

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
UNESP
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE BAURU

JAIRO GIACOMINI JUNIOR

**MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO
POR MEIO DE CONTROLE DISTRIBUÍDO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Bauru/SP
2025

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JAIRO GIACOMINI JUNIOR

MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DE CONTROLE DISTRIBUÍDO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Tese apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Automação

Prof. Dr. Helmo Kelis Morales Paredes
Orientador

Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian
Coorientador

Bauru/SP

2025

G429m	Giacomini Junior, Jairo MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DE CONTROLE DISTRIBUÍDO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA / Jairo Giacomini Junior. -- , 2025 111 p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Bauru, Orientador: Helmo Kelis Morales Paredes Coorientador: Juan Carlos Cebrian 1. Energia elétrica Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Sistemas de energia fotovoltaica. 4. Controle distribuído. 5. Regulação de tensão. I. Título.
-------	---

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE JAIRO GIACOMINI JUNIOR, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 15 de dezembro de 2025, às 14h, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de JAIRO GIACOMINI JUNIOR, intitulada **MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DE CONTROLE DISTRIBUÍDO PARA RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. HELMO KELIS MORALES PAREDES (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / UNESP / Câmpus de Sorocaba - ICTS, Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / UNESP / Câmpus de Ilha Solteira - FEIS, Prof. Dr. JAKSON PAULO BONALDO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia / Universidade Federal do Mato Grosso - UFMT, Prof. Dr. CARLOS FREDERICO MESCHINI ALMEIDA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas / Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Prof. Dr. EDUARDO VERRI LIBERADO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / UNESP / Câmpus de Sorocaba - ICTS, Após a exposição pelo doutorando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: Aprovado. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO TÍTULO

A COMISSÃO EXAMINADORA PROPÕE A ALTERAÇÃO DO TÍTULO DO TRABALHO DO ALUNO: **JAIRO GIACOMINI JUNIOR** DE: **"MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DE CONTROLE DISTRIBUÍDO PARA RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS"**

PARA:

MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DE CONTROLE DISTRIBUÍDO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Bauru, 15 de dezembro de 2025

Prof. Dr. Helmo Kélis Morales Paredes
Orientador

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

A pesquisa desenvolvida nesta tese propõe uma estratégia distribuída de regulação de tensão, baseada em um algoritmo de consenso líder-seguidor que coordena o *curtailment* de potência ativa da geração fotovoltaica em complemento com o controle local Volt-Var, aplicada a uma rede elétrica de distribuição. Diferentemente das abordagens convencionais, que dependem de controle centralizado ou de estratégias locais independentes, a estratégia proposta explora a comunicação entre vizinhos topológicos para ajustar iterativamente a potência ativa da geração fotovoltaica sempre que são detectadas sobretensões no conjunto de barras monitoradas. Um diferencial importante desta tese é a avaliação de como a topologia de comunicação, a escolha do agente líder e os parâmetros do algoritmo de consenso afetam simultaneamente o perfil de tensão, a distribuição do *curtailment* da potência ativa e o número de iterações necessárias para a convergência. Ao relacionar essas variáveis, o trabalho fornece subsídios para o dimensionamento da camada de comunicação e para a parametrização de algoritmos de consenso, permitindo a flexibilização e a escalabilidade da aplicação da estratégia proposta para diferentes cenários, além de ampliar o entendimento do comportamento cooperativo de geradores distribuídos sob diferentes condições operacionais. Desse modo, a pesquisa contribui tanto para o desenvolvimento de estratégias de controle distribuído aplicadas a redes de distribuição com uso de geração fotovoltaica quanto para o aperfeiçoamento das práticas de regulação de tensão, ao demonstrar uma solução escalável, adaptável e compatível com arquiteturas hierárquicas de controle das redes elétricas de distribuição.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

The research developed in this thesis proposes a distributed voltage regulation strategy, based on a leader–follower consensus algorithm that coordinates active-power curtailment of photovoltaic generation with local Volt–Var control strategies, applied to power distribution networks. Unlike conventional approaches, which rely on centralized control or independent local strategies, the proposed strategy exploits communication among topological neighbors to iteratively adjust the active power of photovoltaic generation whenever overvoltages are detected in the set of monitored buses. An important distinguishing aspect of this thesis is the assessment of how the communication topology, the choice of the leader agent, and the parameters of the consensus algorithm simultaneously affect the voltage profile, the distribution of active-power curtailment, and the number of iterations required for convergence. By relating these variables, this dissertation provides insights into sizing the communication layer and for the parameterization of consensus algorithms, enabling flexibility and scalability in the application of the proposed strategy across different scenarios, in addition to expanding the understanding of the cooperative behavior of distributed generators under different operational conditions. In this way, the research contributes both to the development of distributed control strategies applied to distribution networks with photovoltaic generation and to the improvement of voltage regulation practices, by demonstrating a scalable and adaptable solution that is compatible with hierarchical control architectures of electrical distribution networks.

AGRADECIMENTOS

Passar por toda a etapa do Doutorado, muitas vezes turbulenta, só foi possível graças ao apoio e incentivo de muitas pessoas, às quais deixo meus profundos agradecimentos.

Ao meu orientador Prof. Dr. Helmo Kelis Morales Paredes, pela oportunidade, constante incentivo e pelas contribuições e sugestões valiosas sempre precisas, que ajudaram muito na construção deste trabalho. Registro meu sincero respeito e apreço pela forma dedicada, exigente e ao mesmo tempo cuidadosa com que conduziu esta orientação.

Ao meu coorientador Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian, pela confiança, por ter sido meu grande incentivador para a realização do Doutorado e pelas inúmeras discussões que contribuíram de forma decisiva para a consolidação das ideias apresentadas nesta tese. Sua disponibilidade, paciência e comprometimento foram fundamentais em todas as etapas desta pesquisa, motivos pelos quais tenho grande respeito e verdadeiro apreço.

Aos professores da banca examinadora desta tese, por terem aceitado o convite e por contribuírem com a melhoria deste trabalho por meio de comentários criteriosos e sugestões de aprimoramento.

A toda a minha família, pela compreensão nos momentos de ausência, pelo incentivo nos períodos mais difíceis e por compartilhar comigo cada etapa deste percurso. O apoio emocional foi essencial para que este trabalho chegasse à conclusão.

À Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP), em especial ao Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba, pela oportunidade de realização deste Doutorado e pelo ambiente acadêmico e de pesquisa que viabilizou o desenvolvimento desta tese.

Ao Instituto Federal de São Paulo (IFSP), pelo incentivo à realização do Doutorado, em especial aos colegas do campus Boituva.

RESUMO

A integração de recursos energéticos distribuídos (RED) nas redes elétricas de distribuição tem aumentado significativamente nos últimos anos, impulsionada por preocupações ambientais e por incentivos ao uso de fontes renováveis, especialmente a geração solar fotovoltaica. Esse crescimento impõe novos desafios operacionais às redes elétricas de distribuição, que devem ser modernizadas para acomodar os REDs, mantendo as tensões e os fluxos de potência dentro de limites admissíveis. Nesse contexto, as arquiteturas de controle distribuído se destacam por sua capacidade *plug and play* e pela menor complexidade da infraestrutura de comunicação requerida, quando comparadas às soluções centralizadas. Esta tese propõe uma estratégia distribuída de regulação de tensão para redes elétricas de distribuição, baseada no algoritmo de consenso líder-seguidor que coordena o *curtailment* de potência ativa da geração fotovoltaica em complemento ao controle local Volt-Var. A estratégia proposta é aplicada a uma rede de distribuição desequilibrada de 34 barras, com quatro geradores fotovoltaicos. Os resultados mostram que o uso combinado da estratégia distribuída proposta e do controle local Volt-Var mitiga as sobretensões nas barras monitoradas, realizando o *curtailment* de potência ativa nos períodos críticos de operação. Além disso, avalia-se a influência da topologia de comunicação, da escolha da unidade líder e dos parâmetros do algoritmo de consenso sobre o comportamento de convergência, os perfis de tensão e a distribuição do *curtailment*.

Palavras-chave: algoritmo de consenso; controle distribuído; geração fotovoltaica; redes elétricas de distribuição; regulação de tensão.

ABSTRACT

The integration of distributed energy resources (DERs) into electrical distribution networks has increased significantly in recent years, driven by environmental concerns and incentives for renewable sources, especially solar photovoltaic generation. This growth imposes new operational challenges on electrical distribution networks, which must be modernized to accommodate DERs while keeping voltages and power flows within admissible limits. In this context, distributed control architecture stands out due to their plug-and-play capability and the lower complexity of the required communication infrastructure when compared with centralized solutions. This dissertation proposes a distributed voltage regulation strategy for electrical distribution networks, based on a leader–follower consensus algorithm that coordinates the active power curtailment of photovoltaic generation in complement to local Volt-Var control. The proposed strategy is applied to an unbalanced 34-bus distribution network with four photovoltaic generators. The results show that the combined use of the proposed distributed strategy and the local Volt-Var control mitigate overvoltages at the monitored buses by performing active power curtailment during critical operating periods. In addition, the influence of communication topology, the choice of the leader unit, and the parameters of the consensus algorithm on the convergence behavior, voltage profiles, and curtailment distribution are evaluated.

Keywords: consensus algorithm; distributed control; electrical distribution networks; photovoltaic generation; voltage regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolução nas redes elétricas: (a) modelo tradicional e (b) modelo moderno	17
Figura 2. Arquiteturas de controle: (a) Local, (b) Centralizada, (c) Descentralizada e (d) Distribuída	20
Figura 3. Evolução da utilização de inversores nas redes elétricas	23
Figura 4. Representação conceitual do problema de consenso: (a) agentes apenas com valores iniciais; (b) agentes com referência externa; c) agentes em consenso.	41
Figura 5. Representação de um grafo não direcionado com suas arestas	43
Figura 6. Exemplos de grafos: (a) conectado, (b) não conectado e (c) fortemente conectado.....	45
Figura 7. (a) Grafo de 4 agentes e (b) sua matriz de adjacência (A).....	45
Figura 8. (a) Grafo de 4 agentes e (b) sua matriz de grau D	46
Figura 9. (a) Grafo de 4 agentes e (b) sua matriz de Laplaciana L	47
Figura 10. Autovalores da matriz Laplaciana para diferentes grafos.....	48
Figura 11. Grafo de 4 agentes e sua matriz B associada (agente 4 definido como líder).	52
Figura 12. Consenso sem líder: Evolução dos agentes e do erro para diferentes valores de passo (ε) dentro da faixa recomendada ($0 < \varepsilon \leq 0,33$). O parâmetro k representa número de iterações.....	54
Figura 13. Consenso sem líder: Evolução dos agentes e do erro para valores de passo acima da faixa recomendada ($\varepsilon = 0,50$)	55
Figura 14. Consenso líder-seguidor: Evolução dos agentes e do erro para diferentes valores de passo (ε) dentro da faixa recomendada ($0 < \varepsilon \leq 0,33$) com agente 3 atuando como líder e $x_L = 5,5$	56
Figura 15. Consenso seguidor de líder: Evolução dos agentes e do erro para diferentes valores de passo (ε) dentro da faixa recomendada ($0 < \varepsilon \leq 0,33$) com agente 4 atuando como líder e $x_L = 5,5$	57
Figura 16. Fluxograma de execução da estratégia proposta	68
Figura 17. Diagrama da rede IEEE 34 barras	72
Figura 18. Curvas de carga para os consumidores (Rede 34 barras).....	72
Figura 19. Perfil de tensão da rede IEEE 34 barras (sem uso de REDs).....	73

Figura 20. Potência ativa normalizada das GFVs	73
Figura 21. Curva $Q(V)$ adotada para o controle local Volt-Var das GFVs	74
Figura 22. Posicionamento dos GFVs na rede IEEE 34 barras.....	75
Figura 23. Potência ativa dos GFVs (FP =1).....	76
Figura 24. Perfil de tensão nas três fases das barras de conexão das 4 GFVs à rede IEEE 34 barras (FP=1; sem controle acionado)	77
Figura 25. Perfil de tensão nas três fases da rede IEEE 34 barras (4 GFVs com FP = 1; sem controle acionado)	77
Figura 26. Potência reativa absorvida por cada GFV	78
Figura 27. Variação do FP devido a atuação do controle local Volt-Var	78
Figura 28. Perfil de tensão nas três fases das barras das GFVs com o controle local Volt-Var ativo.....	79
Figura 29. Grafo da topologia de comunicação adotado para os GFVs (fortemente conectados).....	80
Figura 30. Potência ativa (disponível e injetada) pelos GFVs (com controle local e estratégia proposta acionados)	81
Figura 31. Fator de potência das GFVs com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados	82
Figura 32. Potência reativa absorvida por cada GFV com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados	82
Figura 33. Perfil de tensão nas três fases das barras das GFVs com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados	83
Figura 34. Perfil de tensão nas três fases em todas as barras da rede, com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados	83
Figura 35. Grafo das novas topologias de comunicação adotadas para as GFVs com comunicação: a) mínima e b) comunicação intermediária	85
Figura 36. Evolução da potência ativa dos PVs durante o consenso (às 12h, totalmente conectado com $\varepsilon = 0,16$)	90
Figura 37. Evolução da potência ativa dos PVs durante o consenso (às 12h, totalmente conectado com $\varepsilon = 0,33$)	90
Figura 38. Evolução da potência ativa das GFVs durante o consenso (às 12h, comunicação mínima com $\varepsilon = 0,16$).....	92
Figura 39. Evolução da potência ativa das GFVs durante o consenso (às 12h, comunicação mínima com $\varepsilon = 0,33$).....	92

Figura 40. Evolução da potência ativa e da tensão para diferentes valores de G 95

Figura 41. Perfil de potência ativa após o *curtailment* para diferentes valores de G .96

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Recursos Energéticos Distribuídos	16
1.2 Modernização das Redes Elétricas.....	16
1.3 Desafios Operacionais Relacionados à Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com REDs.....	18
1.4 Arquiteturas de controle em redes de distribuição	19
1.5 Inversores Multifuncionais	22
1.6 Benefícios e desafios da inserção de recursos energéticos distribuídos nas redes elétricas	24
1.7 Objetivos	26
1.8 Estrutura do trabalho.....	27
2 REVISÃO DA LITERATURA – REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS	30
2.1 Técnicas tradicionais de regulação de tensão em redes de distribuição	30
2.2 Características da regulação de tensão em redes elétricas operando com recursos energéticos distribuídos.....	33
2.3 Revisão das técnicas de regulação de tensão em redes de distribuição com recursos energéticos distribuídos.....	34
2.4 Perspectivas de pesquisa e contextualização da tese.....	38
3 O ALGORITMO DE CONSENSO	40
3.1 Fundamentos de teoria dos grafos aplicados a sistemas multiagente	42
<i>3.1.1 Definição de grafo</i>	<i>42</i>
<i>3.1.2 Conjunto de vizinhos e grau</i>	<i>44</i>
<i>3.1.3 Conectividade do grafo.....</i>	<i>44</i>
<i>3.1.4 Matriz de adjacência.....</i>	<i>45</i>
<i>3.1.5 Matriz de grau</i>	<i>46</i>
<i>3.1.6 Matriz laplaciana</i>	<i>47</i>
3.2 Descrição do algoritmo de consenso.....	49
<i>3.2.1 Consenso sem líder (leaderless consensus).....</i>	<i>49</i>
<i>3.2.2 Consenso seguidor de líder (leader-follower consensus).....</i>	<i>50</i>
<i>3.2.3 Comportamento do consenso sem líder e do consenso seguidor de líder em um sistema de 4 agentes.</i>	<i>52</i>

4 ESTRATÉGIA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO PROPOSTA	60
4.1 Formulação da estratégia proposta.....	61
4.2 Limites físicos, referência de tensão e critério de parada.....	64
4.3 Integração com o controle local	65
4.3.1 Controle local Volt-Var.....	65
4.4 Fluxograma de execução da estratégia proposta	66
5 RESULTADOS.....	70
5.1 Descrição da rede de distribuição	71
5.2 Descrição da geração fotovoltaica	73
5.3 Descrição do controle local Volt-Var.....	74
5.4 Aplicação na Rede IEEE 34 barras com um conjunto com 4 geradores fotovoltaicos	75
5.4.1 Rede operando com geração fotovoltaica sem controle ativo ($FP = 1$)	76
5.4.2 Rede operando com geração fotovoltaica e com controle local Volt-Var acionados.....	77
5.4.3 Rede operando com geração fotovoltaica e com controle local Volt-Var e estratégia de controle proposta acionados.....	79
5.5 Análise dos resultados	84
5.5.1 Análise comparativa dos modos de operação dos geradores FV	84
5.5.2 Impacto da seleção do líder e da topologia de comunicação na redução da potência ativa	85
5.5.3 Efeito dos parâmetros do consenso no desempenho da regulação de tensão.....	88
5.6 Considerações gerais sobre os resultados	98
6 CONCLUSÕES.....	101
6.1 Propostas para trabalhos futuros.....	102
REFERÊNCIAS.....	104

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o aumento da industrialização, especialmente em países em desenvolvimento, aliado ao aumento populacional, tem elevado significativamente a demanda global por energia elétrica. No entanto, grande parte desta energia ainda provém de fontes não renováveis, contribuindo para impactos ambientais relevantes, como a emissão de gases de efeito estufa (REN21, 2025).

Buscando alternativas energéticas sustentáveis, seguras, ambientalmente corretas e economicamente viáveis, diversos países vêm ampliando a participação de recursos energéticos distribuídos (REDs) na matriz elétrica, com destaque para a geração de energia solar fotovoltaica e de energia eólica (ONU, 2023). O avanço destas tecnologias tem promovido mudanças importantes nos padrões de oferta e demanda de energia, exigindo maior flexibilidade e eficiência das redes elétricas de distribuição atuais e tradicionais, além de estratégias ativas de gerenciamento e operação (Tatar; Aydin, 2024).

Tradicionalmente as redes de distribuição carecem de mecanismos de monitoramento (baixa visibilidade do estado geral da rede),¹ automação e controle capazes de responder adequadamente à dinâmica trazida pela inserção de REDs (com ajustes predominantemente manuais). As ações tradicionais de expansão e reforço de redes, baseadas sobretudo em ajustes de parâmetros, substituição de equipamentos ou em intervenções de reforço da infraestrutura, como a troca de condutores, a instalação de reguladores de tensão e a inclusão de bancos de capacitores, tornam-se pouco eficientes diante da variabilidade e da rápida oscilação de potência associada às fontes intermitentes, como solar fotovoltaica e eólica (Amiri; Rahmani; McDonald, 2021; Romero Agüero; Khodaei, 2018).

Assim, com a crescente inserção dos REDs, fica evidenciada a necessidade do estudo de estratégias de operação mais avançadas. A presença cada vez maior de geração solar fotovoltaica (GFV) nas redes de distribuição está se consolidando como parte da realidade operacional do setor elétrico e tende a intensificar-se ainda mais nos próximos anos, ampliando a complexidade do sistema e reforçando ainda mais a demanda por mecanismos de monitoramento e controle mais eficientes.

¹ Baixa visibilidade do estado da rede refere-se a uma quantidade mínima de medições distribuídas e de informações em tempo real sobre tensão, corrente e fluxos de potência ao longo do alimentador. Essa limitação impede a concessionária de identificar variações rápidas, fluxos reversos e condições de sobrecarga ou sobretensão induzidas pela geração distribuída, reduzindo a eficácia das estratégias de controle tradicionais.

1.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Os REDs correspondem a tecnologias de geração, armazenamento e gestão de energia elétrica conectadas diretamente à rede de distribuição, tipicamente próximas das unidades consumidoras (EPE, 2019). Os REDs abrangem, por exemplo, sistemas de GFV, geradores eólicos de pequeno e médio porte, microturbinas, células a combustível, dispositivos de armazenamento de energia, veículos elétricos e infraestrutura de recarga, bem como mecanismos associados ao gerenciamento pelo lado da demanda (Nadeem *et al.*, 2023; Skok *et al.*, 2022).

A presença crescente dos REDs tem sido impulsionada pela redução de custos tecnológicos, por políticas de incentivo e pela necessidade de ampliar a participação de fontes renováveis no suprimento energético. Esses recursos podem oferecer benefícios operacionais, como suporte a regulação de tensão, redução de perdas técnicas na rede, melhoria na qualidade do fornecimento, aumento da confiabilidade e postergação de investimentos na expansão da infraestrutura, além de contribuírem para a redução da dependência de combustíveis fósseis (EPE, 2019; IEA, 2025).

Apesar desses benefícios, a inserção dos REDs introduz desafios nas redes de distribuição, especialmente quando se trata de GFV. A característica intermitente e de rápida variabilidade desse tipo de fonte pode contribuir para oscilações de tensão, inversões do fluxo de potência, além da incerteza inerente a esse tipo de geração (Hao *et al.*, 2022; Lin *et al.*, 2011). Além disso, surgem novos desafios tecnológicos que demandam recursos e procedimentos operacionais distintos daqueles aplicados tradicionalmente às redes, incluindo novos padrões de conexão e práticas atualizadas de planejamento da expansão (Serrano, 2023). Nesse sentido, à medida que a penetração dos REDs aumenta, as incertezas tornam o processo de operação mais complexo, exigindo soluções de controle mais sofisticadas e compatíveis com a natureza dinâmica das redes de distribuição modernas.

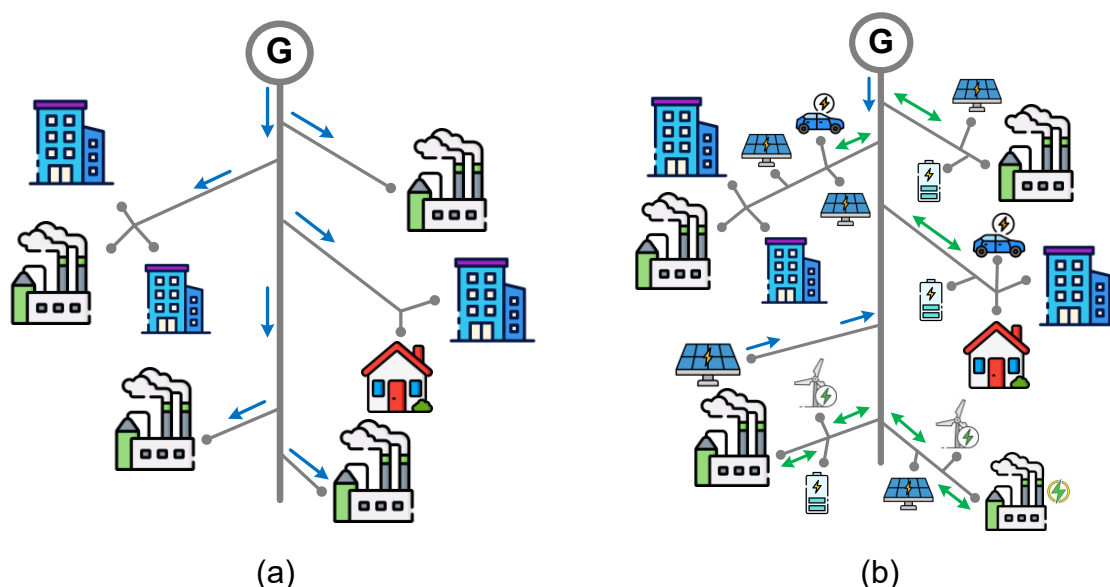
1.2 Modernização das Redes Elétricas

As redes elétricas de distribuição devem operar de forma confiável, sustentável e economicamente viável, mesmo diante do crescimento contínuo da demanda por eletricidade (Cipolla, 2021). A inserção massiva de REDs, o surgimento das microrredes e a ampliação da mobilidade elétrica têm exigido investimentos e modernizações na infraestrutura da rede existente. Historicamente, as redes de

distribuição foram concebidas como sistemas passivos, com fluxo de energia unidirecional, em que a geração centralizada atendia diretamente às cargas, conforme ilustrado na Figura 1(a) (de Castro; Dantas, 2017).

O crescente uso dos REDs associado à necessidade de suporte a novos serviços ancilares e à garantia da estabilidade na operação tem impulsionado transformações significativas em todo o sistema elétrico. Nesse contexto, as redes tradicionais têm avançado em direção ao conceito de redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*), incorporando tecnologias de monitoramento, comunicação e automação que possibilitam operação em tempo real, aumento da confiabilidade, redução de custos operacionais e a integração eficiente e gerenciamento adequado dos REDs, mantendo os níveis de qualidade exigidos pelos órgãos reguladores, conforme ilustrado na Figura 1(b) (Iweh *et al.*, 2021; Javed *et al.*, 2021).

Figura 1. Evolução nas redes elétricas: (a) modelo tradicional e (b) modelo moderno



Fonte: autor, 2026.

O processo de modernização integra a infraestrutura elétrica a sistemas de comunicação, medição e processamento de dados, ampliando a capacidade de controle, automação e tomada de decisão. Como resultado, as ações de modernização ampliam a resiliência da rede frente às novas condições operativas e estabelecem uma base robusta para garantir fornecimento sustentável, eficiente e confiável. Dessa forma, o potencial de integração de novas tecnologias aumenta, assim como a eficiência na operação da rede, além de fortalecer a capacidade do

sistema para lidar com condições dinâmicas e variáveis, cada vez mais presentes no redes elétricas (Amiri; Rahmani; McDonald, 2021; Strezoski; Stefani; Brbaklic, 2019).

1.3 Desafios Operacionais Relacionados à Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com REDs

A integração cada vez maior de REDs também tem intensificado os desafios relacionados ao controle de tensão nas redes de distribuição. A geração renovável, especialmente GFV, devido à característica intermitente, apresenta diversas variações ao longo do dia, o que pode alterar de forma significativa a dinâmica dos fluxos de potência na rede. No caso da GFV, esses efeitos tornam-se mais evidentes porque o pico de geração geralmente ocorre em horários de baixa demanda, condição que favorece a elevação dos níveis de tensão em diversos trechos da rede (Srivastava *et al.*, 2023).

Situações caracterizadas por elevada irradiância e baixa demanda por energia elétrica podem ocasionar a inversão do sentido do fluxo de potência, contribuindo para a deterioração do fator de potência local e violações dos limites de tensão. Esse comportamento pode aumentar o esforço dos dispositivos de rede tradicionais, como reguladores de tensão e bancos de capacitores, reduzindo a efetividade da ação corretiva, e podendo impactar na redução da vida útil do próprio equipamento (Chaudhary; Rizwan, 2018).

De forma geral, a variabilidade das fontes renováveis, a topologia dos alimentadores e as características das redes de média e baixa tensão tornam mais complexa a tarefa de manter a tensão dentro dos limites operacionais regulamentados. Nesse contexto, a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites operacionais tornou-se um dos principais pontos de atenção das distribuidoras, exigindo o desenvolvimento de técnicas de controle mais eficientes e adequadas ao ambiente dinâmico das redes elétricas modernas, motivando o desenvolvimento de técnicas que, por exemplo, considerem não apenas as capacidades individuais dos dispositivos, mas considere a coordenação entre eles (Amuna; Karandeh; Cecchi, 2021; Chaudhary; Rizwan, 2018; Gbadega *et al.*, 2024; Sondharangalla; Moldovan; Ayyanar, 2024).

1.4 Arquiteturas de controle em redes de distribuição

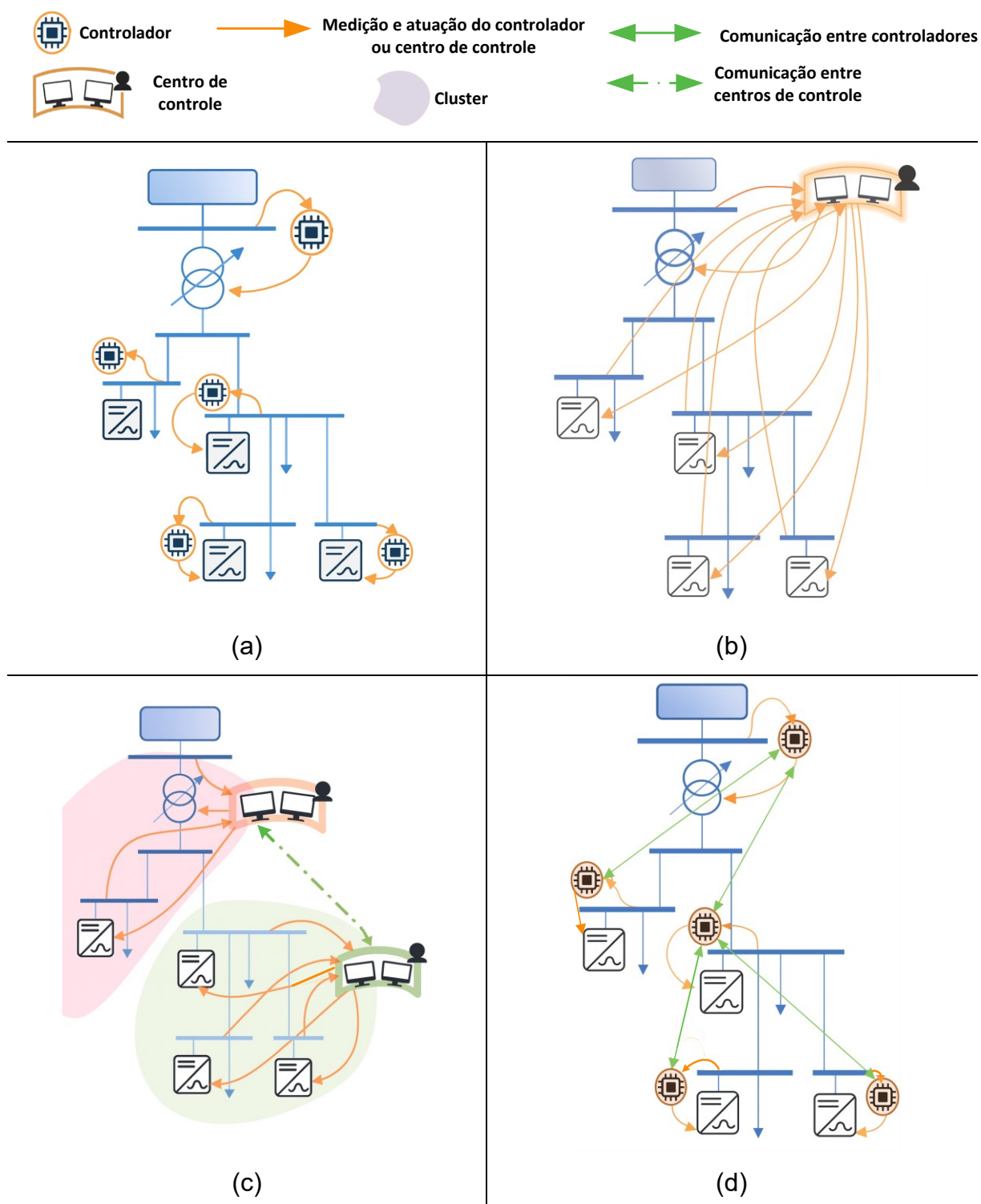
Uma arquitetura de controle compreende o conjunto de dispositivos físicos e lógicos organizados para monitorar o sistema, processar informações e transmitir comandos aos agentes responsáveis pelo controle da rede. No contexto das redes elétricas de distribuição, a arquitetura de controle envolve equipamentos de medição, sistemas de comunicação, unidades de processamento e algoritmos de tomada de decisão que atuam de forma a manter os parâmetros elétricos da rede dentro dos limites operacionais estabelecidos.

