremidade radial eletricamente mais distante da subestação, alimentada por condutor de menor seção (CAA 2 AWG) e de maior fator de participação no modo crítico de média tensão;
- **barra 611** — segunda extremidade de maior participação nesse mesmo modo, conectada ao mesmo nó de bifurcação que a barra 652;
- **barra 671** — nó central e de maior carga individual do sistema, adotada como referência por sua maior robustez elétrica e por corresponder ao ponto de conexão da geração no estudo principal;
- **barra 634** — barra de baixa tensão situada a jusante do transformador de distribuição, que domina o modo crítico de baixa tensão e permite avaliar o comportamento da injeção em um ponto eletricamente separado do restante da rede pela impedância do transformador.

Para assegurar a comparabilidade entre as barras, todos os parâmetros da varredura (perfil solar, passo de penetração e critérios de parada) foram mantidos idênticos, variando-se exclusivamente a barra de conexão.

O encadeamento das etapas descritas ao longo deste capítulo é descrito na Figura 10. O procedimento organiza-se em quatro fases sucessivas. A primeira reúne as atividades de preparação, sendo elas a adaptação do sistema de teste

IEEE 13 barras ao contexto brasileiro e o tratamento dos dados de geração do LABENS. A segunda estabelece a referência de comparação, por meio do cálculo do fluxo de potência, da montagem da matriz Jacobiana e da análise modal do sistema sem geração distribuída. A terceira inclui a geração fotovoltaica no ponto de conexão adotado e repete a rotina de cálculo para cada cenário, complementando-o com a varredura da posição da fonte e o traçado das curvas P–V. A quarta consiste em um procedimento iterativo aplicado a barras representativas, no qual a injeção é incrementada sucessivamente até que um dos critérios de parada seja atingido, registrando-se então o limite máximo suportado por cada barra. Os resultados das quatro fases convergem para a avaliação do impacto global sobre a rede, apresentada no capítulo seguinte.

Figura 10 – Fluxograma da metodologia de simulação e análise



Fonte: Autoria própria (2026).

4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta e discute os resultados obtidos com as rotinas desenvolvidas em MATLAB e em Python, organizados na seguinte ordem: o ponto de operação e o perfil de tensão do caso base; a análise do fluxo de potência sob múltiplos cenários e alocações de geração distribuída; as curvas P–V de margem de carregamento; a análise modal do caso base, com a identificação dos modos críticos; o impacto da inserção de geração distribuída nos três cenários de geração; a sensibilidade da estabilidade à localização da geração; e o limite de injeção admissível por barra. Todos os resultados foram obtidos com o sistema IEEE 13 barras adaptado, com potência de base de 5 MVA e tensões de base de 13,8 kV (média tensão) e 0,22 kV (barra 634, baixa tensão).

Para fins das simulações computacionais deste estudo, assumiu-se que todas as unidades de Geração Distribuída operam com fator de potência unitário, injetando exclusivamente potência ativa na rede. Esta premissa reflete o comportamento típico de microgeradores e representa uma abordagem conservadora (pior cenário) para a distribuidora, permitindo observar de forma irrestrita o impacto máximo da injeção de potência na elevação do perfil de tensão do alimentador.

4.1 Caso Base: Ponto de Operação e Perfil de Tensão

O fluxo de potência do caso base, sem geração distribuída, convergiu em quatro iterações pelo método de Newton-Raphson, com tolerância de 10^{-6} pu. O perfil de tensão resultante é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultados fluxo de potência caso base

(continua)

Barra	V [pu]	Ângulo [°]
650	1,00000	0,000
632	0,99624	−0,176
633	0,99614	−0,180

Tabela 5 – Resultados fluxo de potência caso base

(conclusão)

Barra	V [pu]	Ângulo [°]
634	0,97936	−1,435
645	0,99585	−0,176
646	0,99572	−0,176
671	0,99330	−0,314
675	0,99314	−0,320
680	0,99303	−0,327
684	0,99314	−0,320
692	0,99330	−0,314
611	0,99301	−0,320
652	0,99293	−0,320

Fonte: Autoria própria (2026).

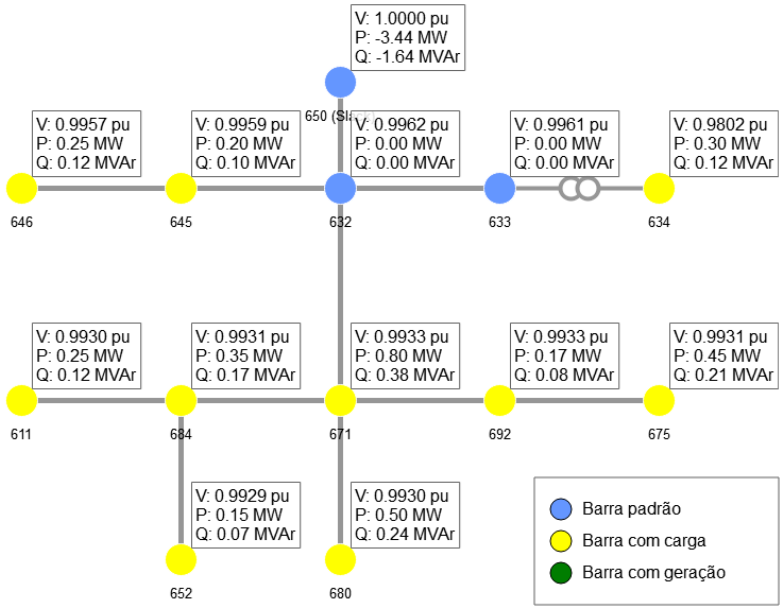
A potência fornecida pela subestação (barra *slack* 650) foi de 3,4356 MW e 1,6412 Mvar. Observa-se que todas as tensões permanecem dentro da faixa adequada estabelecida pela legislação, com a menor magnitude registrada na barra 634 (0,97936 pu), única barra de baixa tensão do sistema, encontrada depois do transformador de distribuição. A queda de tensão máxima é da ordem de 2% em relação à referência, indicando que o sistema opera com carregamento moderado e folga em relação aos limites operacionais, característica que se mostra relevante na interpretação dos resultados seguintes.

4.2 Análise de Fluxo de Potência sob Múltiplos Cenários de GD

O fluxo de potência foi analisado sob diversos cenários de geração distribuída. Inicialmente, estabeleceu-se o cenário base, seguido pela simulação com a inserção de geração distribuída em seis barras do sistema.

Inicialmente, estabeleceu-se o cenário base (sem geração distribuída), cujo fluxo de potência pode ser observado na Figura 11.

Figura 11 - Fluxo de potência caso base.

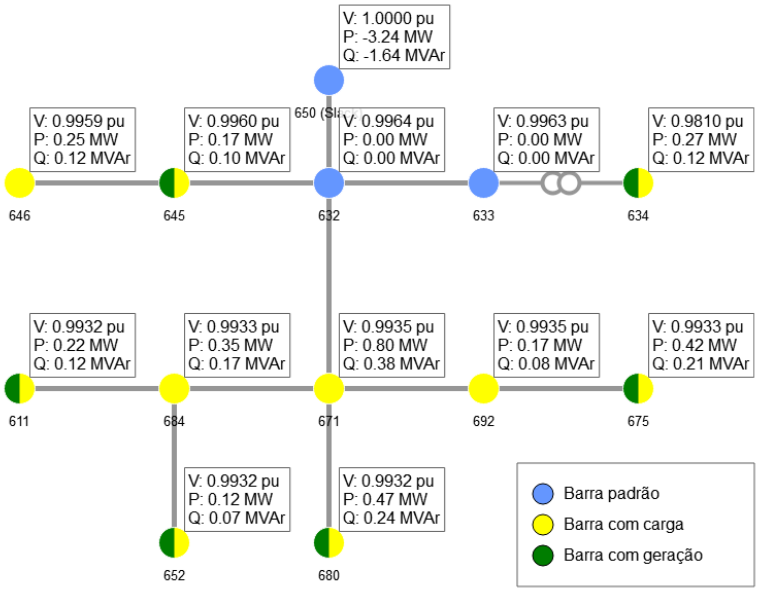


Fonte: Autoria própria (2026).

No caso base, nota-se que a potência fornecida pela subestação (barra 650) é de 3,44 MW de potência ativa e 1,64 Mvar de potência reativa.

Com a inserção do cenário de geração mínima, correspondente a 5,6% da capacidade instalada, o comportamento do sistema sofre alterações, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 - Fluxo de potência caso 5,6% geração.

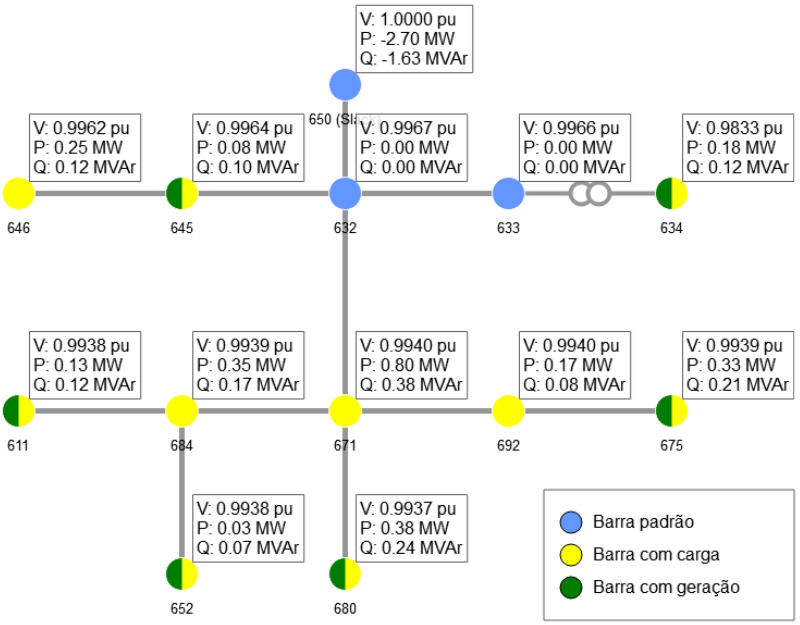


Fonte: Autoria própria (2026).

Avaliando a Figura 12, observa-se que a potência ativa fornecida pela subestação reduz para 3,24 MW, indicando o início da contribuição da geração distribuída para o suprimento das cargas locais.

O cenário de geração típica, com 21,2% da capacidade instalada, é apresentado na Figura 13.

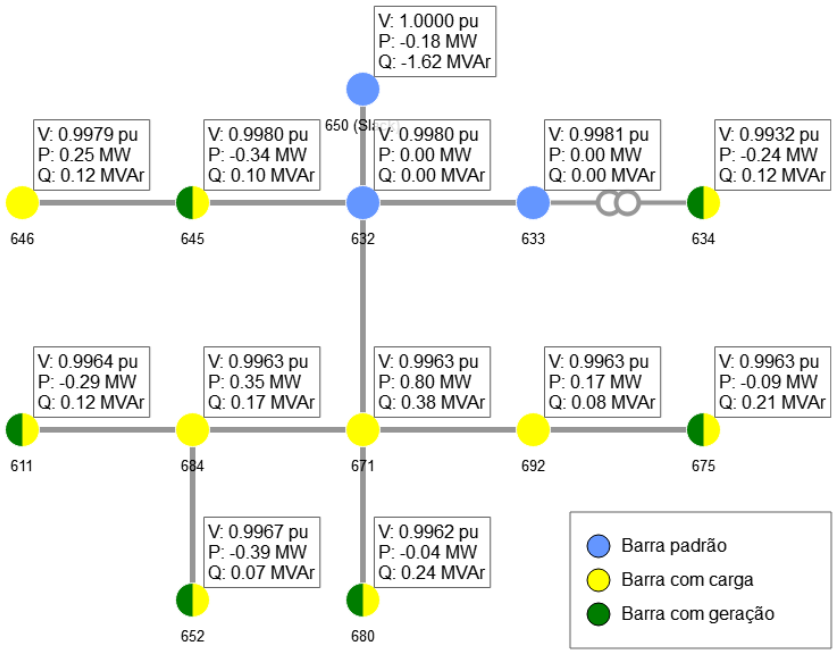
Figura 13 - Fluxo de potência caso 21,2% geração



Fonte: Autoria própria (2026).

Conforme demonstrado na Figura 13, no estágio intermediário (21,2%), a geração distribuída atua primariamente como um suporte de alívio local. A energia gerada é integralmente consumida pelas cargas vizinhas, o que diminui ainda mais o carregamento de potência ativa fornecido pela subestação principal, otimizando o perfil de tensão sem alterar o sentido natural do fluxo. O cenário seguinte, de geração máxima correspondente a 94,4% da capacidade instalada, é ilustrado na Figura 14.

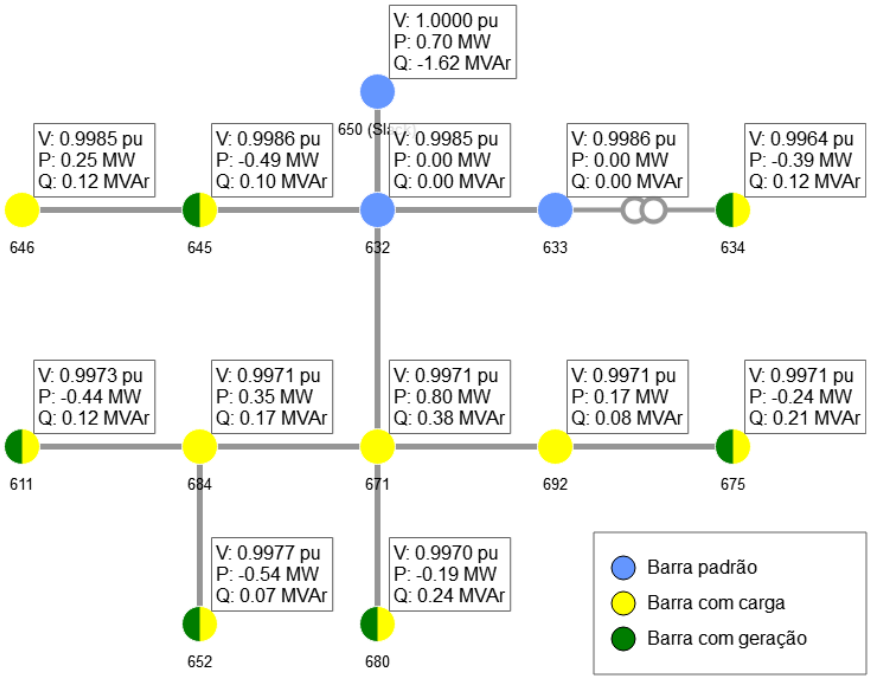
Figura 14 - Fluxo de potência caso 94,4% geração



Fonte: Autoria própria (2026).

