

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DO EFEITO DOS CONTROLES VOLT-VAR E VOLT-WATT DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

por

Affonso Calsing Ribeiro

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, 09 de agosto de 2024



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DO EFEITO DOS CONTROLES VOLT-VAR E VOLT-WATT DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

por

Affonso Calsing Ribeiro

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS REQUISITOS
PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE **BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA**.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Haffner

Co-orientadora: Profa. Dra. Bibiana Petry Ferraz

Banca examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Haffner – DELAE / UFRGS
Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS
Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 09 de agosto de 2024

AGRADECIMENTOS

Ao longo deste caminho tortuoso e cheio de obstáculos que é a vida, tive a sorte de ter ao meu lado pessoas boas, gentis e que sempre estenderam a mão quando precisei. Agradecer a todos seria impossível, mas gostaria de agradecer algumas pessoas em específico, que se fizeram mais presentes ao longo deste período.

Gostaria de agradecer inicialmente aos meus pais, que moldaram meu caráter e não mediram esforços para que eu e minhas irmãs nos formássemos técnicos(as) e engenheiros(as). À minha mãe, Romy, agradeço por nunca ter perdido a esperança, mesmo quando tudo indicava o contrário. Ao meu pai, André, agradeço por nunca ter se conformado com a sua situação, sempre nos instigando a querer algo mais. Vocês são exemplos de coração e resiliência para seus três filhos, saibam disso.

Às minhas irmãs, Alice e Mariana, pela coragem que tiveram em percorrer este caminho antes de mim, abrindo-o. A vida por si só já é mais difícil para vocês, pois escolheram trilhar um caminho na área técnica mesmo sendo mulheres. As coisas podem demorar para mudar, mas sei que irão melhorar, e estarei lá para ver vocês duas brilharem, pois ambas merecem.

Aos meus amigos Gleidson e Luis, que mesmo não sendo de sangue, se tornaram irmãos em função das adversidades que passamos juntos. Ao Gleidson, que me recebeu de peito aberto em sua casa, obrigado pela cumplicidade regada de bons "rangos" na quinta-feira. Ao Luis, que no meu momento mais baixo, esteve lá com o seu ombro amigo, agradeço pelos conselhos mais aleatórios possíveis, mas sempre vindos do coração.

À Leandra, por ter mudado minha visão sobre o que é carinho e amor. Tua paixão pelos teus objetivos e pela tua profissão é algo louvável, que eu admiro muito e que torço para que se concretizem. Se hoje desejo passar minha vida ao lado de alguém, é porque tu me mostraste que isso é possível. Agradeço também à sua família, Luciana, José e Arthur, por terem me aceitado com carinho, leveza e boas risadas.

Aos colegas e amigos de faculdade, Aline, Guilherme, Felipe e Leonardo, agradeço por ter encontrado vocês. Passamos por aulas online e presenciais, síncronas e assíncronas. Provas de 1 hora e de 5 horas. Provas "no escuro" ou com consulta. Independente do cenário, sempre estiveram lá. As provas teriam sido muito mais difíceis sem essa parceria.

Aos meus amigos da UFRGS, Sabrina, Matheus e Pedro, agradeço as risadas, conselhos e momentos presentes. Foram parceiros perfeitos para uma boa festa, mas também, são pessoas sérias e comprometidas com o que fazem. Admiro vocês três pelas suas histórias e pessoas que são.

Agradeço também aos professores e professoras do curso de Engenharia de Energia. Agradeço em especial ao meu orientador, Sérgio Haffner, e à minha coorientadora, Bibiana Petry, pelas trocas leves e com risadas, mas sempre com competência e anseio de me ensinarem algo novo. O caminho se torna muito mais fácil quando encontramos mestres com disposição para conversar e capacidade de nos entender.

Aos meus ex-colegas das empresas Demuth, Maxiforja e ENGIE, onde trabalhei, agradeço imensamente pela oportunidade e por terem depositado a confiança no meu trabalho, assim como por terem partilhado o seu dia a dia comigo. Nessas empresas encontrei pessoas que formaram meu caráter profissional e que não mediram esforços para me ajudar.