As arquiteturas de controle podem ser classificadas em quatro categorias principais: local, centralizada, descentralizada e distribuída, conforme mostradas na Figura 2. Cada uma dessas abordagens apresenta características específicas que influenciam o desempenho do controle, a necessidade de comunicação e o grau de coordenação entre os agentes (Majumder *et al.*, 2023; Srivastava *et al.*, 2023).

Arquitetura local:

Na arquitetura local (Figura 2(a)), cada agente, como por exemplo um inversor de uma GFV, regulador ou outro equipamento, atualiza seu estado com base exclusivamente em medições locais, sem troca de informações com outros agentes ou com um controlador de hierarquia superior. Trata-se de uma abordagem de baixo custo e rápida implementação. No entanto, a ausência de comunicação limita a capacidade de coordenar ações entre múltiplos dispositivos, podendo resultar em ações descoordenadas ou desempenho restrito em cenários de maior complexidade ou com presença de RED na rede (Majumder *et al.*, 2023).

Figura 2. Arquiteturas de controle: (a) Local, (b) Centralizada, (c) Descentralizada e (d) Distribuída



Fonte: Adaptado de (Majumder *et al.*, 2023).

Arquitetura centralizada:

Na arquitetura centralizada (Figura 2(b)), os agentes enviam informações ao controlador central, responsável por processar os dados, calcular as ações de controle e transmitir os comandos de retorno aos agentes. Embora tradicionalmente adotado nas redes elétricas, esse modelo de arquitetura apresenta limitações relacionadas ao volume de dados, à escalabilidade, à dependência de comunicação direta com o controlador central e aos riscos associados a falhas no controlador central, que podem levar à perda do controle da rede. Com a crescente inserção de REDs nas redes de distribuição, essas limitações restringem o desempenho da abordagem centralizada (Srivastava *et al.*, 2023).

Arquitetura descentralizada:

Na arquitetura descentralizada (Figura 2(c)), os agentes comunicam-se com controladores de hierarquia superior, organizados em grupos (ou *clusters*), reduzindo a necessidade de centralização completa das informações. Nessa configuração de arquitetura, existem dois ou mais controladores principais que compartilham parte da responsabilidade de coordenação. Essa abordagem diminui a carga computacional e o volume de comunicação concentrados em um único ponto da rede, além de oferecer maior flexibilidade de operação frente ao modelo centralizado. No entanto, ainda mantém dependência dos controladores dos *clusters*, que ainda desempenham um papel crítico no processo de decisão (Srivastava *et al.*, 2023; Vosughi *et al.*, 2022).

Arquitetura distribuída:

Na arquitetura distribuída (Figura 2(d)), não há controlador central. Cada agente troca informações apenas com seus vizinhos topológicos, colaborando para alcançar uma solução. Todas as unidades de controle atuam de maneira coordenada por meio de trocas de informações entre vizinhos, sem a necessidade de concentrar os dados de todos os agentes em um ponto central de processamento (Vosughi *et al.*, 2022). Essa abordagem oferece maior resiliência a falhas de comunicação e permite a integração ou remoção de unidades de controle sem necessidade de reconfiguração global, sendo particularmente adequada para sistemas com a presença de REDs (Ahmad *et al.*, 2025; Meng *et al.*, 2017; Srivastava *et al.*, 2023).

A seleção da arquitetura de controle depende das características da rede, do nível de penetração de recursos distribuídos, da capacidade de comunicação disponível e dos objetivos específicos de operação. Nas redes elétricas modernas, observa-se uma tendência de migração gradual das abordagens centralizadas para modelos distribuídos, motivada pela necessidade de lidar com o comportamento dinâmico dos REDs e de garantir maior flexibilidade, escalabilidade e tolerância a falhas.

Nesse contexto, estratégias de controle distribuído têm se destacado por permitir a coordenação cooperativa entre múltiplos dispositivos sem a dependência de um controlador central. Entre essas estratégias, os algoritmos de consenso têm ganhado relevância como mecanismos eficazes para alinhar variáveis de controle entre múltiplos agentes, permitindo que o sistema alcance pontos de operação consistentes mesmo em cenários com alta variabilidade e múltiplas fontes de geração distribuída (Capezza; Joshi; Chow, 2023; Ferreira *et al.*, 2022; Gulzar *et al.*, 2018; Joshi; Chow, 2025; Palomares; Rebollo; Carrascosa, 2020).

1.5 Inversores Multifuncionais

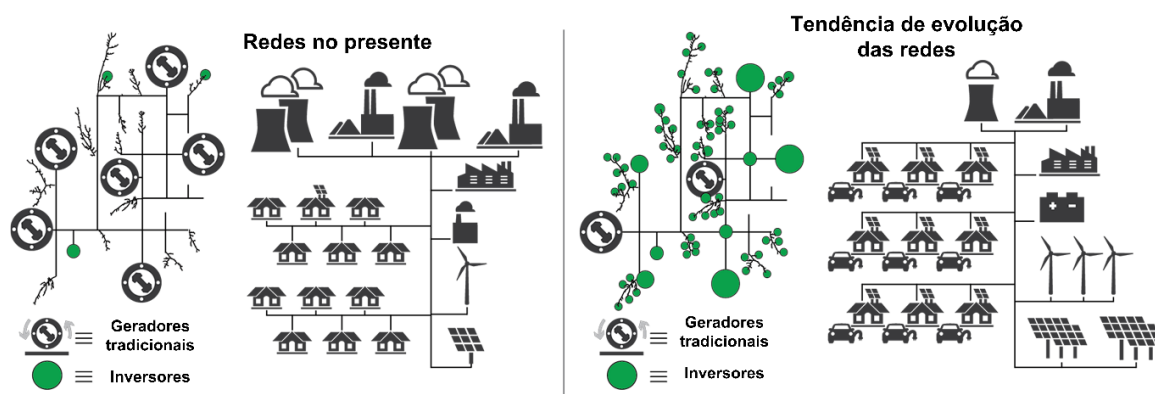
Os inversores multifuncionais desempenham um papel essencial na operação das redes de distribuição, principalmente no que diz respeito à conexão dos REDs com a rede. Além de realizarem a conversão e sincronismo entre corrente contínua e alternada, esses dispositivos incorporam funcionalidades adicionais que auxiliam na regulação da tensão e na melhoria da qualidade da energia. O padrão normativo IEEE 1547 padroniza essas funções de suporte à rede, recomendando seu uso como forma de regulação ativa (IEEE, 2020).

A transformação das redes de distribuição também se reflete na presença crescente dos inversores multifuncionais ao longo de toda a rede. Como mostrado na Figura 3, tradicionalmente as redes elétricas possuem predominância de geração centralizada. Entretanto, com a utilização cada vez mais frequente de REDs, as redes elétricas estão evoluindo para uma característica mais distribuída, na qual diversos inversores passam a integrar os sistemas fotovoltaicos, eólicos, carregadores de veículos elétricos e dispositivos de armazenamento de energia elétrica.

Essa expansão altera o perfil operacional da rede, tornando-a mais dinâmica e dependente de elementos eletrônicos de potência, que assumem funções essenciais de suporte à tensão, controle de potência e regulação da qualidade da energia. Nesse

contexto, os inversores deixam de ser apenas interfaces de conexão e tornam-se componentes fundamentais para a operação segura e eficiente das redes elétricas modernas.

Figura 3. Evolução da utilização de inversores nas redes elétricas



Fonte: (NREL, 2023)

As funções ancilares dos inversores podem ser agrupadas, de maneira geral, como (IEEE, 2020):

- Monitoramento e programação: incluem ajustes de parâmetros, supervisão e registro de eventos;
- Suporte à frequência: como a função *Frequency-Watt* e o suporte temporário durante condições de falta;
- Suporte de potência ativa: limitação de potência de saída, controle de rampas e gerenciamento de dispositivos de armazenamento;
- Suporte ao fator de potência: operação em fator de potência fixo ou variável;
- Suporte à tensão: incluindo as funções *Volt-Var*, *Volt-Watt* e suporte durante distúrbios (*ride-through*).

Entre essas funções, destacam-se aquelas voltadas ao controle de tensão (Babu; Khatod, 2023). A função Volt-Var é fundamental para a regulação da tensão nas redes de distribuição, especialmente quando há GFV. Quando a tensão ultrapassa o limite superior, o inversor absorve potência reativa; quando fica abaixo do limite inferior, injeta potência reativa. A curva característica da função define a relação entre a tensão e a potência reativa fornecida ou absorvida, atuando para manter a tensão dentro dos limites estabelecidos pela rede.

A função Volt-Watt, por sua vez, reduz a potência ativa quando a tensão atinge valores elevados, sendo especialmente útil quando o controle reativo não é suficiente para conter as sobretensões. Essa limitação da potência ativa contribui para estabilizar o perfil de tensão ao longo do alimentador.

Essas funcionalidades permitem que inversores multifuncionais desempenhem um papel fundamental na operação das redes elétricas modernas, facilitando a integração de REDs e contribuindo para a regulação da tensão, confiabilidade da operação e melhoria da qualidade da energia, sem a dependência exclusiva de mecanismos tradicionais de regulação centralizada. Aliados a estratégias de controle distribuído, os inversores multifuncionais podem contribuir para mitigar sobretensões e responder a variações rápidas de tensão.

1.6 Benefícios e desafios da inserção de recursos energéticos distribuídos nas redes elétricas

A integração de REDs às redes de distribuição, especialmente a GFV, em conjunto com as funcionalidades presentes nos inversores, tem proporcionado benefícios relevantes para consumidores e concessionárias de energia (Caballero-Peña *et al.*, 2022). Para os consumidores, os REDs possibilitam maior autonomia e redução dos custos com energia. Para o operador da rede/concessionária de energia, contribuem, dentre outros pontos, para (EPE, 2019; Nadeem *et al.*, 2023):

- Redução nas perdas elétricas – proximidade entre a geração e o consumo;
- Aumento da confiabilidade da rede e alívio do carregamento em horários críticos – REDs instalados nos locais ideais podem ser operados em momentos adequados, o que contribui para redução de custo de atendimento à demanda e à necessidade do acionamento de fontes geradoras mais caras, além de poder contribuir na postergação de investimentos em infraestrutura.

Apesar desses benefícios, a expansão do uso dos REDs nas redes elétricas introduz desafios operacionais que precisam ser adequadamente gerenciados. Entre os principais, destacam-se as variações de tensão, ajustes requeridos nas filosofias de proteção (mudança nos níveis de corrente de falta e perda da seletividade), questões regulatórias, os requisitos de suportabilidade durante afundamentos de tensão, além de aspectos relacionados à estabilidade e à qualidade da energia elétrica. Esses fatores exigem revisões nos métodos tradicionais de operação e

planejamento, bem como maior coordenação entre os dispositivos instalados na rede (Caballero-Peña *et al.*, 2022; Iweh *et al.*, 2021; Javed *et al.*, 2021).

Devido a esses novos desafios, as concessionárias têm estabelecidos critérios cada vez mais rigorosos para a conexão de REDs, sendo os padrões normativos IEEE 1547 e IEC 61727 os mais comumente utilizados para a conexão de REDs em todo o mundo (IEC, 2004; IEEE, 2018; Javed *et al.*, 2021). O padrão IEEE 1547 especifica principalmente os requisitos técnicos mínimos, como qualidade de energia, níveis de tensão e faixas de frequência, bem como requisitos de segurança e proteção necessários para garantir o desempenho adequado na conexão do RED com a rede, com potências inferiores a 10 MW. Quando criado no ano de 2003, considerava apenas cenários com baixa penetração de REDs, já que a tecnologia ainda era restrita, de forma que os REDs poderiam ser removidos ou desconectados da rede sem comprometimento com a manutenção da estabilidade da rede. Após a revisão e atualização normativa realizada em 2018, o padrão IEEE 1547 passou a aproveitar as capacidades dos REDs em conjunto com as funções ancilares dos inversores em benefício da rede, tanto em condições de operação normal, quanto em situações de contingência. Além disso, também direciona requisitos relativos a desempenho e segurança e desenvolvimento (IEEE, 2020).

Neste contexto, torna-se essencial o estudo e desenvolvimento de estratégias de controle de forma a maximizar os benefícios trazidos com a inserção de REDs e, ao mesmo tempo, permitir que a rede elétrica possua uma operação confiável e sempre dentro dos limites técnico operacionais, mantendo um adequado fornecimento os consumidores, além de assegurar que, mesmo em condições adversas, como em desconexões de cargas e/ou circuitos, perdas ou intermitência de geração, faltas elétricas, e em diversas outras situações, a operação da rede e o fornecimento permaneçam com níveis satisfatórios de confiabilidade (Strezoski; Stefani; Brbaklic, 2019).

Por isso, torna-se necessário o estudo, a simulação e o desenvolvimento de técnicas que permitam avaliar o impacto da inserção de REDs nas redes elétricas, bem como de arquiteturas e estratégias de controle capazes de extrair benefícios operacionais dos REDs, tanto para as concessionárias quanto em melhoria da qualidade do serviço para os consumidores. Tais estratégias devem considerar as características operativas das redes elétricas modernas, garantindo que a operação permaneça dentro dos limites técnicos estabelecidos, mesmo em condições de

elevada variabilidade da geração. Nesse contexto, a abordagem adotada nesta tese integra as funcionalidades de inversores multifuncionais a um esquema de controle distribuído, com o objetivo de aprimorar a regulação de tensão em redes elétricas de distribuição.

O desenvolvimento e a validação do método proposto nesta tese concentram-se em sistemas de GFV conectados às redes elétricas de distribuição, por se tratar das fontes intermitentes predominantes nestas redes e, tipicamente, a principal causa associada às sobretensões no período diurno quando existe excesso de geração em relação à demanda. O método proposto, entretanto, é formulado de forma geral e modular, permitindo sua extensão para outros tipos de REDs.

1.7 Objetivos

O objetivo principal desta tese é desenvolver e avaliar uma estratégia de controle distribuído baseada em algoritmo de consenso, que opera em conjunto com o controle local Volt-Var, para coordenar inversores multifuncionais e auxiliar na regulação de tensão de redes de distribuição com sistemas de GFV.

Como objetivos específicos, tem-se:

- Estudar o algoritmo de consenso, incluindo seu funcionamento, formulação matemática, propriedades, definições fundamentais e condições necessárias para sua aplicação em redes elétricas de distribuição;
- Adaptar e formular um algoritmo de consenso líder-seguidor adequado à coordenação de GFV, visando manter a regulação de tensão em redes de distribuição;
- Avaliar o impacto de diferentes topologias de comunicação na convergência e no desempenho do algoritmo na coordenação GFVs;
- Estimar o *curtailment* ativo em barras estratégicas como recurso complementar para a regulação de tensão em redes de distribuição;
- Implementar um modelo computacional para simulação da estratégia proposta sob diferentes condições operativas.

1.8 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos. A Introdução (capítulo 1) apresenta uma visão geral sobre os recursos energéticos distribuídos, destacando o papel dos inversores multifuncionais e de suas funções ancilares, bem como a necessidade de modernização das redes elétricas diante da crescente inserção desses recursos. Também são discutidos os desafios associados à regulação de tensão em redes de distribuição, as arquiteturas de controle, os benefícios e desafios dos REDs e, por fim, são estabelecidos os objetivos da tese.

O capítulo 2 apresenta a revisão da literatura relacionada à regulação de tensão em redes elétricas de distribuição. São descritas as técnicas tradicionais de regulação de tensão, as particularidades da operação de redes com recursos energéticos distribuídos e as principais estratégias de controle propostas na literatura, incluindo abordagens locais, centralizadas, descentralizadas e distribuídas. Ao final, são discutidas as perspectivas de pesquisa e é feita a contextualização da contribuição desta tese em relação ao estado da arte.

O capítulo 3 introduz o algoritmo de consenso, apresentando os fundamentos de teoria dos grafos aplicados a sistemas multiagente e descrevendo a formulação matemática do consenso. São discutidas as configurações sem líder (*leaderless consensus*) e líder-seguidor (*leader-follower consensus*), bem como o comportamento do algoritmo em um sistema de quatro agentes, estabelecendo a base teórica para a aplicação em redes de distribuição.

No capítulo 4, é apresentada a estratégia distribuída de regulação de tensão proposta, baseada em algoritmo de consenso líder-seguidor aplicado a geradores fotovoltaicos. São detalhadas a formulação da metodologia, a definição dos limites físicos, da referência de tensão e dos critérios de parada, além da integração com o controle local Volt-Var e do fluxograma de execução da estratégia.

O capítulo 5 reúne os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta. Inicialmente, é descrita a rede de distribuição em estudo e o modelo de geração fotovoltaica, bem como a configuração do controle local Volt-Var. Em seguida, são analisados os diferentes modos de operação dos GFVs (sem controle, com controle local e com controle local associado à estratégia proposta) e avaliados o impacto da seleção do líder, da topologia de comunicação e dos parâmetros do

consenso sobre o comportamento de convergência, os perfis de tensão e a distribuição do *curtailment*.

O capítulo 6 apresenta as conclusões da tese, sintetizando os principais resultados, discutindo o atendimento aos objetivos propostos e algumas propostas para trabalhos futuros.

Publicações:

Ao longo do desenvolvimento da tese, as seguintes publicações foram realizadas:

Artigos publicados em periódicos:

- J. C. Cebrian, J. Giacomini, A. L. D. Rossi, F. C. L. Trindade and H. K. M. Paredes, "**Methodology to Estimate the Financial Impacts of the Integration of PV Generators in Distribution Systems on Voltage Sags and Energy Losses**" in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 39, no. 2, pp. 1233-1246, April 2024, doi: 10.1109/TPWRD.2024.3358999.
- J. C. Cebrian, J. Giacomini, C. A. Carneiro, G. B. Silva and H. K. Morales-Paredes, "**A Novel Methodology to Estimate Probability Density Function of Voltage Sag Duration and Failure Rates on Power Distribution Systems**," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 16863-16874, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3243552.

Artigos publicados e apresentados em congressos internacionais e nacionais:

- J. Giacomini, P. F. Silva, J. C. Cebrian, H. K. M. Paredes, "**A Comparative Study of Olfati-Saber and Supportive Consensus Algorithms for Voltage Regulation in Distribution Systems**," *2025 16th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, São Sebastião, Brazil, 2025, pp. 251-257, doi: 10.1109/INDUSCON66435.2025.11241257.
- J. Giacomini, J. C. Cebrian and H. K. M. Paredes, "**Voltage Regulation in Distribution Network Using Consensus-Based Algorithm: Impact of Different Communication Topologies and DG Power Variations**," *2025 7th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM)*, Bochum, Germany, 2025, pp. 827-832, doi: 10.1109/GPECOM65896.2025.11061898.
- J. Giacomini, J. C. Cebrian and H. K. Morales-Paredes, "**An Algorithm Based on Consensus for Active Power Sharing and Voltage Regulation Within Electrical Distribution Networks**," *2024 IEEE PES Generation, Transmission and Distribution Latin America Conference and Industrial Exposition (GTDLA)*, Ixtapa, Mexico, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/GTDLA61236.2024.10913952.

- P. F. Silva, J. Giacomini, J. P. Bonaldo, L. de Oro Arenas, J. d. A. O. Filho and H. K. Morales-Paredes, "**Resilience Analysis of the Consensus Algorithm in Microgrids with Distributed Controllers Testing for Communication Link Failure**," *2024 IEEE PES Generation, Transmission and Distribution Latin America Conference and Industrial Exposition (GTDLA)*, Ixtapa, Mexico, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/GTDLA61236.2024.10913879.

- J. Giacomini, J. C. Cebrian and H. K. Morales-Paredes, "**Improving PV Hosting Capacity by Implementing Energy Storage Systems on Distribution Networks**," *2022 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP)*, Naples, Italy, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICHQP53011.2022.9808611

- J. Giacomini, J. C. Cebrian, H. K. Morales-Paredes, e A. Rossi, "**Redução de perdas através da alocação inteligente de geração distribuída fotovoltaica em rede de distribuição**", em *7º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída*, Belo Horizonte, 2022. Disponível em <http://repositorio.ufsm.br/handle/1/29702>

- C. A. Carneiro, G. B. Silva, J. Giacomini, J. C. Cebrian and H. K. Morales-Paredes, "**Impact of Distributed Energy Resources on Fault Location, Isolation, and Service Restoration**," *2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Manchester, United Kingdom, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/PMAPS53380.2022.9810565.

Artigo submetido para periódico:

- J. Giacomini, J. C. Cebrian and H. K. M. Paredes, "**Distributed Control Strategies for Coordinated Operation of Photovoltaic Systems in Power Distribution Network: Setting Definitions and Application for Curtailment**," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2025.

2 REVISÃO DA LITERATURA – REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS

A crescente integração de REDs às redes elétricas de distribuição tem impulsionado uma ampla produção científica dedicada ao entendimento dos impactos operacionais e ao desenvolvimento de novas estratégias de controle. Em especial, a GFV tem introduzido desafios adicionais relacionados à variabilidade da potência injetada ao fluxo de potência bidirecional e à ocorrência de sobretensões em diferentes trechos dos alimentadores. Esse cenário tem motivado pesquisas voltadas à modernização das técnicas de regulação de tensão, indo além das soluções tradicionais baseadas em dispositivos eletromecânicos e incorporando funcionalidades dos inversores multifuncionais e arquiteturas de controle mais flexíveis.

Ao longo dos últimos anos, diversos estudos propõem técnicas de regulação da tensão baseadas em controles locais, centralizados, descentralizados e distribuídos, com destaque para aqueles que utilizam a capacidade dos inversores de fornecer ou absorver potência ativa e reativa como mecanismo de regulação. Paralelamente, avanços em sensoriamento, comunicação e processamento de dados têm possibilitado novas abordagens de coordenação entre dispositivos, incluindo estratégias baseadas em controle distribuído e sistemas multiagentes (Dong *et al.*, 2025; Fu; Cvetković; Palensky, 2022; Liu *et al.*, 2021; Tangi *et al.*, 2025; Zhang; Li; Hui, 2018).

Este capítulo apresenta uma revisão estruturada da literatura sobre regulação de tensão em redes de distribuição com uso de GFV. São discutidas as principais técnicas tradicionais, as funcionalidades dos inversores multifuncionais, as estratégias centralizadas, descentralizadas e distribuídas, além de uma análise das pesquisas recentes que empregam técnicas de controle distribuído para coordenação de RED.

2.1 Técnicas tradicionais de regulação de tensão em redes de distribuição

A regulação de tensão nas redes de distribuição é tradicionalmente realizada por dispositivos eletromecânicos projetados para operar em sistemas com fluxo de potência unidirecional e variações lentas de carga. Entre esses equipamentos, destacam-se os transformadores com comutação sob carga (*on-load tap changer*, OLTC), os reguladores de tensão e os bancos de capacitores. Em conjunto, esses

dispositivos ajustam os níveis de tensão por meio da alteração do *tap* dos transformadores ou pela injeção de potência reativa, compensando variações graduais ao longo do alimentador.

O OLTC é um componente essencial utilizado em transformadores de potência, principalmente porque ajusta a relação de transformação sob carga para manter a tensão dentro dos limites definidos. Sua atuação afeta, de forma mais ampla, o perfil de tensão ao longo do alimentador. Entretanto, trata-se de um mecanismo de comutação mecânica, com velocidade e número de operações limitados. Em cenários dinâmicos, como os observados em redes de distribuição com REDs de característica intermitente como a GFV, o OLTC pode não responder com a rapidez necessária para acompanhar as oscilações rápidas de tensão. Além disso, o aumento da frequência da comutação pode reduzir a vida útil do equipamento e elevar os custos de manutenção (Dong *et al.*, 2025; Kersting, 2018).

Os reguladores de tensão tradicionais também operam por comutação mecânica de *tap*, porém são tipicamente instalados ao longo do alimentador para controlar a tensão em trechos específicos. Assim, diferem do OLTC principalmente pela localização e pelo alcance da regulação da tensão. Enquanto o OLTC atua na subestação, exercendo influência sobre o alimentador como um todo, o regulador de tensão atua de forma local, em um seguimento específico da rede. Apesar desse caráter mais localizado, os reguladores apresentam limitações semelhantes às do OLTC, especialmente no que se refere à velocidade de atuação e desgaste mecânico quando submetidos a comutações frequentes (Kersting, 2018).

Os bancos de capacitores, por sua vez, atuam na regulação de tensão por meio da injeção de potência reativa. Sua operação ocorre de forma discreta (em degraus de operação) e pode ser baseada na tensão local ou de sinais de controladores supervisórios. Em redes com REDs, variações rápidas de tensão podem levar a acionamentos frequentes, fora de sincronia ou insuficientes, resultando em oscilações residuais ou violações persistentes dos limites de tensão (Javed *et al.*, 2021).

Esses dispositivos tradicionais apresentam limitações crescentes à medida que a rede elétrica evolui para um ambiente com maior participação de REDs (Srivastava *et al.*, 2023). As principais restrições incluem:

- resposta lenta diante de variações rápidas de geração;
- maior desgaste mecânico quando submetidos a operações frequentes;

- redução da efetividade em partes do alimentador em que a influência do controle por *tap* (via OLTC ou regulador de tensão) é limitada, especialmente em regiões distantes do ponto de atuação.

Para complementar ou substituir essas ações, diversas ações têm sido adotadas (Javed *et al.*, 2021):

Ações realizadas pela concessionária:

- ajuste dos *taps* de transformadores;
- instalação de novos reguladores de tensão;
- substituição dos condutores ou reforço da infraestrutura.

Essas medidas possuem impacto sistêmico, mas envolvem custos elevados, tempo de implementação significativo e, muitas vezes, exigem interrupções no fornecimento de energia pela rede.

Ações realizadas no lado do consumidor:

- absorção de potência reativa;
- redução da potência ativa (*curtailment*);
- resposta à demanda;
- armazenamento de energia;
- abordagens baseadas em dados para previsão ou controle local.

Essas soluções podem resultar em perdas de receita, como no caso da redução da potência ativa (*curtailment*), ou demandar investimentos adicionais, como sistemas de armazenamento.

De forma geral, a literatura indica que, embora os métodos tradicionais continuem sendo componentes importantes da regulação de tensão, sua eficácia diminui significativamente em redes com REDs, devido à característica de variações rápidas de geração e múltiplos inversores operando simultaneamente. Essas limitações têm estimulado a adoção de técnicas complementares, especialmente aquelas baseadas nas funcionalidades dos inversores multifuncionais e em formas mais avançadas de coordenação entre dispositivos, estas são discutidas nas próximas seções.

2.2 Características da regulação de tensão em redes elétricas operando com recursos energéticos distribuídos

O uso crescente de REDs, em especial GFV, fez com que a dinâmica da rede passasse a apresentar maior variabilidade. Esse tipo de geração é altamente dependente das condições climáticas e sujeita a oscilações rápidas, o que pode resultar em variações significativas de tensão nos barramentos dos alimentadores. Além disso, o pico de produção de energia fotovoltaica pode ocorrer em períodos de baixa demanda, condição que intensifica a ocorrência de sobretensões e pode, inclusive, causar a inversão do sentido o fluxo de potência em determinadas regiões da rede (Chaudhary; Rizwan, 2018; Javed *et al.*, 2021).

Nessas condições, os dispositivos tradicionais de regulação podem apresentar desempenho limitado. Transformadores de comutação sob carga e reguladores de tensão são acionados com maior frequência, reduzindo sua vida útil e podendo não acompanhar variações rápidas de tensão. Bancos de capacitores, ao operarem de forma discreta, não respondem adequadamente a oscilações rápidas, resultando em atuações inadequadas ou insuficientes (Kersting, 2018). Esses desafios são amplamente documentados em revisões recentes, que apontam a necessidade de soluções mais flexíveis e responsivas diante das novas características operativas das redes de distribuição.

Uma vez observadas essas limitações, diferentes abordagens passaram a ser estudadas na literatura. Em geral, podem ser classificadas em três grupos principais (Srivastava *et al.*, 2023):

- métodos tradicionais, baseados em dispositivos eletromecânicos (OLTCs, reguladores e capacitores);
- estratégias locais, como as funções de suporte à tensão implementadas nos inversores multifuncionais e;
- abordagens coordenadas, que incluem controles centralizados, descentralizados e distribuídos.

Métodos tradicionais possuem ampla aplicação, mas são limitados em ambientes com variabilidade rápida. Estratégias locais com inversores multifuncionais, como o controle Volt-Var, oferecem respostas rápidas, mas podem resultar em interações indesejadas entre unidades quando há diversos geradores distribuídos conectados ao alimentador (Babu; Khatod, 2023). Por sua vez, métodos centralizados

apresentam bom desempenho teórico, mas enfrentam limitações quanto à escalabilidade, privacidade, custo computacional e dependência de comunicação confiável. Estratégias descentralizadas reduzem parte dessas limitações, porém mantêm níveis de hierarquia e não eliminam totalmente pontos únicos de falha (Majumder *et al.*, 2023; Srivastava *et al.*, 2023).

Nesse contexto, cresce o interesse em soluções distribuídas, uma vez que permitem maior adaptabilidade, melhor resiliência a falhas e coordenação mais eficiente entre múltiplos dispositivos (Fu; Cvetković; Palensky, 2022).

2.3 Revisão das técnicas de regulação de tensão em redes de distribuição com recursos energéticos distribuídos

A literatura recente sobre regulação de tensão em redes de distribuição com uso de REDs apresenta um crescimento significativo, refletindo a necessidade de adaptar os métodos de controle aos cenários com GFV e demais REDs.

O trabalho de Srivastava (2023) estabelece uma visão abrangente desse cenário, destacando que o aumento do uso de REDs, aliado aos avanços em sensoriamento, comunicação e capacidade computacional, tem impulsionado uma transição das abordagens tradicionais, baseadas em análises *off-line* e controle centralizado, para técnicas cada vez mais automatizadas, adaptativas e distribuídas. De forma complementar, o trabalho de Chaudhary e Rizwan (2018) foca especificamente nas redes com uso de GFV, discutindo como o crescimento dessa tecnologia modifica o fluxo de potência, intensifica a ocorrência de sobretensões e exige novas soluções para viabilizar a operação segura e o aumento da integração de GFV nas redes de baixa e média tensão.

No contexto do uso de inversores multifuncionais, vários trabalhos investigam o desempenho de funções específicas de suporte à rede. Rahimi et al. (2017) avaliam comparativamente estratégias baseadas em fator de potência fixo e em curvas Volt-Var, mostrando que o controle reativo pode reduzir violações de tensão de forma mais eficaz do que o ajuste fixo de fator de potência, embora às custas de maior circulação de potência reativa e impactos nas perdas elétricas. Amuna et al. (2021) utilizam inversores multifuncionais para mitigar elevações de tensão provocadas por fluxos de potência reversos, discutindo também as condições sob as quais a atuação dos inversores deve ser complementada por OLTCs e reguladores de tensão para garantir desempenho adequado em diferentes pontos da rede. Babu e Khatod (2023) analisam

diferentes funções de regulação de tensão previstas no padrão normativo IEEE 1547, como fator de potência constante, controle Volt-Var, controle Volt-Watt e modos combinados, discutindo como as características das redes elétricas de distribuição impacta a efetividade de cada estratégia e propondo critérios para seleção da função mais adequada em redes com uso de GFV.