O cenário de 94,4 de geração revela um ponto de inflexão técnico no estudo. Nesse nível de penetração, consolida-se o fenômeno do fluxo reverso em âmbito local, onde a injeção nas barras supera a demanda instantânea e transforma nós consumidores em fontes ativas de potência. Observa-se que o perfil de tensão é amplamente achatado e equalizado, enquanto a demanda ativa vista pela subestação é drasticamente minimizada. Por fim, a Figura 15 apresenta o fluxo de potência para um cenário extremo, considerando uma geração extrapolada de 120%.

Figura 15 - Fluxo de potência caso 120% geração



Fonte: Autoria própria (2026).

Por fim, o cenário extremo de 120% configurou o alimentador como um elemento ativo, resultando na inversão total do fluxo no nó de referência. A rede de distribuição deixou de ser uma carga e passou a exportar potência ativa de volta para o sistema interligado.

Observou-se também o comportamento equilibrado das tensões, mesmo sob alto fluxo reverso. Como a modelagem adotou inversores com fator de potência unitário (injetando apenas potência ativa), coube à subestação manter o fornecimento de potência reativa para as cargas e para as perdas reativas nas reatâncias série da rede. A contraposição elétrica entre o fluxo reverso de potência ativa (que tende a elevar a tensão) e o fluxo direto de potência reativa (que tende a reduzi-la) resultou em uma compensação natural. Esse fenômeno justificou a ausência de violações do limite regulatório superior (1,05 pu), indicando que a capacidade de absorção do ramal é favorecida pelas características de impedância da rede.

Sob a premissa de fator de potência unitário e no regime de carregamento moderado analisado, observa-se que a inserção da geração distribuída melhora o perfil de tensão e alivia o carregamento a montante, ainda que o ganho sobre a margem modal seja de pequena magnitude, inferior a 0,35%. Reitera-se que a transição para um modelo de fluxos bidirecionais altera o fator de potência global visto pela concessionária e evidencia a relevância do controle de potência reativa na operação de redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída.

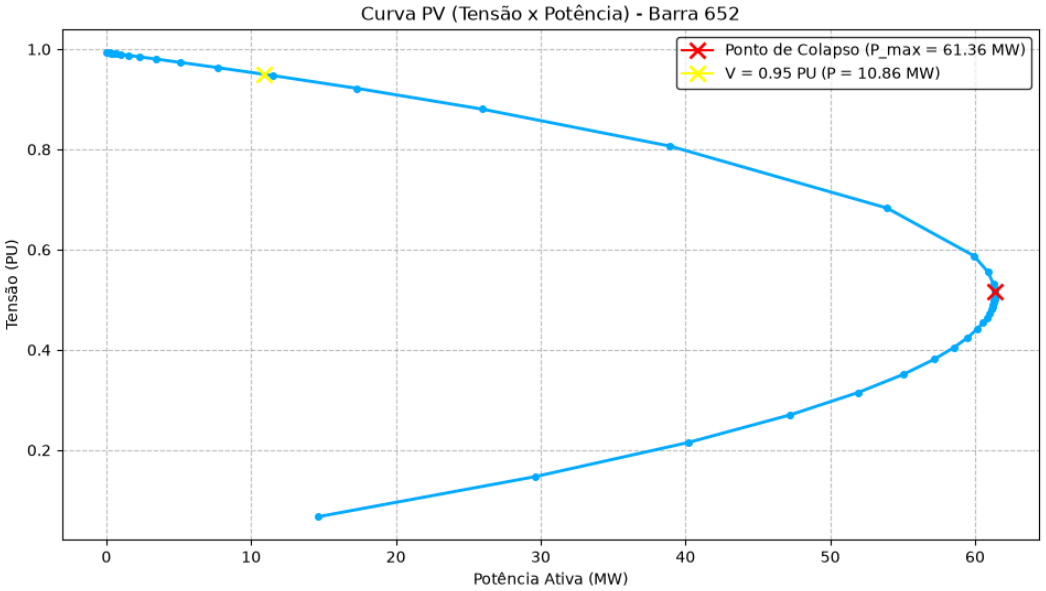
4.3 Curvas P-V e robustez do sistema

Como análise complementar de robustez, foram traçadas curvas P–V por meio do fluxo de potência continuado, em ambiente Python, para duas barras representativas do ramal de média tensão (652 e 675). O procedimento incrementa progressivamente o carregamento da barra até o ponto de colapso de tensão (nariz da curva), comparando o caso base com o cenário de maior geração distribuída (94,4% da capacidade). A margem de carregamento foi avaliada em dois pontos: o limite de violação da tensão mínima regulatória (V = 0,95 pu) e o ponto de colapso (P_max).

4.3.1 Barra 652

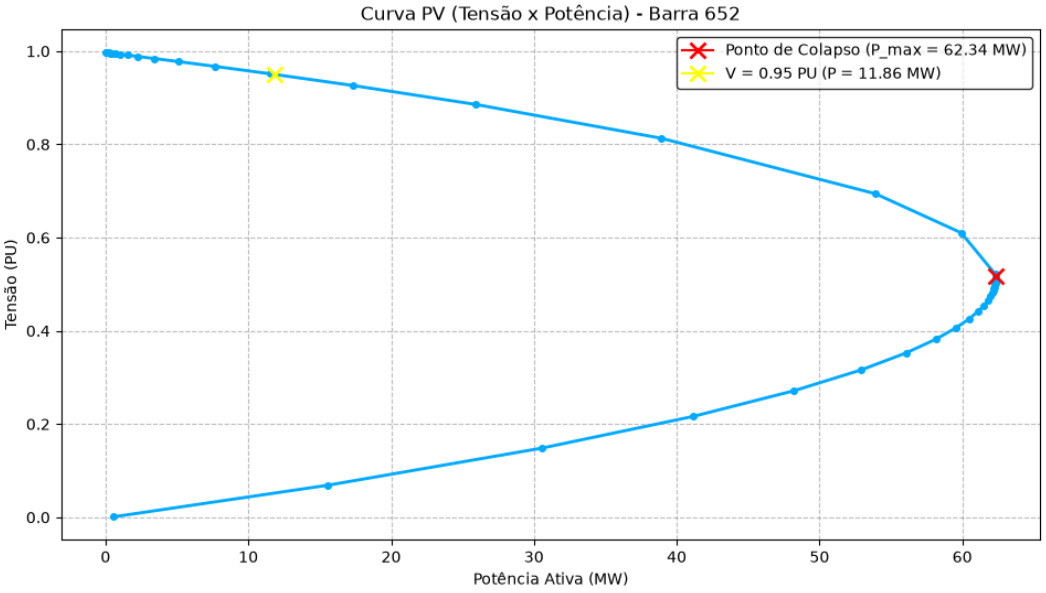
A barra 652 foi selecionada para esta análise por representar a extremidade radial eletricamente mais distante da subestação. Sendo um dos nós mais vulneráveis do sistema, as margens de carregamento podem ser comparadas através da Figura 16, que ilustra o cenário base, e da Figura 17, que demonstra o cenário de alta injeção fotovoltaica (94,4%).

Figura 16 - Curva P-V barra 652 caso base



Fonte: Autoria própria (2026).

Figura 17 - Curva P-V barra 652 caso 94,4% geração



Fonte: Autoria própria (2026).

A análise da curva P-V para a barra 652 revela um evidente deslocamento do traçado para a direita ao comparar o cenário base com a penetração de 94,4% de Geração Distribuída. Esse comportamento indica matematicamente que a rede

passa a exigir um nível maior de carregamento para apresentar as mesmas quedas de tensão.

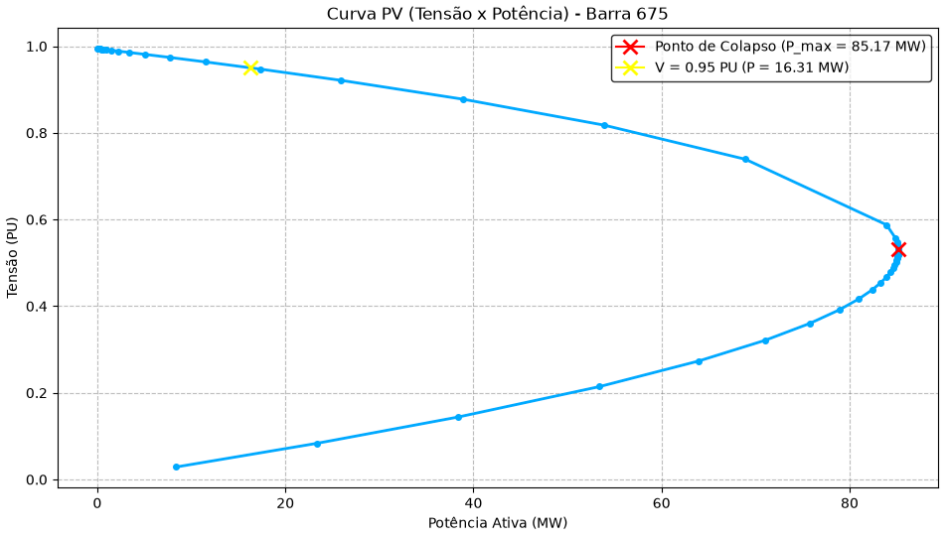
Os dados extraídos dos gráficos quantificam esse ganho de robustez em dois pontos críticos:

- Margem Operacional: A capacidade de demanda suportada antes de violar o limite mínimo de tensão subiu de 10,86 MW (cenário base) para 11,86 MW (cenário com GD).
- Ponto de Colapso: O limite teórico máximo de estabilidade de tensão do nó foi expandido de 61,36 MW para 62,34 MW.

4.3.2 Barra 675

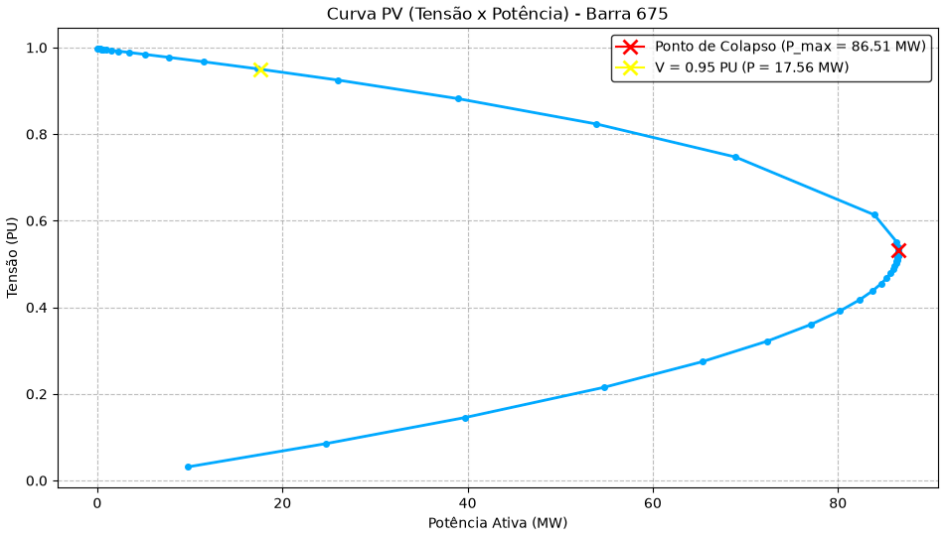
A barra 675 foi escolhida por representar outra extremidade relevante do ramal de média tensão, possuindo expressiva carga instalada. A análise das curvas P-V neste nó tem o objetivo de observar o comportamento da tensão em diferentes ramificações do sistema frente à inserção da geração. Para isso, a Figura 18 apresenta a curva P-V para o caso base, enquanto a Figura 19 exibe o cenário com a injeção fotovoltaica de 94,4%.

Figura 18 - Curva P-V barra 675 caso base



Fonte: Autoria própria (2026).

Figura 19 - Curva P-V barra 675 caso 94,4% geração



Fonte: Autoria própria (2026).

De forma análoga à barra 652, a análise da Curva P-V para a barra 675 demonstra o deslocamento do traçado para a direita com a inserção de 94,4% de Geração Distribuída. Os dados extraídos atestam um ganho proporcional de robustez neste nó:

- Margem Operacional (V = 0,95 pu): A capacidade de suporte de carga antes da violação do limite regulatório mínimo adotado para essa análise subiu de 16.31 MW no cenário base para 17.56 MW no cenário com GD, conferindo um fôlego operacional de 1.25 MW à barra.
- Ponto de Colapso: O limite teórico máximo de estabilidade de tensão expandiu-se de 85.17 MW para 86.51 MW.

4.3.3 Conclusão da Análise das Curvas P-V

A avaliação do Fluxo de Potência Continuado e das Curvas P-V nas barras 652 e 675 evidencia um padrão claro e benéfico da Geração Distribuída no sistema elétrico estudado: o ganho generalizado de margem de estabilidade de tensão.

Em ambos os nós analisados, a injeção local de potência ativa (evidenciada no cenário com 94,4% de penetração de GD) resultou na nítida translação das curvas para a direita. Do ponto de vista elétrico, isso atesta que a rede adquire uma "reserva de capacidade". O sistema passa a exigir um nível consideravelmente maior de carregamento para que as tensões decaiam ao limite regulatório mínimo adotado para essa análise ou para que o sistema atinja o seu ponto de bifurcação e colapso de tensão. A GD atua, portanto, como um suporte ativo que alivia o fluxo proveniente da subestação principal e torna a rede mais resiliente ao crescimento da demanda.

Cabe ressaltar, contudo, uma premissa fundamental inerente à operação de sistemas de distribuição. As Curvas P-V traçadas neste estudo avaliam exclusivamente o limite matemático da estabilidade de tensão. Em um cenário real de operação, a capacidade máxima de carregamento do alimentador seria interrompida prematuramente devido a restrições de ampacidade (limite térmico) dos condutores e dos transformadores, muito antes de a carga atingir as dezenas de megawatts indicadas nos pontos de colapso.