Por fim, fico muito feliz e sou muito grato pela história construída até este momento, junto de todas essas pessoas.

RESUMO

Atualmente a geração distribuída (GD) é responsável por cerca de 27 GW da potência de geração instalada no país, com previsão de aumento para 42 GW até 2028, assumindo assim grande papel na entrega de potência nacional ao longo do dia. Sua integração nos sistemas de distribuição de energia elétrica, especialmente das usinas fotovoltaicas, apresenta desafios significativos como a inversão do fluxo de potência e a elevação da tensão, exigindo assim estratégias de controle eficazes para garantir a operação segura e eficiente da rede. Este estudo investiga o impacto dos controles volt-var e volt-watt na operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com GD. Por meio de simulações computacionais para o estudo de fluxo de potência usando a ferramenta OpenDSS via Python, foram analisados diferentes níveis de penetração e a aplicação de controles volt-var e volt-watt nos inversores com o nível máximo de penetração. Considerando os cenários utilizados neste trabalho, os resultados mostram que a GD, à medida que teve sua presença aumentada na rede, possibilitou uma diminuição nas perdas técnicas, assim como ajudou a aumentar os níveis de tensão durante o dia. A implementação de controles volt-var e volt-watt mostrou-se eficaz na regulação da tensão, mas mostrou também implicações da necessidade de dimensionamento correto dos inversores para a atuação do controle volt-var, e aparente corte da potência gerada em determinadas situações, na atuação do controle volt-watt. Ambos os controles apresentaram resultados satisfatórios no controle dos níveis de tensão, e mostraram que a GD pode ser utilizada como uma ferramenta de auxílio operacional para a manutenção dos indicadores da rede.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Solar fotovoltaico. Controle volt-watt. Controle volt-var. Distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

Currently, distributed generation (DG) accounts for approximately 27 GW of the installed generation capacity in Brazil, with projections to increase to 42 GW by 2028, thereby playing a significant role in the daily national power supply. The integration of DG, especially photovoltaic plants, into electrical distribution systems presents significant challenges such as power flow reversal and voltage rise, necessitating effective control strategies to ensure the safe and efficient operation of the grid. This study investigates the impact of volt-var and volt-watt controls on the operation of electrical distribution systems with DG. Through computational simulations of power flow using the OpenDSS software combined with Python, different levels of penetration were analyzed, as well as the application of volt-var and volt-watt controls on inverters at the maximum penetration level. Considering the scenarios used in this work, the results show that as DG penetration increased in the grid, it led to a reduction in technical losses and helped raise voltage levels during the day. The implementation of volt-var and volt-watt controls proved effective in voltage regulation but also highlighted the need for proper inverter sizing for volt-var control operation and the apparent curtailment of generated power in certain situations with volt-watt control. Both controls yielded satisfactory results in managing voltage levels, demonstrating that DG can be used as an operational tool to help maintain network indicators.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic power plant. volt-watt control. volt-var control. Electric power distribution.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fluxo de potência de um SDEE passivo – equivalente monofásico,	13
Figura 2 – Representação fasorial de um sistema de distribuição convencional de 2 nós.	13
Figura 3 – Fluxo de potência de um SDEE com GD - equivalente monofásico.	14
Figura 4 – Curva de controle volt-watt.	16
Figura 5 – Curva de controle volt-var.	17
Figura 6 – Fluxograma da metodologia utilizada.	19
Figura 7 – Sistema de baixa tensão utilizado como referência.	22
Figura 8 – Sistema de média tensão utilizado como referência	22
Figura 9 – Boxplot das tensões nodais ao longo de 24 horas.	23
Figura 10 – Potência ativa e reativa exigida pela rede ao longo de 24 horas	23
Figura 11 – Boxplot das tensões dos nós ao longo de 24 horas, com penetração da GD de: (a) 25% e (b) 100%.	24
Figura 12 – Perfil diário de potência gerada pela GD com diferentes níveis de penetração.	25
Figura 13 – Perfil diário de potência no nó de referência, com diferentes níveis de penetração de GD.	25
Figura 14 – Boxplot das tensões dos nós ao longo de 24 horas, com controles: (a) volt-watt; (b) volt-var e (c) combinado.	27
Figura 15 – Perfil diário de potência ativa no nó de referência, com atuação dos controles.	27
Figura 16 – Perfil diário de potência reativa no nó de referência, com atuação dos controles.	28
Figura 17 – Perfil diário de potência ativa gerada pela GD com atuação dos controles.	28
Figura 18 – Perfil diário de potência reativa gerada/consumida pelos inversores com atuação dos controles.	29