Além da atuação local dos inversores, alguns estudos consideram explicitamente a presença de cargas dependentes de tensão e dispositivos de armazenamento. Akhil et al. (2025) investigam uma rede de distribuição com GFV e sistema de armazenamento em baterias, modelando cargas dependentes de tensão e propondo uma estratégia combinada para manter a tensão dentro dos limites e, ao mesmo tempo, utilizar de forma eficiente os recursos de armazenamento. O trabalho de Zhang et al. (2018), concentra-se na coordenação de sistemas de armazenamento distribuídos para compensar variações de tensão associadas à GFV, definindo áreas de atuação para cada unidade de armazenamento e avaliando o impacto da alocação e da estratégia de controle sobre o perfil de tensão do alimentador.

Em redes de baixa tensão, Leal et al. (2020) analisam o efeito de diferentes estratégias de controle de inversores multifuncionais no perfil de tensão ao longo de um alimentador, demonstrando que ajustes adequados dos parâmetros de controle podem melhorar significativamente a qualidade de tensão, ainda que a atuação seja essencialmente local. Dua et al. (2025) propõem uma estrutura para avaliação da regulação de tensão em redes com uso de REDs, utilizando funcionalidades de inversores inteligentes e diferentes cenários de operação para quantificar o desempenho em termos de violações de tensão, utilização de recursos e impacto em perdas. Allahmoradi et al. (2025) apresentam resultados baseados em um sistema de distribuição real, demonstrando que o uso coordenado de REDs pode simultaneamente melhorar a regulação de tensão e reduzir as perdas do sistema, evidenciando o potencial da aplicação prática dessas estratégias em ambientes reais. Já Liu et al. (2021) apresentam uma proposta para coordenação dos REDs em microrredes para regular a tensão em alimentadores de distribuição é avaliada, destacando os ganhos em robustez e flexibilidade quando recursos distribuídos são utilizados de forma coordenada em relação a controles locais tradicionais como o Volt-Var. Sun et al. (2020) propõem um esquema de regulação em redes de distribuição considerando múltiplas unidades de geração distribuída, levando em conta o impacto

da localização e do despacho de potência reativa no desempenho de OLTCs e a influência no comportamento da tensão ao longo do alimentador.

A literatura também apresenta revisões específicas sobre coordenação entre reguladores de tensão e inversores. Gbadega et al. (2024) realizam uma revisão sistemática das estratégias de ajuste coordenado entre reguladores de tensão e inversores multifuncionais em redes elétricas com uso de REDs. Os autores destacam que, de maneira geral, as estratégias ainda se concentram em abordagens centralizadas ou hierárquicas, com forte dependência de modelos de rede detalhados e infraestrutura de comunicação e apontam o crescimento recente de propostas com estratégias seguindo a tendência de arquiteturas distribuídas.

O uso de abordagens baseadas em arquiteturas distribuídas, nas quais as decisões são tomadas a partir de informações locais e dos dispositivos vizinhos, sem um controlador central, tem ganhado relevância. Fu et al. (2022) propõem um esquema de cooperação distribuída visando reduzir violações de tensão e melhorar o desempenho global da rede. O método explora medições em tempo real e regras de atualização iterativas, reduzindo a dependência de uma visão global do sistema. Sondharangalla et al. (2024) propõem um esquema de controle de tensão distribuído para REDs baseado na tensão no ponto de conexão com a rede, na potência nominal do inversor e na potência ativa em operação. A estratégia busca reduzir aliviar o esforço de controle imposto aos inversores operando em condições de subtensão ou sobretensão e aumentar a equidade no suporte de potência reativa em situações de sobretensão. O método é avaliado por meio de simulações estáticas e dinâmicas em um alimentador real, utilizadas para validar o desempenho da abordagem.

Dentro das técnicas de arquitetura distribuída, o uso de algoritmo de consenso está ganhando destaque. O trabalho de Wang et al. (2025) propõe uma estratégia na qual múltiplos inversores compartilham informações de vizinhança para distribuir potência reativa de forma uniforme, considerando a natureza resistiva-indutiva das redes de baixa tensão e as dificuldades de esquemas convencionais de controle em garantir distribuição precisa de potência reativa. Outra aplicação é proposta por Zhai et al. (2023), na qual um esquema de controle baseado em consenso é utilizado para ajustar simultaneamente frequência e tensão em microrredes com múltiplas unidades geradoras, buscando compatibilizar a velocidade de resposta com o compartilhamento adequada de potência entre as unidades.

No contexto específico de GFV, o trabalho de Saberian et al. (2017) aplica um algoritmo de consenso modificado para coordenar o compartilhamento de reativos entre unidades conectadas em um alimentador, utilizando informações locais e de vizinhança para melhorar a cooperação entre controladores de tensão. O trabalho mostra que a formulação iterativa permite que os inversores ajustem seus fornecimentos de corrente de forma coordenada, reduzindo sobretensões em pontos críticos do alimentador. Por outro lado, a aplicação está restrita a um sistema de pequena escala, e o foco recai principalmente sobre o compartilhamento de corrente e o controle reativo, sem avaliação detalhada do uso de *curtailment*, da interação com dispositivos tradicionais ou da influência de diferentes topologias de comunicação.

Haque et al. (2019) propõem uma estratégia de controle para redes de baixa tensão baseada em algoritmo de consenso aplicado ao ajuste dos parâmetros de controle P-V *droop* da GFV. O objetivo é reduzir a assimetria do *curtailment* observada no controle local P-V com parâmetros fixos, que tende a penalizar especialmente as unidades posicionadas na extremidade do alimentador. Os resultados de simulação mostram que a abordagem coordenada mantém as tensões dentro dos limites, diminuindo o *curtailment* total e distribuindo de forma mais homogênea a redução de potência ativa entre os geradores fotovoltaicos em comparação com o controle local convencional. Por outro lado, o trabalho adota o algoritmo de consenso apenas como um mecanismo de coordenação, sem investigar de forma sistemática o impacto das características da rede de comunicação (topologia, variações de enlace, falhas) sobre o desempenho do controle, nem discutir em detalhe a escolha dos parâmetros do consenso e sua influência na convergência. Além disso, não há uma análise comparativa entre diferentes formulações de consenso ou estruturas de controle distribuído.

Em geral, observa-se que abordagens locais com inversores multifuncionais são simples e rápidas, mas apresentam limitações em cenários com muitos pontos críticos de tensão. Métodos centralizados alcançam melhor desempenho global, porém com custos computacionais e requisitos de comunicação elevados. Estratégias descentralizadas e híbridas aliviam parte dessas restrições, mas mantêm estruturas hierárquicas e pontos centrais de coordenação. Por sua vez, as abordagens distribuídas, incluindo consenso, oferecem potencial para maior escalabilidade e robustez, embora a aplicação prática em redes de distribuição reais ainda seja pouco

explorada e, em muitos casos, restrita a ajustes de potência reativa ou a microrredes (Chaudhary; Rizwan, 2018; Gbadega *et al.*, 2024; Srivastava *et al.*, 2023).

2.4 Perspectivas de pesquisa e contextualização da tese

Apesar do avanço das estratégias de controle distribuído, especialmente as baseadas em algoritmos de consenso, ainda existem aspectos importantes que permanecem pouco explorados. De maneira geral, nos trabalhos em que estratégias baseadas em consenso são aplicadas às redes elétricas, o algoritmo comumente é tratado como um componente auxiliar da solução, muitas vezes sem uma descrição adequada de sua formulação. Em geral, não é comum que se explicitem características como o tipo de consenso adotado (líder-seguidor ou sem líder), não se discute sobre como o algoritmo é adaptado para incorporar restrições de operação (por exemplo, limites de potência dos inversores e faixas admissíveis de tensão) e tampouco se analisa, de forma sistemática, a relação entre os parâmetros inerentes ao algoritmo de consenso, como por exemplo, o passo do consenso, ganhos e escolha do agente líder no desempenho do algoritmo de consenso e o impacto efetivo destes parâmetros na solução proposta.

Além disso, o impacto da camada de comunicação sobre o desempenho global da solução obtida é, em geral, pouco explorado. São poucos estudos que avaliam de maneira comparativa como diferentes topologias de comunicação, e a variação dos parâmetros do algoritmo de consenso afetam simultaneamente as propriedades de convergência e os indicadores de parâmetros da rede, como o comportamento do perfil de tensão, níveis de *curtailment* e distribuição espacial dos esforços de controle ao longo do alimentador.

A interação entre o algoritmo de consenso e as funções de controle de tensão dos inversores multifuncionais, especialmente o controle local Volt-Var, carece de análises quantitativas que esclareçam como a integração impacta na mitigação de sobretensões, no perfil de tensão ao longo do alimentador e a forma como a redução de potência ativa (*curtailment*) é compartilhada entre as unidades fotovoltaicas.

Diante desse cenário, esta tese propõe a utilização do algoritmo de consenso em uma rede elétrica de distribuição com GFV, investigando a influência da topologia de comunicação, do passo de atualização do algoritmo de consenso e da escolha dos agentes líderes tanto na convergência do algoritmo quanto na regulação de tensão. Ao integrar o algoritmo de consenso às funções de controle dos inversores e

avaliar seus efeitos sobre tensões e *curtailment* em condições de operação realistas, o estudo contribui para o desenvolvimento de estratégias de controle distribuído e a aplicação de consenso à regulação de tensão em redes de distribuição alinhados aos requisitos dos padrões normativos aplicáveis, em especial o IEEE 1547. Testes futuros, voltados à continuidade deste trabalho, deverão observar eventuais atualizações dos padrões normativos e adotar os critérios vigentes.

Neste contexto, a escolha de uma estratégia distribuída, destaca-se por:

Ausência de controlador central:

- A perda de comunicação ou falha no controlador não implica na perda do controle global da rede;
- As informações da rede não estão concentradas em um único ponto, reduzindo o risco de acessos indevidos;
- Os controladores locais exigem menor esforço computacional.

Flexibilidade de integração de REDs:

- A comunicação é feita entre os REDs vizinhos, o que permite adicionar, remover ou reposicionar as unidades com mínimo impacto na estrutura de comunicação.

Redundância de enlaces de comunicação:

- A troca direta de informações entre os REDs vizinhos permite a criação de rotas alternativas, aumentando a robustez da rede e da estratégia de controle frente a falhas de comunicação ou falhas em controladores.

Compatibilidade com o algoritmo de consenso:

- A arquitetura distribuída é particularmente compatível com metodologias baseadas em algoritmos de consenso, pois cada REDs ajusta suas ações a partir das informações trocadas com os vizinhos, obtendo *feedback* do efeito dessas ações na rede e permitindo que o conjunto de agentes busque a convergência, de forma cooperativa, para um ponto de operação coordenado.

3 O ALGORITMO DE CONSENSO

O algoritmo de consenso é uma classe de técnica de controle distribuído empregado para coordenar a atuação de múltiplos agentes por meio de atualizações iterativas baseadas em comunicação local. Nessa abordagem, cada agente ajusta sua variável de controle com base em sua própria informação e na troca de dados com seus vizinhos topológicos, buscando convergir para um valor de acordo comum ou para o valor de uma referência externa compartilhada.

O estudo formal dos problemas de consenso teve início na década de 1960, inicialmente no campo da computação, servindo de base para o desenvolvimento da área de computação distribuída. A formulação teórica para resolver problemas de consenso em redes dinâmicas de agentes foi introduzida por Olfati-Saber, Fax e Murray (2007).

De forma geral, o consenso descreve o processo pelo qual os agentes de um sistema distribuído buscam atingir a convergência de uma variável específica, determinada pelos estados individuais de cada agente. O algoritmo de consenso (ou protocolo de consenso) define as regras e mecanismos que regem a troca de informações e a atualização dos estados dos agentes, estabelecendo o modo como cada agente ajusta seu comportamento com base nos dados recebidos de seus vizinhos (Ferreira *et al.*, 2022; Olfati-Saber; Fax; Murray, 2007).

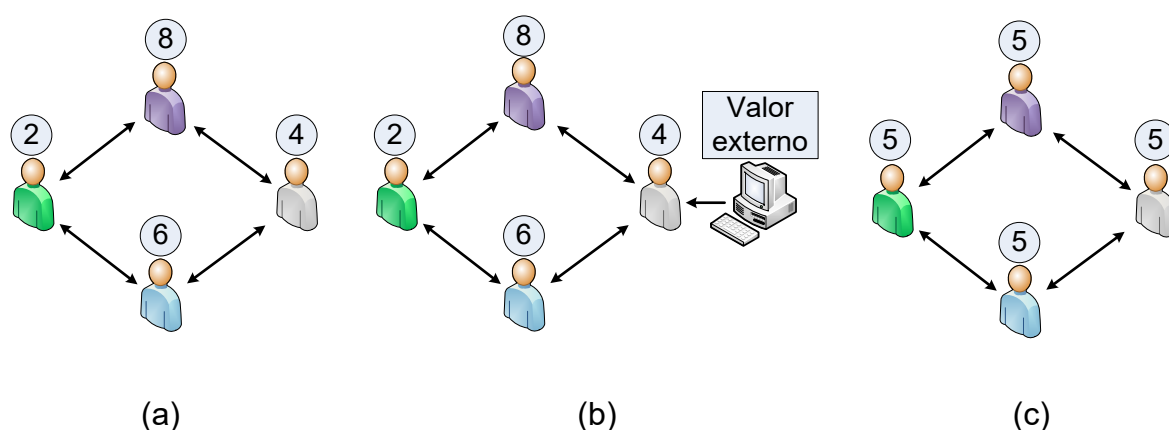
Os algoritmos de consenso são projetados para possibilitar comunicação e cooperação entre agentes distribuídos, de forma a alcançar um estado consensual que otimize o desempenho global do sistema. A troca de informações abrange não apenas a transmissão de dados, mas também o processo de tomada de decisão, permitindo que cada agente adapte suas ações de acordo com as informações obtidas de outros agentes da rede. A eficiência dessa troca depende da robustez da infraestrutura de comunicação, frequentemente modelada por meio de um grafo e da matriz de adjacência (conceitos apresentados na seção 0), que representam as conexões diretas entre os agentes e asseguram a sincronização adequada das atualizações de estado.

A flexibilidade dos algoritmos de consenso é um dos principais fatores que motivam o crescente interesse nessa técnica. Diversos estudos têm explorado aplicações do algoritmo de consenso nas redes elétricas em diferentes contextos, como: despacho econômico de potência (Hamdi *et al.*, 2018; Wenwu Yu *et al.*, 2015;

Zhang; Chow, 2012); em microrredes, como ferramenta para auxílio a sincronização de frequência e tensão, além do compartilhamento de potência ativa e reativa entre múltiplos inversores (Mai; Haque; Nguyen, 2019; Silva *et al.*, 2023; Zhai *et al.*, 2023); aplicações voltadas a eletrônica de potência (Rodrigues *et al.*, 2022; Wang *et al.*, 2022); carregamento de veículos elétricos (Lin; Wang; Yang, 2020), além de sistemas de armazenamento de energia (Gamage *et al.*, 2021; Mondal *et al.*, 2021; Tang *et al.*, 2023). Em todos esses contextos, a base conceitual é semelhante: cada agente busca atualizar seu estado com base nas informações trocadas com seus vizinhos, de modo a garantir coordenação e convergência do sistema.

A Figura 4 ilustra, de forma conceitual, um problema de consenso. No cenário apresentado, um conjunto de agentes busca chegar a um acordo sobre um valor comum, comunicando-se apenas com seus vizinhos. Na situação (a), cada agente possui apenas a informação de seu valor inicial, de modo que resultado consensual obtido será dependente exclusivamente destes valores. Na situação (b), além da informação dos valores iniciais, é introduzida a informação de uma referência externa, fazendo com que o grupo de agentes busque atingir esse valor de referência, nesse caso, o resultado consensual deixa de depender das condições iniciais dos agentes. Por fim, na situação (c), observa-se o estado de convergência, no qual todos os agentes atingem o mesmo valor (ou seja, 5), caracterizando o consenso.

Figura 4. Representação conceitual do problema de consenso: (a) agentes apenas com valores iniciais; (b) agentes com referência externa; c) agentes em consenso.



Fonte: Adaptado de (Ferreira *et al.*, 2022).

A modelagem algébrica do conjunto de agentes e o estudo de suas interações são fundamentados em conceitos da teoria dos grafos, que fornece a base matemática para descrever as conexões e o fluxo de informação no sistema.

3.1 Fundamentos de teoria dos grafos aplicados a sistemas multiagente

Em sistemas multiagentes, as interações entre os dispositivos podem ser representadas por meio de uma rede de comunicação, na qual cada agente troca informações com um ou mais vizinhos. Não é necessário que todos os agentes estejam diretamente conectados entre si; o requisito essencial é que exista pelo menos um caminho de comunicação entre qualquer par de agentes, garantindo a troca indireta de informações dentro da rede. Essa característica assegura a conectividade global do sistema, mesmo na presença de falhas em enlaces de comunicação individuais (Lewis *et al.*, 2014).

O conceito de grafo é amplamente utilizado para representar essas interações (troca de informações entre os agentes) e descrever formalmente o arranjo topológico de comunicação dos agentes. Cada agente é modelado como um nó (ou vértice) do grafo, enquanto cada enlace de comunicação entre dois agentes é representado por uma aresta.

Os conceitos fundamentais da teoria dos grafos aplicados aos sistemas multiagentes, como: vértices, arestas, matrizes associadas e propriedades espectrais, são apresentados nas subseções a seguir, servindo de base para a formulação do algoritmo de consenso (Lewis *et al.*, 2014; Miralles, 2014).

3.1.1 Definição de grafo

Um grafo é uma estrutura matemática composta por dois conjuntos: um conjunto de nós (V), também chamados de vértices, e um conjunto de arestas (E), que representam as conexões existentes entre pares de nós e, conseqüentemente, a forma de conectividade da rede.

Formalmente, um grafo G é definido como:

$$G = (V, E) \quad (1)$$

em que $V = \{1, 2, \dots, N\}$ é o conjunto de nós, que representam os agentes do sistema, e $E \subseteq V \times V$ é o conjunto de arestas, onde cada aresta $e_{ij} = (i, j) \in E$ representa uma conexão entre o nó i e o nó j através de enlaces de comunicação.

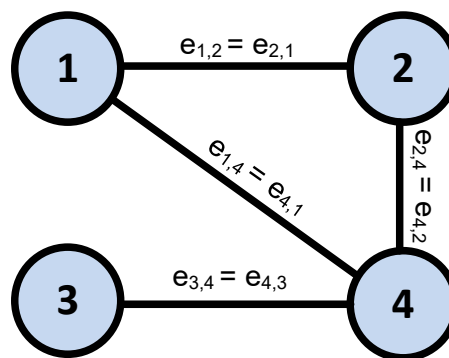
Em um grafo não direcionado, as ligações entre agentes são bidirecionais, ou seja, a comunicação entre dois nós i e j é mútua, de modo que o nó i pode alcançar o nó j e ambos podem trocar informações entre si. Assim, tem-se a relação (2):

$$e_{ij} = e_{ji} \quad (2)$$

Este trabalho adota grafos não direcionados para representar a rede de comunicação entre os agentes e considera que todos os agentes possuem alcance e capacidade de transmissão equivalentes.

A Figura 5 apresenta um exemplo de grafo não direcionado usado para representar a estrutura de comunicação entre quatro agentes em um sistema distribuído. Os conjuntos V e E correspondentes, são: $V = \{1, 2, 3, 4\}$ e $E = \{(1, 2), (1, 4), (2, 4), (3, 4)\}$. O nó 2, por exemplo, está conectado aos nós 1 e 4; portanto a partir dos nós 1 e 4 é possível estabelecer comunicação bidirecional com o nó 2, satisfazendo a relação (2).

Figura 5. Representação de um grafo não direcionado com suas arestas



Fonte: autor, 2026.

A teoria dos grafos fornece um conjunto de conceitos e estruturas matemáticas que permitem descrever e analisar a conectividade entre os agentes de um sistema distribuído. A seguir serão apresentados os principais elementos necessários à

formulação dos algoritmos de consenso, incluindo as definições de vizinhança e grau, as matrizes de adjacência e de graus, bem como a matriz laplaciana e suas propriedades, utilizadas na análise de estabilidade e convergência de sistemas multiagentes.

3.1.2 Conjunto de vizinhos e grau

O conjunto $\mathcal{N}(i)$, que representa os nós vizinhos de um nó i , contém os nós que estão ao alcance do nó i . O conjunto de vizinhos para um grafo não direcionado pode ser definido por (3), em que o nó j pertence ao conjunto de vizinhos do nó i se, e somente se, entre eles houver uma aresta.

$$\mathcal{N}(i) = \{j \in V : (j, i) \in E\} \quad (3)$$

O número de elementos em $\mathcal{N}(i)$ é definido como o grau do nó i , conforme (4):

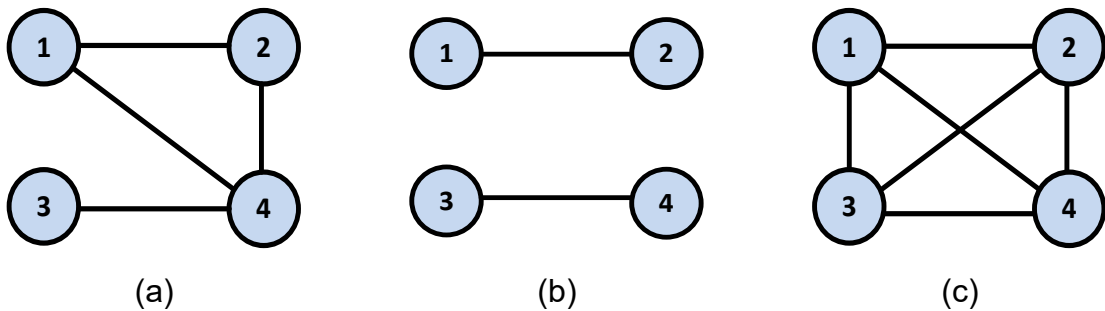
$$d(i) = |\mathcal{N}(i)| \quad (4)$$

No grafo da Figura 5, o conjunto de vizinhos do nó 2 é $\mathcal{N}(2) = \{1, 4\}$ e seu grau é $d(2) = 2$.

3.1.3 Conectividade do grafo

Na teoria dos grafos, dois nós são considerados conectados quando existe ao menos um caminho que os liga. Um grafo é dito conectado se houver um caminho entre todos os pares de nós; caso contrário, é não conectado (ou desconectado). Nos grafos não direcionados, a existência de um caminho entre cada par de nós implica que o grafo é fortemente conectado. A Figura 6 ilustra esses conceitos por meio de exemplos de grafo composto por 4 agentes. Observa-se que nos grafos (a) e (c), é possível alcançar qualquer nó a partir de qualquer outro, enquanto no grafo (b) isso não ocorre.

Figura 6. Exemplos de grafos: (a) conectado, (b) não conectado e (c) fortemente conectado.



Fonte: autor, 2026.

3.1.4 Matriz de adjacência

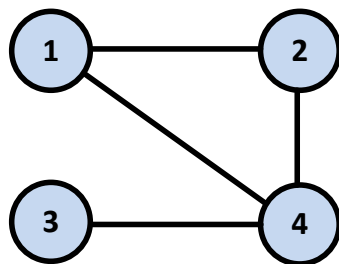
A matriz de adjacência A é uma forma de definir um grafo G , atribuindo valor 1 aos elementos $a_{(i,j)}$ da matriz que correspondem às arestas existentes entre nós conectados e 0 às demais. A matriz de adjacência A é uma matriz $I \times I$, onde $I = |V|$ representa o número de nós do grafo. Neste trabalho, as arestas indicam os enlaces de comunicação entre os nós, de modo que a matriz de adjacência também descreve os enlaces de comunicação existentes.

A matriz de adjacência A , pode ser obtida conforme (5):

$$a_{(i,j)} = \begin{cases} 1, & \text{se } (i,j) \in E \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5)$$

Devido à característica da bidirecionalidade das arestas, em grafos não direcionados a matriz de adjacência A é sempre simétrica. Na Figura 7 tem-se a matriz de adjacência para um grafo não direcionado de 4 nós.

Figura 7. (a) Grafo de 4 agentes e (b) sua matriz de adjacência (A)



(a)

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

(b)

Fonte: autor, 2026.

3.1.5 Matriz de grau

A matriz de grau $\mathbf{D}$ de um grafo G é uma matriz diagonal que contém o número de conexões (ou vizinhos) de cada nó. Sua dimensão é $I \times I$, onde $I = |V|$ representa o número de nós do grafo. Os elementos da diagonal da matriz $\mathbf{D}$ podem ser obtidos pela soma dos elementos das linhas (ou colunas) da matriz de adjacência $\mathbf{A}$, enquanto todos os demais elementos são iguais a zero. Assim, a matriz de grau $\mathbf{D}$ é construída conforme (6):

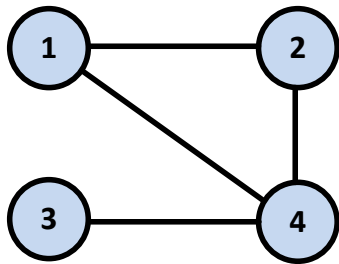
$$d_{(i,j)} = \begin{cases} \mathcal{N}(i), & \text{se } i = j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (6)$$

A estrutura geral da matriz de grau $\mathbf{D}$ é dada por (7), onde cada elemento $d(i)$ na diagonal representa o grau (ou número de vizinhos) no nó i .

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} d_{(1,1)} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & d_{(2,2)} & 0 & 0 \\ \vdots & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & d_{(i,i)} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Na Figura 8 apresenta-se a matriz de grau $\mathbf{D}$ para um grafo não direcionado composto por 4 nós.

Figura 8. (a) Grafo de 4 agentes e (b) sua matriz de grau $\mathbf{D}$



(a)

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 3 \end{bmatrix}$$

(b)

Fonte: autor, 2026.

3.1.6 Matriz laplaciana

Outra forma de representação de um grafo G é através da matriz Laplaciana L , também de dimensão $I \times I$. Para um grafo não direcionado, os elementos da matriz Laplaciana L são definidos conforme (8):

$$l_{(i,j)} = \begin{cases} d(i), & \text{se } i = j \\ -1, & \text{se } i \neq j \text{ e } (i,j) \in E \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (8)$$

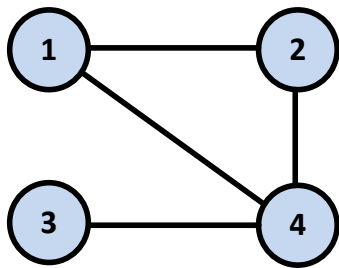
Outra maneira de se representar a matriz Laplaciana L , é através da diferença entre a matriz de grau D e da matriz de adjacência A , conforme (9).

$$L = D - A \quad (9)$$

Como a matriz de grau D é diagonal e a matriz de adjacência A é simétrica, a matriz Laplaciana L também é simétrica. Em grafos não direcionados, a soma dos valores de uma linha (ou coluna) é igual a zero.

A Figura 9 ilustra um exemplo de grafo não direcionado composto por quatro nós e sua respectiva matriz Laplaciana L .

Figura 9. (a) Grafo de 4 agentes e (b) sua matriz de Laplaciana L



(a)

$$L = \begin{bmatrix} 2 & -1 & 0 & -1 \\ -1 & 2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 3 \end{bmatrix}$$

(b)

Fonte: autor, 2026.

A matriz Laplaciana L possui autovalores reais, os quais merecem destaque por sua importância na caracterização estrutural da rede, fornecendo informações sobre a conectividade do grafo e a existência de nós desconectados, fatores que podem impactar diretamente o desempenho do algoritmo de consenso (Mohar *et al.*, 1991).

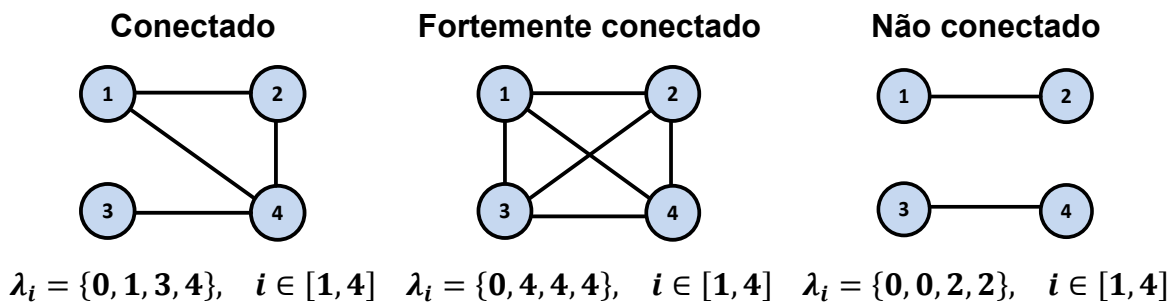
Os I autovalores podem ser ordenados em ordem crescente conforme (10), em que Δ_D representa o maior grau dentre os nós da rede, conforme definido pela matriz de grau D .

$$0 = \lambda_1 \leq \lambda_2 \leq \dots \leq \lambda_{n_s} \leq 2\Delta_D \quad (10)$$

O parâmetro $\lambda_1 = 0$ está sempre presente e conhecido como autovalor trivial de L . Para grafos conectados, o segundo autovalor λ_2 é positivo e denominado conectividade algébrica da rede, constituindo uma medida do nível de conectividade e, conseqüentemente, do desempenho do algoritmo de consenso. Além disso, a ocorrência de autovalores nulos adicionais, isto é, $\lambda_2 = 0, \lambda_3 = 0, \dots$, está associada ao número de nós (ou conjunto de nós) desconectados do grafo, informação que pode ser obtida a partir da análise dos autovetores de L (Fiedler, 1973).

Na Figura 10 são apresentados os autovalores correspondentes aos grafos da Figura 6. Pode-se observar que para um grafo conectado, observa-se um único autovalor nulo ($\lambda_1 = 0$) e $\lambda_2 = 1$ indicando conectividade entre todos os nós. No grafo fortemente conectado (grafo completo), também há um único autovalor nulo ($\lambda_1 = 0$), mas $\lambda_2 = 4$ é superior, refletindo uma maior densidade de enlaces (todos os nós se comunicam diretamente entre si) o que garante maior robustez e velocidade de convergência no algoritmo de consenso. Por outro lado, no grafo não conectado, a presença de dois autovalores nulos $\lambda_1 = 0$ e $\lambda_2 = 0$ evidencia a existência de duas componentes isoladas, impossibilitando o estabelecimento de consenso global.

Figura 10. Autovalores da matriz Laplaciana para diferentes grafos



Fonte: autor, 2026.

Assim, nota-se que $\lambda_1 = 0$ é um resultado trivial, enquanto zeros adicionais a partir de λ_2 indicam a fragmentação do grafo. O valor de λ_2 , quando positivo, expressa o nível de conectividade e a eficiência na troca de informações entre os nós.

3.2 Descrição do algoritmo de consenso

Em uma rede composta por múltiplos agentes que trocam informações localmente com seus vizinhos, há consenso quando todos convergem para um mesmo valor da variável de interesse, conforme (11).

$$x_1 = x_2 = \dots = x_N \quad (11)$$

onde x_i representa o estado da variável associada do agente i .

O processo de consenso pode ser classificado em duas categorias principais: consenso sem líder (*leaderless consensus*) e consenso líder-seguidor (*leader-follower consensus*). No primeiro caso, todos os agentes participam de forma equivalente, trocando informações apenas com seus vizinhos para alcançar um valor comum (veja Figura 4(a)). No segundo, um agente específico atua como líder, fornecendo uma referência global que orienta os demais agentes (seguidores) durante o processo de convergência (veja Figura 4(b)). Essa distinção é fundamental para a modelagem e a análise das estratégias de controle distribuído aplicadas neste trabalho.