A execução do fluxo de potência continuado permite avaliar a margem de carregamento do alimentador sob o critério exclusivo de tensão, isolando-a das demais restrições operacionais. Sob esse critério, e nas condições simuladas, a inserção da geração distribuída deslocou as curvas P–V para a direita em todas as barras analisadas, ampliando tanto a margem até o limite de tensão adotado quanto o ponto de máximo carregamento. Cabe reiterar que se trata de um limite matemático de estabilidade, uma vez que a ampacidade dos condutores e a capacidade nominal dos transformadores não integram esta análise. O interesse dos valores obtidos reside, portanto, na comparação relativa entre o caso base e o cenário com geração, e não na sua interpretação como capacidade operacional do alimentador.

4.4 Análise modal do Caso Base

A matriz Jacobiana reduzida (Q–V) resultou em uma matriz de dimensão 12×12, correspondente às doze barras de carga (tipo PQ) do sistema, com número de condição igual a $8{,}39\times10^{5}$. A decomposição modal forneceu doze autovalores, todos reais e positivos, conforme a Tabela 6, o que caracteriza um sistema estável do ponto de vista da estabilidade de tensão: nenhum modo apresenta autovalor nulo ou negativo, condições associadas ao ponto de colapso.

Tabela 6 – Resultados análise modal caso base

Modo	Autovalor (λ)	Modo	Autovalor (λ)
1	2,3695	7	606,6302
2	10,4145	8	1.335,5880
3	80,0179	9	1.723,4423
4	284,0808	10	2.618,3483
5	417,1042	11	3.224,4358
6	444,8650	12	1.987.738,72

Fonte: Autoria própria (2026).

O menor autovalor, $\lambda_1 = 2{,}3695$, corresponde ao modo mais crítico do sistema, isto é, o mais próximo da condição de instabilidade. O autovalor de magnitude muito elevada do modo 12 (da ordem de 10^{6}) representa um resultado numérico associado à chave de impedância praticamente nula que conecta as barras 671 e 692, não possuindo significado físico na análise de estabilidade.

Para identificar as barras associadas a cada modo, foram calculados os fatores de participação dos três modos mais críticos, apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Fatores de participação modos críticos

Barra	Modo 1 (λ=2,37)	Modo 2 (λ=10,41)	Modo 3 (λ=80,02)
632	0,0003	0,0364	0,1295
633	0,0004	0,0372	0,1666

Barra	Modo 1 (λ=2,37)	Modo 2 (λ=10,41)	Modo 3 (λ=80,02)
634	0,9963	0,0036	0,0002
645	0,0003	0,0391	0,2514
646	0,0003	0,0400	0,2978
671	0,0003	0,1145	0,0132
675	0,0004	0,1183	0,0171
680	0,0004	0,1219	0,0223
684	0,0004	0,1216	0,0233
692	0,0003	0,1146	0,0132
611	0,0004	0,1242	0,0275
652	0,0004	0,1288	0,0379

Fonte: Autoria própria (2026).

O modo mais crítico (Modo 1) é dominado quase exclusivamente pela barra 634, com fator de participação de 0,9963. Trata-se da barra de baixa tensão, eletricamente separada do restante da rede pela impedância do transformador de distribuição de 500 kVA. O segundo modo (λ_2 = 10,4145) apresenta participação distribuída entre as barras de extremidade da média tensão, com destaque para as barras 652, 611, 680, 684, 675 e 671/692; esse é o modo associado à porção de média tensão da rede, sobre o qual a geração distribuída conectada nessas barras pode atuar. O terceiro modo (λ_3 = 80,0179) concentra-se no ramal 632–633–645–646, com maior participação das barras 646 e 645 .

A distinção entre o Modo 1 e o Modo 2 é central para a interpretação dos resultados seguintes: como o modo globalmente mais crítico é governado pela barra de baixa tensão (634), e a geração distribuída do estudo é inserida na média tensão, espera-se, a priori, que a injeção fotovoltaica influencie predominantemente o Modo 2, e apenas marginalmente o Modo 1.

4.5 Impacto da Inserção de Geração Distribuída

Os três cenários de geração, definidos pelos perfis solares representativos a um nível de penetração fixo de 100% e com a geração distribuída conectada à barra 671, foram simulados e todos convergiram entre três e quatro iterações. A potência ativa efetivamente injetada em cada cenário, obtida pela definição escalada pelo perfil, é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8 – Potência ativa injetada

Cenário	GP	Fator do perfil	P_FV injetada [kW]
Geração Máxima	100%	0,944	3.227,2
Geração Típica	100%	0,212	726,2
Geração Mínima	100%	0,056	190,1

Fonte: Autoria própria (2026).

O efeito da inserção sobre a estabilidade de tensão foi avaliado pela variação do autovalor do segundo modo crítico (λ_2) em relação ao caso base, conforme a Tabela 9.

Tabela 9 – Variação de λ_2 com simulação de cenários

Cenário	GP	λ_2	$\Delta\lambda_2$	$\Delta\lambda_2$ [%]
Caso base	—	10,4145	—	—
Geração Máxima	100%	10,4497	+0,0352	+0,34
Geração Típica	100%	10,4226	+0,0081	+0,08
Geração Mínima	100%	10,4166	+0,0021	+0,02

Fonte: Autoria própria (2026).

Três observações decorrem desses resultados. Em primeiro lugar, todas as variações de λ_2 são positivas, indicando que, em todos os cenários testados, a injeção de potência ativa pela geração distribuída aumenta o autovalor do modo de média tensão e, portanto, amplia a margem de estabilidade desse modo. Esse

comportamento é coerente com o fato de a geração local reduzir o carregamento visto a partir da subestação, aliviando o ramal de média tensão.

Em segundo lugar, mantida a penetração fixa em 100% da carga, a variação entre os cenários é governada inteiramente pelo perfil solar, isto é, pela geração instantânea de cada dia representativo. O cenário de perfil Máximo elevou λ_2 em 0,34%, enquanto o perfil Mínimo produziu apenas 0,02%, uma diferença considerável, embora a capacidade instalada seja a mesma nos três casos. Isso ocorre porque a potência efetivamente injetada depende da fração da capacidade gerada no instante de análise, que varia de 94,4% (dia de sol pleno) a 5,6% (dia de baixa irradiância). Do ponto de vista da operação, esse resultado evidencia que o benefício da geração fotovoltaica para a estabilidade é intermitente, condicionado à disponibilidade do recurso solar.

Em terceiro lugar, o autovalor do modo dominante (λ_1, da barra 634) praticamente não se altera entre os cenários, variando de 2,3695 (caso base) a, no máximo, 2,3740 (GP100_Máxima). Confirma-se, assim, a hipótese levantada na análise modal do caso base: a geração distribuída conectada à média tensão tem efeito desprezível sobre o modo crítico de baixa tensão, por estarem eletricamente separados pela impedância do transformador de distribuição. A magnitude geral das variações de λ_2 reflete, ainda, a folga de estabilidade do sistema já observada no caso base.

4.6 Sensibilidade à Localização da Geração Distribuída

Para avaliar a influência do ponto de conexão sobre a estabilidade, realizou-se uma varredura da posição da geração distribuída entre as barras de média tensão, mantendo-se fixos o nível de penetração (GP = 100%) e o perfil solar (Máxima), o que corresponde a uma injeção de 3.227,2 kW. Os resultados são apresentados na Tabela 10, em que ΔV_max é a maior elevação de tensão observada no sistema e $\Delta\lambda_2(\%)$ a variação do segundo modo crítico em relação ao caso base.

Tabela 10 – Análise do segundo modo com injeção de geração em diferentes barras

Barra de conexão	ΔV_max [pu]	Barra do ΔV_max	λ_2	$\Delta\lambda_2$ [%]
632	+0,0018	634	10,4334	+0,18
633	+0,0025	634	10,4336	+0,18
645	+0,0040	646	10,4351	+0,20
646	+0,0054	646	10,4356	+0,20
671	+0,0036	652	10,4497	+0,34
675	+0,0042	675	10,4503	+0,34
680	+0,0044	680	10,4503	+0,34
684	+0,0040	652	10,4512	+0,35
692	+0,0036	652	10,4497	+0,34
611	+0,0053	611	10,4527	+0,37
652	+0,0076	652	10,4552	+0,39

Fonte: Autoria própria (2026).

Os maiores ganhos de estabilidade ocorrem quando a geração é conectada às barras de extremidade do ramal de média tensão, 652 (+0,39%) e 611 (+0,37%), exatamente as barras de maior fator de participação no Modo 2. As menores variações ocorrem no ramal 632–633–645–646 (+0,18% a +0,20%), de baixa participação nesse modo. Esse resultado confirma, de forma quantitativa, a coerência entre os fatores de participação e a eficácia da geração distribuída: a injeção é mais efetiva sobre a estabilidade quando alocada nas barras que mais participam do modo crítico.

Cabe observar que a barra 671, adotada como ponto de conexão no estudo principal por concentrar a maior carga individual do sistema e por sua posição central, apresenta ganho de estabilidade (+0,34%) ligeiramente inferior ao das extremidades, embora a diferença seja pequena. Nota-se, ainda, que a maior elevação de tensão nem sempre ocorre na própria barra de conexão, por exemplo

ao conectar a geração na barra 671 a maior elevação é observada na barra 652, evidenciando que o impacto da injeção é um fenômeno distribuído pela rede.

4.7 Limite de Injeção por barra e Impacto na Rede

A análise de limite de injeção foi aplicada às barras 652, 611, 671 e 634, no perfil de geração “Máxima”, incrementando-se a penetração até o acionamento de um critério de parada. A Tabela 11 consolida os resultados, em que o critério “GP_max” indica que nenhuma restrição operacional foi atingida dentro da faixa de varredura.

Tabela 11 – Resultados para o teste de limite de geração

Barra	GP válido	P_FV [kW]	Critério acionado	λ_2	$\Delta\lambda_2$ [%]	V_max [pu]	Barra do V_max
652	500%	16.136	GP_max	10,573	+1,52	1,0289	652
611	500%	16.136	GP_max	10,572	+1,51	1,0184	611
671	500%	16.136	GP_max	10,568	+1,48	1,0103	671
634	250%	8.068	Colapso numérico	10,321	−0,90	1,0000	650

Fonte: Autoria própria (2026).

Os resultados revelam dois comportamentos distintos. Nas três barras de média tensão (652, 611 e 671), nenhum critério operacional foi atingido mesmo com a penetração elevada até o teto da varredura (500% da carga total, equivalente a 16,1 MW): a maior tensão do sistema permaneceu abaixo de 1,03 pu e o autovalor λ_2 manteve-se crescente, com aumento de até 1,52%. Ou seja, dentro dos critérios adotados, essas barras não impõem limite físico à injeção de potência ativa, e o encerramento da varredura decorre apenas do limite de guarda do procedimento. Esse comportamento é consistente com a folga de estabilidade observada no caso base e indica elevada capacidade de hospedagem nas barras de média tensão.

A barra 634, ao contrário, foi a única a apresentar um limite efetivo. A injeção máxima com solução válida em regime permanente ocorreu em GP = 250% (8,07 MW), com o fluxo de potência deixando de convergir em GP = 275%. Diferentemente das barras de média tensão, nesta barra o autovalor λ_2 diminuiu, indicando degradação da margem de estabilidade. A análise do perfil de tensão no ponto de injeção máxima mostrou que a magnitude de tensão da própria barra 634 cai acentuadamente, atingindo 0,870 pu (uma redução de 11,2% em relação ao caso base), enquanto as demais barras sofrem variações pequenas. Esse comportamento, uma queda de tensão sob injeção de potência ativa, decorre da elevada reatância do transformador de distribuição (cerca de 0,40 pu na base de 5 MVA), ao escoar grande quantidade de potência ativa por essa reatância com fator de potência unitário, a barra demanda suporte de reativo que a geração, modelada sem capacidade de controle de tensão, não é capaz de fornecer, levando ao afundamento e, por fim, ao colapso. Para fins de comparação, no ponto de injeção máxima a variação de tensão na própria barra de conexão foi de +3,6% na barra 652, +2,6% na 611 e +1,7% na 671, contra −11,2% na barra 634, evidenciando a natureza oposta do fenômeno nesse nó.

4.8 Síntese e Discussão Geral

O conjunto de resultados permite consolidar algumas conclusões a respeito do impacto da geração fotovoltaica distribuída sobre a estabilidade de tensão do sistema analisado. A inserção de geração na média tensão, no regime de potência ativa com fator de potência unitário, atua de forma benéfica sobre o modo crítico de média tensão (λ_2), ampliando sua margem de estabilidade de maneira monotônica com a potência injetada. Esse efeito, contudo, é de pequena magnitude (inferior a 0,35% mesmo no cenário de maior geração, com penetração de 100% da carga), o que se explica pela folga de estabilidade do sistema, que opera com carregamento moderado.

Mantida a penetração fixa em 100% da carga, a intensidade do efeito mostrou-se governada pelo perfil solar, ou seja, pela geração instantânea de cada

dia, o que está diretamente associado à intermitência característica da fonte fotovoltaica. Do ponto de vista da localização, a eficácia da geração sobre a estabilidade é maior nas barras de maior participação no modo crítico (as extremidades 652 e 611), em concordância com a teoria de análise modal, segundo a qual a sensibilidade de um modo é maior nos nós de maior fator de participação (AMORIM, 2011; ALVES, 2016).

Por outro lado, o estudo evidenciou que a geração conectada à média tensão tem efeito desprezível sobre o modo dominante do sistema (λ_1, da barra 634), por estar eletricamente separada deste pela impedância do transformador de distribuição. A tentativa de injetar potência diretamente na barra de baixa tensão, por sua vez, revelou-se limitada pela própria modelagem em fator de potência unitário: a ausência de suporte de reativo conduz ao afundamento de tensão e ao colapso para injeções elevadas. Esse achado reforça uma característica fundamental da estabilidade de tensão, predominantemente associada ao balanço de potência reativa, e delimita com clareza a principal limitação metodológica do trabalho, abordada na conclusão.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar o impacto da inserção de geração distribuída fotovoltaica sobre a estabilidade de tensão de um sistema de distribuição, tomando como referência o sistema IEEE 13 barras adaptado ao contexto brasileiro. A análise apoiou-se em rotinas computacionais desenvolvidas pelos autores em ambiente MATLAB, nas quais foram implementados o cálculo do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson e a análise modal estática da matriz Jacobiana reduzida, complementadas por simulações em ambiente Python, responsáveis pelo fluxo de potência com geração alocada em múltiplas barras e pelo traçado de curvas P–V por fluxo de potência continuado. Os objetivos propostos foram atingidos. O sistema de distribuição foi modelado e adaptado ao contexto brasileiro, os dados reais de geração fotovoltaica foram tratados e convertidos em cenários representativos, critérios objetivos de avaliação foram estabelecidos e o impacto da geração sobre o perfil de tensão, sobre os modos críticos de estabilidade e sobre a margem de carregamento foi quantificado, incluindo a sensibilidade à localização da fonte e o limite de injeção admissível por barra.