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites operacionais de tensão em SDEEs (ANEEL, 2022a).	15
Tabela 2 – Comparação de trabalhos correlatos	17
Tabela 3 – Extrato de resultados obtidos para SDEE sem atuação dos controles da GD.	25
Tabela 4 – Extrato de resultados obtidos, com controles, no nó de referência.	27

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
2	REFERENCIAL TEÓRICO	10
2.1	Geração Distribuída	10
2.1.1	Breve Histórico sobre Regulamentação	11
2.1.2	Desafios e Oportunidades	11
2.1.3	Efeito de Elevação na Tensão	13
2.2	Controle de Tensão	15
2.2.1	Limites de Tensão em Sistemas de Distribuição Brasileiros	15
2.2.2	Controles de Operação da Rede	16
2.2.3	Controle volt-watt	16
2.2.4	Controle volt-var	16
2.3	Trabalhos Correlatos	17
3	METODOLOGIA	18
3.1	Etapa 1: Definição dos Indicadores Operacionais	19
3.2	Etapa 2: Obtenção dos Dados de Rede	20
3.3	Etapa 3: Cálculo dos Indicadores da Rede (sem atuação dos controles da GD)	21
3.4	Etapa 4: Cálculo dos Indicadores da rede (com atuação dos controles da GD)	21
4	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	21
4.1	Delimitação do Caso Base	21
4.2	Resultados Obtidos sem Atuação dos Controles	24
4.3	Resultados Obtidos com Atuação dos Controles	26
5	CONCLUSÃO	29
	REFERÊNCIAS	31

1 INTRODUÇÃO

A sociedade como é conhecida atravessou inúmeras fases, indo desde a época em que o sol foi venerado como um deus místico, até o momento atual, onde o ser humano aprendeu a direcionar e utilizar a energia irradiada para geração de energia elétrica. Essa evolução ao longo do tempo pode ser relacionada com inúmeros fatores e, dentre eles, a utilização de insumos energéticos mostra-se cada vez mais relevante. Paralelamente, é perceptível a necessidade da utilização de energia, principalmente em países em desenvolvimento, para que o padrão de vida da sociedade seja elevado. Observa-se uma corrida para o desenvolvimento de novas maneiras de produção ou reutilização de energia, tendo em vista os desafios geográficos, territoriais, sociais e ambientais dos dias atuais (SILVA; GUIMARÃES, 2012).

Dentre os insumos energéticos, a energia elétrica apresenta papel cada vez mais importante, seja em função de sua origem de produção multivariada, podendo ser obtida por meio de usinas termoelétricas, hidrelétricas, solares, eólicas, dentre outras, seja por sua capacidade de transmissão em longas distâncias. As projeções no consumo elétrico médio anual, para o Brasil, mostram 3 cenários entre os anos de 2022 e 2032: aumentos de 2,8% no cenário inferior, 3,4% no cenário referência e 4,1% no cenário superior (EPE, 2022). Já para o ano de 2024, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) noticiou recorde na demanda de carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) na segunda semana de março, influenciado principalmente pelas altas temperaturas, que resultaram na maior utilização de equipamentos para refrigeração nas residências e comércio do país. É muito importante salientar que entre novembro de 2023 e março de 2024, houve 3 quebras desse recorde histórico, corroborando com o aumento da importância e utilização da energia elétrica na vida cotidiana da sociedade (ONS, 2024).