3.2.1 Consenso sem líder (*leaderless consensus*)

Olfati-Saber, Fax e Murray (2007) propuseram o modelo clássico de consenso distribuído, expresso em tempo discreto conforme (12).

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \varepsilon \sum_{j=1}^N a_{ij}(x_j(k) - x_i(k)) \quad (12)$$

em que:

N : número total de agentes;

$x_i(k+1)$: valor atualizado da variável de consenso do agente i ;

$x_i(k)$: valores na interação anterior da variável de consenso no agente i ;

$x_j(k)$: valores na interação anterior da variável de consenso no agente j ;

ε : passo de consenso. Responsável por ajustar a estabilidade e a velocidade de convergência do algoritmo;

a_{ij} : elemento da matriz de adjacência A . Representa o enlace de comunicação entre o agente i e o agente j .

Em cada iteração, o agente i calcula seu novo estado $x_i(k+1)$ a partir do estado atual $x_i(k)$ e da soma das diferenças entre seu valor e o de seus vizinhos, escalonado pelo passo ε . Durante o processo, a soma dos estados dos agentes permanece constante, condição necessária para a convergência ao valor médio dos estados iniciais do grupo de agentes.

O valor do passo de consenso ε influencia diretamente o comportamento dinâmico do algoritmo. Valores muito pequenos de ε proporcionam uma maior precisão, porém exigem um número maior de iterações até que o consenso seja alcançado. Em contrapartida, valores elevados de ε reduzem o tempo de convergência, mas podem introduzir oscilações e comprometer a estabilidade do processo, dificultando a obtenção do valor consensual desejado. Dessa forma, a escolha adequada de ε representa um compromisso entre velocidade de convergência e precisão do consenso, devendo ser ajustada conforme as características da rede de comunicação e da aplicação considerada.

De acordo com a literatura, um intervalo apropriado para ε , é dado por (13) (Olfati-Saber; Fax; Murray, 2007):

$$0 < \varepsilon < \frac{1}{\Delta_D} \quad (13)$$

em que Δ_D é o maior grau entre os nós da rede, obtido a partir da matriz de graus D .

3.2.2 Consenso seguidor de líder (*leader-follower consensus*)

Em determinadas aplicações, é desejável que o grupo de agentes converja para um valor de referência especificado, o qual representa uma condição ou objetivo de interesse para o sistema. Nessa configuração, o resultado consensual deixa de ser dependente dos estados iniciais dos agentes e passa a ser definido pelo valor de referência introduzido na dinâmica do sistema.

O consenso seguidor de líder é uma extensão do modelo clássico sem líder, na qual um agente é designado como líder e tem a função de estabelecer uma referência

global a ser acompanhada pelos demais agentes, denominados seguidores. O líder define a variável de referência x_L , e cada seguidor ajusta seu estado x_i , por meio de interações locais com os agentes vizinhos, em resposta a influência exercida pelo líder (Ferreira *et al.*, 2022; Yu *et al.*, 2018).

A partir da teoria dos grafos, a estrutura com o agente líder pode ser modelada conforme ilustrado na Figura 4(b) e o processo iterativo de atualização é representado por (14):

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \varepsilon \left[\sum_{j=1}^N a_{ij} (x_j(k) - x_i(k)) + b_i (x_L(k) - x_i(k)) \right] \quad (14)$$

em que:

N : número total de agentes;

$x_i(k+1)$: valor atualizado da variável de consenso do agente i ;

$x_i(k)$: valores na interação anterior da variável de consenso no agente i ;

$x_j(k)$: valores na interação anterior da variável de consenso no agente j ;

$x_L(k)$: o valor de referência global introduzido no sistema;

ε : passo de consenso. Responsável por ajustar a estabilidade e a velocidade de convergência do algoritmo;

a_{ij} : elemento da matriz de adjacência A . Representa o enlace de comunicação entre o agente i e o agente j ;

b_i : elemento da diagonal da matriz de líder B , indicando se o agente i atua como líder.

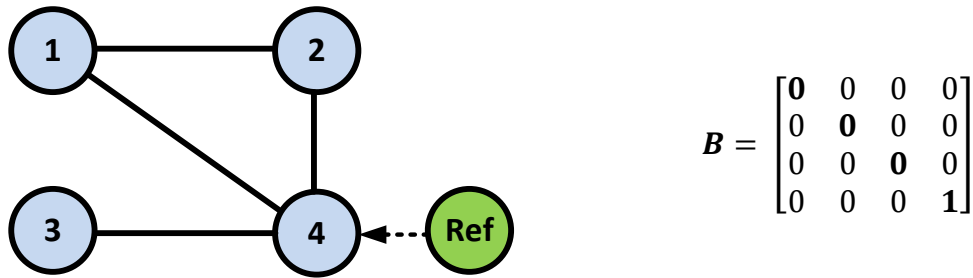
O valor de b_i é definido conforme (15):

$$b_i = \begin{cases} 1, & \text{se } i \text{ é líder} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (15)$$

Assim, apenas os agentes designados como líderes recebem o valor de referência e o disseminam na rede. Os demais agentes ajustam seus estados por meio de interações locais, buscando a convergência para uma condição orientada pela influência do líder.

A Figura 11 apresenta um grafo composto por 4 agentes e sua matriz diagonal B associada. Nesse caso o agente 4 atua como líder, pois é o responsável por informar o valor de referência aos demais agentes da rede.

Figura 11. Grafo de 4 agentes e sua matriz B associada (agente 4 definido como líder).



Fonte: autor, 2026.

Observa-se que a principal diferença entre o consenso sem líder e o consenso líder-seguidor está na presença de uma referência global imposta pelo líder, que orienta a convergência dos demais agentes. Enquanto no consenso sem líder o valor final resulta dos estados iniciais, no consenso líder-seguidor a convergência é direcionada para o valor de referência estabelecido. Dessa forma, o comportamento dinâmico do sistema depende não apenas da topologia da rede da topologia dos enlaces de comunicação, mas também da configuração do líder e do valor do passo de consenso ε , que influencia diretamente a estabilidade e a velocidade de convergência.

Com base nesses fundamentos, a próxima subseção apresenta uma análise comparativa entre os dois tipos de consenso em um sistema formado por quatro agentes, destacando a influência do líder e do valor de ε desempenho da convergência do algoritmo.

3.2.3 Comportamento do consenso sem líder e do consenso seguidor de líder em um sistema de 4 agentes.

A fim de avaliar o comportamento dinâmico dos algoritmos de consenso, foram realizados testes em uma rede composta por quatro agentes interconectados conforme a topologia de comunicação apresentada na Figura 11. Três configurações foram testadas:

- i. consenso sem líder;
- ii. consenso líder-seguidor com o agente 3 atuando como líder;
- iii. consenso líder-seguidor com o agente 4 atuando como líder.

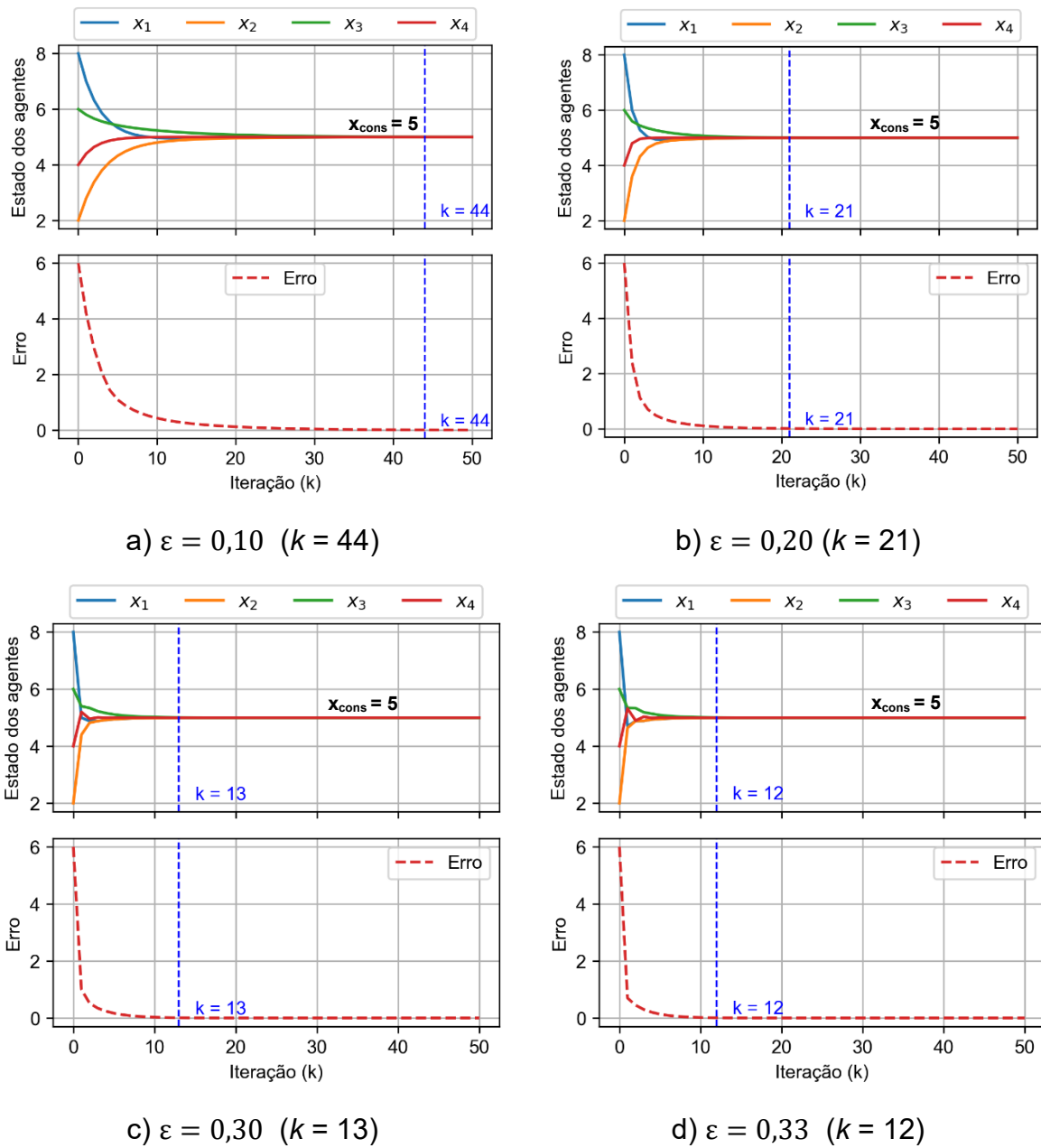
Em todos os casos, os estados iniciais dos agentes foram definidos em $x_1 = 8$; $x_2 = 2$; $x_3 = 6$ e $x_4 = 4$. Para as configurações líder-seguidor, adotou-se uma referência externa igual a $x_L = 5,5$.

Considerou-se que o consenso foi atingido quando: (a) no caso sem líder, a diferença entre os valores máximo e mínimo dos agentes é inferior à tolerância especificada; e (b) no caso líder-seguidor, a diferença entre o estado de cada agente e a referência do líder é inferior à tolerância especificada. A tolerância adotada para os testes é $|tol| < 0,01$.

Um conjunto de valores do passo ε foi testado em cada cenário a fim de avaliar a influência no desempenho do algoritmo de consenso. Devido à topologia de comunicação adotada, o intervalo recomendado para o passo é $0 < \varepsilon \leq 0,33$. Os valores considerados são $\varepsilon = [0,10; 0,20; 0,30; 0,33; 0,50]$, sendo o último valor propositalmente escolhido acima ao limite recomendado.

Os resultados para o caso (i) consenso sem líder com valores de passo ε dentro da faixa recomendada são mostrados na Figura 12. O resultado com valor de ε acima da faixa recomendada é mostrado na Figura 13. A comparação entre os cenários foi realizada em uma janela fixa de 50 iterações, indicando-se por uma linha azul tracejada o instante (iteração k) em que o consenso foi atingido.

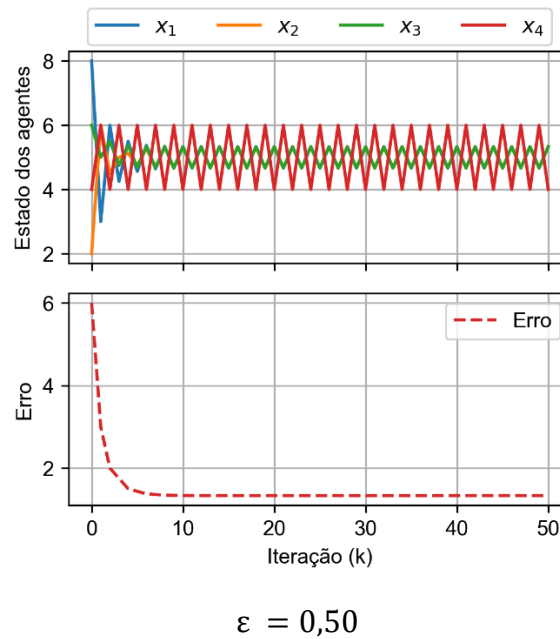
Figura 12. Consenso sem líder: Evolução dos agentes e do erro para diferentes valores de passo (ε) dentro da faixa recomendada ($0 < \varepsilon \leq 0,33$). O parâmetro k representa número de iterações



Fonte: autor, 2026.

A Figura 12 apresenta os resultados do consenso sem líder para os valores de passo em que houve convergência $\varepsilon = [0,10; 0,20; 0,30 \text{ e } 0,33]$. Em todos os casos, os agentes convergem para o mesmo valor final, $x_{CONS} = 5$, correspondente à média dos estados iniciais. As iterações necessárias para atingir a tolerância foram $k = [44; 21; 13 \text{ e } 12]$, respectivamente.

Figura 13. Consenso sem líder: Evolução dos agentes e do erro para valores de passo acima da faixa recomendada ($\varepsilon = 0,50$)



Fonte: autor, 2026.

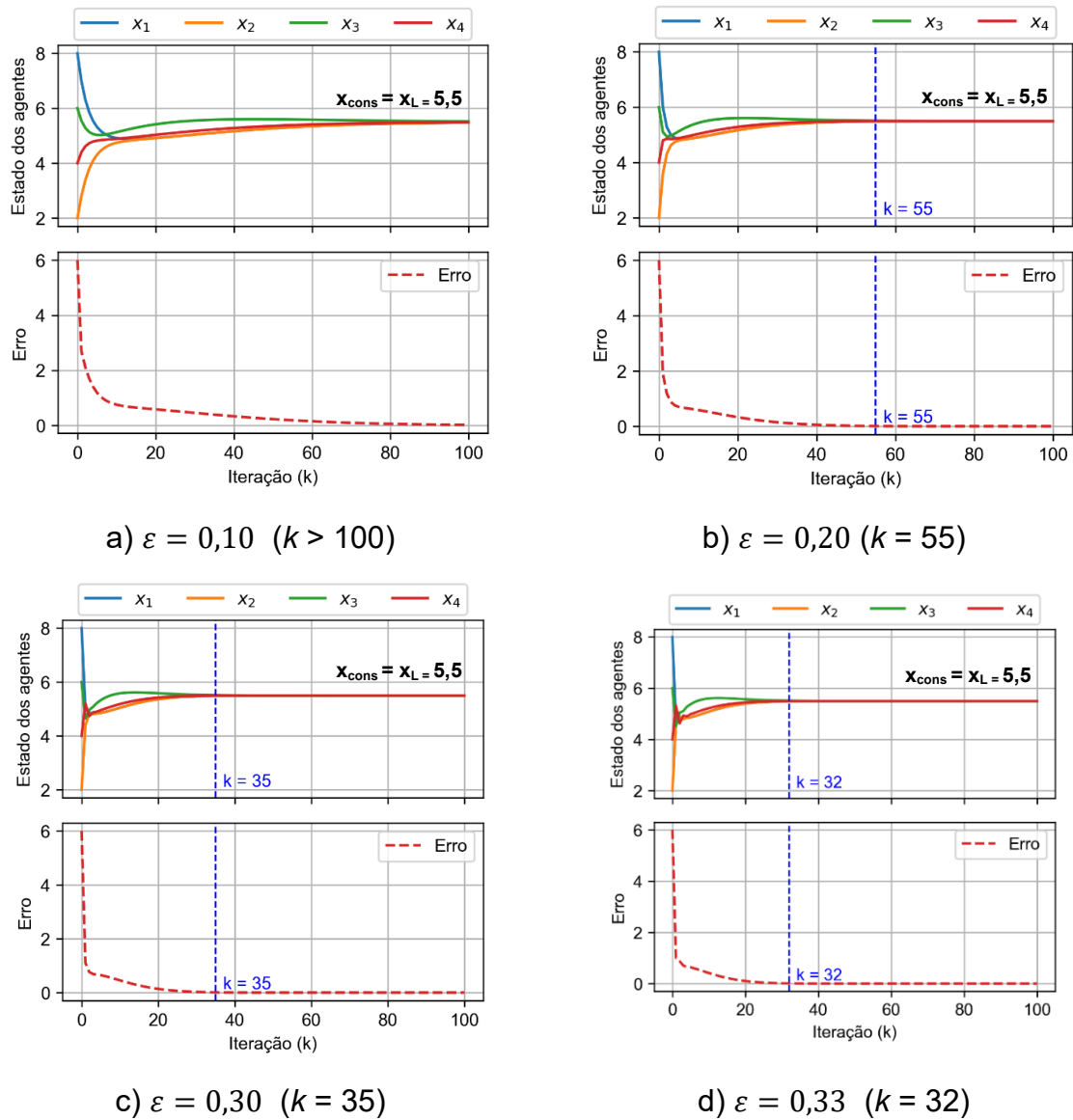
A Figura 13 apresenta o resultado para o consenso sem líder com $\varepsilon = 0,50$, valor acima da faixa recomendada. Observa-se que os estados dos agentes não convergem para um valor comum, permanecendo em regime oscilatório ao longo das iterações. Embora o erro reduza nas primeiras iterações, ele se estabiliza em um patamar superior à tolerância adotada, de modo que o critério de consenso não é satisfeito.

Comparando os resultados, observa-se que o aumento de ε reduz o número de iterações necessárias para que o erro atinja a tolerância adotada $|tol| < 0,01$, conforme evidenciado nos casos convergentes da Figura 12. Por outro lado, o resultado da Figura 13 mostra que a escolha de um valor de passo acima do intervalo recomendado pode impedir a estabilização dos estados dos agentes, comprometendo a convergência do processo de consenso.

Os resultados para os casos (ii) consenso líder-seguidor com agente 3 atuando como líder e (iii) com o agente 4 atuando como líder são mostrados nas Figura 14 e Figura 15 respectivamente.

A comparação entre os cenários foi realizada em uma janela fixa de 100 iterações, indicando-se por uma linha azul tracejada o instante (iteração k) em que o consenso foi atingido.

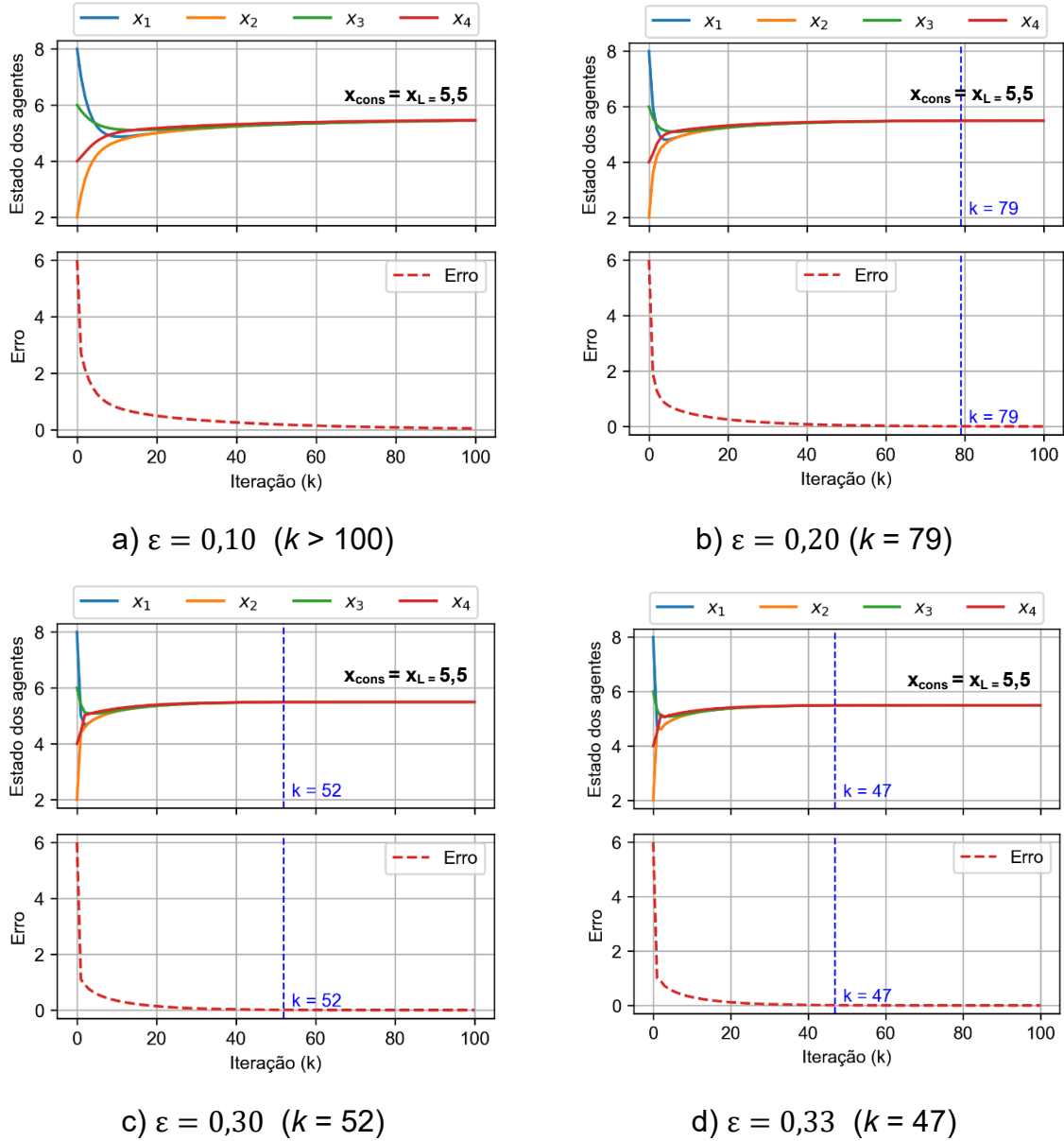
Figura 14. Consenso líder-seguidor: Evolução dos agentes e do erro para diferentes valores de passo (ε) dentro da faixa recomendada ($0 < \varepsilon \leq 0,33$) com agente 3 atuando como líder e $x_L = 5,5$



Fonte: autor, 2026.

A Figura 14 apresenta o comportamento do sistema quando o agente 3 atua como líder. Para os valores de passo dentro da faixa recomendada $\varepsilon = [0,10; 0,20; 0,30 \text{ e } 0,33]$, todos os agentes convergem para a referência externa $x_L = 5.5$. Para $\varepsilon = 0,10$, observa-se que o erro permanece acima da tolerância durante toda a janela de análise, ultrapassando a janela de 100 iterações para atingir o consenso. As iterações necessárias para atingir a tolerância foram $k = [>100; 55; 35 \text{ e } 32]$ respectivamente.

Figura 15. Consenso seguidor de líder: Evolução dos agentes e do erro para diferentes valores de passo (ε) dentro da faixa recomendada ($0 < \varepsilon \leq 0,33$) com agente 4 atuando como líder e $x_L = 5,5$



Fonte: autor, 2026.

A Figura 15 apresenta o comportamento do sistema quando o agente 4 atua como líder. Para os valores de passo dentro da faixa recomendada $\varepsilon = [0,10; 0,20; 0,30 \text{ e } 0,33]$, todos os agentes convergem para a referência externa $x_L = 5,5$. Para $\varepsilon = 0,10$, observa-se que o erro permanece acima da tolerância durante toda a janela de análise, ultrapassando a janela de 100 iterações para atingir o consenso. As

iterações necessárias para atingir a tolerância foram $k = [>100; 79; 52 \text{ e } 47]$ respectivamente.

Comparando os dois cenários, observa-se que, para os mesmos valores de ε , no caso (ii), em que o agente 3 é o líder, requer menos iterações para atingir o consenso (nesse caso atingir o valor da referência) em relação ao caso (iii), no qual o agente 4 é o líder. Essa diferença ocorre, pois, quando o agente 3 é o líder, este possui apenas um vizinho direto; assim, a influência da referência é aplicada de forma mais intensa na atualização desse único agente, acelerando a propagação do valor pela rede.

Por outro lado, se o agente 4 é líder, sua atualização é combinada com as informações provenientes de seus três vizinhos. Dessa forma, a contribuição da referência é diluída junto às diferenças entre todos os agentes conectados, reduzindo o impacto imediato do valor da referência sobre cada iteração. Como mais agentes participam simultaneamente do processo de atualização das informações, a rede demanda um número maior de iterações até que todos os nós alinhem seus estados à referência.

A comparação entre os modos sem líder e líder-seguidor mostra que a introdução de um líder impõe uma direção explícita ao processo de consenso, garantindo que o valor final coincida com a referência externa x_L , em vez da média inicial dos estados. Por outro lado, essa orientação reduz a autonomia dos agentes e tende a tornar a dinâmica de convergência mais lenta, pois cada seguidor passa a ajustar seu estado considerando simultaneamente as informações de seus vizinhos e a influência direta do líder.

Consequentemente, o algoritmo de consenso sem líder apresenta convergência mais rápida, enquanto o modo líder-seguidor oferece maior previsibilidade e controle sobre o valor final alcançado. Em ambos os modos, o passo ε se confirma como o parâmetro de maior influência: valores menores de ε aumentam a precisão e a estabilidade, mas exigem um número maior de iterações, enquanto valores maiores de ε aceleram a convergência, porém podem introduzir instabilidades ao processo de convergência, podendo até levar a não convergência.

Observa-se ainda que em todos os cenários avaliados (sem líder e líder-seguidor) o erro é reduzido de forma significativa já nas primeiras iterações, evidenciando a rápida evolução do algoritmo; mesmo antes de a tolerância

especificada ser atingida, os estados dos agentes já se encontram próximos do valor consensual.

Estas análises são importantes, pois permitem compreender o comportamento fundamental dos algoritmos de consenso, bem como a influência dos parâmetros de configuração, da topologia de comunicação e da escolha do agente líder sobre o desempenho global do sistema.

4 ESTRATÉGIA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO PROPOSTA

Esta tese propõe uma estratégia distribuída de regulação de tensão em redes de distribuição com GFV, baseada no algoritmo de consenso líder-seguidor. A estratégia proposta coordena, de forma distribuída, a redução de potência ativa (ou *curtailment*) entre inversores fotovoltaicos, utilizando apenas a troca de informações entre unidades vizinhas, sem necessidade de um controlador centralizado. O objetivo é mitigar condições de sobretensão nas barras monitoradas, mantendo as tensões dentro dos limites especificados pelas normas regulatórias. Cabe salientar que, na presença de REDs capazes de fornecer suporte de tensão, por exemplo, sistemas de armazenamento de energia elétrica, a mesma estratégia de coordenação distribuída proposta pode ser adaptada para mitigação de subtensão, substituindo o *curtailment* por uma ação de elevação de tensão compatível com as restrições dos equipamentos.

Além disso, a estratégia possui caráter adaptativo, pois os ajustes são calculados a partir das medições e das condições instantâneas de operação da rede (carga e geração), sendo acionada quando são detectadas violações de tensão e encerrada quando os limites são reestabelecidos. Por ser implementada nos inversores, a atuação ocorre por meio de dispositivos de eletrônica de potência existentes nesses equipamentos, o que permite uma resposta rápida às variações operacionais, em contraste com os dispositivos tradicionais de comutação mecânica, como OLTCs e reguladores de tensão.

Cada GFV conectado à rede é modelada como um agente autônomo que é capaz de: (i) medir a tensão na sua barra de conexão com a rede; (ii) trocar informações com um conjunto de vizinhos definido pela topologia de comunicação adotada; e (iii) ajustar a injeção de potência ativa para a rede dentro de limites operacionais determinados pela potência disponível e pela capacidade do seu inversor multifuncional. Dentre esses agentes, é designado um líder (PV-líder), responsável por consolidar a informação de tensão de um conjunto de barras monitoradas e introduzir, no processo de consenso, um termo de correção baseado no desvio de tensão em relação a um valor de referência.

O algoritmo opera em passos discretos de iteração. Em cada iteração, os agentes atualizam seus estados internos de controle, nesse caso, a potência ativa injetada na rede, a partir de duas componentes principais:

a) Um termo de acoplamento entre vizinhos, que reduz as diferenças de potência ativa entre as unidades (interligadas por meio da topologia de comunicação adotada); e

b) Um termo associado ao erro de tensão, aplicado apenas ao agente líder, que orienta o processo de consenso para reduzir a diferença entre a tensão nas barras monitoradas e a tensão limite de referência estabelecida.

Dessa forma, o consenso líder-seguidor conduz o conjunto de geradores fotovoltaicos para um ponto de operação comum compatível com as restrições de tensão exigidas.

Ressalta-se que, na estratégia proposta nesta tese, o consenso conduz as GFVs a um mesmo valor de potência ativa de saída, o que pode ser interpretado como pouco equitativo quando as unidades possuem potências nominais e disponibilidades distintas. Alternativamente, a estratégia pode ser ajustada para que o compartilhamento do *curtailment* seja proporcionalmente uniforme entre as unidades, isto é, cada GFV reduz a potência ativa injetada na rede na mesma fração em relação à sua potência disponível, ainda que os cortes absolutos sejam distintos (Giacomini; Cebrian; Morales-Paredes, 2024). Adicionalmente, a estratégia de coordenação distribuída proposta é modular e pode ser adaptada para incorporar outros objetivos operacionais além da regulação de tensão, como a mitigação de sobrecargas térmicas em trechos da rede. Isso pode ser feito, por meio da redefinição do termo de realimentação que, por sua vez, utiliza métricas de carregamento de linhas e transformadores. Com isso correntes e carregamentos podem ser mantidos dentro dos limites admissíveis, respeitando as restrições operacionais dos equipamentos e a disponibilidade de medições.

4.1 Formulação da estratégia proposta

Seja $p_i^{inj}(k)$ a potência ativa injetada pelo inversor fotovoltaico i na iteração k , expressa em kW. A interação entre as unidades é descrita mediante um grafo de comunicação cujos elementos são representados pela matriz de adjacência $\mathbf{A} = [a_{ij}]$, em que $a_{ij} = 1$ indica a existência de um enlace de comunicação entre os agentes i e j , e $a_{ij} = 0$ caso não exista comunicação entre os agentes.

De forma geral, a dinâmica de atualização pode ser escrita como apresentado em (16), em que ε é o passo do consenso e $u_i(k)$ representa a ação de controle aplicado ao agente i na iteração k .

$$p_i^{inj}(k+1) = p_i^{inj}(k) + \varepsilon u_i(k) \quad (16)$$

Na estratégia proposta, a ação de controle é composta por duas parcelas, conforme (17):

$$u_i(k) = u_i^C(k) + u_i^V(k) \quad (17)$$

em que:

$u_i^C(k)$: corresponde ao termo de consenso entre vizinhos, responsável por reduzir as diferenças de potência ativa entre agentes conectados na topologia de comunicação;

$u_i^V(k)$: corresponde ao termo de correção de tensão, que incorpora a informação do desvio entre a tensão medida e o valor de referência.