A análise do caso base mostrou um sistema estável, com todas as tensões dentro da faixa adequada e ampla folga em relação ao colapso de tensão, evidenciada por autovalores da Jacobiana reduzida estritamente positivos. Identificaram-se dois modos relevantes: o modo dominante, governado pela barra de baixa tensão (634), e o modo de média tensão (λ_2), distribuído entre as barras de extremidade da rede.

Quanto ao impacto da geração distribuída, concluiu-se que a injeção de potência ativa na média tensão amplia, de forma consistente, a margem de estabilidade do modo de média tensão, configurando um efeito benéfico, ainda que de pequena magnitude. Para uma penetração fixa de 100% da carga, esse benefício mostrou-se condicionado ao perfil de geração instantânea de cada dia, refletindo a intermitência da fonte solar. A análise de sensibilidade à localização confirmou quantitativamente a previsão da teoria de análise modal, uma vez que a ordenação dos ganhos de margem obtidos nas onze barras testadas reproduziu a ordenação

dos respectivos fatores de participação no modo crítico de média tensão, com os maiores benefícios nas barras de extremidade 652 e 611 e os menores no ramal 632–633–645–646. A correspondência entre a ordem prevista e a observada valida simultaneamente a implementação computacional e a interpretação física adotada. A análise de limite de injeção, por sua vez, demonstrou que, dentro dos critérios adotados, as barras de média tensão apresentam elevada capacidade de hospedagem, ao passo que a injeção na barra de baixa tensão é limitada pelo colapso de tensão associado à reatância do transformador. As curvas P–V corroboraram esse quadro por uma via independente, ao indicar um aumento modesto da margem de carregamento das barras de média tensão com a inserção da geração.

A principal limitação do estudo reside na modelagem da geração distribuída com fator de potência unitário, isto é, sem capacidade de controle de potência reativa. Como a estabilidade de tensão é um fenômeno predominantemente reativo, essa simplificação restringe o alcance das conclusões e, conforme evidenciado na análise da barra de baixa tensão, pode conduzir a condições de afundamento de tensão que não ocorreriam com suporte de reativo.

Constituem ainda limitações a natureza estática da análise modal, que não captura a dinâmica temporal do sistema, e a ausência de registros de geração em parte do ano na base de dados utilizada. Soma-se a essas o fato de os perfis de geração derivarem de um único sistema fotovoltaico de pequeno porte. Embora o procedimento adotado transfira apenas o fator de capacidade instantâneo, e não a magnitude da potência, um conjunto distribuído de geradores apresentaria variabilidade menor em razão da diversidade geográfica da irradiância, de modo que os cenários de baixa geração aqui adotados são mais severos do que os esperados para uma frota real de capacidade equivalente.

Como sugestões para trabalhos futuros, destacam-se: a modelagem da geração distribuída com controle de potência reativa (fator de potência variável), permitindo avaliar o suporte de tensão e ampliar a análise para a barra de baixa tensão; a investigação de condições de carga mais severas, que reduzam a folga de estabilidade observada e tornem mais expressivos os efeitos da geração; a extensão

do estudo a análises dinâmicas de estabilidade de tensão; e a determinação sistemática da capacidade de hospedagem do alimentador considerando simultaneamente os limites de estabilidade de tensão e as restrições de ampacidade dos condutores e transformadores, uma vez que os resultados obtidos indicam que, nas barras de média tensão, a restrição térmica é atingida muito antes do limite de estabilidade.

REFERÊNCIAS

ALVES, A. A. **Avaliação da Estabilidade de Tensão nos Sistemas de Distribuição Considerando a Injeção de Potência da Geração Distribuída**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2016.

AMORIM, E. S. **Aplicação da análise modal estática no estudo de estabilidade de tensão**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. **Brasil é 6º colocado no ranking global de energia solar de 2024**. São Paulo, 27 mar. 2025. Disponível em: https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-e-6o-colocado-no-ranking-global-de-energia-solar-de-2024/. Acesso em: 6 jun. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.** Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com as alterações da Resolução Normativa nº 1.137, de 21 de outubro de 2025. Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 19 ago. 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Brasília, DF, 2012.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasília, DF, 2022.

CHAVES, F. S. ***Avaliação técnica do desempenho da compensação reativa shunt capacitiva aplicada às atividades de expansão dos sistemas elétricos de***

potência. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

COELHO, R.; SCHMITZ, L.; MARTINS, D. ***Energia solar fotovoltaica: geração, conversão e aplicações***. 1. ed. São Paulo: Érica, 2022.

CUNHA, D. C. **Energia solar fotovoltaica no Brasil.** Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento, [S. l.], 23 nov. 2018. Disponível em: https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-eletrica/energia-solar. Acesso em: 6 jun. 2025.

GAO, B. **Voltage stability analysis of large power systems**. 1992. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – University of Toronto, Toronto, Canadá, 1992.

HATZIARGYRIOU, N. *et al.* **Definition and classification of power system stability – revisited & extended**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, July 2021.

KERSTING, W. H. **Radial distribution test feeders**. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2001, Columbus. *Conference Proceedings*. Piscataway: IEEE, 2001. v. 2, p. 908–912. DOI: 10.1109/PESW.2001.916993.

KUMAR, Ajay; GUPTA, Nitin; GUPTA, Vikas. **A comprehensive review on grid-tied solar photovoltaic system**. Journal of Green Engineering, v. 7, p. 213–254, 2017. DOI: 10.13052/jge1904-4720.71210. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/319617649_A_Comprehensive_Review_on_Grid-TiedSolar_Photovoltaic_System. Acesso em: 24 jun. 2025.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, P. et al. **Definition and classification of power system stability**: IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 1387–1401, maio 2004. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

LUCCHESE, F. C.; ANSELMINI, F.; MARTINS, C. C.; SPERANDIO, M. **Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. *Anais* [...]. Gramado: ABENS, 2018. Disponível em: https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/73. Acesso em: 7 fev. 2025.

MANSOUR, Y. Suggested techniques for voltage stability analysis. **IEEE Power Engineering Society**, New York, v. 9, p. 142, 1993.

MASTERS, G. M. **Renewable and efficient electric power systems**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

MONTICELLI, A. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1983.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024**: sumário executivo, ciclo 2025–2029. Rio de Janeiro: ONS, 2024. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico/parpel2024/sumario-executivo/index.html. Acesso em: 23 jun. 2025.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 186 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

REIS, C. S. M. M. **Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2005.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos**. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2004.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2012.

ZEFERINO, C. L. **Avaliação e controle da margem de carregamento em sistemas elétricos de potência**. 2011. Tese (Doutorado em Ciências – Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

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

APÊNDICE A - Códigos de simulação em python

Códigos de simulação em python

Os códigos-fonte desenvolvidos na linguagem Python e utilizados neste trabalho para a simulação do fluxo de potência estático e para o traçado das curvas P-V (fluxo de potência continuado) estão hospedados em um repositório público online. A manutenção do código integral em nuvem tem o objetivo de facilitar a reprodutibilidade das simulações, o versionamento adequado e a leitura limpa do documento.

O repositório pode ser acessado por meio do seguinte endereço eletrônico: https://github.com/LucalbYang/TCC-Simulacao-13-Barras

Abaixo, apresenta-se o conteúdo do documento explicativo (README.md) constante no repositório, que detalha os requisitos do sistema, a arquitetura dos arquivos e as instruções para a execução das rotinas computacionais.

Simulador SEP - 13 Barras (TCC)

Este é um aplicativo desktop interativo e focado na simulação e análise de Sistemas Elétricos de Potência (SEP), utilizando como base o sistema teste IEEE de 13 barras. O simulador permite manipulação direta de parâmetros, visualização interativa do diagrama unifilar e simulação rápida baseada no PyPower/PandaPower.

Características:

- **Fluxo de Potência**: Utiliza a biblioteca `pandapower` para calcular tensões nodais, fluxo de potência e perdas nas linhas.
- **Curva PV (Curva do Nariz)**: Geração interativa da curva de tensão por potência, permitindo identificar o ponto exato de colapso de tensão.
- **Interface Gráfica Interativa**:

    - Desenvolvida em `PyQt6` com um tema escuro (Dark Mode) de visualização amigável.
    - Diagrama unifilar interativo feito com `QGraphicsView` onde o estado (tensão) das barras muda de cor, alertando problemas.
    - Edição rápida de parâmetros da rede (Cargas, Geração, Impedâncias) com duplo clique sobre barras ou linhas.
    - Gráficos integrados gerados e atualizados usando `matplotlib`.
- **Multithreading**: O fluxo de simulação roda assincronamente através de um `QThread`, garantindo que a interface se mantenha perfeitamente fluida.
- **Gerenciador de Cenários**: Salve modificações temporárias ou específicas em cenários e navegue facilmente entre eles, carregando os parâmetros automaticamente.
- **Relatórios**: Geração e exportação de resultados direto para planilhas em Excel (.xlsx).

Requisitos de Sistema e Dependências

O software foi desenvolvido e testado usando Python 3.8+. As seguintes bibliotecas Python são necessárias (presentes no arquivo `requirements.txt`):

- PyQt6
- pandapower
- matplotlib
- scipy
- openpyxl
- numpy

- pyinstaller (para compilar)

Como Instalar

Instale todas as dependências recomendadas utilizando o pip:

```
pip install -r requirements.txt
```

(ou instale manualmente: `pip install PyQt6 pandapower matplotlib scipy openpyxl numpy`)

Arquitetura (Organização dos Arquivos)

A base do projeto foi modularizada em vários arquivos distintos para separação de responsabilidades (Model-View-Controller):

1. `data_models.py`: Gerenciamento do estado e armazenamento de dados baseados em DataClasses. Manipula os dados de barra, linha e cabos de maneira centralizada.
2. `engine_sep.py`: O "Motor" por trás do simulador. Monta a rede internamente, encapsula as integrações do `pandapower` e roda cálculos pesados de Fluxo de Potência e Geração da Curva PV.
3. `diagram_view.py`: A visualização interativa da rede (`QGraphicsScene/View`). Renderiza o diagrama unifilar, captura os cliques dos usuários, realiza zoom dinâmico e desenha o sistema usando geometrias dinâmicas.
4. `plot_utils.py`: Funções utilitárias e integração do `matplotlib` com o `PyQt6` para plotar a Curva PV e gerenciar outros gráficos.
5. `ui_main.py`: A estrutura principal da Janela e de todas as abas. Guarda definições diretas de Interface do Usuário (layouts, tabelas, botões, barras e as configurações do QSS/Tema escuro).

6. `main.py`: O Controlador Central e *Entry Point* do aplicativo. Conecta os cliques, preenche as tabelas, carrega a configuração/cenários e gerencia as threads de execução para sincronizar a simulação elétrica com a tela.
7. `build.py`: Script autônomo para compilação via `pyinstaller`. Apaga caches anteriores e cria o pacote final na pasta `/dist/`.

Como Executar

Execute o script principal a partir da raiz do projeto:

```
python main.py
```

Como Gerar o Executável

Caso deseje transformar a aplicação em um arquivo standalone (um único executável sem necessidade de Python nativo):

```
python build.py
```

O executável gerado será salvo na pasta `dist`.

APÊNDICE B - Códigos de simulação em matlab

Códigos de simulação em matlab

As rotinas computacionais apresentadas neste apêndice foram desenvolvidas em ambiente MATLAB e implementam o cálculo do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson e a análise modal estática da matriz Jacobiana reduzida, descritos no Capítulo 3. O conjunto foi estruturado de forma modular, separando a definição dos dados, o núcleo de cálculo e as rotinas de análise, de modo a favorecer a legibilidade, o reaproveitamento e a reprodutibilidade dos resultados.

Todos os parâmetros editáveis do sistema, topologia, impedâncias, transformador, cargas e cenários de geração distribuída, estão reunidos no arquivo dados_sistema.m. O estudo principal é executado a partir do script main.m, que invoca, em sequência, as demais funções, e a análise de limite de injeção por barra é conduzida pela rotina roda_analise_por_barra.m.