Em relação à matriz elétrica brasileira, tem-se a geração hidrelétrica como predominante, sendo constituída também pelas fontes eólica, gás natural, biomassa, solar, dentre outras. Dentre essas fontes, as que mais cresceram nos últimos anos, destacam-se a energia eólica e a solar, passando de meros 0,9% e 0,0% de representatividade na Oferta Interna de Energia (OIE) em 2012, para 11,8% e 4,4%, respectivamente, em 2022 (EPE, 2023a). Esse aumento se deve principalmente ao incentivo governamental dado nos últimos anos para fomentar o desenvolvimento dessa indústria no Brasil, seja por meio de facilitação de importação de equipamentos, por redução de impostos em produtos e serviços relacionados, subsídios tarifários, ou inclusão dessas tecnologias em programas governamentais de larga escala (GASPARIN, 2022).

Mesmo tendo menor representatividade na matriz elétrica atualmente em relação à energia hidrelétrica, a energia solar fotovoltaica tem se mostrado cada vez mais presente na sociedade, tendo em vista sua capacidade de implementação nos pequenos e médios consumidores, podendo ser conectada em baixa ou média tensão. Essa possibilidade proporciona uma difusão muito grande da tecnologia, sendo ela a principal fonte responsável pelo aumento registrado na Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) em 2022, com cerca de 94,3% de representatividade dentre todas as fontes. A própria curva de aumento da MMGD nos últimos anos é consequência dessa expansão da energia solar fotovoltaica (EPE, 2023b). Para 2024, são considerados cerca de 27 GW de potência instalada provindos da MMGD, totalizando em cerca de 12,5% da potência instalada no país. Para 2028, a projeção é de aumento para 16,7% de participação, totalizando em cerca de 42 GW. Desta maneira, é possível perceber que a MMGD, e por consequência, a solar fotovoltaica, quase dobrará de tamanho em cerca de 4 anos, ressaltando a sua importância no cotidiano da sociedade (EPE, 2024).

Apesar de oferecer ao pequeno e médio consumidor a possibilidade de geração própria de energia, a fonte solar fotovoltaica tem apresentado sérios desafios à operação dos sistemas de distribuição. Criada com o principal objetivo de autoconsumo local, atualmente é possível a implementação de sistemas de autoconsumo

remoto e de geração compartilhada. Desta forma, o usuário pode gerar a energia em uma localidade e abater seu consumo em outra, ou até mesmo, negociar esta geração, por intermédio do arrendamento de parte de uma usina solar. Com isso, áreas que antes não eram vistas como prioridades, do ponto de vista de operação, para as empresas distribuidoras, como regiões interioranas, começaram a requisitar adequações na infraestrutura, uma vez que são locais com elevado potencial para a instalação de usinas solares. Essas adequações são provenientes do efeito da geração fotovoltaica e da sua curva de geração característica, que tem seu pico no meio do dia, quando a irradiação do sol é maior, e começa a enfraquecer do meio da tarde em diante, quando a carga do sistema apresenta um aumento em sua demanda. Desta forma, pode-se ter um aumento de tensão nos pontos de conexão, uma vez que agora, além do consumo de energia elétrica por meio das cargas conectadas, também terá pequenos geradores por certo período, contribuindo inclusive para reversão do fluxo de potência. Isso gera uma série de problemas relacionados à sistemas de proteção e capacidade dos sistemas, uma vez que os reguladores de tensão passam a operar mais, dependendo da situação. O resultado é o possível desgaste prematuro dos sistemas de controle, risco de falha nos sistemas de proteção e consequente exposição da rede às intempéries geradas pela reversão do fluxo de potência (GESEL, 2018).

Um estratégia para aumentar a qualidade do serviço e reduzir a ultrapassagem dos limites de tensão causada pela intermitência da GD, consiste no controle da injeção de potência ativa e controle da injeção/absorção da potência reativa nos inversores de frequência do sistema fotovoltaico, por intermédio das funções de controle volt-watt e volt-var, respectivamente (WANZELER et al., 2018). Surge, então, a possibilidade da utilização dos inversores fotovoltaicos, não somente para injeção de potência ativa, mas também para a realização de serviços ancilares, como na correção do fator de potência e na compensação de harmônicos da instalação (PAIVA et al., 2023).