No caso específico da GFV escolhida como líder (PV-líder), essas parcelas assumem a forma conforme (18) e (19):

$$u_L^C(k) = \sum_{j=1}^N a_{Lj} (p_j^{inj}(k) - p_L^{inj}(k)) \quad (18)$$

$$u_L^V(k) = -G (V_{mon}(k) - V_{ref}) \quad (19)$$

em que:

N : número total de agentes;

$p_L^{inj}(k)$: potência ativa do inversor PV-líder;

$V_{mon}(k)$: máxima tensão do conjunto das barras monitoradas na iteração k , em p.u.;

V_{ref} : limite de tensão (utilizado como referência), em p.u.;

G : ganho que relaciona a sensibilidade da variação de potência ativa (em kW) com o desvio de tensão (em p.u.).

A atualização do valor da potência injetada pela GFV escolhida como líder (PV-líder) pode ser desenvolvida partir de (20) e (21):

$$p_L^{inj}(k+1) = p_L^{inj}(k) + \varepsilon [u_i^C(k) + u_i^V(k)] \quad (20)$$

$$p_L^{inj}(k+1) = p_L^{inj}(k) + \varepsilon \left[\underbrace{\sum_{j=1}^N a_{Lj} (p_j^{inj}(k) - p_L^{inj}(k))}_{\text{Termo de consenso}} - \underbrace{G(k) (V_{mon}(k) - V_{ref})}_{\text{Termo de tensão}} \right] \quad (21)$$

A variação da potência do PV-líder é influenciada pelos dois termos de (21). O primeiro termo que tende a aproximar o valor da potência do líder e de seus vizinhos, já o segundo termo insere a informação da tensão, que funciona da seguinte forma: quando a tensão máxima no conjunto de barras monitoradas excede a tensão limite de referência, ou seja $V_{mon}(k) > V_{ref}$, o termo $(V_{mon}(k) - V_{ref})$ é positivo, e devido ao sinal negativo aplicado, a correção de tensão reduz a potência ativa do PV-líder. Esse mesmo comportamento é seguido pelos demais inversores (os seguidores), contribuindo para a mitigação da sobretensão.

Para os GFVs seguidores, não há ação direta da realimentação de tensão, de modo que a ação de controle é dada apenas pelo termo consensual (22):

$$u_i^C(k) = \sum_{j=1}^N a_{ij} (p_j^{inj}(k) - p_i^{inj}(k)), \quad u_i^V(k) = 0, \quad i \neq L \quad (22)$$

Levando à atualização da potência injetada pelos GFVs seguidores por (23):

$$p_i^{inj}(k+1) = p_i^{inj}(k) + \varepsilon \sum_{j=1}^N a_{ij} (p_j^{inj}(k) - p_i^{inj}(k)), \quad i \neq L \quad (23)$$

Essa decomposição evidencia que o comportamento global é resultado da combinação dos dois mecanismos complementares, em que um deles promove o alinhamento dos valores de potência ativa entre os agentes conectados e o outro guia o valor da potência ativa para uma condição compatível com os limites de tensão especificados.

Em termos práticos, todas as potências ativas são expressas em kW, enquanto as tensões são tratadas em valores por unidade (p.u.), o que exige a introdução do ganho G como fator de ajuste de sensibilidade entre de tensão e potência. A

calibração de ε e G influencia diretamente a velocidade de convergência e o equilíbrio do *curtailment* entre as unidades fotovoltaicas, sendo discutida em detalhe no capítulo de resultados.

4.2 Limites físicos, referência de tensão e critério de parada

A cada iteração do algoritmo de consenso, os novos valores de potência ativa obtidos para cada GFV são limitados pela potência máxima disponível para aquele instante de operação, representado por p_i^{disp} conforme (24). Esse valor é determinado a partir da intensidade da irradiância solar, temperatura no módulo fotovoltaico e a eficiência de conversão do inversor.

$$p_i^{inj}(k+1) = \begin{cases} p_i^{disp}, & \text{se } p_i(k+1) > p_i^{disp}, \\ p_i^{inj}(k+1), & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad \forall i. \quad (24)$$

A variável de realimentação de tensão utilizada no algoritmo de consenso é $V_{mon}(k)$, definida como a maior tensão dentre o conjunto de barras monitoradas da rede (25):

$$V_{mon}(k) = \max\{V_{b_1}(k), V_{b_2}(k), \dots, V_{b_n}(k)\} \quad (25)$$

O valor de referência V_{ref} é determinado de acordo com os limites normativos da tensão em regime permanente, de forma a garantir que, quando o critério de convergência for satisfeito pelo consenso, nenhuma das barras monitoradas permaneça com violação do limite estabelecido.

O algoritmo é executado iterativamente até que o desvio relativo de tensão em relação ao valor de referência seja menor ou igual a uma tolerância pré-definida ou até que se atinja um número máximo de iterações k_{max} . O desvio relativo da tensão é calculado em (26) e a condição de parada é apresentada em (27).

$$e_{rel}(k) = \frac{V_{mon}(k) - V_{ref}}{V_{ref}} \quad (26)$$

$$|e_{rel}(k)| \leq tol \quad \text{ou} \quad k \geq k_{max} \quad (27)$$

em que k é o índice de iteração do algoritmo e tol representa a tolerância de convergência especificada para o erro relativo.

Quando a condição da tolerância é atingida, considera-se que o processo de consenso convergiu a um ponto de operação em que as tensões nas barras monitoradas respeitam o limite admissível.

4.3 Integração com o controle local

Na estratégia proposta, o algoritmo de consenso pode operar tanto de maneira isolada quanto em conjunto com as técnicas tradicionais de controle local dos inversores, como o controle Volt-Var.

No modo isolado, aplicável, por exemplo, a cenários em que os inversores operam com fator de potência fixo, a regulação de tensão pode ser realizada exclusivamente pelo ajuste coordenado de potência ativa dos inversores, de modo que a mitigação de sobretensão é obtida a partir do *curtailment* coordenado pelo algoritmo de consenso.

No modo combinado, cada inversor fotovoltaico mantém ativa a função de controle local Volt-Var, ajustando sua potência reativa em função da tensão na barra de conexão do inversor. Nesse arranjo, o controle local continua atuando de forma autônoma sobre a potência reativa, enquanto o algoritmo de consenso atua como uma camada adicional responsável por coordenar o *curtailment* de potência ativa entre os inversores fotovoltaicos. Dessa forma, a regulação de tensão resulta da ação conjunta de dois mecanismos: a compensação local de potência reativa através do controle Volt-Var e o ajuste distribuído da potência ativa por meio do algoritmo de consenso.

Ressalta-se que outras técnicas de controle local podem ser integradas ao mesmo arranjo, como o controle Volt-Watt, no qual a potência ativa é reduzida localmente em função da tensão medida, permitindo que o controle local permaneça responsável por ações imediatas e individuais, enquanto o algoritmo de consenso coordena, de forma distribuída, o *curtailment* entre as unidades, de acordo com os objetivos globais da estratégia proposta.

4.3.1 Controle local Volt-Var

Em todos os cenários considerados, para seguir os requisitos do padrão normativo IEEE 1547, todos os GFV têm a capacidade de operar com a função local

de regulação de tensão do tipo Volt-Var. Essa função é implementada por meio de uma curva $Q(V)$, caracterizada por quatro pontos de tensão predefinidos (V_1, V_2, V_3, V_4) e pelos limites de potência reativa máxima de injeção e absorção. Para tensões abaixo de V_1 , o inversor fornece potência reativa capacitiva máxima; para tensões acima de V_4 , o inversor fornece potência reativa indutiva máxima. Nos intervalos $[V_1, V_2]$ e $[V_3, V_4]$, a potência reativa varia linearmente com a tensão, enquanto na faixa central entre V_2 e V_3 define-se uma banda morta, na qual a potência reativa fornecida é zero.

De acordo com a norma brasileira NBR 16149: *Sistemas Fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*, em sistemas fotovoltaicos com potência nominal acima de 6 kW o fator de potência deve ser ajustado dentro da faixa de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo, o que limita a injeção ou absorção de potência reativa em aproximadamente 43,6% (ou 0,436 p.u.) (ABNT, 2013). Além disso, o *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade da energia elétrica*, estabelece que, quando operando em regime permanente, pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, devem manter a tensão dentro do intervalo 0,93 p.u. $\leq V \leq 1,05$ p.u., entretanto, neste trabalho adotou-se a faixa de operação de tensão como 0,95 p.u. $\leq V \leq 1,05$ p.u. (ANEEL, 2022).

4.4 Fluxograma de execução da estratégia proposta

O procedimento completo da estratégia de regulação de tensão proposta é apresentado no fluxograma da Figura 16 e descrito a seguir.

- **Passo 1 – Inicialização:** Selecionar a unidade que irá operar como líder (PV-líder) e definir o contador de iteração para $k = 0$;

- **Passo 2 – Cálculo da potência disponível:** Calcular a potência disponível p_i^{disp} de cada GFV, a partir da irradiância solar, da temperatura dos módulos e da eficiência de conversão do inversor;

- **Passo 3 – Condição inicial de potência ativa:** Atribuir as potências ativas iniciais de cada GFV, assumindo que, para $k = 0$, operam com a potência disponível, de forma que $p_i^{inj}(0) = p_i^{disp}$, $\forall i$;

• Passo 4 – Avaliação inicial das tensões: Em uma implementação prática, cada GFV mede a tensão em sua barra de conexão e verifica a ocorrência de violações em relação ao limite de tensão V_{ref} . (Para as simulações realizadas neste trabalho, esse procedimento é representado pela solução do fluxo de potência na rede de distribuição utilizando os valores atuais de potência ativa $p_i^{inj}(k)$, a partir da qual são obtidas as tensões nas barras monitoradas e verificada a existência de violações de tensão);

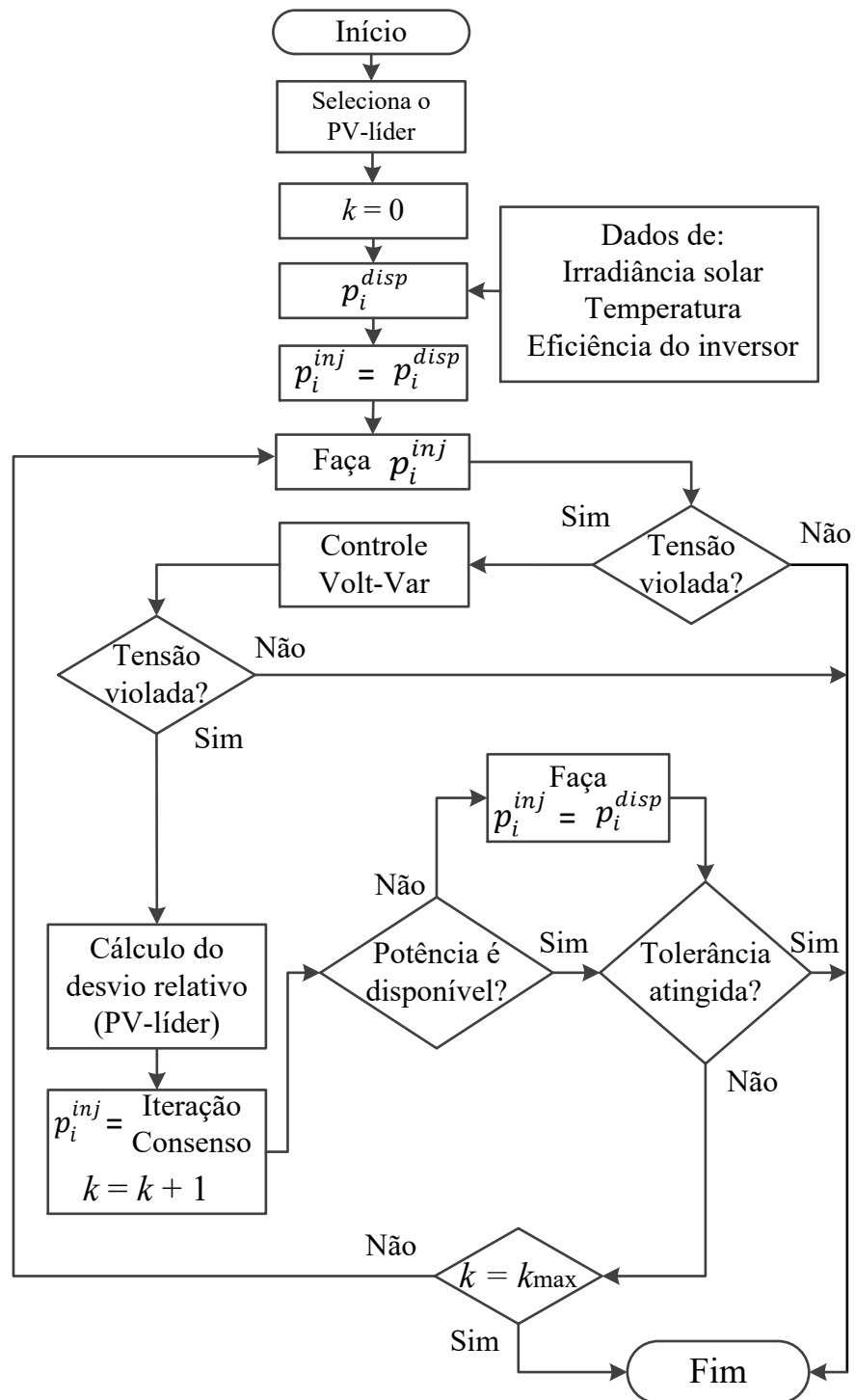
• Passo 5 – Primeira verificação de violação de tensão: Caso sejam detectadas sobretensões no conjunto de barras de conexão das GFV, o controle local Volt-Var é acionado;

• Passo 6 – Controle local Volt-Var: O controle local Volt-Var ajusta o fator de potência das unidades fotovoltaicas conforme a curva $Q(V)$;

• Passo 7 – Segunda verificação de violação de tensão: Se não for constatada violação em relação ao limite definido por V_{ref} , o processo é encerrado. Caso persistam sobretensões em alguma das barras monitoradas, o PV-líder agrega as medições de tensão, determina $V_{mon}(k)$ e calcula o desvio relativo de tensão $e_{rel}(k)$, conforme definido em (25) e (26) respectivamente;

• Passo 8 – Atualização por consenso: Atualizar a potência ativa do PV-líder e dos seguidores segundo as leis de consenso líder-seguidor, utilizando o passo de consenso ε , o ganho G e os elementos da matriz de adjacência A , conforme definido em (21) e (23) respectivamente, obtendo $p_i^{inj}(k+1)$;

Figura 16. Fluxograma de execução da estratégia proposta



Fonte: autor, 2026.

- Passo 9 – Aplicação dos limites físicos de potência ativa: Impor o limite de potência disponível para cada GFV, garantindo que $p_i^{inj}(k+1) \leq p_i^{disp}$, $\forall i$;

• **Passo 10 – Reavaliação das tensões:** a partir dos novos valores de $p_i^{inj}(k + 1)$, reavaliar as tensões nas barras monitoradas e calcular os novos valores de $V_{mon}(k + 1)$ e $e_{rel}(k + 1)$;

• **Passo 11 – Verificação do critério de parada:** avalia se a condição de convergência foi atendida, isto é, se a magnitude do erro relativo de tensão é menor ou igual a tolerância especificada ou se o número máximo de iterações foi atingido, de acordo com $|e_{rel}(k + 1)| \leq tol$ ou $k + 1 \geq k_{max}$;

• **Passo 12 – Iteração ou encerramento:** se a condição de parada for satisfeita, registra os valores finais de potência ativa das GFVs e encerrar a atuação do consenso. Caso contrário, o contador de iteração é atualizado para $k \leftarrow k + 1$ e o procedimento retorna ao Passo 6, repetindo-se o processo até que a convergência seja alcançada ou o limite de iterações k_{max} seja atingido.

Em uma aplicação prática, o laço de consenso não permanece ativo continuamente, sendo acionado apenas quando necessário. Sempre que houver alteração nas condições de operação, como variação de carga, conexão ou desconexão de unidades e flutuações de irradiância, as tensões nas barras monitoradas são avaliadas; se uma nova violação de tensão for detectada, o algoritmo de consenso é reativado para recalcular os ajustes de potência ativa das GFVs até que os limites de operação sejam restabelecidos, permanecendo posteriormente apenas os controles locais em atuação.

Nas simulações realizadas nesta tese, esse comportamento é representado de forma discreta ao longo do perfil diário de operação: para cada ponto de operação diário, o fluxo de potência é resolvido, verifica-se a ocorrência de violações de tensão e o laço de consenso é executado apenas quando os limites estabelecidos para as barras monitoradas são excedidos, repetindo-se o procedimento sequencialmente ao longo do dia. É importante mencionar que, caso exista um regulador de tensão, a mudança de *tap* automático não é considerada, já que o tempo de acionamento do controle local e da estratégia consensual proposta ocorrem com um tempo inferior ao necessário para a mudança de *tap*.

5 RESULTADOS

O desempenho da estratégia de regulação de tensão proposta é avaliado por meio de simulações em regime permanente em uma rede elétrica de distribuição com GFVs (rede de 34 barras da IEEE modificada). A estratégia foi implementada em linguagem Python e aplicada à rede em estudo, cuja modelagem segue o padrão do *software* OpenDSS. As simulações são executadas por meio do pacote AltDSS-Python, que fornece uma interface em Python para o motor de simulação AltDSS, uma implementação alternativa e multiplataforma

compatível com o OpenDSS. O uso do AltDSS-Python é particularmente interessante para esse tipo de estudo por oferecer recursos adicionais para automação, acesso direto às propriedades dos elementos e suporte a operações em lote, o que reduz a complexidade de implementação na configuração dos casos de estudo, na execução do fluxo de potência e na coleta das variáveis elétricas de interesse (AltDSS-Python, 2024).

Além de simular os casos estudados, o ambiente de simulação desenvolvido permite avaliar, em estudos de planejamento, a aplicabilidade da estratégia de regulação de tensão proposta em diferentes cenários, condições de operação e topologias de comunicação. Dessa forma, é possível comparar alternativas de parametrização e diferentes topologias de comunicação antes de adoção em um contexto operacional.

Para o cenário, consideram-se perfis horários de carga e de potência ativa dos GFVs ao longo de 24 h. Em cada instante, calcula-se o fluxo de potência com os valores atuais de potência ativa das GFVs; quando se identificam violações de tensão nas barras monitoradas, o algoritmo de consenso é acionado e executa iterações internas até que o critério de convergência da tensão seja atendido ou quando se alcance o número máximo de iterações. Os valores de tensão e de *curtailment* de potência ativa resultantes são definidos e registrados para o respectivo horário e o procedimento se repete para todo o período analisado.

A aplicação da estratégia de regulação de tensão proposta em um contexto operacional requer que cada inversor execute localmente as equações do algoritmo de consenso, usando medições elétricas e informações recebidas dos seus vizinhos na topologia de comunicação. Isso exige a implementação da lógica do consenso no controle do inversor, por exemplo, no *firmware* do inversor, e a disponibilidade de

comunicação entre vizinhos para atualização periódica das variáveis utilizadas pelo algoritmo.

Adicionalmente, a troca de informações entre agentes não requer, necessariamente, comunicação direta entre inversores. Quando houver infraestrutura de comunicação disponível na rede de distribuição, as variáveis do algoritmo podem ser coletadas e encaminhadas por dispositivos intermediários, como medidores inteligentes e concentradores, ou por equipamentos de automação da distribuição. Dessa forma, estratégias distribuídas podem ser implementadas utilizando enlaces de comunicação já existentes, destinados à medição e faturamento ou à automação da distribuição (Liu; Zhu, 2025; Piggott; Caruso; Nenadic, 2023).

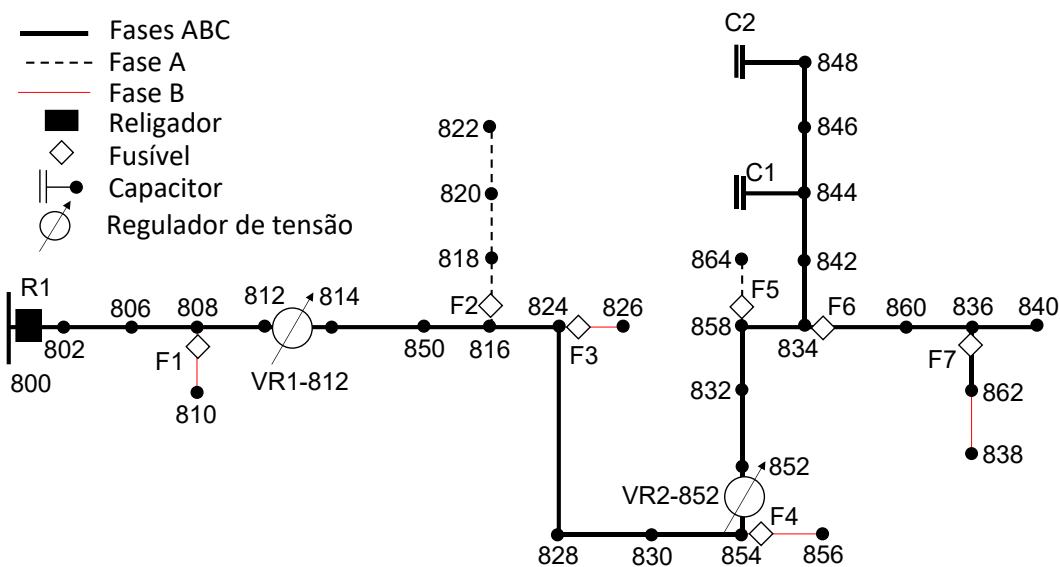
5.1 Descrição da rede de distribuição

Trata-se de uma rede radial de 34 barras da IEEE modificada, sendo um alimentador desequilibrado, com aproximadamente 90 km de extensão total. A rede é composta por um tronco principal trifásico, com laterais monofásicos. Essa configuração representa características típicas de redes de distribuição reais, como comprimentos elevados de alimentadores, desbalanceamentos entre fases e diferentes níveis de carregamento ao longo da extensão da rede (Cebrian *et al.*, 2023). Dados adicionais desta rede de distribuição podem ser consultados no trabalho de Kersting (1991).

O alimentador dispõe de dois conjuntos de reguladores de tensão (VR1 e VR2), instalados ao longo do tronco principal e modelados por unidades monofásicas independentes por fase. Nos estudos desta tese, assume-se que esses reguladores operam com os *taps* fixos, representando uma condição de operação sem comutação automática. Essa premissa evita que a ação de regulação convencional mascare os efeitos da metodologia de regulação proposta, permitindo avaliar de forma mais direta a capacidade de suporte de tensão provida pelas funcionalidades dos inversores e pelo algoritmo de consenso. Já os bancos de capacitores permanecem ligados durante todo o período analisado, conforme a configuração padrão da rede IEEE de 34 barras, fornecendo potência reativa localmente e auxiliando na manutenção dos níveis de tensão.

O diagrama de rede IEEE de 34 barras é mostrado na Figura 17.

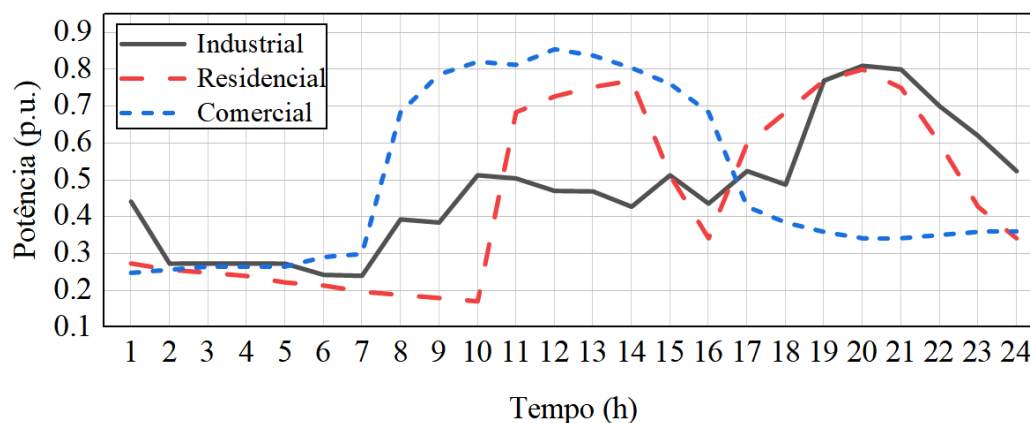
Figura 17. Diagrama da rede IEEE 34 barras



Fonte: autor, 2026.

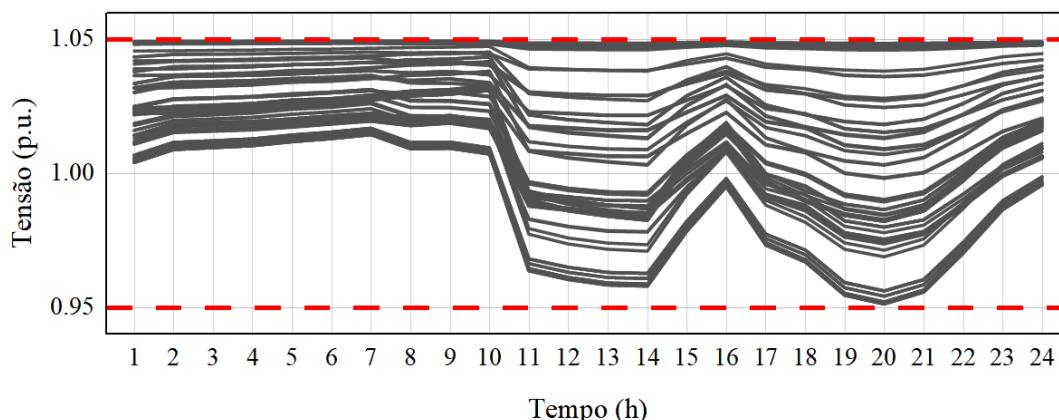
Em função do agrupamento dos consumidores residenciais, comerciais e industriais em cada barra da rede, adotam-se perfis horários de variação de carga, que representam a variação típica ao longo do dia para cada grupo de consumidor, conforme Figura 18. O perfil de tensão diário da rede, sem o uso de REDs é mostrado na Figura 19.

Figura 18. Curvas de carga para os consumidores (Rede 34 barras)



Fonte: autor, 2026.

Figura 19. Perfil de tensão da rede IEEE 34 barras (sem uso de REDs)



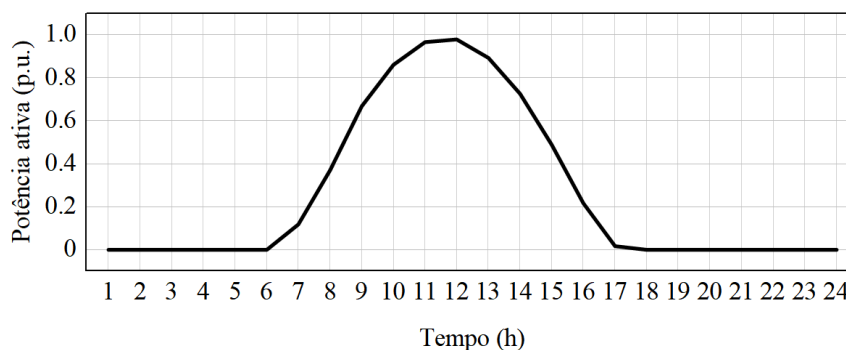
Fonte: autor, 2026.

5.2 Descrição da geração fotovoltaica

As unidades de geração fotovoltaicas conectadas às redes de distribuição são modeladas também por meio do *software* OpenDSS, como um GFV controlado por um inversor, capaz de ajustar potência ativa e reativa no seu ponto de conexão com a rede. As unidades são conectadas a barras específicas do alimentador, sendo tratadas como agentes da estratégia de controle de tensão proposta. As barras de conexão das unidades de geração são definidas como as barras monitoradas do sistema, ou seja, aquelas em que o valor da tensão é utilizado no processo do consenso.

A potência ativa disponível em GFV ao longo do dia é obtida a partir de uma curva de irradiância solar, combinada com as características de eficiência do módulo (em função da temperatura) e da eficiência de conversão do inversor. O perfil de potência ativa normalizada adotado é mostrado na Figura 20.

Figura 20. Potência ativa normalizada das GFVs



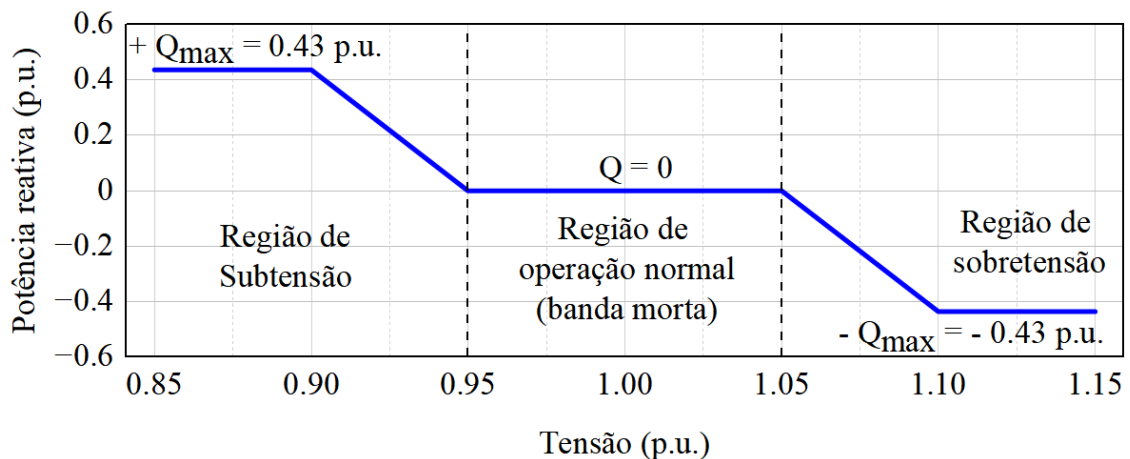
Fonte: autor, 2026.

Para cada GFV a potência ativa disponível p_i^{disp} a cada patamar horário resulta da multiplicação da curva normalizada pela potência nominal de pico da unidade fotovoltaica, resultando em perfis horários de geração compatíveis com um dia típico de operação. Esses perfis de potência ativa são utilizados como referência de potência máxima para os estudos e para as métricas de *curtailment* analisadas. Embora o perfil da curva seja bem definido, a estratégia proposta opera ponto a ponto, sendo ativada sempre que variações de irradiância provocarem condições de sobretensão. Dessa forma, a abordagem é compatível com outros perfis de irradiância que também podem ser estudados sem necessidade de ajustes adicionais na formulação da estratégia de regulação.

5.3 Descrição do controle local Volt-Var

A curva $Q(V)$ adotada é mostrada na Figura 21 e com as tensões definidas em $V_1 = 0,90$ p.u.; $V_2 = 0,95$ p.u.; $V_3 = 1,05$ p.u. e $V_4 = 1,10$ p.u e com o limite de injeção ou absorção de potência reativa em $Q = 0,43$ p.u. Essa parametrização foi escolhida por ser compatível com recomendações normativas, buscando representar uma configuração típica. Cabe destacar que para essa configuração o Volt-Var apresenta uma contribuição limitada na mitigação das sobretensões, com o objetivo de avaliar a robustez da estratégia proposta mesmo quando o controle local não é parametrizado para maximizar a compensação reativa. Outros valores de limite reativo ou dos pontos de tensão podem ser aplicados em estudos futuros, mantendo-se a compatibilidade com outras normas aplicáveis.