B.1 Script Principal

Arquivo: main.m

Arquivo de entrada do estudo: orquestra, em sequência, o carregamento dos dados, o cálculo do fluxo de potência do caso base, os cenários fotovoltaicos, a análise modal e a geração das figuras.

```
clear; clc; close all;

fprintf('========================================\n');
fprintf('  IEEE 13 Barras — TCC UTFPR\n');
fprintf('  %s\n', datestr(now, 'dd/mm/yyyy HH:MM:SS'));
fprintf('========================================\n\n');


sys = dados_sistema();
fprintf('[1/8] Dados do sistema carregados.\n');
fprintf('   Barras: %d | S_base: %.0f MVA | V_base: %.1f kV\n', ...
        sys.n_barras, sys.S_base/1e6, sys.V_base_MT/1e3);


[Ybus, ramo_de, ramo_para, ramo_z] = monta_ybus(sys);
fprintf('[2/8] Ybus montada (%dx%d).\n', size(Ybus,1), size(Ybus,2));



[P_esp_base, Q_esp_base] = monta_cargas(sys, zeros(sys.n_barras,1), zeros(sys.n_barras,1));
```

```
[V_mag_base, V_ang_base, P_calc_base, Q_calc_base, iter_base, conv_base] = ...
        newton_raphson(Ybus, P_esp_base, Q_esp_base, sys.barra_tipo, ...
            sys.nr_tol, sys.nr_max_iter);

if ~conv_base
        error('[ERRO] Caso base não convergiu. Verifique os dados do sistema.');
end
fprintf('[3/8] Caso base convergido em %d iterações.\n', iter_base);

% Exibe perfil de tensão do caso base
fprintf('\n              Perfil de tensão — Caso Base:\n');
fprintf('      %-6s  %-10s  %-8s\n', 'Barra','V [pu]','ang [°]');
fprintf('      %s\n', repmat('-',1,30));
for i = 1:sys.n_barras
   fprintf('              %-6s  %-10.5f  %-8.3f\n', ...
        sys.barra_nome{i}, V_mag_base(i), rad2deg(V_ang_base(i)));
end

% Potência da barra slack
idx_s = find(sys.barra_tipo == 1);
fprintf('\n              Slack (%s): P = %.4f MW | Q = %.4f MVAr\n\n', ...
        sys.barra_nome{idx_s}, ...
        P_calc_base(idx_s)*sys.S_base/1e6, ...
        Q_calc_base(idx_s)*sys.S_base/1e6);

resultados = roda_cenarios_fv(sys, Ybus);
fprintf('[5/8] Cenários FV concluídos.\n');

% Avisa casos que não convergiram
n_nc = sum(~arrayfun(@(r) r.conv, resultados));
if n_nc > 0
        warning('%d cenário(s) não convergiram — verifique os dados de GD.', n_nc);
end



idx_pq   = find(sys.barra_tipo == 2);
nomes_pq = sys.barra_nome(idx_pq);
n_pq   = length(idx_pq);

[J_R, H_r, N_r, M_r, L_r] = calcula_jacobiana_reduzida( ...
        Ybus, V_mag_base, V_ang_base, sys.barra_tipo);

fprintf('[6/8] Jacobiana reduzida calculada (%dx%d) | cond = %.2e\n', ...
        size(J_R,1), size(J_R,2), cond(J_R));

fprintf('[6/8] Análise modal — caso base:\n');
modal = analise_modal(J_R, nomes_pq, 0.05);
```

```
fprintf('\n[7/8] Análise modal — cenários FV:\n');
modal_cenarios = analise_modal_cenarios( ...
        sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, resultados);

save('ieee13_resultados.mat', ...
        'sys', 'Ybus', 'ramo_de', 'ramo_para', 'ramo_z', ...
        'V_mag_base', 'V_ang_base', 'P_calc_base', 'Q_calc_base', ...
        'J_R', 'H_r', 'N_r', 'M_r', 'L_r', ...
        'nomes_pq', 'n_pq', ...
        'resultados', 'modal', 'modal_cenarios');

fprintf('\nResultados salvos em: ieee13_resultados.mat\n');

fprintf('\n[9/9] Varredura de posição da GD...\n');

barras_candidatas = setdiff(find(sys.barra_tipo == 2), find(strcmp(sys.barra_nome,'634')));

varredura = roda_varredura_posicao_gd( ...
        sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, 1.00, 'Maxima', barras_candidatas);

save('ieee13_varredura_posicao_gd.mat', 'varredura');
fprintf('  Varredura concluída. Resultados salvos em: ieee13_varredura_posicao_gd.mat\n');

fprintf('\n========================================\n');
fprintf('  Execução concluída com sucesso.\n');
fprintf('========================================\n');
```

B.2 Definição de Dados do Sistema

Arquivo: dados_sistema.m

Concentra todos os parâmetros editáveis do sistema IEEE 13 barras adaptado: topologia, impedâncias, transformador, cargas e cenários de geração distribuída.

```
function sys = dados_sistema()
%% --- Parâmetros base ---
sys.S_base      = 5e6;      % VA
sys.V_base_MT = 13.8e3;    % V  — média tensão
sys.V_base_BT = 0.22e3;    % V  — baixa tensão (barra 634)
sys.f     = 60;       % Hz

sys.Z_base_MT = sys.V_base_MT^2 / sys.S_base;
sys.Z_base_BT = sys.V_base_BT^2 / sys.S_base;

%% --- Barras ---
% Colunas: [índice, nome, tipo, V_base]
%   tipo: 1 = Slack | 2 = PQ | 3 = PV
```

```
%   V_base: 1 = MT   | 2 = BT
%
%   Para adicionar uma barra: acrescente uma linha aqui.
%   Para mudar o tipo (ex: tornar PV): altere a coluna "tipo".

sys.n_barras = 13;

sys.barra_idx  = [1,  2,  3,  4,  5,  6,  7,  8,  9, 10, 11, 12, 13];
sys.barra_nome = {'650','632','633','634','645','646', ...
                  '671','675','680','684','692','611','652'};
sys.barra_tipo = [1, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2];
%                         ^slack                    ^todas PQ por padrão

%% --- Cargas [kW, kVAr] ---
% Cada linha: [índice_barra, P_kW, Q_kVAr]
%
%   Para mudar uma carga: altere P_kW ou Q_kVAr na linha correspondente.
%   Para adicionar carga em nova barra: acrescente uma linha.
%   Para remover uma carga: apague a linha ou zere os valores.

sys.dados_carga = [
%  idx   P(kW)  Q(kVAr)
         4,   300,   120;   % 634
         5,   200,    95;   % 645
         6,   250,   120;   % 646
         7,   800,   380;   % 671
         8,   450,   210;   % 675
         9,   500,   240;   % 680
  10,   350,   170;   % 684
  11,   170,           80;   % 692
  12,   250,   120;   % 611
  13,   150,           70;   % 652
];

%% --- Impedâncias de sequência positiva por configuração de cabo [Ω/km] ---
%   Para usar outro cabo: altere r e x da configuração correspondente.

sys.z_cabo = struct( ...
         'c601', 0.17 + 1j*0.36, ...   % CAA 336.4 MCM — Linnet
         'c602', 0.27 + 1j*0.38, ...   % CAA 4/0 AWG  — Penguin
         'c603', 0.88 + 1j*0.42  ...   % CAA 2 AWG — Sparrow
);

%% --- Ramos de linha ---
% Cada linha: [barra_de, barra_para, distância_km, código_cabo]
%   código_cabo: 1=601 | 2=602 | 3=603
%
%   Para alterar um ramo: mude distância ou código do cabo.
%   Para adicionar ramal: acrescente uma linha.
```

```
sys.dados_linha = [
%  de  para  dist(km)  cabo
        1,   2,  0.6096,   1;   % 650→632
        2,   7,  0.6096,   1;   % 632→671
        2,   3,  0.1524,   2;   % 632→633
        2,   5,  0.1524,   3;   % 632→645
        5,   6,  0.0914,   3;   % 645→646
        7,  10,  0.0914,   2;   % 671→684
        7,   9,  0.3048,   1;   % 671→680
  10,  12,  0.0914,   3;   % 684→611
  10,  13,  0.2438,   3;   % 684→652
  11,   8,  0.1524,   2;   % 692→675
];

%% --- Transformadores ---
% Cada linha: [barra_de, barra_para, S_kVA, R_pu, X_pu]
%   R e X já em pu na base do próprio transformador.
%   A função monta_ybus() faz o rebase automático para S_base.
%
%   Trafo SE (138/13,8 kV) não aparece aqui pois a barra 650 é o slack
%   e já representa a saída do transformador.

sys.dados_trafo = [
%  de  para  S(kVA)   R_pu    X_pu
        3,   4,   500,              0.011,  0.040;   % 633→634  (13,8/0,22 kV)
];

%% --- Chaves fechadas ---
% Modeladas como impedância série muito baixa (fio curto).
% Cada linha: [barra_de, barra_para]

sys.dados_chave = [
        7,  11;   % 671→692
];

sys.Z_chave_pu = 1e-6 + 1j*1e-6;   % pu — praticamente zero

%% --- Parâmetros Newton-Raphson ---
sys.nr_tol      = 1e-6;    % critério de convergência (pu)
sys.nr_max_iter = 50;          % máximo de iterações

sys.P_carga_total_kW = 3420;            % kW — soma das cargas (verificado)
sys.P_carga_total_kW = 3420;            % kW — soma das cargas (verificado)
sys.P_inst_real_kW   = 5.11;    % kWp — potência instalada nos inversores do LABENS

sys.perfis_fv = {
        'Maxima',  4822;   % dia de sol pleno        — 22/10/2025
        'Tipica',  1085;   % dia parcialmente nublado — 24/01/2025
```

```
        'Minima',   284;   % dia muito nublado       — 22/05/2025
};

sys.GP_vec = [1.00];

sys.idx_barra_gd = 7;   % barra 671

end
```

B.3 Montagem do Sistema e Fluxo de Potência

Arquivo: monta_ybus.m

Constrói a matriz admitância nodal (Ybus) a partir dos parâmetros do sistema.

```
function [Ybus, ramo_de, ramo_para, ramo_z] = monta_ybus(sys)


n = sys.n_barras;
Ybus   = zeros(n, n);
ramo_de   = [];
ramo_para = [];
ramo_z  = [];
campos = fieldnames(sys.z_cabo);
z_cabo_vec = zeros(length(campos), 1) * 1j;
for k = 1:length(campos)
        z_cabo_vec(k) = sys.z_cabo.(campos{k});
end
%% --- Linhas ---
for k = 1:size(sys.dados_linha, 1)
        de   = sys.dados_linha(k, 1);
        para = sys.dados_linha(k, 2);
        dist = sys.dados_linha(k, 3);   % km
        cod  = sys.dados_linha(k, 4);   % 1/2/3

        z_ohm = z_cabo_vec(cod) * dist;
        z_pu  = z_ohm / sys.Z_base_MT;

        ramo_de   = [ramo_de;   de];
        ramo_para = [ramo_para; para];
        ramo_z    = [ramo_z;  z_pu];
end

%% --- Transformadores (com rebase automático) ---
for k = 1:size(sys.dados_trafo, 1)
        de             = sys.dados_trafo(k, 1);
        para   = sys.dados_trafo(k, 2);
        S_kVA  = sys.dados_trafo(k, 3) * 1e3;   % VA
        R_pu_t = sys.dados_trafo(k, 4);
        X_pu_t = sys.dados_trafo(k, 5);
```

```
        % Rebase: Z_pu_novo = Z_pu_antigo * (S_base_novo / S_base_antigo)
        fator_rebase = sys.S_base / S_kVA;
        z_pu = (R_pu_t + 1j*X_pu_t) * fator_rebase;

        ramo_de   = [ramo_de;   de];
        ramo_para = [ramo_para; para];
        ramo_z    = [ramo_z;  z_pu];
end

%% --- Chaves ---
for k = 1:size(sys.dados_chave, 1)
        de   = sys.dados_chave(k, 1);
        para = sys.dados_chave(k, 2);

        ramo_de   = [ramo_de;   de];
        ramo_para = [ramo_para; para];
        ramo_z    = [ramo_z;  sys.Z_chave_pu];
end

%% --- Monta Ybus ---
for k = 1:length(ramo_z)
        i = ramo_de(k);
        j = ramo_para(k);
        y = 1 / ramo_z(k);

        Ybus(i,i) = Ybus(i,i) + y;
        Ybus(j,j) = Ybus(j,j) + y;
        Ybus(i,j) = Ybus(i,j) - y;
        Ybus(j,i) = Ybus(j,i) - y;
end

end
```

Arquivo: monta_cargas.m

Monta os vetores de potência ativa e reativa especificadas (P_esp, Q_esp) utilizados pelo método de Newton-Raphson.

```
function [P_esp, Q_esp] = monta_cargas(sys, P_inj_extra_pu, Q_inj_extra_pu)


n = sys.n_barras;
P_carga = zeros(n, 1);
Q_carga = zeros(n, 1);

for k = 1:size(sys.dados_carga, 1)
        idx         = sys.dados_carga(k, 1);
        P_carga(idx) = sys.dados_carga(k, 2) * 1e3 / sys.S_base;   % pu
        Q_carga(idx) = sys.dados_carga(k, 3) * 1e3 / sys.S_base;   % pu
```

```
end

% Convenção: carga consome potência → negativo
P_esp = -P_carga + P_inj_extra_pu;
Q_esp = -Q_carga + Q_inj_extra_pu;

% Slack: valor não entra nas equações do NR
idx_slack              = find(sys.barra_tipo == 1);
P_esp(idx_slack) = 0;
Q_esp(idx_slack) = 0;

end
```

Arquivo: newton_raphson.m

Resolve o fluxo de potência em regime permanente pelo método de Newton-Raphson.

```
function [V_mag, V_ang, P_calc, Q_calc, iter, convergiu] = newton_raphson(Ybus, P_esp, Q_esp, tipo_barra, tol, max_iter,
V_mag_init, V_ang_init)

n  = length(P_esp);
G  = real(Ybus);
B  = imag(Ybus);

% Inicialização: perfil fornecido (ou plano se não informado)
        if nargin < 7 || isempty(V_mag_init)
        V_mag = ones(n, 1);
        else
        V_mag = V_mag_init;
        end
        if nargin < 8 || isempty(V_ang_init)
        V_ang = zeros(n, 1);
        else
        V_ang = V_ang_init;
        end

idx_slack = find(tipo_barra == 1);
idx_pq = find(tipo_barra == 2);
idx_pv = find(tipo_barra == 3);
idx_ang   = [idx_pq(:); idx_pv(:)];   % (:) garante vetor coluna mesmo se vazio
idx_vmag  = idx_pq;

convergiu = false;

for iter = 1:max_iter

        %% Potências calculadas
        P_calc = zeros(n, 1);
        Q_calc = zeros(n, 1);
        for i = 1:n
```

```
    for j = 1:n
    dth = V_ang(i) - V_ang(j);
    P_calc(i) = P_calc(i) + V_mag(i)*V_mag(j)*(G(i,j)*cos(dth) + B(i,j)*sin(dth));
    Q_calc(i) = Q_calc(i) + V_mag(i)*V_mag(j)*(G(i,j)*sin(dth) - B(i,j)*cos(dth));
    end
    end

    %% Mismatch
    dP = P_esp - P_calc;
    dQ = Q_esp - Q_calc;
    f  = [dP(idx_ang); dQ(idx_vmag)];

    if max(abs(f)) < tol
convergiu = true;
    break;
    end

    %% Jacobiana
    na = length(idx_ang);
    nv = length(idx_vmag);
    H  = zeros(na, na);
    N  = zeros(na, nv);
    M  = zeros(nv, na);
    L  = zeros(nv, nv);

    for a = 1:na
    i = idx_ang(a);
    for b = 1:na
    j   = idx_ang(b);
    dth = V_ang(i) - V_ang(j);
    if i == j
      H(a,a) = -Q_calc(i) - B(i,i)*V_mag(i)^2;
    else
      H(a,b) = V_mag(i)*V_mag(j)*(G(i,j)*sin(dth) - B(i,j)*cos(dth));
    end
    end
    for b = 1:nv
    j   = idx_vmag(b);
    dth = V_ang(i) - V_ang(j);
    if i == j
      N(a,b) = P_calc(i)/V_mag(i) + G(i,i)*V_mag(i);
    else
        N(a,b) = V_mag(i)*(G(i,j)*cos(dth) + B(i,j)*sin(dth));
    end
    end
    end

    for a = 1:nv
    i = idx_vmag(a);
```

```
        for b = 1:na
        j   = idx_ang(b);
        dth = V_ang(i) - V_ang(j);
        if i == j
            M(a,b) = P_calc(i) - G(i,i)*V_mag(i)^2;
        else
            M(a,b) = -V_mag(i)*V_mag(j)*(G(i,j)*cos(dth) + B(i,j)*sin(dth));
        end
        end
        for b = 1:nv
        j   = idx_vmag(b);
        dth = V_ang(i) - V_ang(j);
        if i == j
            L(a,a) = Q_calc(i)/V_mag(i) - B(i,i)*V_mag(i);
        else
            L(a,b) = V_mag(i)*(G(i,j)*sin(dth) - B(i,j)*cos(dth));
        end
        end
        end

        J  = [H, N; M, L];
        dx = J \ f;

   V_ang(idx_ang)  = V_ang(idx_ang)  + dx(1:na);
        V_mag(idx_vmag) = V_mag(idx_vmag) + dx(na+1:end);

        % Reimposição: barras PV têm |V| fixo — desfaz qualquer correção indevida
        if ~isempty(idx_pv)
        V_mag(idx_pv) = V_mag_init(idx_pv);   % <-- adicionar esta linha
        end
end

end
```