Nesse contexto, o presente trabalho objetiva analisar o efeito da atuação dos controles volt-var e volt-watt da GD em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEEs). Dentro do escopo proposto, também propõe-se avaliar a influência do aumento do nível de penetração da GD na operação de uma rede de distribuição.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo, são apresentados, inicialmente, fundamentos sobre geração distribuída e as estratégias de controle de tensão atualmente utilizados em SDEEs. Posteriormente, são apresentadas as abordagens correlatas ao método proposto no presente trabalho, bem como discussões sobre potenciais contribuições neste tema.

2.1 Geração Distribuída

A GD como é conhecida atualmente, tem sua origem em 2004, por meio do Decreto N° 5.163/2004, onde o termo “geração distribuída” foi inicialmente definido:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8° da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento,

conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004 (BRASIL, 2004).

Após a atualização em sua regulamentação, a geração distribuída apresenta a seguinte classificação (BRASIL, 2022):

- Microgeração: Sistemas de geração com até 75 kW de potência, provindos de fontes renováveis ou co-geração qualificada;
- Minigeração Distribuída: Sistemas de geração com potência entre 75 kW e 3 MW, de fontes não-despacháveis, e 75 kW e 5 MW, de fontes despacháveis.

2.1.1 Breve Histórico sobre Regulamentação

Somente no ano de 2012, a partir da publicação da REN 482/12, foram estabelecidas as principais condições para a operacionalização da MMGD junto aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além da criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), baseado no modelo *net metering* (ANEEL, 2012). Este é um dos principais modelos de compensação adotados atualmente, sendo utilizado em outros países como: Holanda, Itália, Dinamarca, Japão, dentre outros, e consiste no pagamento final somente da energia líquida consumida, ou seja, o consumidor paga a diferença entre o que consumiu e o que gerou no período analisado. Nos casos em que a geração excede o consumo, há a originação de créditos que podem ser abatidos posteriormente, e desta forma, períodos de grande geração, como os meses de verão, acabam suprimindo os períodos de menor geração, como o inverno. Outro detalhe importante deste modelo de compensação, no caso brasileiro, é a ausência de penalidades em função da intermitência na geração de energia elétrica, isto é, não há limites específicos de geração impostos pelo órgão regulador para a unidade geradora, representando assim um sério desafio à operação da rede, uma vez que não há previsibilidade de sua utilização (CERI, 2019).

Em 2015, com a publicação da REN 687/15, ocorreu uma revisão na resolução normativa de 2012 e no Módulo 3 do PRODIST (Regras e Procedimentos de Distribuição), ocasionando na implementação de novos limites de potência, padronização da solicitação de acesso, ampliação da validade dos créditos de geração, atualização do prazo de resposta das empresas distribuidoras e definição de novas modalidades de GD (ANEEL, 2015). Por fim, em 2019, foi criado o Projeto de Lei n. 5829/19, chamado de “marco legal da geração distribuída”, sendo este um conjunto de medidas adotadas para adequação do mercado, com foco na alteração dos incentivos financeiros dados às usinas instaladas. A aprovação do projeto ocorreu somente em 2022, por meio da Lei 14.300/22, em função de divergências apontadas entre os entes interessados, uma vez que a mudança nos incentivos financeiros poderia alterar de maneira substancial a viabilidade dos projetos e a expansão da GD fotovoltaica no país (BRASIL, 2022). No ano seguinte, em 2023, a ANEEL publicou a REN 1.059/23, responsável pela revogação da REN 482/12, trazendo consigo uma série de atualizações operacionais ao mercado (ANEEL, 2023).