Figura 21. Curva $Q(V)$ adotada para o controle local Volt-Var das GFVs



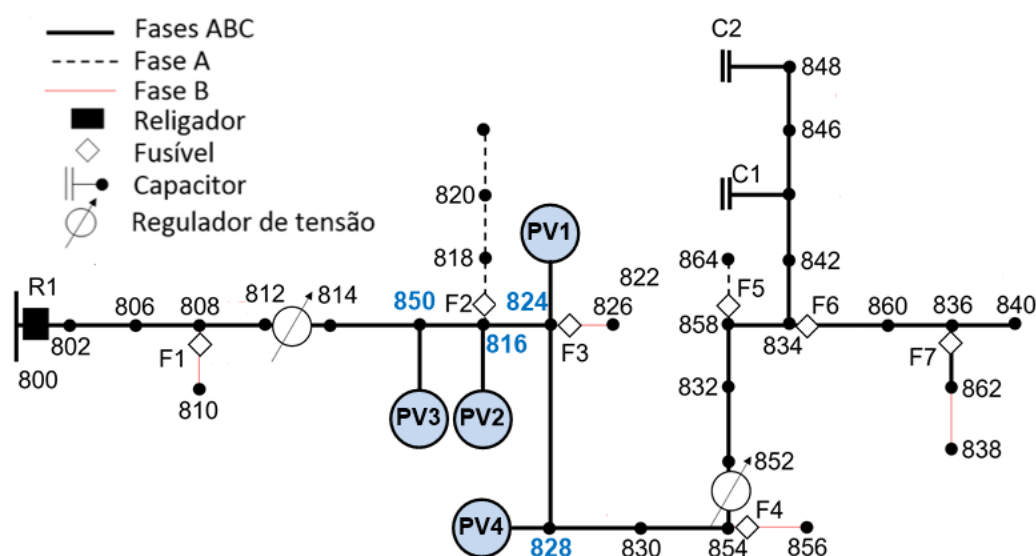
Fonte: autor, 2026.

5.4 Aplicação na Rede IEEE 34 barras com um conjunto com 4 geradores fotovoltaicos

A fim de avaliar os impactos na rede, 4 GFVs (PV1, PV2, PV3 e PV4) são conectadas à rede IEEE de 34 barras. As quatro unidades são trifásicas, com potências de pico nominais PV1 = 300 kVAp, PV2 = 350 kVAp, PV3 = 400 kVAp e PV4 = 450 kVAp, conectadas às barras 824, 816, 850 e 828, respectivamente e seguem o perfil de potência diário da Figura 20.

Os valores das potências nominais foram selecionados de modo a produzir situações de sobretensão ao longo do período solar, permitindo validar o desempenho do controle distribuído proposto. O diagrama unifilar da rede e o posicionamento dos GFVs, são apresentados na Figura 22.

Figura 22. Posicionamento dos GFVs na rede IEEE 34 barras



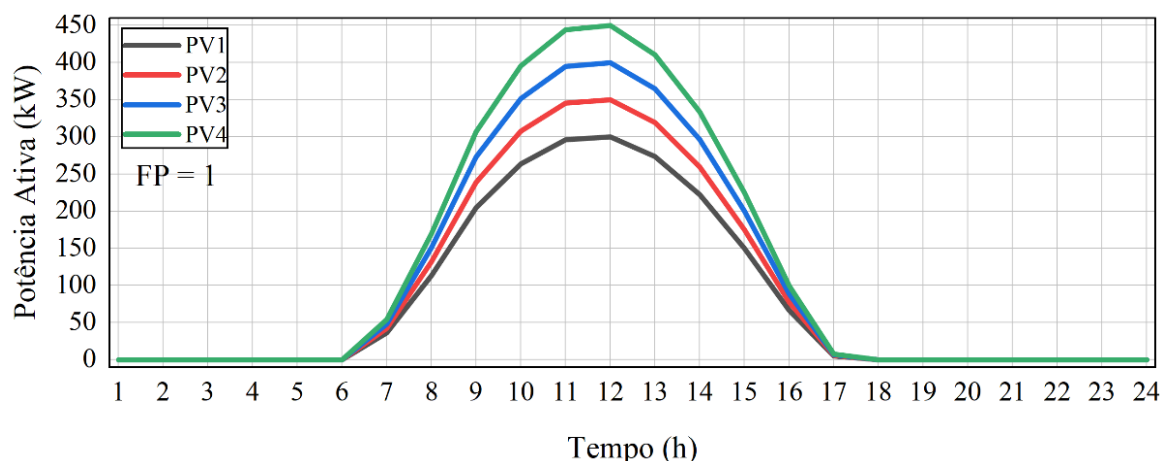
Fonte: autor, 2026.

Assim, o impacto da inserção desses GFVs no perfil de tensão rede é avaliado sob três condições de operação distintas: a) sem controle ativo com fator de potência unitário fixo; b) controle local Volt-Var ativo; e c) controle local Volt-Var e estratégia de regulação proposta ativos. Além disso, essa configuração será utilizada para avaliar o impacto dos parâmetros do consenso no desempenho da estratégia de regulação proposta.

5.4.1 Rede operando com geração fotovoltaica sem controle ativo (FP = 1)

Para esta condição, não há qualquer tipo de controle de tensão acionado e os GFVs operam com fator de potência unitário, injetando a potência ativa máxima disponível ao longo do dia, conforme ilustrado na Figura 23.

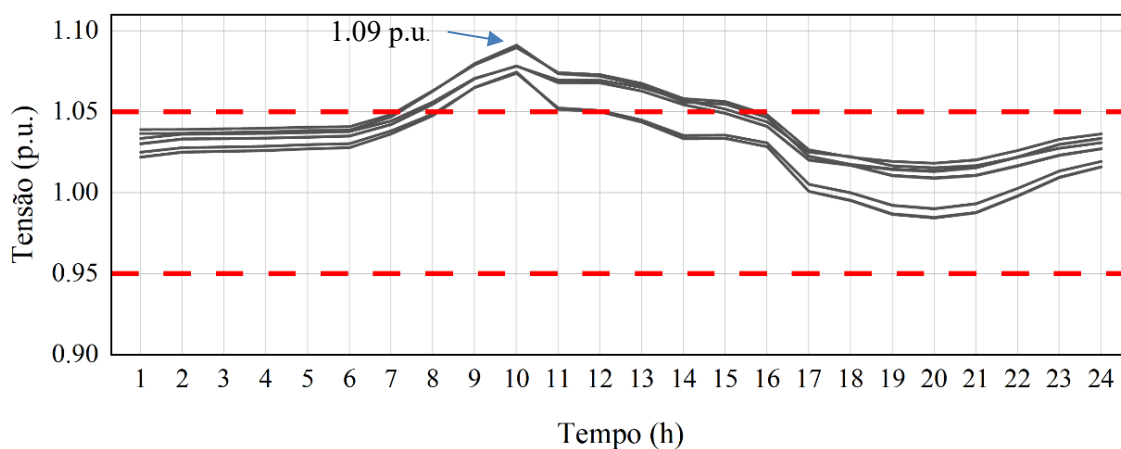
Figura 23. Potência ativa dos GFVs (FP = 1)



Fonte: autor, 2026.

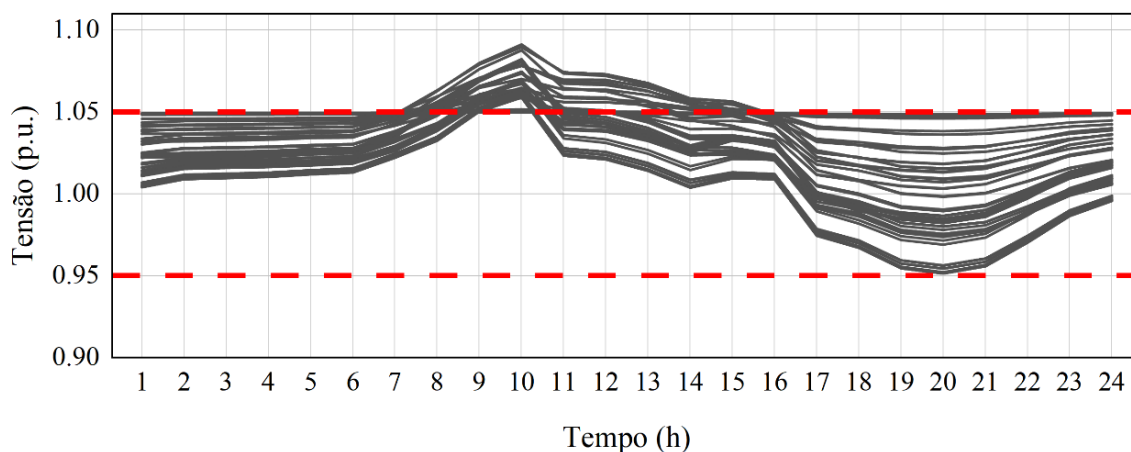
A Figura 24 apresenta o perfil de tensão, nas três fases, apenas das barras monitoradas, isto é, as barras de conexão das GFVs com a rede. Já a Figura 25 mostra o perfil de tensão, nas três fases, de todas as barras da rede, considerando as quatro GFVs operando com fator de potência unitário e sem nenhum controle, seja local ou distribuído, acionado. Observa-se que, devido à combinação de variação da demanda da rede e com o aumento da geração fotovoltaica, surge um intervalo com violações de tensão acima do limite adotado de $V_{ref} = 1,05$ p.u., com destaque para a tensão da barra 824, cuja tensão atinge o valor máximo de aproximadamente 1,09 p.u.

Figura 24. Perfil de tensão nas três fases das barras de conexão das 4 GFVs à rede IEEE 34 barras (FP=1; sem controle acionado)



Fonte: autor, 2026.

Figura 25. Perfil de tensão nas três fases da rede IEEE 34 barras (4 GFVs com FP = 1; sem controle acionado)



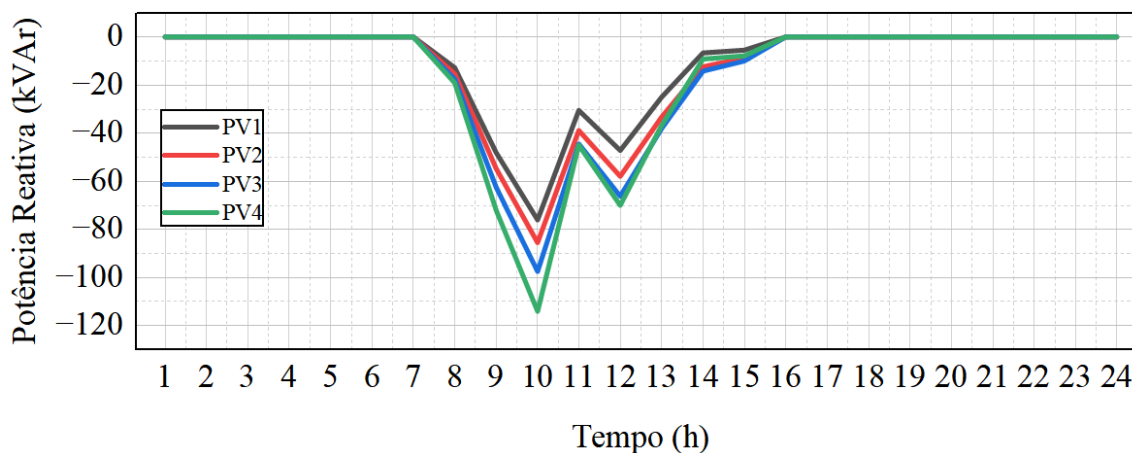
Fonte: autor, 2026.

5.4.2 Rede operando com geração fotovoltaica e com controle local Volt-Var acionados

Ao se considerar o acionamento do controle local Volt-Var, configurado com a curva $Q(V)$ mostrada na Figura 21, cada GFV passa a regular de forma autônoma sua potência reativa em função da tensão medida na barra de conexão com a rede, contribuindo para mitigar sobretensões sem necessidade de coordenação externa. Durante o período de maior geração fotovoltaica, as GFVs passam a absorver

potência reativa, enquanto nos horários de baixa geração o a potência reativa permanece próximo de zero, esse comportamento é mostrado na Figura 26 .

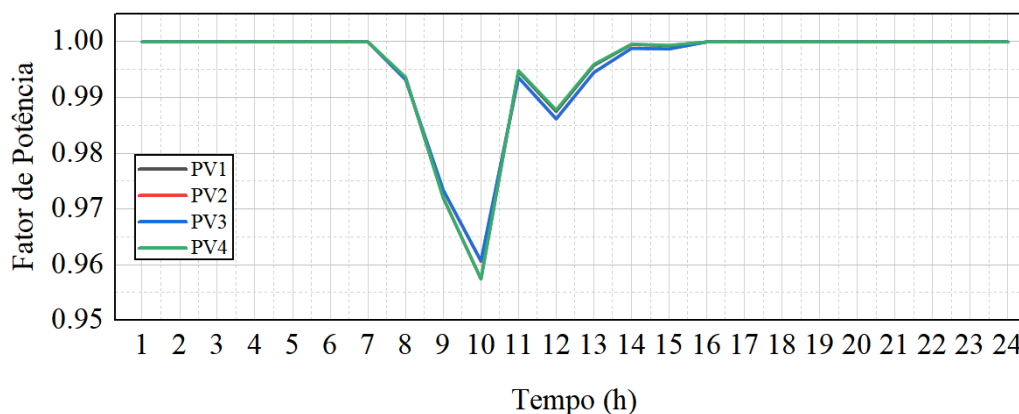
Figura 26. Potência reativa absorvida por cada GFV



Fonte: autor, 2026.

Como consequência, o fator de potência instantâneo se afasta de $FP = 1$ nos instantes em que há maior compensação, assumindo valores em torno de $FP = 0,95$, porém ainda dentro do limite permitido por norma, conforme mostrado na Figura 27.

Figura 27. Variação do FP devido a atuação do controle local Volt-Var

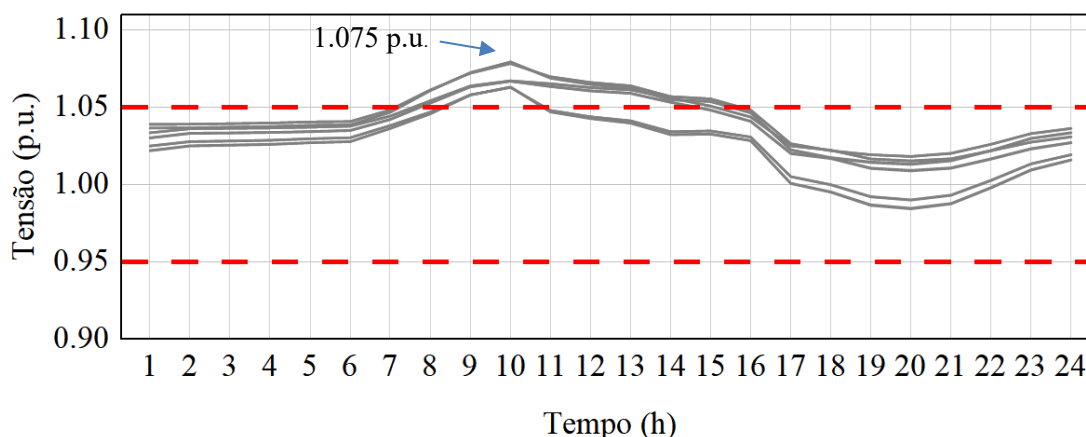


Fonte: autor, 2026.

A Figura 28 apresenta o perfil de tensão nas barras de conexão das GFVs com a rede. Verifica-se que a atuação do controle local Volt-Var contribui para a mitigação das sobretensões em comparação com o caso com $FP = 1$. A título de comparação, a tensão máxima na barra 824, que atinge aproximadamente 1,09 p.u. na condição com $FP = 1$, é reduzida para cerca de 1,075 p.u. quando o controle local Volt-Var está ativo. Ainda assim, permanecem violações do limite de 1,05 p.u., indicando que o

controle puramente local pode não ser suficiente para eliminar completamente as sobretensões.

Figura 28. Perfil de tensão nas três fases das barras das GFVs com o controle local Volt-Var ativo



Fonte: autor, 2026.

Cabe mencionar novamente que o controle local Volt-Var pode ser configurado com outras curvas $Q(V)$ que eventualmente apresentem melhor desempenho em termos de mitigação de sobretensões. No entanto, a configuração adotada neste trabalho não resulta de um processo de otimização e foi definida para representar uma parametrização típica e compatível com as normas vigentes. Assim, os resultados apresentados devem ser interpretados como uma avaliação com ajuste conservador do Volt-Var, e a mitigação completa das violações é tratada por meio da estratégia proposta, apresentada na sequência.

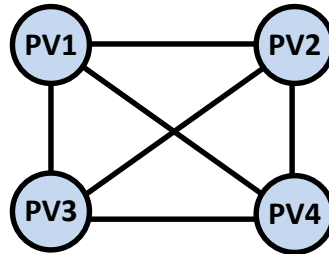
5.4.3 Rede operando com geração fotovoltaica e com controle local Volt-Var e estratégia de controle proposta acionados

Neste caso, as GFVs operam simultaneamente com o controle local Volt-Var e com a estratégia de controle de tensão proposta. As configurações da rede IEEE 34 barras, dos perfis de carga e de geração e da curva $Q(V)$ adotada anteriormente são mantidas.

Do ponto de vista do controle distribuído, considera-se uma topologia de comunicação totalmente conectada entre as quatro GFVs (PV1, PV2, PV3 e PV4), conforme grafo da Figura 29, na qual cada unidade troca informação com todas as demais. Essa configuração apresenta o maior grau de redundância dos enlaces de

comunicação, sendo, portanto, a menos suscetível a falhas de comunicação e a perda de conectividade entre os agentes.

Figura 29. Grafo da topologia de comunicação adotado para os GFVs (fortemente conectados)



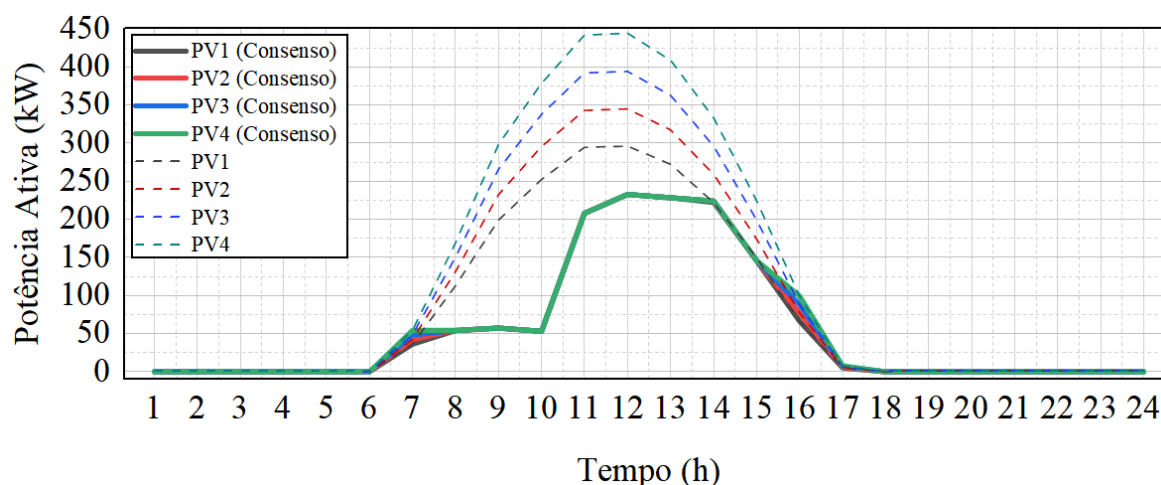
Fonte: autor, 2026.

O GFV-PV1 é definido como líder e os demais atuam como seguidores. O passo de atualização do consenso é definido em $\varepsilon = 0,33$.

Já o ganho associado ao termo de tensão G tem o valor adotado de $G = 15 p_i^{disp}$, pois, por estar diretamente ligado ao passo de potência dado pela unidade líder, deve ser ajustado para valores que evitem que a variação de potência do líder seja superior a sua potência disponível (o que pode ocorrer caso G seja grande demais, em especial quando o erro relativo da tensão é reduzido, podendo levar a unidade líder à potência zero). Essa dinâmica de G é especificamente discutida junto a análise dos resultados. A tolerância do erro relativo de tensão adotado para o critério de parada é $|tol| = 1 \times 10^{-4}$.

A estratégia de controle é acionada sempre que a máxima tensão do conjunto de barras monitoradas excede o limite de 1,05 p.u. Nesses instantes, as potências ativas das quatro GFVs passam a ser ajustadas iterativamente, respeitando, em cada patamar horário, o valor de potência disponível p_i^{disp} . A Figura 30 mostra a potência ativa injetada por cada GFV ao longo do dia, comparada com a potência disponível. Observa-se que o *curtailment* ocorre apenas em intervalos específicos, concentrando-se nos horários de maior geração, enquanto nos demais períodos as GFVs operam próximos da potência máxima disponível, sem atuação do consenso.

Figura 30. Potência ativa (disponível e injetada) pelos GFVs (com controle local e estratégia proposta acionados)



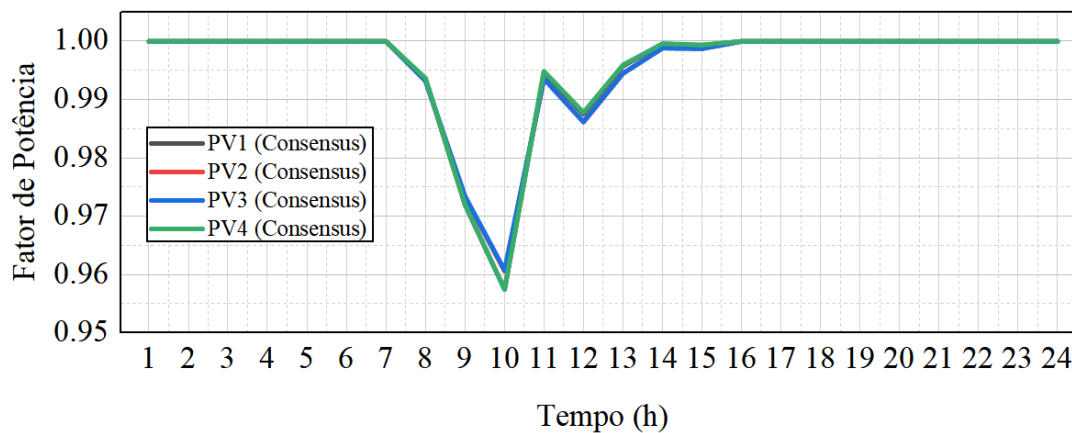
Fonte: autor, 2026.

Em todos os cenários com atuação da estratégia proposta, o fator de potência instantâneo de cada GFV continua sendo definido exclusivamente pelo controle local Volt-Var, de forma que o consenso atue apenas na potência ativa das GFVs, sem alterar o fator de potência já definido.

Como o fator de potência é mantido fixo (definido pelo controle Volt-Var) para cada ponto de operação, conforme Figura 31, a redução de potência ativa promovida pelo consenso implica, necessariamente, um ajuste correspondente da potência reativa. Assim, sempre que o consenso reduz a potência ativa para mitigar sobretensões, o valor da potência reativa é ajustado de modo a preservar o fator de potência estabelecido pelo Volt-Var naquele ponto. Dessa forma, a estratégia de consenso coordena a potência ativa para fins de regulação de tensão, enquanto o controle local Volt-Var garante que a relação entre as potências permaneça compatível com o limite do fator de potência exigido pelas normas.

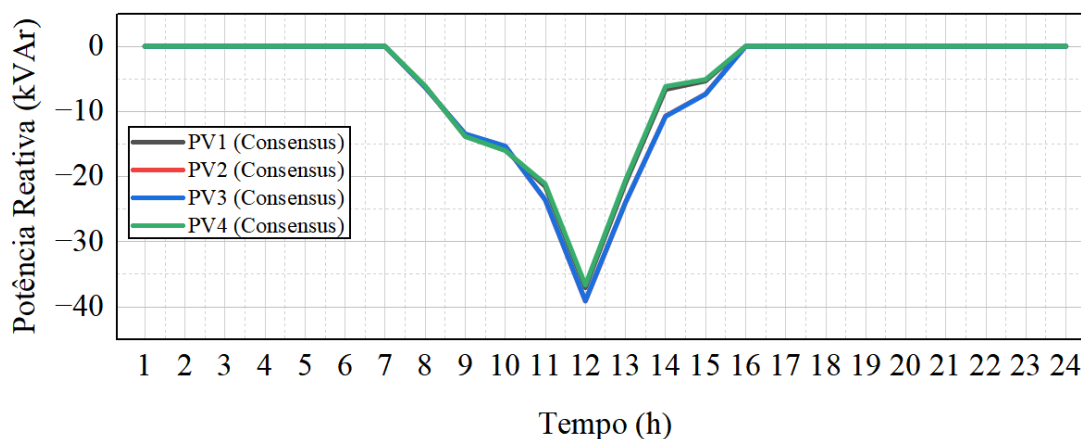
A Figura 32 mostra o comportamento da potência reativa de cada inversor operando com a função Volt-Var e o consenso ativos. Observa-se que os perfis de potência reativa sofrem variações em relação ao perfil obtido apenas com o controle local Volt-Var, justamente para manter o fator de potência definido pelo Volt-Var em cada ponto de operação.

Figura 31. Fator de potência das GFVs com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados



Fonte: autor, 2026.

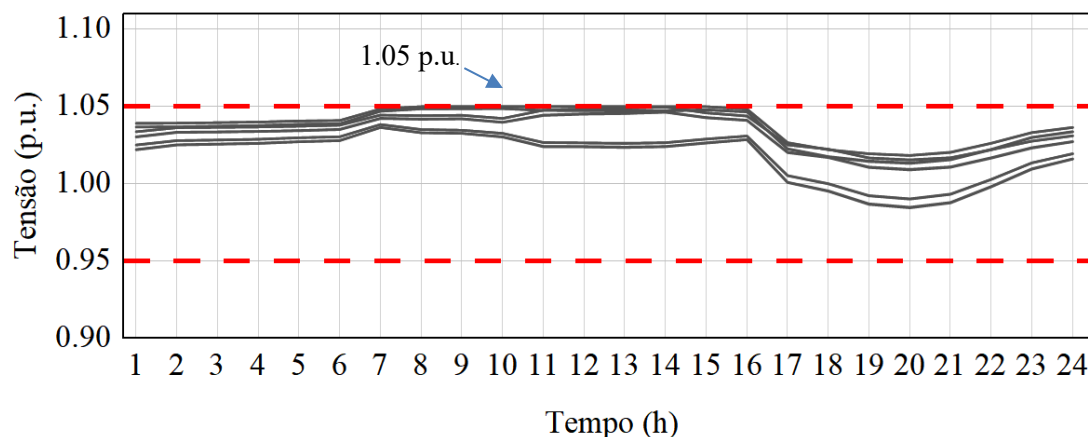
Figura 32. Potência reativa absorvida por cada GFV com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados



Fonte: autor, 2026.

A Figura 33 mostra o perfil de tensão nas barras monitoradas, isto é, as barras de conexão das GFVs com a rede, com uso do controle Volt-Var e da estratégia proposta de forma conjunta.

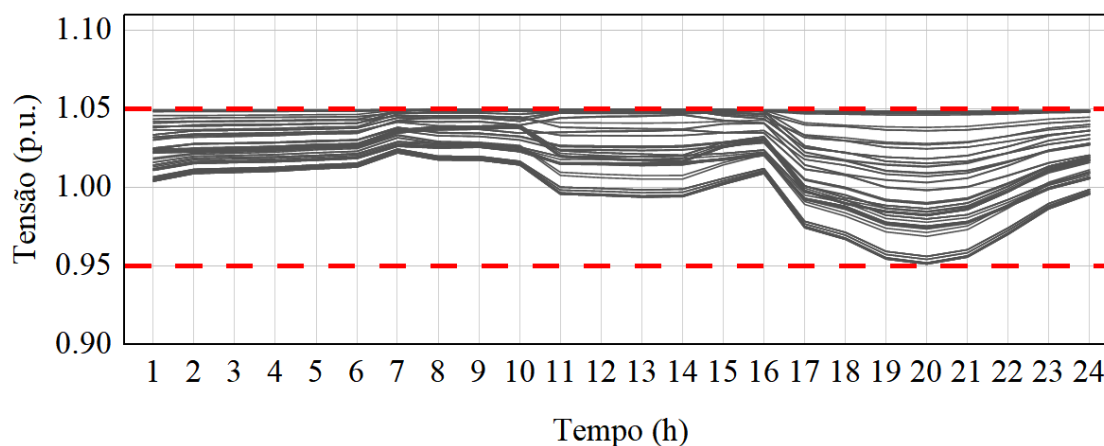
Figura 33. Perfil de tensão nas três fases das barras das GFVs com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados



Fonte: autor, 2026.

A Figura 34 mostra o perfil de em todas as barras da rede, com uso do controle Volt-Var e da estratégia proposta acionados.

Figura 34. Perfil de tensão nas três fases em todas as barras da rede, com controle local Volt-Var e estratégia proposta acionados



Fonte: autor, 2026.

Em comparação com os casos anteriores ($FP = 1$ e apenas controle local Volt-Var), verifica-se que o *curtailment* realizado pelo consenso reduziu as tensões nas barras monitoradas, eliminando as sobretensões nas próprias barras das GFVs e contribuindo para a mitigação das sobretensões nas demais barras da rede. Em particular, a tensão máxima na barra 824, que atingiu aproximadamente 1,09 p.u. para

FP = 1 e cerca de 1,075 p.u. com a atuação do controle Volt-Var, agora passa ao valor de 1,05 pu.

5.5 Análise dos resultados

São analisados os resultados obtidos para a rede IEEE 34 barras, destacando o impacto dos diferentes modos de operação dos geradores fotovoltaicos, da topologia de comunicação entre as GFVs da escolha do gerador que atua como líder e da parametrização do algoritmo de consenso sobre o perfil de tensão e o *curtailment* de potência ativa.

5.5.1 Análise comparativa dos modos de operação dos geradores FV

A comparação entre os três modos de operação evidencia o papel específico de cada camada de controle. Quando as GFVs operam com FP = 1 e sem qualquer controle ativo, toda a potência fotovoltaica disponível é injetada a rede de distribuição, sem a ocorrência de *curtailment*, porém contribuindo para a ocorrência de violações de sobretensão tanto nas barras de conexão das GFVs quanto nas demais barras da rede. Isso mostra que, para o nível de geração considerado, a operação com fator de potência unitário fixo não é a forma mais adequada.

A introdução do controle local Volt-Var reduz parte dessas sobretensões, deslocando o ponto de operação dos inversores para fatores de potência próximos de 0.95, ainda dentro dos limites normativos. Nessa situação, os perfis de tensão nas barras de conexão das GFVs melhoram, mas ainda excedendo o limite máximo permitido. Em termos práticos, isso indica que o suporte local apenas por potência reativa pode ser insuficiente em determinadas situações, seu desempenho pode ser melhorado com estudos adicionais para determinar os pontos de tensão otimizados da curva $Q(V)$, porém não pode garantir a mitigação completa das sobretensões.