B.4 Análise Modal de Estabilidade de Tensão

Arquivo: calcula_jacobiana_reduzida.m

Obtém a matriz Jacobiana reduzida (J_R) no ponto de operação por meio do complemento de Schur.

```
function [J_R, H_r, N_r, M_r, L_r] = calcula_jacobiana_reduzida(Ybus, V_mag, V_ang, tipo_barra)


G = real(Ybus);
B = imag(Ybus);
n = length(V_mag);

% Potências calculadas no ponto de operação
```

```
P_op = zeros(n, 1);
Q_op = zeros(n, 1);
for i = 1:n
        for j = 1:n
        dth    = V_ang(i) - V_ang(j);
        P_op(i) = P_op(i) + V_mag(i)*V_mag(j)*(G(i,j)*cos(dth) + B(i,j)*sin(dth));
        Q_op(i) = Q_op(i) + V_mag(i)*V_mag(j)*(G(i,j)*sin(dth) - B(i,j)*cos(dth));
        end
end

% Barras PQ (excluindo slack e PV)
idx_pq = find(tipo_barra == 2);
n_pq   = length(idx_pq);

H_r = zeros(n_pq);
N_r = zeros(n_pq);
M_r = zeros(n_pq);
L_r = zeros(n_pq);

for a = 1:n_pq
        i = idx_pq(a);
        for b = 1:n_pq
        j   = idx_pq(b);
        dth = V_ang(i) - V_ang(j);
        t   = V_mag(i) * V_mag(j);
        cs  = cos(dth);
        sn  = sin(dth);

        if i == j
        H_r(a,a) = -Q_op(i) - B(i,i)*V_mag(i)^2;
        N_r(a,a) =  P_op(i)/V_mag(i) + G(i,i)*V_mag(i);
        M_r(a,a) =  P_op(i) - G(i,i)*V_mag(i)^2;
        L_r(a,a) =  Q_op(i)/V_mag(i) - B(i,i)*V_mag(i);
        else
        H_r(a,b) =  t*(G(i,j)*sn - B(i,j)*cs);
        N_r(a,b) =  V_mag(i)*(G(i,j)*cs + B(i,j)*sn);
        M_r(a,b) = -t*(G(i,j)*cs + B(i,j)*sn);
        L_r(a,b) =  V_mag(i)*(G(i,j)*sn - B(i,j)*cs);
        end
        end
end

% Jacobiana reduzida
J_R = L_r - M_r * (H_r \ N_r);

end
```

Arquivo: analise_modal.m

Realiza a decomposição modal de J_R, fornecendo autovalores, autovetores e fatores de participação.

```
function res = analise_modal(J_R, nomes_pq, limiar_participacao)


if nargin < 3
   limiar_participacao = 0.05;
end

n_pq = size(J_R, 1);

%% Decomposição modal
[Phi, Lambda_mat] = eig(J_R);
lambda = diag(Lambda_mat);
Xi       = inv(Phi).';

% Ordena por autovalor real crescente (mais críticos primeiro)
[lambda_sorted, idx] = sort(real(lambda), 'ascend');
Phi = Phi(:, idx);
Xi  = Xi(:, idx);

%% Fatores de participação (normalizados por modo)
P = zeros(n_pq);
for i = 1:n_pq
          for k = 1:n_pq
          P(k,i) = abs(Phi(k,i) * Xi(k,i));
          end
          P(:,i) = P(:,i) / sum(P(:,i));
end

%% Exibe resultado
fprintf('\n--- Autovalores (ordenados) ---\n');
for k = 1:n_pq
          lam = lambda_sorted(k);
          if lam < 0
          status = 'INSTAVEL';
          elseif lam < 1.0
          status = 'CRITICO ';
          else
          status = 'estavel ';
          end
   fprintf('  Modo %2d: λ = %8.4f  [%s]\n', k, lam, status);
end

n_exibir = min(3, n_pq);
fprintf('\n--- Fatores de participação — %d modos mais críticos ---\n', n_exibir);
fprintf('  %-8s', 'Barra');
for i = 1:n_exibir
```

```
        fprintf('   Modo%2d(λ=%6.3f)', i, lambda_sorted(i));
end
fprintf('\n  %s\n', repmat('-', 1, 10 + 22*n_exibir));
for k = 1:n_pq
        fprintf('  %-8s', nomes_pq{k});
        for i = 1:n_exibir
        fprintf('   %18.4f ', P(k,i));
        end
        fprintf('\n');
end

fprintf('\n--- Barras críticas por modo ---\n');
for i = 1:n_exibir
        fprintf('  Modo %d (λ=%.4f):\n', i, lambda_sorted(i));
        [Ps, ib] = sort(P(:,i), 'descend');
        for j = 1:n_pq
        if Ps(j) >= limiar_participacao
        fprintf('       %-8s  p = %.4f\n', nomes_pq{ib(j)}, Ps(j));
        end
        end
end

%% Empacota resultado
res.lambda   = lambda_sorted;
res.Phi  = Phi;
res.Xi    = Xi;
res.P     = P;
res.nomes_pq = nomes_pq;

end
```

Arquivo: analise_modal_cenarios.m

Calcula a Jacobiana reduzida e a análise modal de cada cenário fotovoltaico, comparando o autovalor do modo crítico de média tensão com o caso base.

```
function modal_cenarios = analise_modal_cenarios(sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, resultados)


idx_pq   = find(sys.barra_tipo == 2);
nomes_pq = sys.barra_nome(idx_pq);
n_res  = length(resultados);

% Pré-aloca (caso base + 9 cenários)
modal_cenarios = struct('nome',{}, 'GP',{}, 'perfil',{}, ...
        'lambda',{}, 'P',{}, 'lambda1',{}, 'lambda2',{}, ...
        'delta_l2',{}, 'delta_l2_pct',{});

fprintf('\n=========================================\n');
fprintf('  Análise Modal — Todos os Cenários\n');
```

```
fprintf('========================================\n');

%% ── Caso base
fprintf('\n[0] Caso base (sem GD):\n');
[J_R_base, ~, ~, ~, ~] = calcula_jacobiana_reduzida( ...
        Ybus, V_mag_base, V_ang_base, sys.barra_tipo);

modal_base = analise_modal_silencioso(J_R_base, nomes_pq);

r0.nome          = 'Base';
r0.GP            = 0;
r0.perfil  = 'SemGD';
r0.lambda        = modal_base.lambda;
r0.P       = modal_base.P;
r0.lambda1       = modal_base.lambda(1);
r0.lambda2       = modal_base.lambda(2);
r0.delta_l2   = 0;
r0.delta_l2_pct = 0;

modal_cenarios(1) = r0;

fprintf('  λ₁ = %8.4f  |  λ₂ = %8.4f\n', r0.lambda1, r0.lambda2);

lambda2_base = r0.lambda2;

%% ── 9 cenários FV
for k = 1:n_res
        res = resultados(k);

        if ~res.conv
        fprintf('\n[%d] %s — NÃO CONVERGIU, pulado.\n', k, res.nome);
        continue
        end

        [J_R_k, ~, ~, ~, ~] = calcula_jacobiana_reduzida( ...
        Ybus, res.V_mag, res.V_ang, sys.barra_tipo);

        modal_k = analise_modal_silencioso(J_R_k, nomes_pq);

        rk.nome     = res.nome;
        rk.GP       = res.GP;
        rk.perfil   = res.perfil;
        rk.lambda   = modal_k.lambda;
        rk.P        = modal_k.P;
        rk.lambda1  = modal_k.lambda(1);
        rk.lambda2  = modal_k.lambda(2);
        rk.delta_l2   = modal_k.lambda(2) - lambda2_base;
        rk.delta_l2_pct = (modal_k.lambda(2) - lambda2_base) / lambda2_base * 100;
```

```
        modal_cenarios(k+1) = rk;

        fprintf('\n[%d] %s  (GP=%d%%):\n', k, res.nome, round(res.GP*100));
        fprintf('  λ₁ = %8.4f  |  λ₂ = %8.4f  |  Δλ₂ = %+.4f  (%+.2f%%)\n', ...
        rk.lambda1, rk.lambda2, rk.delta_l2, rk.delta_l2_pct);
end

%% ── Tabela resumo
fprintf('\n=========================================\n');
fprintf('  Resumo — Modo Crítico 2 (λ₂) por cenário\n');
fprintf('=========================================\n');
fprintf('  %-22s  %-6s  %-10s  %-10s  %-10s  %s\n', ...
        'Cenário', 'GP', 'λ₁', 'λ₂', 'Δλ₂', 'Δλ₂ (%)');
fprintf('  %s\n', repmat('-', 1, 75));

for k = 1:length(modal_cenarios)
        mc = modal_cenarios(k);
        if mc.GP == 0
      fprintf('  %-22s  %-6s  %-10.4f  %-10.4f  %-10s  %s\n', ...
        mc.nome, '—', mc.lambda1, mc.lambda2, '—', '— (referência)');
        else
        sinal = '';
        if mc.delta_l2 > 0, sinal = '+'; end
      fprintf('  %-22s  %3d%%   %-10.4f  %-10.4f  %s%-9.4f  %s%.2f%%\n', ...
         mc.nome, round(mc.GP*100), mc.lambda1, mc.lambda2, ...
        sinal, mc.delta_l2, sinal, mc.delta_l2_pct);
        end
end

fprintf('\n  Interpretação:\n');
fprintf('  Δλ₂ > 0 → GD melhora a estabilidade de tensão (modo MT mais robusto)\n');
fprintf('  Δλ₂ < 0 → GD degrada a estabilidade de tensão\n');
fprintf('  λ₂ → 0  → sistema se aproxima do colapso de tensão no modo MT\n');

end % fim da função principal


function res = analise_modal_silencioso(J_R, nomes_pq)

n_pq = size(J_R, 1);

[Phi, Lambda_mat] = eig(J_R);
lambda = diag(Lambda_mat);
Xi     = inv(Phi).';

[lambda_sorted, idx] = sort(real(lambda), 'ascend');
Phi = Phi(:, idx);
Xi  = Xi(:, idx);
```

```
P = zeros(n_pq);
for i = 1:n_pq
        for k = 1:n_pq
        P(k,i) = abs(Phi(k,i) * Xi(k,i));
        end
        P(:,i) = P(:,i) / sum(P(:,i));
end

res.lambda   = lambda_sorted;
res.Phi  = Phi;
res.Xi    = Xi;
res.P     = P;
res.nomes_pq = nomes_pq;

end
```

B.5 Cenários Fotovoltaicos e Análises de Varredura

Arquivo: roda_cenarios_fv.m

Executa o fluxo de potência para os três cenários fotovoltaicos (perfis de geração mínima, típica e máxima).

```
function resultados = roda_cenarios_fv(sys, Ybus)


n        = sys.n_barras;
GP_vec = sys.GP_vec;
perfis   = sys.perfis_fv;
P_tot_kW  = sys.P_carga_total_kW;
P_inst_kW = sys.P_inst_real_kW;
idx_gd = sys.idx_barra_gd;

caso = 0;
% Pré-inicializa com todos os campos para evitar erro de structs dissimilares
resultados = struct('nome',{}, 'GP',{}, 'perfil',{}, 'P_FV_kW',{}, ...
                    'V_mag',{}, 'V_ang',{}, 'P_calc',{}, 'Q_calc',{}, ...
                    'iter',{}, 'conv',{});

fprintf('\n--- Rodando %d cenários FV (%d penetração(ões) × %d perfis) ---\n', length(GP_vec)*size(perfis,1), length(GP_vec),
size(perfis,1));
fprintf(' P_instalada = GP × %.0f kW | P_FV_inj = P_instalada × fator_perfil\n', P_tot_kW);
fprintf(' Barra de conexão da GD: índice %d (%s)\n\n', idx_gd, sys.barra_nome{idx_gd});

for gp_idx = 1:length(GP_vec)
        GP           = GP_vec(gp_idx);
        P_instalada_kW = GP * P_tot_kW;   % capacidade instalada proporcional à carga

        for perf_idx = 1:size(perfis, 1)
```

```
        caso          = caso + 1;
        nome_perfil = perfis{perf_idx, 1};
        P_base_W = perfis{perf_idx, 2};

        % Fator de geração: quanto da capacidade instalada está sendo gerado
        fator_perfil = P_base_W / (P_inst_kW * 1e3);
        P_FV_inj_kW  = P_instalada_kW * fator_perfil;
        P_FV_inj_pu  = P_FV_inj_kW * 1e3 / sys.S_base;

        % Vetor de injeção extra (só na barra de GD)
        P_extra = zeros(n, 1);
        Q_extra = zeros(n, 1);
        P_extra(idx_gd) = P_FV_inj_pu;   % fp = 1,0

        [P_esp, Q_esp] = monta_cargas(sys, P_extra, Q_extra);

        [V_mag, V_ang, P_calc, Q_calc, iter, conv] = newton_raphson( ...
         Ybus, P_esp, Q_esp, sys.barra_tipo, sys.nr_tol, sys.nr_max_iter);

        % Empacota
        r.nome       = sprintf('GP%d_%s', round(GP*100), nome_perfil);
        r.GP         = GP;
        r.perfil     = nome_perfil;
        r.P_FV_kW    = P_FV_inj_kW;
        r.V_mag      = V_mag;
      r.V_ang        = V_ang;
      r.P_calc       = P_calc;
      r.Q_calc       = Q_calc;
        r.iter       = iter;
        r.conv       = conv;

        resultados(caso) = r;

        status = 'OK';
        if ~conv, status = '*** NAO CONVERGIU ***'; end

      fprintf('  [%2d] %-20s  GP=%2.0f%%  fator=%.3f  P_FV=%6.1f kW  iter=%d  %s\n', ...
         caso, r.nome, GP*100, fator_perfil, P_FV_inj_kW, iter, status);
        end
end

end
```