2.1.2 Desafios e Oportunidades

Tendo como um dos objetivos de sua criação a descentralização da geração de energia elétrica, possibilitando também a desoneração de sua transmissão, a geração distribuída se mostra cada vez mais importante na estratégia de diversificação da matriz elétrica nacional. Um ponto extremamente relevante de sua utilização, consiste na sua curva característica de geração, que possibilita a complementação de

geração nos meses de maior consumo do SIN, os meses mais quentes, em função do aumento da utilização de equipamentos residenciais e comerciais para refrigeração e condicionamento de ar. Sua implementação possibilita também, de certa maneira, uma estratégia para desoneração do custo do setor elétrico, uma vez que não há necessidade de utilização de água para geração ou acionamento de usinas térmicas neste período de alta demanda.

Outro ponto de extrema importância sobre a utilização de placas fotovoltaicas para geração de energia elétrica, consiste no local de sua instalação, uma vez que comumente são utilizados espaços que já tem alguma finalidade primária, gerando assim uma segunda utilização da área. De maneira geral, telhados, estacionamentos, pórticos, dentre outros, são locais indicados para a instalação, agregando maior valor social e ambiental aos espaços, frente a outras fontes de energia, como hidrelétricas ou térmicas. Essa possibilidade surge como uma oportunidade na geração de energia elétrica para países com boa incidência solar, como os Emirados Árabes Unidos, que desde 2008 adota a utilização de usinas solares em telhados como impulsionador de sua estratégia de diversificação da matriz elétrica, visando sua descarbonização (GRIFFITHS; MILLS, 2016).

Além da projeção de carga feita pelo ONS, assinalando que a MMGD irá praticamente dobrar de tamanho em 2028, frente à potência instalada em 2024, tem-se uma série de movimentações governamentais que dão indícios de aumento no fomento dessas tecnologias, utilizando-as na estratégia de descarbonização e diversificação da matriz elétrica nacional. A Medida Provisória n. 1.212/2024 é um exemplo, em que são previstos R\$ 165 bilhões para construção de usinas hidrelétricas, eólica, solares e de biomassa, além da ampliação do prazo para adesão ao desconto na TUSD/TUST para fontes renováveis (BRASIL, 2024). Além disso, em março de 2023, o governo federal decretou a prorrogação do PADIS (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores) até 31/12/2026, além de acrescentar os insumos necessários para fabricação de placas fotovoltaicas no programa (BRASIL, 2023). Desta forma, o governo sinaliza de maneira clara a intenção de fomento e expansão da MMGD, com foco no uso das placas fotovoltaicas.

Apesar das vantagens, verifica-se uma série de desafios técnicos atrelados ao crescimento expressivo da geração distribuída no SIN como: aumento da complexidade de operação das redes de distribuição, aumento nos problemas relacionados ao controle de tensão e proteção da rede e criação de uma disparidade de custos entre os agentes envolvidos. O primeiro desafio começa na área de planejamento da operação e da expansão da rede elétrica, uma vez que a construção das usinas fotovoltaicas, na geração distribuída, não necessita seguir nenhum tipo de planejamento orientativo, isto é, sua solicitação depende exclusivamente da vontade do consumidor em instalar a usina. Desta forma, a distribuidora deve agregar aos seus estudos de planejamento já desenvolvidos os novos pedidos de conexão à rede elétrica, de acordo com parâmetros estabelecidos pela ANEEL. Este desafio é tão grande, que distribuidoras de energia de todo o país têm apresentado resistência à análise nos pedidos de conexão, enviando ofícios à ANEEL de esgotamento da infraestrutura da rede elétrica atual, como no caso mais recente da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) (FREIRE, 2023). Concomitante a isso, é possível perceber que a inserção do autoconsumo remoto, que possibilita a geração de energia elétrica afastada do ponto de carga, e da possibilidade de geração compartilhada, que oportunizou novos modelos de negócios e tornou atrativo a instalação de grandes usinas em áreas rurais ou afastadas dos grandes centros, criou um desvio da concepção inicial de GD e passou a exigir um reforço na infraestrutura local dessas áreas. Portanto, regiões que não seriam prioridade para a distribuidora de energia, pois estão longe dos centros de carga, e por consequência, não necessitam de tal atenção imediata, passaram a

necessitar (FERNANDES; ALBERTO, 2023).