Com a atuação conjunta do Volt-Var e da estratégia de consenso, o controle passa a explorar também a flexibilidade da potência ativa, restringindo-a apenas nos instantes em que há violação de tensão. As tensões nas barras monitoradas passam a permanecer dentro da faixa, enquanto o *curtailment* de potência ativa se concentra em poucos períodos críticos do dia. Essa estratégia atua como uma camada adicional de controle, mitigando sobretensões causadas pelas GFVs, que não tenham sido resolvidas pelo controle local Volt-Var.

5.5.2 Impacto da seleção do líder e da topologia de comunicação na redução da potência ativa

Além da topologia fortemente conectada, em que todas as GFVs trocam informações entre si diretamente, são consideradas outras duas topologias de comunicação, com o objetivo de avaliar o impacto da estrutura de comunicação no desempenho da estratégia de regulação proposta, que são:

- Topologia de comunicação mínima – número mínimo de enlaces necessário para garantir a troca de informação entre as unidades, conforme ilustrado na Figura 35;
- Topologia de comunicação intermediária – as unidades possuem diferentes quantidades de enlaces de comunicação, conforme mostrado na Figura 35.

Em todas as topologias avaliadas, o agente líder é alternado entre PV1, PV2, PV3 e PV4.

Figura 35. Grafo das novas topologias de comunicação adotadas para as GFVs com comunicação: a) mínima e b) comunicação intermediária



Fonte: autor, 2026.

5.5.2.1 Curtailment com topologia de comunicação fortemente conectada

A Tabela 1 apresenta o percentual da energia fotovoltaica diária (em kWh) que foi efetivamente cortada, em GFV e o percentual total da rede. Ou seja, esse valor expressa quanto da energia que poderia ter sido gerada precisou ser reduzida para evitar as sobretensões (vide Figura 30).

Os resultados mostram que, para essa condição de topologia de comunicação, o *curtailment* permanece constante para qualquer líder escolhido, indicando que a

estratégia produz uma distribuição consistente das reduções de potência (e energia) entre as GFVs, invariante relação ao líder, desde que todos os enlaces estejam disponíveis.

Tabela 1. Percentual do corte de geração para cada GFV e o corte de geração total da rede para cada um dos agentes atuando como líder (fortemente conectado)

Líder	PV1 (%)	PV2 (%)	PV3 (%)	PV4 (%)	Total (%)
PV1	32,2	41,0	47,6	52,8	44,57
PV2	32,2	41,0	47,7	52,9	44,57
PV3	32,2	41,0	47,7	52,9	44,57
PV4	32,2	41,0	47,7	52,9	44,57

Fonte: autor, 2026.

5.5.2.2 Curtailment com topologia de comunicação mínima

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos para a topologia de comunicação mínima, os quais permanecem muito próximos aos verificados para a topologia fortemente conectada. Pequenas variações nos percentuais de *curtailment* entre as GFVs são esperadas em função das limitações de comunicação, mas o corte total de geração da rede permanece praticamente constante, em torno de 44,6%, independentemente da unidade escolhida com líder. Esses resultados indicam que a estratégia apresenta baixa sensibilidade à escolha do líder e mantém um desempenho consistente mesmo sob uma configuração de comunicação reduzida.

Tabela 2. Percentual do corte de geração para cada GFV e o corte de geração total da rede para cada um dos agentes atuando como líder (comunicação mínima)

Líder	PV1 (%)	PV2 (%)	PV3 (%)	PV4 (%)	Total (%)
PV1	32,4	40.8	48.0	52.5	44.58
PV2	32.1	41.1	47.5	53.0	44.60
PV3	32.5	40.6	48.5	52.2	44.58
PV4	31.9	41.3	47.0	53.4	44.59

Fonte: autor, 2026.

5.5.2.3 Curtailment com topologia de comunicação intermediária

A Tabela 3 apresenta os resultados obtidos para o cenário com topologia de comunicação intermediária. Observa-se que, para todos os agentes atuando como líder, os percentuais de corte de geração em cada GFV são idênticos, resultando em um *curtailment* total de 46,87% em todos os casos. Isso indica que, novamente, a escolha do líder não altera tem impacto significativo na distribuição das reduções de potência entre os geradores e no valor total de energia curta na rede.

Tabela 3. Percentual do corte de geração para cada GFV e o corte de geração total da rede para cada um dos agentes atuando como líder (comunicação intermediária)

Líder	PV1 (%)	PV2 (%)	PV3 (%)	PV4 (%)	Total (%)
PV1	34,9	43,5	49,8	54,8	46,87
PV2	34,9	43,5	49,8	54,8	46,87
PV3	34,9	43,5	49,8	54,8	46,87
PV4	34,9	43,5	49,8	54,8	46,87

Fonte: autor, 2026.

Comparando-se com os resultados das topologias fortemente conectadas e mínimas, nota-se que a topologia intermediária leva a um *curtailment* total ligeiramente superior, ainda que mantenha um padrão de corte consistente entre GFVs e invariável em relação à escolha do líder. Esses resultados reforçam que, embora a estrutura de comunicação influencie o nível global de *curtailment*, a metodologia proposta preserva robustez quanto à seleção do agente líder, mesmo em arranjos de comunicação não totalmente conectados.

Os resultados indicam que a seleção do agente líder exerce impacto limitado sobre o valor final de consenso e sobre o nível global de *curtailment*, desde que a conectividade mínima da comunicação seja preservada, ao passo que a topologia de comunicação influencia principalmente a distribuição espacial do *curtailment* e o número de iterações necessárias para a convergência. Topologias com menor número de enlaces mantêm o desempenho em termos de *curtailment*, mas reduzem a redundância da comunicação, tornando o esquema potencialmente mais sensível a falhas de enlace. Do ponto de vista de implementação prática, essa baixa

sensibilidade à escolha do líder pode ser explorada por meio da alternância periódica do agente líder entre os geradores fotovoltaicos elegíveis ou pela definição de líderes de respaldo, reduzindo a dependência de um único ponto de coordenação e aumentando a robustez do esquema frente a indisponibilidades temporárias de medição ou comunicação.

5.5.3 Efeito dos parâmetros do consenso no desempenho da regulação de tensão

A estratégia proposta ajusta as potências ativas das GFVs até que a máxima tensão dentre as barras monitoradas atinja a tolerância determinada $|tol| = 1 \times 10^{-4}$. Para avaliar com maior detalhe o desempenho do consenso, analisa-se o número de iterações necessárias para que o sistema atinja a convergência para diferentes topologias de comunicação, bem como para valores de passo ε e do ganho do termo de correção da tensão G distintos.

Do ponto de vista prático, cada iteração do algoritmo de consenso pode ser interpretada como um ciclo de atualização executado pelos agentes (nesse caso, o processamento ocorre dentro do inversor), composto por: medição local da tensão, troca de informações com os vizinhos conforme a topologia de comunicação, cálculo do valor atualizado da potência ativa (conforme lei de atualização do consenso) e a aplicação do novo *setpoint* de potência do inversor. Assim, o número de iterações pode ser associado a um tempo de resposta aproximado, definido pelo período de atualização adotado para todo esse ciclo, tipicamente mais rápido que o tempo de resposta de dispositivos tradicionais baseados em comutação mecânica.

Nesta tese, a operação diária é representada por patamares horários (ou seja, 24 pontos). Em cada patamar, assume-se que os perfis de carga e as demais condições de operação da rede não se alteram, enquanto a potência ativa injetada pelas GFVs é ajustada iterativamente pelo algoritmo de consenso. Assim, para um mesmo patamar horário, o consenso pode realizar diversas atualizações internas (iteraões), até que o critério de convergência seja atendido ou se atinja o limite máximo de iterações. Em termos de simulação, cada iteração é representada por uma nova solução de fluxo de potência, computacionalmente rápida, permitindo avaliar o número de iterações requerido sob diferentes parametrizações e topologias. Do ponto de vista de arquitetura de controle, esse procedimento enfatiza a natureza distribuída do ajuste, baseada em comunicação local entre vizinhos, em contraste com

abordagens centralizadas que dependem da coleta, do tratamento e do processamento de um conjunto mais amplo de informações da rede. Em termos de arquitetura de controle, soluções centralizadas podem, em princípio, aproximar-se mais do ótimo global, mas tendem a exigir mais dados e processamento, aumentando a latência; já a abordagem distribuída utiliza comunicação local entre vizinhos e atualização descentralizada, favorecendo resposta rápida, ainda que sem garantia de ótimo global.

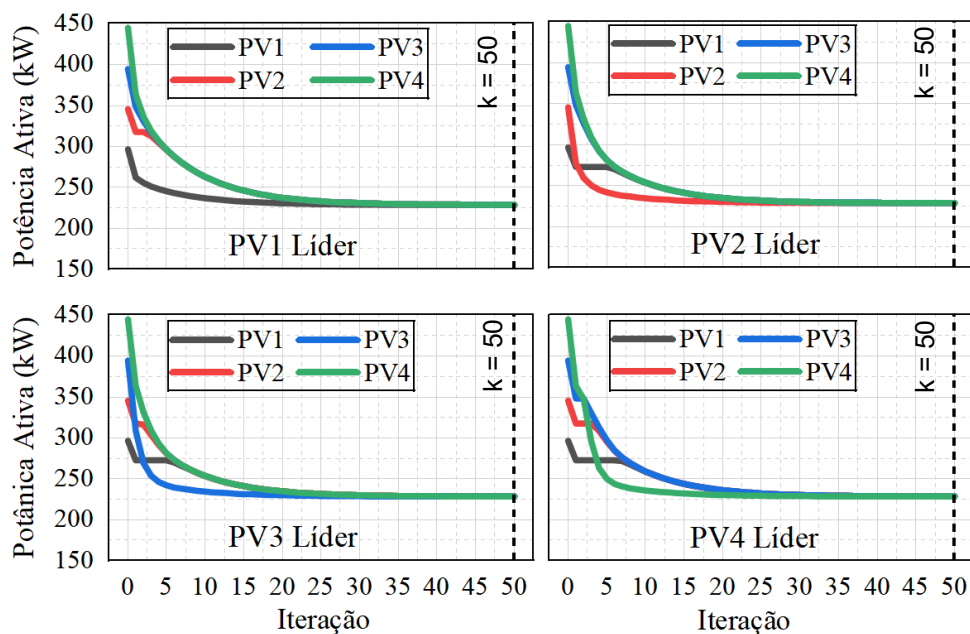
5.5.3.1 *Influência do passo do consenso ε*

Inicialmente, avalia-se o efeito do passo do consenso ε na dinâmica de convergência do algoritmo de consenso. Para isso, é analisada a evolução dos valores de potência ativa de cada GFV ao longo das iterações para dois passos distintos, $\varepsilon = 0,16$ e $\varepsilon = 0,33$, para a condição de operação às 12h (cenário propício para a ocorrência de sobretensões), considerando a topologia fortemente conectada e diferentes escolhas de unidade PV líder.

Os resultados evidenciam que o valor do passo ε influencia diretamente a dinâmica de convergência do processo de consenso. A linha tracejada em preto indica a iteração k em que a tolerância de tensão é atingida. Quando se adota o valor menor de $\varepsilon = 0,16$ a evolução dos valores de potência ativa é mais suave ao longo das iterações, porém são necessárias aproximadamente 50 iterações para que todas as GFVs atinjam o consenso. Por outro lado, com o passo maior $\varepsilon = 0,33$ a convergência é obtida de forma mais rápida, em torno de 26 iterações, embora os ajustes de potência entre iterações se tornem mais pronunciados.

Os resultados obtidos para $\varepsilon = 0,16$ são mostrados na Figura 36.

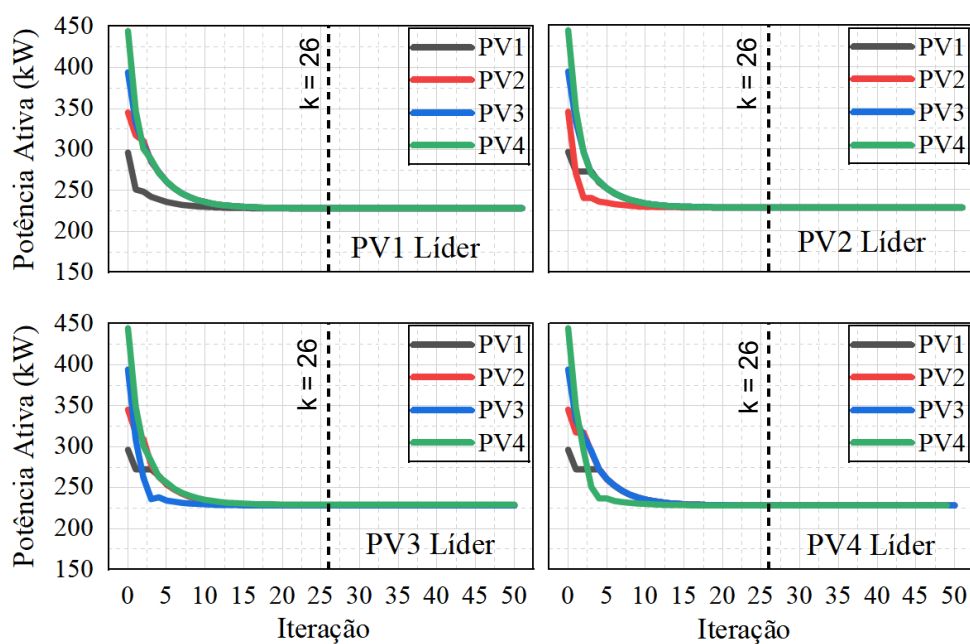
Figura 36. Evolução da potência ativa dos PVs durante o consenso (às 12h, totalmente conectado com $\varepsilon = 0,16$)



Fonte: autor, 2026.

Os resultados obtidos para $\varepsilon = 0,33$ são mostrados na Figura 37.

Figura 37. Evolução da potência ativa dos PVs durante o consenso (às 12h, totalmente conectado com $\varepsilon = 0,33$)



Fonte: autor, 2026.

Também se observa, em ambos os casos, que a trajetória de potência ativa da GFV líder se antecipa e apresenta variações mais pronunciadas em relação às dos demais agentes. Isso ocorre porque a potência do líder é atualizada não apenas pelos termos de consenso, mas também pelo termo de correção de tensão, de modo que qualquer desvio de tensão é refletido diretamente nos ajustes de potência do líder, ampliando sua variação ao longo das iterações.

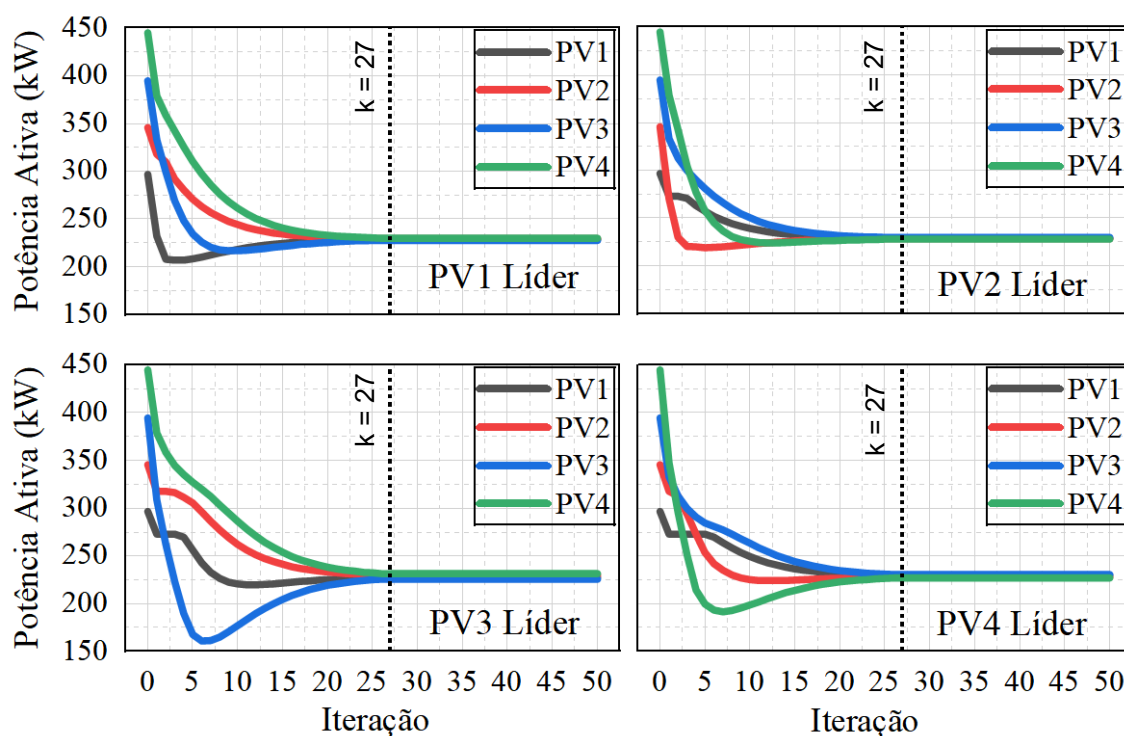
Em ambos os casos, o valor final de consenso (da ordem de 229 kW às 12h) e o percentual correspondente de *curtailment* apresentam diferenças pouco significativas, indicando que a escolha do passo atua predominantemente sobre a velocidade de convergência, sem alterar de forma relevante o resultado obtido pelo consenso. Valores de passo superiores a $\varepsilon = 0,33$ não são recomendados, pois, embora possam reduzir ainda mais o número de iterações, tendem a introduzir instabilidades no processo iterativo de consenso.

5.5.3.2 *Influência do líder e da topologia de comunicação para diferentes valores de passo do algoritmo de consenso*

De forma análoga à análise anterior, a evolução dos valores de potência ativa de cada GFV ao longo das iterações de consenso é avaliada para dois valores de passo, $\varepsilon = 0,16$ e $\varepsilon = 0,33$, para a condição de operação às 12h, considerando agora a topologia de comunicação mínima e diferentes escolhas de agente líder. Esses comportamentos são apresentados nas Figura 38 e Figura 39, respectivamente.

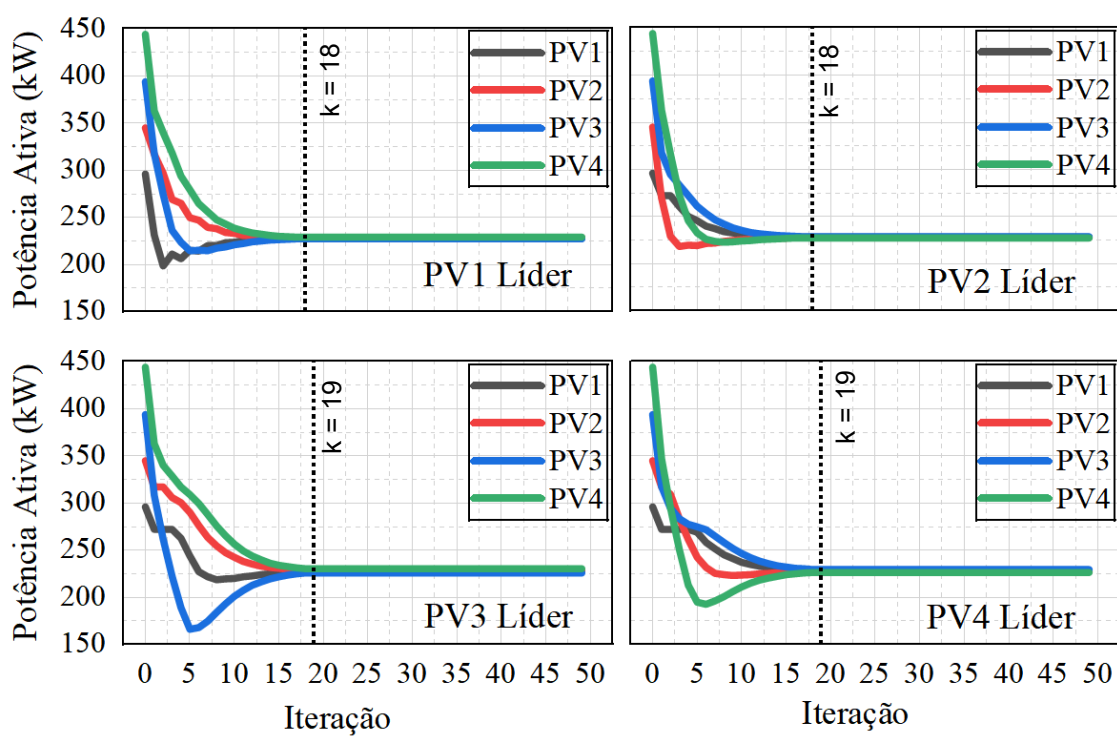
Os resultados mostram que, de modo semelhante ao observado à topologia totalmente conectada, o valor final de consenso também é da ordem de 229 kW. Observa-se, entretanto, que a topologia de comunicação adotada afeta o número de iterações necessárias para a convergência. Para $\varepsilon = 0,16$, a topologia totalmente conectada exige aproximadamente 50 iterações, enquanto, na topologia mínima, a convergência é alcançada em torno de 27 iterações para todos os líderes. Para $\varepsilon = 0,33$, o consenso é obtido em cerca de 26 iterações na topologia totalmente conectada e aproximadamente 19 iterações na topologia mínima, a depender do agente líder.

Figura 38. Evolução da potência ativa das GFVs durante o consenso (às 12h, comunicação mínima com $\varepsilon = 0,16$)



Fonte: autor, 2026.

Figura 39. Evolução da potência ativa das GFVs durante o consenso (às 12h, comunicação mínima com $\varepsilon = 0,33$)



Fonte: autor, 2026.

Esse comportamento reflete o fato de que, na configuração totalmente conectada, a obtenção de uma solução cooperativa envolve a troca de informações entre um conjunto mais amplo de GFVs (todas as GFVs comunicam-se com outras três), de modo que cada GFV precisa processar e reconciliar dados provenientes de todas as demais para que a rede, como um todo, atinja o acordo, o que tende a aumentar o número de iterações. Por outro lado, na topologia de comunicação mínima, cada GFV interage com um número reduzido de agentes (2 GFVs se comunicam com apenas 1 unidade vizinha e 2 GFVs se comunicam com outras 2 unidades vizinhas), simplificando o processo de ajuste e permitindo que a condição de consenso seja alcançada em menos iterações. A escolha da unidade líder provoca pequenas variações no número de iterações e não exerce impacto significativo sobre o desempenho da estratégia de regulação proposta.

5.5.3.3 *Influência do ganho do termo de correção de tensão*

Na estratégia proposta, o parâmetro G define a sensibilidade entre a variação do desvio de tensão e a correspondente variação de potência ativa aplicada à GFV líder. Assim, G atua como um fator de proporcionalidade que escala a forma como os desvios de tensão são convertidos em ajustes de potência ativa pelo líder a cada iteração do consenso.

Embora o efeito de G seja aplicado diretamente ao agente líder, sua influência se propaga a todos os demais agentes por meio do processo de consenso. Valores reduzidos de G produzem variações pequenas na potência do líder em resposta ao desvio de tensão, resultando em ajustes de potência mais suaves e graduais em toda a rede, e conseqüentemente, um maior número de iterações até a convergência. Por outro lado, valores mais elevados de G aumentam a sensibilidade do líder ao desvio de tensão, levando a passos de consenso maiores e, em geral, a uma convergência mais rápida, uma vez que todos os agentes seguem a nova referência de potência ativa definida pelo líder.

A Tabela 4 apresenta o número de iterações necessárias para a convergência para sete valores distintos de G , considerando os estados operativos da rede às 08h, 12h e 14h. Nesse cenário, considera-se o GVF-PV4 como agente líder e adota-se a

topologia de comunicação totalmente conectada. Além do número de iterações, a Tabela 4 também indica a ocorrência de *curtailment* concentrado no líder, isto é, a condição em que, ao final da convergência, o agente líder concentra uma parcela significativa do corte de potência ativa, evidenciando a perda de equidade no compartilhamento do *curtailment*, que é justamente uma das características esperadas com a aplicação do algoritmo de consenso.

Na Figura 40 é mostrada a evolução dos valores de potência e o processo de correção da tensão para diferentes valores de G . No caso a) para $G = 1$, nota-se que o termo de correção de tensão tem pouca influência, de forma que o termo consensual prevalece sobre o termo de correção de tensão no cálculo na potência ativa. Assim, as potências tendem a atingir um valor de consenso, porém a tensão é ajustada a passos muito pequenos, uma vez que o líder exerce baixa influência sobre os demais GFVs. Como consequência, a convergência torna-se lenta e, nesse caso, não é atingida dentro do limite de iterações adotado. No caso b) $G=1k$, o termo de correção de tensão tem maior participação no cálculo da potência ativa, devido ao aumento da influência do líder sobre as demais GFVs. Nesse caso, a correção de tensão torna-se mais expressiva e ocorre de forma mais rápida, reduzindo o número de iterações necessárias para a convergência.

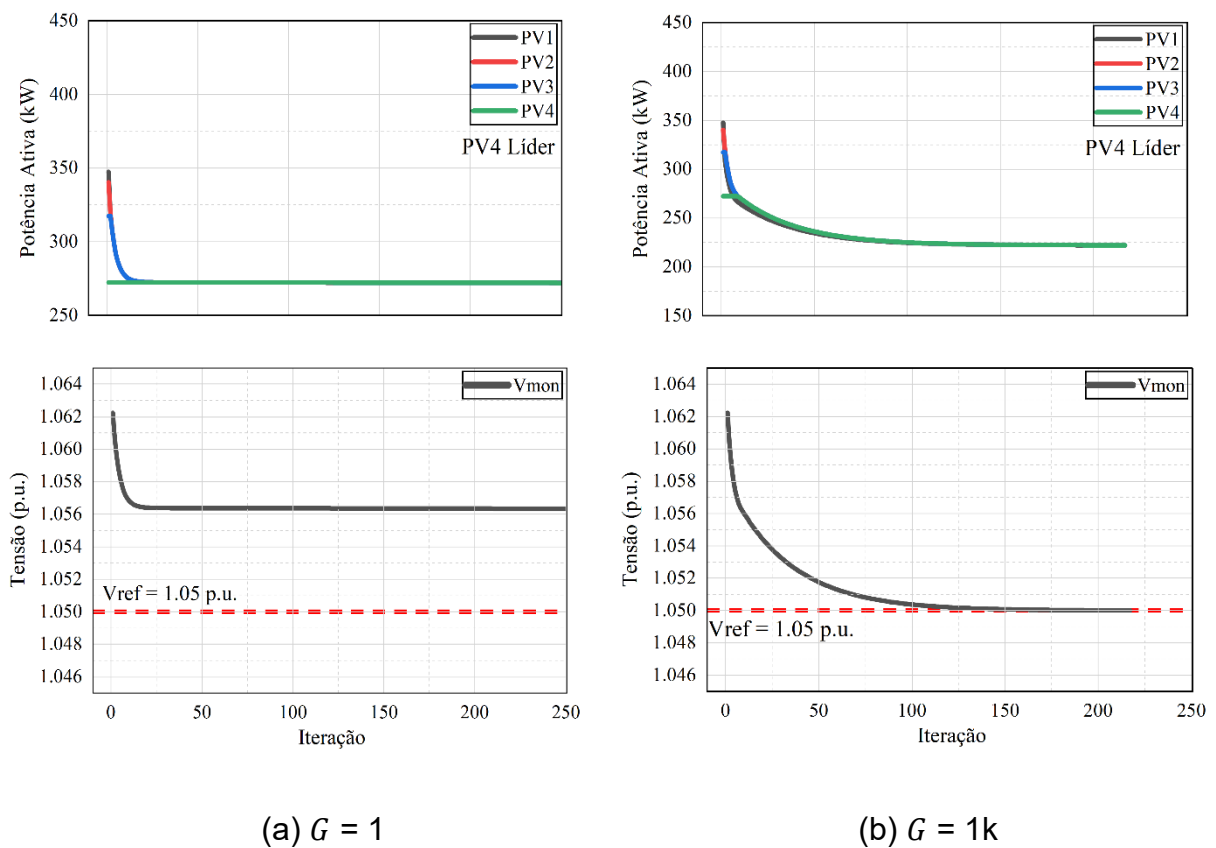
Tabela 4. Número de iterações para diferentes valores fixos de G

Líder	G	8h	12h	14h	Corte concentrado no líder?
PV4	1	50k	50k	50k	-
PV4	1k	260	217	159	Não
PV4	10k	30	23	18	Não
PV4	25k	19	11	8	Não
PV4	50k	16	6	5	Sim
PV4	100k	16	6	5	Sim
PV4	150k	16	6	5	Sim
PV4	500k	16	6	5	Sim

Fonte: autor, 2026.

Entretanto, o aumento excessivo de G não implica, necessariamente, maior rapidez de convergência, conforme mostrado na Tabela 4. Além disso, valores elevados de G podem comprometer o compartilhamento do *curtailment*, levando à condição de *curtailment* concentrado no líder, como mostra a Figura 41. Esse comportamento decorre do fato de que G amplifica o termo de correção de tensão aplicado ao líder, de modo que um mesmo desvio de tensão passa a produzir variações muito grandes na potência ativa do líder a cada iteração. Na prática, essas variações podem levar o líder a reduzir sua potência de forma abrupta e atingir rapidamente limites operacionais, a exemplo da potência mínima admissível.

Figura 40. Evolução da potência ativa e da tensão para diferentes valores de ganho G



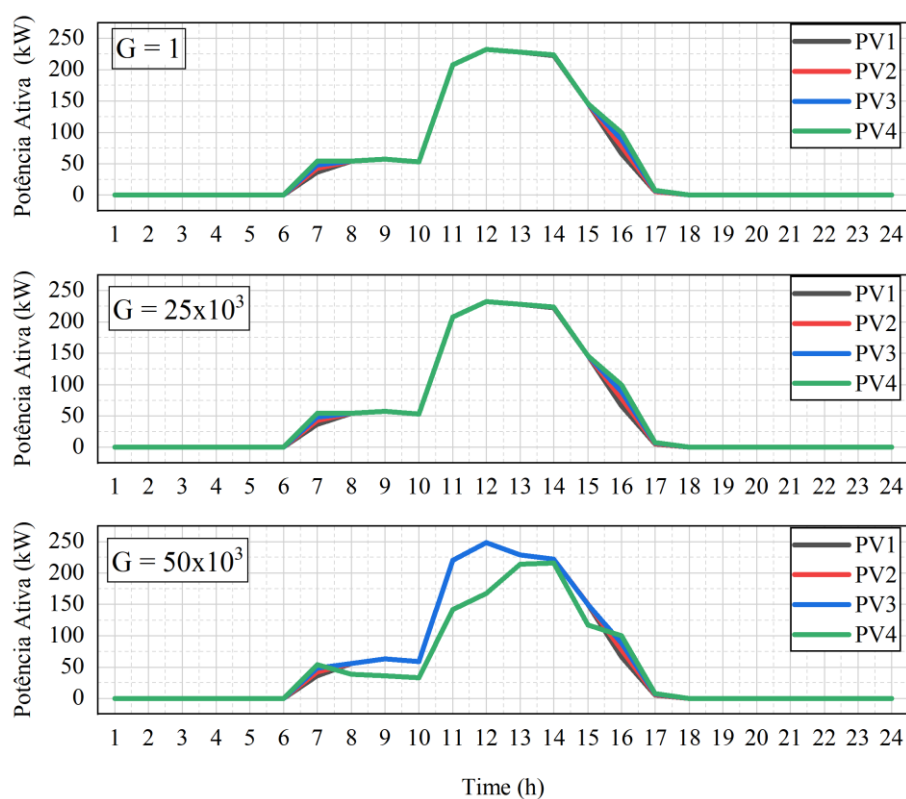
Fonte: autor, 2026.