Arquivo: roda_varredura_GP.m

Varre o nível de penetração fotovoltaica (GP) em uma barra de conexão fixa, até o acionamento de um critério de parada.

```
function varredura_gp = roda_varredura_GP(sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, idx_gd, perfil_fixo, opcoes)
```

```
%% ── Opções padrão
if nargin < 7, opcoes = struct(); end
if ~isfield(opcoes,'GP_inicial'), opcoes.GP_inicial = 0.25; end
if ~isfield(opcoes,'GP_passo'),   opcoes.GP_passo   = 0.25; end
if ~isfield(opcoes,'GP_max'),                opcoes.GP_max      = 5.0;  end
if ~isfield(opcoes,'limiar_dl2'), opcoes.limiar_dl2 = 5.0;  end  % %
if ~isfield(opcoes,'V_max_pu'),   opcoes.V_max_pu   = 1.05; end

n         = sys.n_barras;
P_tot_kW  = sys.P_carga_total_kW;
P_inst_kW = sys.P_inst_real_kW;

% Localiza o perfil solar fixo
p_idx = find(strcmp(sys.perfis_fv(:,1), perfil_fixo));
if isempty(p_idx)
        error('Perfil "%s" não encontrado em sys.perfis_fv.', perfil_fixo);
end
P_base_W           = sys.perfis_fv{p_idx, 2};
fator_perfil = P_base_W / (P_inst_kW * 1e3);

%% ── Referência: análise modal do caso base (sem GD)
[J_R_base, ~, ~, ~, ~] = calcula_jacobiana_reduzida( ...
        Ybus, V_mag_base, V_ang_base, sys.barra_tipo);
modal_base   = analise_modal_silencioso_local(J_R_base);
lambda2_base = modal_base.lambda(2);

%% ── Pré-aloca saída
varredura_gp = struct('GP',{}, 'P_FV_kW',{}, 'V_mag',{}, 'V_max',{}, ...
        'idx_V_max',{}, 'nome_V_max',{}, 'iter',{}, 'conv',{}, ...
        'lambda2',{}, 'delta_l2',{}, 'delta_l2_pct',{}, 'motivo_parada',{});

fprintf('\n============================================================\n');
fprintf('  Varredura de GP — barra GD = %s, perfil = %s\n', sys.barra_nome{idx_gd}, perfil_fixo);
fprintf('  lambda2_base = %.4f | limiar Delta_lambda2 = %.1f%% | V_max admissivel = %.3f pu\n', ...
        lambda2_base, opcoes.limiar_dl2, opcoes.V_max_pu);
fprintf('============================================================\n');
fprintf('  %-6s  %-10s  %-8s  %-10s  %-12s  %-10s  %-8s  %s\n', ...
   'GP','P_FV(kW)','V_max','barra','lambda2','dl2(%)','iter','status');
fprintf('  %s\n', repmat('-',1,80));

%% ── Laço de incremento de GP
GP   = opcoes.GP_inicial;
k         = 0;
while true
        k = k + 1;

        P_instalada_kW = GP * P_tot_kW;
```

```
        P_FV_inj_kW          = P_instalada_kW * fator_perfil;
        P_FV_inj_pu          = P_FV_inj_kW * 1e3 / sys.S_base;

        P_extra = zeros(n,1);
        Q_extra = zeros(n,1);
        P_extra(idx_gd) = P_FV_inj_pu;

        [P_esp, Q_esp] = monta_cargas(sys, P_extra, Q_extra);

        [V_mag, V_ang, ~, ~, iter, conv] = newton_raphson( ...
        Ybus, P_esp, Q_esp, sys.barra_tipo, sys.nr_tol, sys.nr_max_iter, ...
        V_mag_base, V_ang_base);   % usa caso base como chute inicial

        [V_max, idx_Vmax] = max(V_mag);

        if conv
        [J_R_k, ~, ~, ~, ~] = calcula_jacobiana_reduzida( ...
        Ybus, V_mag, V_ang, sys.barra_tipo);
        modal_k = analise_modal_silencioso_local(J_R_k);
        lambda2 = modal_k.lambda(2);
        else
        lambda2 = NaN;
        end

        delta_l2     = lambda2 - lambda2_base;
        delta_l2_pct = delta_l2 / lambda2_base * 100;

        r.GP          = GP;
        r.P_FV_kW             = P_FV_inj_kW;
        r.V_mag               = V_mag;
        r.V_max     = V_max;
    r.idx_V_max     = idx_Vmax;
        r.nome_V_max          = sys.barra_nome{idx_Vmax};
        r.iter          = iter;
        r.conv        = conv;
        r.lambda2             = lambda2;
        r.delta_l2    = delta_l2;
        r.delta_l2_pct  = delta_l2_pct;
        r.motivo_parada = '';

        varredura_gp(k) = r;

        status = 'OK';
        if ~conv, status = 'NAO CONV.'; end
        if conv && V_max > opcoes.V_max_pu, status = 'SOBRETENSAO'; end

    fprintf('  %-6.2f  %-10.1f  %-8.4f  %-10s  %10.4f  %+7.2f  %6d  %-10s\n', ...
        GP, P_FV_inj_kW, V_max, r.nome_V_max, lambda2, delta_l2_pct, iter, status);
```

```
        %% ── Critérios de parada
        if ~conv
      varredura_gp(k).motivo_parada = sprintf( ...
        'NR nao convergiu em GP=%.2f (colapso numerico).', GP);
        fprintf('\n  [PARADA] %s\n', varredura_gp(k).motivo_parada);
        break;
        end

        if V_max > opcoes.V_max_pu
        varredura_gp(k).motivo_parada = sprintf( ...
        'Sobretensao: V_max=%.4f pu na barra %s excedeu limite %.3f pu em GP=%.2f.', ...
        V_max, r.nome_V_max, opcoes.V_max_pu, GP);
        fprintf('\n  [PARADA] %s\n', varredura_gp(k).motivo_parada);
        break;
        end

        if abs(delta_l2_pct) >= opcoes.limiar_dl2
        varredura_gp(k).motivo_parada = sprintf( ...
        'Variacao considerable em lambda2: Delta=%.2f%% (limiar=%.1f%%) em GP=%.2f.', ...
        delta_l2_pct, opcoes.limiar_dl2, GP);
        fprintf('\n  [PARADA] %s\n', varredura_gp(k).motivo_parada);
        break;
        end

        if GP + opcoes.GP_passo > opcoes.GP_max
        varredura_gp(k).motivo_parada = sprintf( ...
        'GP_max=%.2f atingido sem variacao considerable em lambda2 (max |Delta|=%.2f%%).', ...
        opcoes.GP_max, abs(delta_l2_pct));
        fprintf('\n  [PARADA] %s\n', varredura_gp(k).motivo_parada);
        break;
        end

        GP = GP + opcoes.GP_passo;
end

fprintf('  %s\n', repmat('-',1,80));
fprintf('  Pontos calculados: %d | GP final testado: %.2f\n', k, varredura_gp(end).GP);

%% ── Anexa referência (caso base) em todos os pontos
for j = 1:k
        varredura_gp(j).lambda2_base = lambda2_base; %#ok<AGROW>
end

end % fim da função principal



function res = analise_modal_silencioso_local(J_R)
```

```
n_pq = size(J_R, 1);

[Phi, Lambda_mat] = eig(J_R);
lambda = diag(Lambda_mat);
Xi     = inv(Phi).';

[lambda_sorted, idx] = sort(real(lambda), 'ascend');
Phi = Phi(:, idx);
Xi  = Xi(:, idx);

P = zeros(n_pq);
for i = 1:n_pq
        for k = 1:n_pq
        P(k,i) = abs(Phi(k,i) * Xi(k,i));
        end
        P(:,i) = P(:,i) / sum(P(:,i));
end

res.lambda = lambda_sorted;
res.Phi= Phi;
res.Xi  = Xi;
res.P   = P;

end
```

Arquivo: roda_varredura_posicao_gd.m

Varre a barra de conexão da geração distribuída, mantendo fixos o nível de penetração e o perfil solar.

```
function varredura = roda_varredura_posicao_gd(sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, GP_fixo, perfil_fixo, barras_candidatas)


n       = sys.n_barras;
idx_pq  = find(sys.barra_tipo == 2);
nomes_pq = sys.barra_nome(idx_pq);

if nargin < 7 || isempty(barras_candidatas)
        % Padrão: todas as barras PQ de média tensão (exclui 634 - BT/trafo)
        barras_candidatas = setdiff(idx_pq, find(strcmp(sys.barra_nome,'634')));
end

n_cand  = length(barras_candidatas);
P_tot_kW = sys.P_carga_total_kW;

% Localiza o perfil solar fixo dentro de sys.perfis_fv
p_idx = find(strcmp(sys.perfis_fv(:,1), perfil_fixo));
if isempty(p_idx)
        error('Perfil "%s" não encontrado em sys.perfis_fv.', perfil_fixo);
```

```
end
P_base_W  = sys.perfis_fv{p_idx, 2};
P_inst_kW = sys.P_inst_real_kW;

P_instalada_kW = GP_fixo * P_tot_kW;
fator_perfil   = P_base_W / (P_inst_kW * 1e3);
P_FV_inj_kW        = P_instalada_kW * fator_perfil;
P_FV_inj_pu        = P_FV_inj_kW * 1e3 / sys.S_base;

%% ── Referência: análise modal do caso base (sem GD)
[J_R_base, ~, ~, ~, ~] = calcula_jacobiana_reduzida( ...
        Ybus, V_mag_base, V_ang_base, sys.barra_tipo);
modal_base   = analise_modal_silencioso_local(J_R_base);
lambda2_base = modal_base.lambda(2);
P_part_base  = modal_base.P;   % fatores de participação do caso base (n_pq x n_pq)

%% ── Pré-aloca saída
varredura = struct('idx_barra_gd',{}, 'nome_barra',{}, 'P_FV_kW',{}, ...
        'V_mag',{}, 'dV',{}, 'dV_max',{}, 'idx_dV_max',{}, 'nome_dV_max',{}, ...
        'iter',{}, 'conv',{}, 'lambda2',{}, 'delta_l2',{}, 'delta_l2_pct',{});

fprintf('\n============================================================\n');
fprintf('  Varredura de posição da GD — GP=%.0f%%, perfil=%s\n', GP_fixo*100, perfil_fixo);
fprintf('  P_FV injetada = %.2f kW (fator perfil = %.3f)\n', P_FV_inj_kW, fator_perfil);
fprintf('============================================================\n');
fprintf('  %-6s  %-10s  %-10s  %-12s  %-8s  %-8s  %-10s\n', ...
   'Barra','dV_max','barra(dVmax)','lambda2','dl2(%)','iter','status');
fprintf('  %s\n', repmat('-',1,70));

%% ── Laço sobre as barras candidatas
for c = 1:n_cand
        idx_gd = barras_candidatas(c);

        P_extra = zeros(n,1);
        Q_extra = zeros(n,1);
        P_extra(idx_gd) = P_FV_inj_pu;   % fp = 1,0

        [P_esp, Q_esp] = monta_cargas(sys, P_extra, Q_extra);

        [V_mag, V_ang, ~, ~, iter, conv] = newton_raphson( ...
        Ybus, P_esp, Q_esp, sys.barra_tipo, sys.nr_tol, sys.nr_max_iter);

        dV             = V_mag - V_mag_base;
        [dV_max, idx_max] = max(abs(dV));
  dV_max_signed               = dV(idx_max);

        if conv
        [J_R_k, ~, ~, ~, ~] = calcula_jacobiana_reduzida( ...
        Ybus, V_mag, V_ang, sys.barra_tipo);
```

```
        modal_k = analise_modal_silencioso_local(J_R_k);
        lambda2 = modal_k.lambda(2);
        else
        lambda2 = NaN;
        end

        delta_l2     = lambda2 - lambda2_base;
        delta_l2_pct = delta_l2 / lambda2_base * 100;

        r.idx_barra_gd  = idx_gd;
        r.nome_barra            = sys.barra_nome{idx_gd};
        r.P_FV_kW               = P_FV_inj_kW;
        r.V_mag                 = V_mag;
        r.dV          = dV;
    r.dV_max          = dV_max_signed;
    r.idx_dV_max    = idx_max;
        r.nome_dV_max   = sys.barra_nome{idx_max};
        r.iter          = iter;
        r.conv        = conv;
        r.lambda2               = lambda2;
        r.delta_l2    = delta_l2;
        r.delta_l2_pct  = delta_l2_pct;

        varredura(c) = r;

        status = 'OK';
        if ~conv, status = 'NAO CONV.'; end

    fprintf('  %-6s  %+9.4f  %-10s  %10.4f  %+7.2f  %6d  %-10s\n', ...
        r.nome_barra, r.dV_max, r.nome_dV_max, r.lambda2, ...
        r.delta_l2_pct, r.iter, status);
end

fprintf('  %s\n', repmat('-',1,70));
fprintf('  Referência (caso base): lambda2 = %.4f\n', lambda2_base);

%% ── Anexa info de referência no struct (para uso na plotagem) ──────────
for c = 1:n_cand
    varredura(c).lambda2_base = lambda2_base; %#ok<AGROW>
    varredura(c).P_part_base  = P_part_base;  %#ok<AGROW>
        varredura(c).nomes_pq           = nomes_pq;         %#ok<AGROW>
end

end % fim da função principal

function res = analise_modal_silencioso_local(J_R)

n_pq = size(J_R, 1);
```

```
[Phi, Lambda_mat] = eig(J_R);
lambda = diag(Lambda_mat);
Xi       = inv(Phi).';

[lambda_sorted, idx] = sort(real(lambda), 'ascend');
Phi = Phi(:, idx);
Xi  = Xi(:, idx);

P = zeros(n_pq);
for i = 1:n_pq
        for k = 1:n_pq
        P(k,i) = abs(Phi(k,i) * Xi(k,i));
        end
        P(:,i) = P(:,i) / sum(P(:,i));
end

res.lambda = lambda_sorted;
res.Phi= Phi;
res.Xi  = Xi;
res.P   = P;

end
```