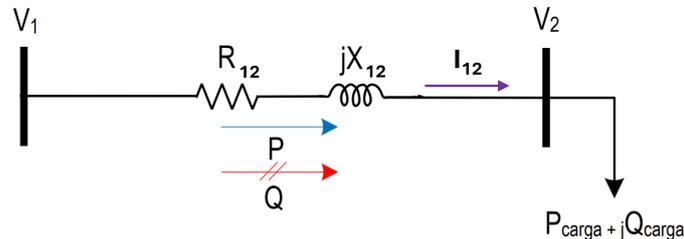
Sob o ponto de vista financeiro, é possível perceber cada vez mais a necessidade de alinhamento entre o poder concedente e a concessionária de energia, uma vez que o modelo atual de remuneração pelo uso do sistema, por meio do subsídio cruzado, acaba onerando os consumidores que não têm GD. A inserção desta tecnologia no SIN exige melhorias na infraestrutura, e da maneira como o mercado está estruturado, agentes que não usufruem do benefício gerado acabam por custear sua implementação, por intermédio do aumento geral de tarifas da distribuidora (GESEL, 2018).

2.1.3 Efeito de Elevação na Tensão

O efeito do autoconsumo remoto somado à intermitência da geração, traz também à distribuidora desafios operacionais no controle de tensão da rede, uma vez que o pico de geração fotovoltaica se dá no meio do dia, enquanto o maior consumo de energia elétrica se dá do meio da tarde em diante. Desta maneira, possibilita-se a elevação de tensão nas conexões em que não há carga considerável atuante. Esta variação, por sua vez, pode resultar no acionamento mais frequentes dos taps dos transformadores e chaves dos bancos de capacitores, o que diminui sua vida útil (GESEL, 2018).

Tradicionalmente, as redes de distribuição sem GD são modeladas por uma rede passiva, com topologia radial, em que o fluxo de potências se dá no sentido geração (Nó 1) à carga (Nó 2), conforme ilustra a Figura 1 (SOUZA et al., 2017).

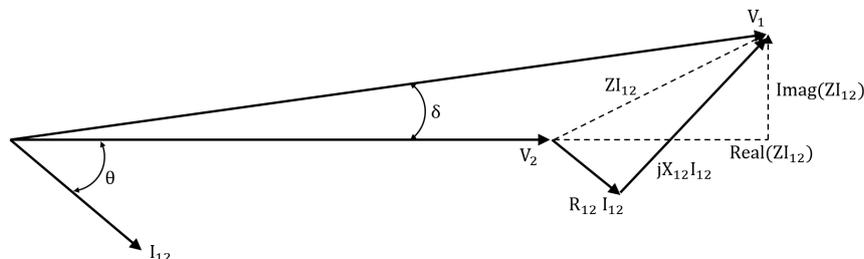
Figura 1 – Fluxo de potência de um SDEE passivo – equivalente monofásico,



Fonte: Adaptado de Souza et al. (2017).

A representação fasorial do sistema apresentado pode ser visualizada na Figura 2, em que é possível perceber a queda da tensão ao longo da linha, causada pela impedância da própria linha.

Figura 2 – Representação fasorial de um sistema de distribuição convencional de 2 nós.



Fonte: Adaptado de Souza et al. (2017).

Aplicando-se a lei de Kirchoff para tensões, obtém-se o fasor tensão no Nó 1, conforme descrito por:

$$V_1 = V_2 + I_{12}(R_{12} + jX_{12}), \tag{2.1}$$

sendo V_1 e V_2 os fasores tensão dos Nós 1 e 2, I_{12} o fasor corrente no circuito 1-2, R_{12} a resistência série do circuito 1-2 e X_{12} a reatância série do circuito 1-2, todos em valores por unidade. Além disso, ao analisar a potência aparente entregue, tem-se a relação entre a tensão no Nó 1 e o conjugado da corrente que flui na linha de distribuição como sendo:

$$S_{\text{carga}} = P_{\text{carga}} + jQ_{\text{carga}} = V_1 I_{12}^*, \quad (2.2)$$

sendo P_{carga} e Q_{carga} as potências ativa e reativa demandadas pela carga em valores por unidade. Isolando o fasor corrente em (2.2), tem-se:

$$I_{12} = \frac{S^*}{V_1^*} = \frac{P_{\text{carga}} - jQ_{\text{carga}}}{V_1^*}. \quad (2.3)$$