Quando o líder sofre um corte elevado na potência, a sobretensão tende a ser mitigada predominantemente pela ação do líder, reduzindo rapidamente o erro de tensão que alimenta o termo de correção. Com o erro de tensão próximo de zero, a

contribuição do termo de correção de tensão torna-se pequena nas iterações seguintes, e o processo passa a ser dominado pelo termo consensual, porém em torno de uma referência fortemente reduzida pelo líder. Como consequência, os demais agentes podem apresentar reduções mínimas na potência ativa, pois a necessidade de mitigação da sobretensão já foi atendida majoritariamente pelo *curtailment* do líder, resultando em uma distribuição menos equitativa do corte de potência ativa e reduzindo a característica de compartilhamento esperada pelo uso do algoritmo de consenso.

Por fim, ao se adotar um valor fixo de G ao longo do dia, deve-se considerar que a potência disponível do líder varia com as condições de irradiância e temperatura dos módulos. Assim, o ganho efetivo do termo de correção também se altera ao longo do tempo, particularmente em períodos em que a potência disponível do líder é menor, nos quais um mesmo valor de G pode produzir passos relativos melhores na potência do líder, aumentando a probabilidade de ocorrência de *curtailment* concentrado no líder. Dessa forma, um valor de G adequado para determinado horário pode não ser adequado para outro em que a potência do líder seja inferior.

Figura 41. Perfil de potência ativa após o *curtailment* para diferentes valores de G



Fonte: autor, 2026.

A fim de se limitar o impacto de G sobre a variação de potência do GFV líder, diferentes estratégias de parametrização foram avaliadas. Entre elas, a abordagem que relaciona G à potência disponível pelo GFV líder no instante da correção de tensão, p_i^{disp} , mostrou-se mais equilibrada. Nessa configuração G deixa de ser fixo e passa a variar ao longo do dia, de modo a manter uma proporcionalidade dos passos de atualização do agente líder, acompanhando as variações de p_i^{disp} e reduzindo a probabilidade de *curtailment* concentrado no líder. Os resultados correspondentes são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Número de iterações para diferentes valores de G atrelado a potência disponível do líder

Líder	G	8h	12h	14h	Corte concentrado no líder?
PV4	p_i^{disp}	873	525	679	Não
PV4	$5 p_i^{disp}$	175	107	142	Não
PV4	$10 p_i^{disp}$	88	54	73	Não
PV4	$15 p_i^{disp}$	59	36	49	Não
PV4	$20 p_i^{disp}$	46	27	37	Não
PV4	$25 p_i^{disp}$	38	22	30	Não
PV4	$50 p_i^{disp}$	24	12	16	Não

Fonte: autor, 2026.

Com base nos resultados da Tabela 5, observa-se que uma faixa de valores de G entre 5 e 25 vezes o valor da potência disponível pelo líder p_i^{disp} apresenta compromisso adequado entre a velocidade de convergência e distribuição de *curtailment* entre as unidades. Valores mais reduzidos, próximos de $5 p_i^{disp}$, produzem passos menores e, portanto, tendem a ser mais conservadores, enquanto valores acima de $10 p_i^{disp}$ aceleram a convergência sem induzir concentração do corte no

líder, dentro do conjunto de casos avaliados. Para as simulações e os resultados apresentados nesta tese, adotou-se $G = 15 p_i^{disp}$.

5.6 Considerações gerais sobre os resultados

As análises realizadas permitiram avaliar, de forma integrada, o desempenho da estratégia proposta de regulação de tensão baseada em consenso aplicada a redes de distribuição com uso de geração fotovoltaica. Inicialmente, a comparação entre os modos de operação das GFVs evidenciou o papel específico de cada camada de controle. A operação com fator de potência unitário mostrou-se insuficiente para o nível de geração considerado, uma vez que, apesar de aproveitar integralmente a potência ativa disponível, contribuiu para violações de sobretensão em diferentes barras da rede. A inclusão do controle local Volt-Var reduziu parte dessas violações, deslocando o ponto de operação das GFVs para fatores de potência ainda compatíveis com as normas, porém sem eliminar completamente os excedentes de tensão. Por fim, a combinação entre o Volt-Var e a metodologia de consenso líder-seguidor permitiu explorar de forma coordenada a flexibilidade da potência ativa, restringindo o *curtailment* aos períodos críticos do dia e mantendo as tensões das barras monitoradas dentro do limite de 1,05 p.u.

A partir dessa base, foram avaliados os efeitos da seleção do GFV líder e da topologia de comunicação sobre a distribuição do *curtailment* e sobre o número de iterações necessárias para a convergência. Os resultados mostraram que, para as topologias analisadas, o valor final de consenso e o nível global de energia cortada permanecem praticamente inalterados quando diferentes GFVs assumem a função de líder, indicando baixa sensibilidade da metodologia à escolha desse agente, desde que os agentes se mantenham conectados. Por outro lado, a estrutura de comunicação influencia o esforço de consenso: topologias com menor número de enlaces preservam o compartilhamento do *curtailment* entre as GFVs, mas reduzem a redundância da comunicação, tornando o esquema potencialmente mais sensível a falhas de enlace. Esse comportamento sugere que, em aplicações práticas, deve-se buscar um compromisso entre redundância e simplicidade da rede de comunicação, e aponta como evolução natural a investigação de esquemas com alternância

sistemática do líder ou com líderes de reserva, de modo a aumentar a robustez do sistema frente a indisponibilidades temporárias de medição ou comunicação.

Por fim, a análise dos parâmetros do consenso evidenciou que a correta parametrização do passo ε e do ganho G é fundamental para compatibilizar desempenho dinâmico, esforço computacional e equilíbrio do *curtailment* entre as GFVs. Verificou-se que o passo ε atua predominantemente sobre a velocidade de convergência, permitindo reduzir o número de iterações sem alterar de forma significativa o valor final de consenso, desde que respeitado o intervalo de valores recomendado. Já o ganho G , associado ao termo de correção de tensão do líder, controla a intensidade com que desvios de tensão são convertidos em variações de potência ativa, influenciando simultaneamente o tempo necessário para que as tensões retornem ao limite especificado e o grau de *curtailment* do GFV líder. A adoção de um ganho G proporcional à potência disponível do GFV líder mostrou-se uma alternativa adequada para equilibrar esses efeitos em diferentes condições operativas, evitando degraus de potência excessivos e concentrações indesejadas de *curtailment* em um único GFV.

De forma geral, os resultados obtidos indicam que a estratégia distribuída de regulação de tensão proposta nesta tese é capaz de mitigar sobretensões em redes elétricas de distribuição com uso de GFV, explorando de maneira coordenada as funcionalidades de controle de tensão e os recursos de comunicação entre os inversores multifuncionais das GFVs. Ao mesmo tempo, destaca-se a importância da estrutura de comunicação e da parametrização do algoritmo de consenso para garantir um compromisso adequado entre robustez, esforço de coordenação e aproveitamento da potência fotovoltaica disponível.

Embora as perdas elétricas não tenham sido quantificadas nos resultados apresentados, ressalta-se que a estratégia proposta pode contribuir para a redução, ao permitir uma maior geração efetivamente injetada próxima às cargas quando houver margem de tensão, reduzindo a potência transferida a partir da subestação e as correntes ao longo do alimentador. A avaliação comparativa desse efeito, por meio do cálculo das perdas totais da rede nos diferentes cenários, é indicada como continuidade destes estudos.

Em termos práticos, os resultados reforçam o potencial de utilização das funcionalidades avançadas dos inversores, já incorporadas no processo de conexão das GFVs, como alternativa de suporte à regulação de tensão na rede. Quando

combinadas a uma infraestrutura de comunicação e supervisão frequentemente disponível em sistemas de distribuição (por exemplo, telecomando de chaves e coleta de medições), tais funcionalidades permitem coordenar ações de potência reativa e, quando necessário, de potência ativa, mitigando violações de tensão sem depender exclusivamente da atuação de equipamentos convencionais dedicados. Assim, a metodologia proposta pode contribuir para reduzir a necessidade imediata de reforços por reguladores de tensão e bancos de capacitores, ou postergar sua instalação, desde que observados os limites operativos dos inversores e os requisitos técnicos aplicáveis.

6 CONCLUSÕES

O uso de recursos energéticos distribuídos (RED) tem se consolidado como elemento central na modernização das redes de distribuição, trazendo benefícios significativos tanto para as concessionárias quanto para os consumidores. Entretanto, à medida que a participação desses recursos aumenta, a operação da rede torna-se mais sensível a violações de tensão, inversões de fluxo de potência e variações na qualidade da energia, exigindo revisões mais frequentes das normas regulatórias e o emprego de estratégias de controle mais sofisticadas. Nesse contexto, torna-se essencial dispor de soluções de regulação de tensão capazes de explorar as funcionalidades avançadas dos inversores conectados à rede, mantendo os parâmetros elétricos dentro dos limites técnicos estabelecidos.

Entre as alternativas de controle, os algoritmos distribuídos, como os baseados em consenso, apresentam vantagens relevantes em relação às abordagens centralizadas, por exigirem apenas comunicação entre vizinhos, facilitarem a inserção ou remoção de RED sem reconfigurações globais e oferecerem maior tolerância a falhas de comunicação. Mesmo na perda parcial de enlaces ou de um agente específico, a rede de controle pode permanecer operante, o que confere robustez e flexibilidade adicionais às soluções baseadas em consenso.

Nesse contexto, esta tese desenvolveu e avaliou uma estratégia distribuída de regulação de tensão para redes de distribuição com uso de geração fotovoltaica, fundamentada em um algoritmo de consenso líder-seguidor que coordena o *curtailment* ativo dos geradores fotovoltaicos em complemento ao controle local Volt-Var. Aplicada a uma rede elétrica de distribuição de 34 barras desequilibrada, a estratégia proposta mitigou as sobretensões remanescentes nas barras monitoradas, mantendo as tensões dentro do limite de 1,05 p.u. e concentrando o corte de potência ativa nos períodos críticos do dia, sem comprometer a utilização da potência fotovoltaica disponível nos demais instantes de operação.

Os estudos também evidenciaram o papel da camada de comunicação e da parametrização do algoritmo de consenso no desempenho global da estratégia. Observou-se que topologias de comunicação com menor número de enlaces preservam o valor de consenso e o nível agregado de *curtailment*, ao mesmo tempo em que reduzem o número de iterações necessárias para a convergência. A escolha do agente líder apresentou efeito limitado sobre o valor final de consenso, desde que

a conectividade mínima entre os agentes seja mantida. Adicionalmente, a associação do ganho do termo de correção de tensão à potência disponível do líder mostrou-se uma forma eficaz de equilibrar velocidade de convergência e distribuição do *curtailment* entre os geradores, evitando a penalização excessiva de uma unidade específica.

De forma agregada, os resultados demonstram que a estratégia proposta pode ser empregada tanto como mecanismo de regulação subsequente à função Volt-Var quanto como camada intermediária em arquiteturas hierárquicas que integrem controle local, distribuído e centralizado, contribuindo para reduzir esforços de comutação dos dispositivos tradicionais de regulação e, potencialmente, os custos associados de operação e manutenção.

Por fim, a análises realizadas indicam que a integração da estratégia de consenso com sistemas de armazenamento de energia constitui uma evolução natural neste cenário de modernização das redes elétricas de distribuição, possibilitando utilizar, de forma coordenada, a energia associada ao *curtailment* para reforçar o suporte à tensão e aumentar a eficiência global da operação da rede.

6.1 Propostas para trabalhos futuros

Como sugestões para novos tópicos baseados nessa pesquisa, tem-se:

- Avaliação quantitativa do impacto nas perdas elétricas: quantificar, de forma comparativa entre cenários, as perdas totais do alimentador associadas aos diferentes modos de operação, bem como o efeito da topologia de comunicação e da parametrização do consenso. Essa análise permite verificar eventuais ganhos de eficiência decorrentes de maior geração próxima às cargas, além de possíveis impactos associados ao suporte por potência reativa;
- Investigação do desempenho do consenso em redes heterogêneas, com a presença simultânea de diferentes recursos energéticos distribuídos (unidades de geração fotovoltaica, sistemas de armazenamento, veículos elétricos etc.), considerando restrições e horizontes de atuação distintos para cada tecnologia;
- Avaliação da metodologia em redes com sistemas de armazenamento de energia, nas quais o algoritmo de consenso realize, de forma coordenada, a estimação das referências de *curtailment* e de carregamento/descarga das baterias, separando adequadamente a energia consumida pela rede e a energia armazenada;

- Implementação e avaliação experimental da estratégia, visando aproximar a metodologia das condições reais de operação das distribuidoras e validar os resultados obtidos em ambiente de simulação;

- Análise do impacto de limitações da camada de comunicação, como atrasos e perda de pacotes de dados, sobre a convergência do algoritmo de consenso e sobre o desempenho da regulação de tensão, bem como a investigação de mecanismos de mitigação baseados em redundância de enlaces ou ajustes adaptativos de ganhos.

REFERÊNCIAS

- ABNT. ABNT NBR 16149 - **Sistemas fotovoltaicos (FV)** – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição [Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface]. [s. l.], 2013.
- AHMAD, G. *et al.* Distributed Control Strategies for Microgrids: A Critical Review of Technologies and Challenges. **IEEE Access**, [s. l.], v. 13, p. 60702–60719, 2025.
- ALLAHMORADI, S. *et al.* Voltage Regulation and System Loss Minimization in Practical Distribution Networks using Advanced DER Controls. *In*: 2025 IEEE ELECTRICAL POWER AND ENERGY CONFERENCE (EPEC), 2025, Waterloo, ON, Canada. **2025 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**. Waterloo, ON, Canada: IEEE, 2025. p. 129–133. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11230411/>. Acesso em: 23 nov. 2025.
- ALTDSS-PYTHON. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://pypi.org/project/altdss/0.2.4/>. Acesso em: 2 out. 2025.
- AMIRI, S. S.; RAHMANI, M.; MCDONALD, J. D. An Updated Review on Distribution Management Systems within a Smart Grid Structure. 2021. **2021 11th Smart Grid Conference (SGC)**. [S. l.]: [s. d.], 2021. p. 1–5.
- AMUNA, A. M.; KARANDEH, R.; CECCHI, V. Voltage Regulation in Distribution Systems using Distributed Energy Resources. 2021. **SoutheastCon 2021**. [S. l.]: [s. d.], 2021. p. 1–7.
- ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Módulo 8: Qualidade no fornecimento de energia elétrica. [s. l.], 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 10 out. 2023.
- BABU, K. R.; KHATOD, D. K. Selection of Smart Inverter Voltage Regulation Functions for Over-Voltage Mitigation. 2023. **2023 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy (PESGRE)**. [S. l.]: [s. d.], 2023. p. 1–6.
- CABALLERO-PEÑA, J. *et al.* Distributed energy resources on distribution networks: A systematic review of modelling, simulation, metrics, and impacts. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [s. l.], v. 138, p. 107900, 2022.
- CAPEZZA, S.; JOSHI, A.; CHOW, M.-Y. Hierarchical Distributed Consensus Based Economic Dispatch of Distributed Energy Resources (DERs) for Networked Microgrids. 2023. **2023 IEEE 3rd International Conference on Industrial Electronics for Sustainable Energy Systems (IESES)**. [S. l.]: [s. d.], 2023. p. 1–6.
- CEBRIAN, J. C. *et al.* A Novel Methodology to Estimate Probability Density Function of Voltage Sag Duration and Failure Rates on Power Distribution Systems. **IEEE Access**, [s. l.], v. 11, p. 16863–16874, 2023.

CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 82, p. 3279–3287, 2018.

CIPOLLA, P. L. M. **Avaliação técnica, econômica e social para a implantação de microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2021. - UNESP, Sorocaba, 2021.

DE CASTRO, N.; DANTAS, G. Distributed Generation: International experiences and comparative analyses. **PUBLIT, Rio de Janeiro**, [s. l.], 2017.

DONG, Q. *et al.* Voltage Regulation Strategies in Photovoltaic-Energy Storage System Distribution Network: A Review. **Energies**, [s. l.], v. 18, n. 11, 2025. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/11/2740>.

DUA, G. S.; HAQUE, M. E.; MAHMUD, A. Voltage Regulation Assessment in DER Integrated Distribution Grids. *In*: 2025 IEEE INDUSTRY APPLICATIONS SOCIETY ANNUAL MEETING (IAS), 2025, Taipei, Taiwan. **2025 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)**. Taipei, Taiwan: IEEE, 2025. p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11061769/>. Acesso em: 23 nov. 2025.

EPE. **Estudos de Longo Prazo - Recursos Energéticos Distribuídos - Documento de Apoio ao PNE 2050**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019.

FERREIRA, D. *et al.* Overview of Consensus Protocol and Its Application to Microgrid Control. **Energies**, [s. l.], v. 15, n. 22, 2022. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/22/8536>.

FIEDLER, M. Algebraic connectivity of graphs. **Czechoslovak Mathematical Journal**, [s. l.], v. 23, n. 2, p. 298–305, 1973.

FU, A.; CVETKOVIĆ, M.; PALENSKY, P. Distributed Cooperation for Voltage Regulation in Future Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 13, n. 6, p. 4483–4493, 2022.

GAMAGE, D. *et al.* Distributed Co-ordinated Consensus Control for Multi-Energy Storage of DC Microgrid. *In*: 2021 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM), 2021, Washington, DC, USA. **2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**. Washington, DC, USA: IEEE, 2021. p. 1–5. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9638036/>. Acesso em: 5 nov. 2025.

GBADEGA, P. A. *et al.* Coordinated Voltage Regulator and Smart Inverter Settings with High Penetration of DERs: A Systematic Review and Bibliometric Analysis. *In*: 2024 IEEE PES/IAS POWERAFRICA, 2024, Johannesburg, South Africa. **2024 IEEE PES/IAS PowerAfrica**. Johannesburg, South Africa: IEEE, 2024. p. 1–5. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10759488/>. Acesso em: 21 nov. 2025.

GIACOMINI, J.; CEBRIAN, J. C.; MORALES-PAREDES, H. K. An Algorithm Based on Consensus for Active Power Sharing and Voltage Regulation Within Electrical Distribution Networks. 2024. **2024 IEEE PES Generation, Transmission and**

Distribution Latin America Conference and Industrial Exposition (GTDLA). [S. l.]: [s. d.], 2024. p. 1–5.

GULZAR, M. M. *et al.* Multi-Agent Cooperative Control Consensus: A Comparative Review. **Electronics**, [s. l.], v. 7, n. 2, 2018. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2079-9292/7/2/22>.

HAMDI, M. *et al.* Coordinated consensus for smart grid economic environmental power dispatch with dynamic communication network. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [s. l.], v. 12, n. 11, p. 2603–2613, 2018.

HAO, J. *et al.* A comprehensive review of planning, modeling, optimization, and control of distributed energy systems. **Carbon Neutrality**, [s. l.], 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s43979-022-00029-1>. Acesso em: 25 ago. 2023.

HAQUE, A. N. M. M.; XIONG, M.; NGUYEN, P. H. Consensus Algorithm for Fair Power Curtailment of PV Systems in LV Networks. 2019. **2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)**. [S. l.]: [s. d.], 2019. p. 813–818.

IEA. **Evolution of solar PV module cost by data source, 1970-2020**. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>. Acesso em: 26 ago. 2025.

IEC. Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface. **IEC 61727:2004 - Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface**, [s. l.], p. 23, 2004.

IEEE. **Impact of IEEE Std 1547 on Smart Inverters and the Applications in Power Systems**. [S. l.]: [s. d.], 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/grid/ieee-standard-1547/smart-inverters-power-systems.html>. Acesso em: 9 set. 2023.

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

IWEH, C. D. *et al.* Distributed Generation and Renewable Energy Integration into the Grid: Prerequisites, Push Factors, Practical Options, Issues and Merits. **Energies** 2021, v. 14, Page 5375, [s. l.], v. 14, n. 17, p. 5375, 2021.

JAVED, A. H. *et al.* Review of operational challenges and solutions for der integration with distribution networks. 2021 56th International Universities Power Engineering Conference: Powering Net Zero Emissions, UPEC 2021 - **Proceedings**, [s. l.], 2021. Disponível em: Acesso em: 24 ago. 2023.

JOSHI, A.; CHOW, M.-Y. Adaptive Hierarchical Distributed Consensus for Energy Management in Networked Microgrids. 2025. **2025 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S. l.]: [s. d.], 2025. p. 1–5.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S. l.]: CRC Press, 2018.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.

LEAL, G. C. B. *et al.* On the Contributions of Smart-Inverters Control Strategies to Voltage Profile Regulation in a Low Voltage Distribution Network. *In: IECON 2020 - 46TH ANNUAL CONFERENCE OF THE IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY*, 2020, Singapore, Singapore. **IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. Singapore, Singapore: IEEE, 2020. p. 1645–1652. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9254804/>. Acesso em: 23 nov. 2025.

LEWIS, F. L. *et al.* **Cooperative Control of Multi-Agent Systems - Optimal and Adaptive Design Approaches**. Londres: Springer, 2014.

LIN, C.-H. *et al.* Financial Analysis of a Large-Scale Photovoltaic System and Its Impact on Distribution Feeders. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, [s. l.], v. 47, p. 1884–1891, 2011.

LIN, J.; WANG, X.; YANG, Q. A Consensus-based Algorithm for Electric Vehicle Charging System. *In: 2020 IEEE 4TH CONFERENCE ON ENERGY INTERNET AND ENERGY SYSTEM INTEGRATION (EI2)*, 2020, Wuhan, China. **2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**. Wuhan, China: IEEE, 2020. p. 4403–4406. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9347153/>. Acesso em: 5 nov. 2025.

LIU, Y.-J. *et al.* Voltage Regulation of Distribution Feeders by Distributed Energy Resources Coordination Control in Microgrid. *In: 2021 IEEE INTERNATIONAL FUTURE ENERGY ELECTRONICS CONFERENCE (IFEEC)*, 2021, Taipei, Taiwan. **2021 IEEE International Future Energy Electronics Conference (IFEEC)**. Taipei, Taiwan: IEEE, 2021. p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9661903/>. Acesso em: 23 nov. 2025.

LIU, Y.; ZHU, E. Research on Communication Improvement for Large-scale Distributed Photovoltaic Cluster Regulation and Control. 2025. **2025 IEEE 3rd International Conference on Power Science and Technology (ICPST)**. [S. l.]: [s. d.], 2025. p. 2094–2098.

MAI, T. T.; HAQUE, A. N. M. M.; NGUYEN, P. H. Consensus-Based Distributed Control for Overvoltage Mitigation in LV Microgrids. 2019. **2019 IEEE Milan PowerTech**. [S. l.]: [s. d.], 2019. p. 1–6.

MAJUMDER, S. *et al.* Epistemology of voltage control in DER-rich power system. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 214, p. 108874, 2023.

MENG, L. *et al.* Review on Control of DC Microgrids and Multiple Microgrid Clusters. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, [s. l.], v. 5, n. 3, p. 928–948, 2017.

MIRALLES, J. A. **Consensus Algorithms for Networked Control**. 2014. - Universitat Politècnica de València, València, 2014. Disponível em: <https://riunet.upv.es:443/handle/10251/52511>. Acesso em: 11 out. 2023.

MOHAR, B. *et al.* **The Laplacian Spectrum of Graphs**. [s. l.], 1991. Disponível em: <https://users.fmf.uni-lj.si/mohar/Papers/Spec.pdf>.

MONDAL, S. *et al.* A Distributed Fixed-Time Consensus for Battery Storage Systems. *In: 2021 INNOVATIONS IN ENERGY MANAGEMENT AND RENEWABLE RESOURCES (IEMRE)*, 2021, Kolkata, India. **2021 Innovations in Energy Management and Renewable Resources(52042)**. Kolkata, India: IEEE, 2021. p. 1–5. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9386971/>. Acesso em: 5 nov. 2025.

NADEEM, T. B. *et al.* Distributed energy systems: A review of classification, technologies, applications, and policies. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 48, p. 101096, 2023.

NREL. **Grid-Forming Inverter Controls**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/grid/grid-forming-inverter-controls.html>. Acesso em: 12 set. 2023.

OLFATI-SABER, R.; FAX, J. A.; MURRAY, R. M. Consensus and Cooperation in Networked Multi-Agent Systems. **Proceedings of the IEEE**, [s. l.], v. 95, n. 1, p. 215–233, 2007.

ONU. **Renewable energy – powering a safer future**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.un.org/en/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>. Acesso em: 5 set. 2023.

PALOMARES, A.; REBOLLO, M.; CARRASCOSA, C. Supportive consensus. **PLOS ONE**, [s. l.], v. 15, n. 12, p. 1–30, 2020.

PIGGOTT, C. E.; CARUSO, Z.; NENADIC, N. G. Low-Cost Communication Interface between a Smart Meter and a Smart Inverter. **Energies**, [s. l.], v. 16, n. 5, 2023. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/5/2358>.

RAHIMI, K. *et al.* Voltage regulation performance of smart inverters: Power factor versus volt-VAR control. 2017. **2017 North American Power Symposium (NAPS)**. [S. l.]: [s. d.], 2017. p. 1–6.

REN21. **Renewables 2025 Global Status Report. Global Overview**. [S. l.]: [s. d.], 2025. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 5 ago. 2025.

RODRIGUES, D. T. *et al.* Consensus-Based Single-Phase Control of Three-Phase Inverter for Current Sharing in Three-Phase Four-Wire Isolated AC Microgrids. **IEEE Access**, [s. l.], v. 10, p. 108159–108168, 2022.

ROMERO AGUERO, J.; KHODAEI, A. Grid Modernization, DER Integration & Utility Business Models - Trends & Challenges. **IEEE Power and Energy Magazine**, [s. l.], v. 16, n. 2, p. 112–121, 2018.

S., A.; A., T.; SHEREEF, R. M. Voltage Regulation in Distribution Network with Voltage Dependent Loads using Solar PV and Battery Energy Storage System. *In: 2025 6TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL, COMMUNICATION*

AND COMPUTING (ICCC), 2025, Thiruvananthapuram, India. **2025 6th International Conference on Control, Communication and Computing (ICCC)**.

Thiruvananthapuram, India: IEEE, 2025. p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11077177/>. Acesso em: 23 nov. 2025.

SABERIAN, A. *et al.* Regulating grid voltage with PV using modified consensus. 2017. **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)**. [S. l.]: [s. d.], 2017. p. 1–6.

SERRANO, H. de O. M. **Gerenciamento de capacidade nas modernas redes de distribuição de energia elétrica**. 2023. - Universidade Estadual Paulista “Júlio Mesquita Filho” (Unesp), Ilha Solteira, 2023.

SILVA, P. F. *et al.* Consensus Algorithm-Based Distributed Generator Sharing for Isolated Heterogeneous Microgrids. *In*: 2023 IEEE 8TH SOUTHERN POWER ELECTRONICS CONFERENCE AND 17TH BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE (SPEC/COBEP), 2023, Florianopolis, Brazil. **2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)**. Florianopolis, Brazil: IEEE, 2023. p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10408301/>. Acesso em: 5 nov. 2025.

SKOK, S. *et al.* Analysis of Ancillary Services Provided by Distributed Energy Resources in Smart Distribution Grid. 2022. **2022 3rd International Conference on Intelligent Engineering and Management (ICIEM)**. [S. l.]: [s. d.], 2022. p. 68–74.

SONDHARANGALLA, M.; MOLDOVAN, D.; AYYANAR, R. A Novel Asymmetric Distributed Voltage Regulation Scheme to Enhance the Utilization of Distributed Energy Resources. *In*: 2024 IEEE 52ND PHOTOVOLTAIC SPECIALIST CONFERENCE (PVSC), 2024, Seattle, WA, USA. **2024 IEEE 52nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**. Seattle, WA, USA: IEEE, 2024. p. 0469–0474. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10748978/>. Acesso em: 21 nov. 2025.

SRIVASTAVA, P. *et al.* Voltage regulation in distribution grids: A survey. **Annual Reviews in Control**, [s. l.], v. 55, p. 165–181, 2023.

STREZOSKI, L.; STEFANI, I.; BRBAKLIC, B. Active Management of Distribution Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources. 2019. **IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies**. [S. l.]: [s. d.], 2019. p. 1–5.

SUN, W. *et al.* A Novel Voltage Regulation Scheme for Active Distribution Grid. *In*: 2020 5TH ASIA CONFERENCE ON POWER AND ELECTRICAL ENGINEERING (ACPEE), 2020, Chengdu, China. **2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)**. Chengdu, China: IEEE, 2020. p. 493–497. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9136260/>. Acesso em: 23 nov. 2025.

TANG, G. *et al.* Distributed Coordinated Control Battery Energy Storage System Based on Consensus Algorithm. *In*: 2023 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON UNMANNED SYSTEMS (ICUS), 2023, Hefei, China. **2023 IEEE International**

Conference on Unmanned Systems (ICUS). Hefei, China: IEEE, 2023. p. 154–159. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10318248/>. Acesso em: 5 nov. 2025.

TANGI, S. *et al.* Multi-Agent-Based Coordinated Voltage Regulation Technique in an Unbalanced Distribution System. **Energies**, [s. l.], v. 18, n. 21, 2025. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/21/5829>.

TATAR, S. M.; AYDIN, E. Design and operation of renewable energy microgrids under uncertainty towards green deal and minimum carbon emissions. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, [s. l.], v. 37, p. 101233, 2024.

VOSUGHI, A. *et al.* Cyber–physical vulnerability and resiliency analysis for DER integration: A review, challenges and research needs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 168, p. 112794, 2022.

WANG, Z. *et al.* Adaptive Harmonic Impedance Reshaping Control Strategy Based on a Consensus Algorithm for Harmonic Sharing and Power Quality Improvement in Microgrids With Complex Feeder Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 13, n. 1, p. 47–57, 2022.

WANG, Z.; HAN, M.; XIE, W. Control Strategy for Reactive Power Distribution and Voltage Regulation of Multi-Converters Based on Consensus Algorithm. *In*: 2025 10TH ASIA CONFERENCE ON POWER AND ELECTRICAL ENGINEERING (ACPEE), 2025, Beijing, China. **2025 10th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)**. Beijing, China: IEEE, 2025. p. 469–474. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11040917/>. Acesso em: 23 nov. 2025.

WENWU YU *et al.* Distributed consensus strategy for economic power dispatch in a smart grid. *In*: 2015 10TH ASIAN CONTROL CONFERENCE (ASCC), 2015, Kota Kinabalu. **2015 10th Asian Control Conference (ASCC)**. Kota Kinabalu: IEEE, 2015. p. 1–6. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7244550/>. Acesso em: 5 nov. 2025.

YU, L. *et al.* Consensus control of distributed energy resources in a multi-bus microgrid for reactive power sharing and voltage control. **Energies**, [s. l.], v. 11, n. 10, 2018.

ZHAI, F. *et al.* Secondary Frequency and Voltage Regulation Strategy of Microgrid based on Distributed Consensus Algorithm. 2023. **2023 11th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2023 - ECCE Asia)**. [S. l.]: [s. d.], 2023. p. 433–439.

ZHANG, Z.; CHOW, M.-Y. Convergence Analysis of the Incremental Cost Consensus Algorithm Under Different Communication Network Topologies in a Smart Grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 27, n. 4, p. 1761–1768, 2012.

ZHANG, D.; LI, J.; HUI, D. Coordinated control for voltage regulation of distribution network voltage regulation by distributed energy storage systems. **Protection and Control of Modern Power Systems**, [s. l.], v. 3, n. 1, p. 3, 2018.