Arquivo: roda_analise_por_barra.m

Rotina de alto nível que aplica, a cada barra candidata, a análise de limite de injeção e a avaliação do impacto associado.

```
clc;
fprintf('======================================================================\n');
fprintf('  ANALISE DE LIMITE DE INJECAO POR BARRA\n');
fprintf('======================================================================\n');

if ~exist('sys','var') || ~exist('Ybus','var') || ...
  ~exist('V_mag_base','var') || ~exist('V_ang_base','var')
        error(['Variaveis do caso base ausentes. Rode o main.m antes, ' ...
        'ou use: load(''ieee13_resultados.mat'')']);
end

%% --- Barras candidatas e perfil solar (mais severo) ---
barras_alvo = {'652','611','671','634'};
perfil_fixo = 'Maxima';

%% --- Opções da varredura (iguais para todas, p/ comparação justa) ---
opcoes.GP_inicial = 0.25;
opcoes.GP_passo   = 0.25;
opcoes.GP_max   = 5.0;
opcoes.limiar_dl2 = 5.0;        % para quando |Delta_lambda2| >= 5%
opcoes.V_max_pu   = 1.05;    % para quando V_max > 1,05 pu (sobretensao)
```

```
nb = numel(barras_alvo);

Barra     = cell(nb,1);
GP_valido          = nan(nb,1);
P_FV_kW            = nan(nb,1);
Criterio  = cell(nb,1);
Lambda2_fim  = nan(nb,1);
dLambda2_pct = nan(nb,1);
Vmax_fim           = nan(nb,1);
Barra_Vmax   = cell(nb,1);

impacto_barras = struct();

%% --- Laço pelas barras candidatas ---
for b = 1:nb
        nome   = barras_alvo{b};
        Barra{b} = nome;  Criterio{b} = '-';  Barra_Vmax{b} = '-';

        idx_gd = find(strcmp(sys.barra_nome, nome));
        if isempty(idx_gd)
        warning('Barra %s nao encontrada — pulando.', nome);
        Criterio{b} = 'INEXISTENTE';
        continue;
        end

        fprintf('\n\n################  BARRA %s  ################\n', nome);

        try
        % (1) Varredura de penetração
        vg = roda_varredura_GP(sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, ...
                idx_gd, perfil_fixo, opcoes);

        % (2) Impacto da injeção máxima (já trata colapso internamente)
        imp = analisa_impacto_max_inj(sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, ...
                                vg, idx_gd, perfil_fixo);

        % --- Classifica o critério de parada (motivo REAL da varredura) ---
        ptend = vg(end);
        if ~ptend.conv
        crit = sprintf('Colapso (GP=%.2f)', ptend.GP);
        elseif ptend.V_max > opcoes.V_max_pu
        crit = 'Sobretensao';
        elseif abs(ptend.delta_l2_pct) >= opcoes.limiar_dl2
        crit = 'Modal |dl2|>=5%';
        else
        crit = 'GP_max (sem limite)';
        end
```

```
        % --- Preenche a linha com os dados do PONTO VALIDO analisado ---
        GP_valido(b)            = imp.GP_analise;
        P_FV_kW(b)              = imp.P_FV_kW;
        Criterio{b}  = crit;
        Lambda2_fim(b)  = imp.lambda2;
        dLambda2_pct(b) = imp.delta_l2_pct;
        Vmax_fim(b)             = imp.V_max;
        Barra_Vmax{b}   = imp.nome_vmax;

        impacto_barras.(['b_' nome]) = imp;

        catch ME
        warning('Falha ao analisar a barra %s: %s', nome, ME.message);
        Criterio{b} = ['ERRO: ' ME.message];
        end
end

%% --- Tabela comparativa ---
tabela_limite = table(Barra, GP_valido, P_FV_kW, Criterio, ...
        Lambda2_fim, dLambda2_pct, Vmax_fim, Barra_Vmax);

fprintf('\n\n=====================================================================\n');
fprintf('  TABELA COMPARATIVA — LIMITE DE INJECAO POR BARRA (perfil %s)\n', perfil_fixo);
fprintf('=====================================================================\n');
disp(tabela_limite);

%% --- Salva resultados ---
save('ieee13_analise_por_barra.mat', 'tabela_limite', 'impacto_barras', ...
        'barras_alvo', 'perfil_fixo', 'opcoes');
fprintf('Resultados salvos em: ieee13_analise_por_barra.mat\n');
```

Arquivo: analisa_impacto_max_inj.m

Avalia o impacto da injeção máxima de geração fotovoltaica sobre as tensões de todas as barras do sistema.

```
function impacto = analisa_impacto_max_inj(sys, Ybus, V_mag_base, V_ang_base, ...
                                varredura_gp, idx_gd, perfil_fixo)
n = sys.n_barras;

%% ── 1. Seleciona o ponto de operação a analisar
% Usa o ÚLTIMO ponto CONVERGIDO. Se a varredura parou por não-convergência,
% o último elemento é um ponto sem solução — analisa-se o último válido.
conv_flags = [varredura_gp.conv];
idx_ok = find(conv_flags, 1, 'last');
if isempty(idx_ok)
        error('Nenhum ponto da varredura convergiu — nada a analisar (barra %s).', ...
        sys.barra_nome{idx_gd});
end
```

```
pt        = varredura_gp(idx_ok);
GP_stop               = pt.GP;
houve_colapso = ~varredura_gp(end).conv;
GP_colapso          = NaN;
if houve_colapso
        GP_colapso = varredura_gp(end).GP;
end
motivo = varredura_gp(end).motivo_parada;

%% ── 2. Reconstrói a injeção do ponto válido e resolve o fluxo
p_idx = find(strcmp(sys.perfis_fv(:,1), perfil_fixo));
if isempty(p_idx)
        error('Perfil "%s" não encontrado em sys.perfis_fv.', perfil_fixo);
end
P_base_W = sys.perfis_fv{p_idx, 2};
fator    = P_base_W / (sys.P_inst_real_kW * 1e3);
P_FV_kW  = GP_stop * sys.P_carga_total_kW * fator;
P_FV_pu  = P_FV_kW * 1e3 / sys.S_base;

P_extra = zeros(n,1);  Q_extra = zeros(n,1);
P_extra(idx_gd) = P_FV_pu;
[P_esp, Q_esp]  = monta_cargas(sys, P_extra, Q_extra);

[V_mag, V_ang, ~, ~, iter, conv] = newton_raphson( ...
        Ybus, P_esp, Q_esp, sys.barra_tipo, sys.nr_tol, sys.nr_max_iter, ...
        V_mag_base, V_ang_base);

if ~conv
        error(['Ponto valido (GP=%.2f) nao convergiu ao ser reproduzido ' ...
        '(barra %s).'], GP_stop, sys.barra_nome{idx_gd});
end

% Conferência de coerência com o V_mag armazenado na varredura
if isfield(pt,'V_mag') && ~isempty(pt.V_mag)
        if max(abs(V_mag - pt.V_mag)) > 1e-4
        warning('V_mag reproduzido difere do armazenado na varredura (>1e-4).');
        end
end

%% ── 3. Impacto na tensão de TODAS as barras
dV      = V_mag - V_mag_base;
dV_pct = dV ./ V_mag_base * 100;
[V_max, idx_vmax] = max(V_mag);
[~, idx_dVmax]    = max(dV);

fprintf('\n================================================================\n');
fprintf('  IMPACTO DA INJECAO MAXIMA DE FV NO SISTEMA\n');
fprintf('  GD na barra %s | perfil %s\n', sys.barra_nome{idx_gd}, perfil_fixo);
```

```
if houve_colapso
        fprintf('  Ponto analisado = ULTIMO VALIDO: GP=%.2f (P_FV=%.1f kW)\n', GP_stop, P_FV_kW);
        fprintf('  ATENCAO: NR colapsou em GP=%.2f (logo acima da injecao maxima valida).\n', GP_colapso);
else
   fprintf('  GP de parada = %.2f (P_FV = %.1f kW)\n', GP_stop, P_FV_kW);
end
fprintf('  Motivo da parada da varredura: %s\n', motivo);
fprintf('================================================================\n');
fprintf('  %-6s  %-10s  %-10s  %-11s  %-9s  %s\n', ...
   'Barra','V_base[pu]','V_inj[pu]','dV[pu]','dV[%]','obs');
fprintf('  %s\n', repmat('-',1,66));
for i = 1:n
        obs = '';
        if i == idx_gd,   obs = '<- barra GD';          end
        if i == idx_vmax, obs = [obs '  *V_max sistema']; end %#ok<AGROW>
   fprintf('  %-6s  %-10.5f  %-10.5f  %+10.5f  %+8.3f  %s\n', ...
        sys.barra_nome{i}, V_mag_base(i), V_mag(i), dV(i), dV_pct(i), obs);
end
fprintf('  %s\n', repmat('-',1,66));
fprintf('  V_max do sistema: %.5f pu na barra %s\n', V_max, sys.barra_nome{idx_vmax});
fprintf('  Maior elevacao (dV): %+.5f pu na barra %s\n', ...
        dV(idx_dVmax), sys.barra_nome{idx_dVmax});

%% ── 4. Análise modal no ponto de injeção máxima válida
idx_pq   = find(sys.barra_tipo == 2);
nomes_pq = sys.barra_nome(idx_pq);

[J_R,   ~,~,~,~] = calcula_jacobiana_reduzida(Ybus, V_mag,      V_ang,             sys.barra_tipo);
[J_R_base, ~,~,~,~] = calcula_jacobiana_reduzida(Ybus, V_mag_base, V_ang_base, sys.barra_tipo);

modal    = modal_silencioso(J_R);
modal_base = modal_silencioso(J_R_base);

lambda2               = modal.lambda(2);
lambda2_base = modal_base.lambda(2);
delta_l2_pct = (lambda2 - lambda2_base) / lambda2_base * 100;
part_l2   = modal.P(:,2);

fprintf('\n  --- Modo critico 2 (lambda2) no ponto de injecao maxima ---\n');
fprintf('  lambda2_base = %.4f | lambda2_inj = %.4f | Delta = %+.2f%%\n', ...
        lambda2_base, lambda2, delta_l2_pct);
fprintf('  Barras de maior participacao no modo 2:\n');
[ps, ib] = sort(part_l2, 'descend');
for j = 1:min(6, numel(ps))
   fprintf('              %-6s  p = %.4f\n', nomes_pq{ib(j)}, ps(j));
end

%% ── 5. Empacota resultado
impacto.barra_gd                = sys.barra_nome{idx_gd};
```

```
impacto.perfil       = perfil_fixo;
impacto.GP_analise           = GP_stop;           % GP do ponto analisado (ultimo valido)
impacto.P_FV_kW      = P_FV_kW;
impacto.houve_colapso = houve_colapso;
impacto.GP_colapso           = GP_colapso;       % GP em que o NR colapsou (NaN se nao)
impacto.motivo     = motivo;
impacto.nomes      = sys.barra_nome(:);
impacto.V_base               = V_mag_base;
impacto.V_inj      = V_mag;
impacto.dV         = dV;
impacto.dV_pct     = dV_pct;
impacto.idx_vmax             = idx_vmax;
impacto.nome_vmax            = sys.barra_nome{idx_vmax};
impacto.V_max        = V_max;
impacto.lambda2_base  = lambda2_base;
impacto.lambda2              = lambda2;
impacto.delta_l2_pct  = delta_l2_pct;
impacto.part_l2      = part_l2;
impacto.nomes_pq             = nomes_pq;

%% ── 6. Gráfico: variação de tensão por barra
figure('Name',sprintf('Impacto inj. maxima - dV por barra (GD %s)', sys.barra_nome{idx_gd}), ...
        'NumberTitle','off','Position',[120 120 820 440]);
hb = bar(dV, 'FaceColor','flat');
hb.CData = repmat([0.2 0.6 0.9], n, 1);
hb.CData(idx_gd,:)   = [0.9 0.3 0.1];
hb.CData(idx_vmax,:) = [0.95 0.75 0.1];
set(gca, 'XTick', 1:n, 'XTickLabel', sys.barra_nome, 'FontSize', 10);
xtickangle(45);
ylabel('\Delta V [pu]  (V_{inj} - V_{base})');
xlabel('Barra');
titstr = sprintf('Impacto da injecao maxima (GD em %s, %s, GP=%.2f)', ...
        sys.barra_nome{idx_gd}, perfil_fixo, GP_stop);
if houve_colapso
        titstr = [titstr sprintf(' | colapso em GP=%.2f', GP_colapso)];
end
title(titstr);
grid on; box on;

end % ============================== fim ====================================



% ========================================================================
%  Função auxiliar local — análise modal silenciosa
% ========================================================================
function res = modal_silencioso(J_R)
n_pq = size(J_R, 1);
[Phi, Lambda_mat] = eig(J_R);
lambda = diag(Lambda_mat);
```

```
Xi       = inv(Phi).';
[lambda_sorted, idx] = sort(real(lambda), 'ascend');
Phi = Phi(:, idx);
Xi  = Xi(:, idx);
P = zeros(n_pq);
for i = 1:n_pq
        for k = 1:n_pq
        P(k,i) = abs(Phi(k,i) * Xi(k,i));
        end
        P(:,i) = P(:,i) / sum(P(:,i));
end
res.lambda = lambda_sorted;
res.Phi= Phi;
res.Xi  = Xi;
res.P   = P;
end
```