Substituindo (2.3) em (2.1), tem-se o resultado da tensão no Nó 1 em função das tensões, impedância da linha e potência da carga:

$$V_1 = V_2 + \frac{S^*}{V_1^*} (R_{12} + jX_{12}) = V_2 + \frac{P_{\text{carga}} R_{12} + Q_{\text{carga}} X_{12}}{V_1^*} + j \frac{P_{\text{carga}} X_{12} - Q_{\text{carga}} R_{12}}{V_1^*}. \quad (2.4)$$

Com o objetivo de verificar a queda de tensão, ou seja, a variação de tensão entre o Nó 1 e o Nó 2, tem-se:

$$\Delta V_{12} = V_1 - V_2 = \frac{P_{\text{carga}} R_{12} + Q_{\text{carga}} X_{12}}{V_1^*} + j \frac{P_{\text{carga}} X_{12} - Q_{\text{carga}} R_{12}}{V_1^*}. \quad (2.5)$$

A partir das considerações feitas por Kersting (2017), tem-se que o ângulo entre o fasor tensão do Nó 1 e o fasor tensão na carga (δ), pode ser considerado muito pequeno, e desta forma, a magnitude da queda de tensão ($|\Delta V_{12}|$) passa a depender somente da parte real da impedância. Concomitante a isso, define-se a fase do fasor tensão do Nó 1 como zero, tornando-o nó de referência do sistema. Com isso, obtém-se

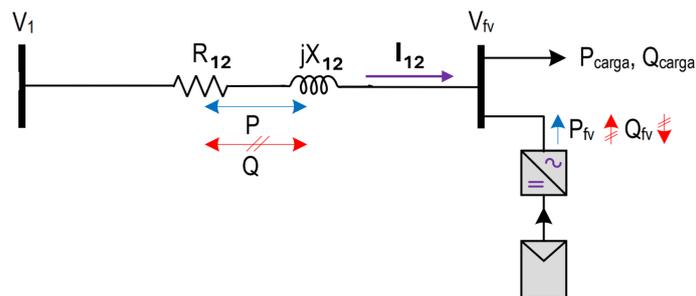
$$|\Delta V_{12}| \approx \frac{P_{\text{carga}} R_{12} + Q_{\text{carga}} X_{12}}{|V_1|}. \quad (2.6)$$

Conforme descrito por Mahmud et al. (2011), para um sistema com maior número de nós, tem-se que a variação de tensão pode ser representada por:

$$|\Delta V_{ij}| \approx \frac{P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}}{|V_i|}, \quad (2.7)$$

onde $|\Delta V_{ij}|$ é a magnitude da queda de tensão no circuito ij , R_{ij} e X_{ij} são os valores da resistência e reatância série do circuito ij , P_{ij} e Q_{ij} são a potência ativa e reativa, que fluem entre o Nó i e j e V_i é o fasor tensão no Nó i , todos em valores por unidade. Quando há conexão de geração distribuída na rede elétrica, a rede deixa de ser passiva, somente com cargas, e passa a ser ativa, podendo injetar potência na rede, conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Fluxo de potência de um SDEE com GD - equivalente monofásico.



Fonte: Adaptado de Souza et al. (2017).

Em um nó que tenha geração fotovoltaica e uma carga, por exemplo, a corrente de linha passará a depender da diferença entre a potência gerada e a potência consumida pela carga. Com isso, é possível verificar à medida que a potência gerada aumenta, ocorre uma elevação da tensão V_2 , no nó com geração, frente à tensão V_1 , gerando assim a inversão de fluxo de potência (SOUZA et al., 2017). Com isso, pode-se reescrever (2.7) considerando o novo cenário, obtendo-se:

$$|\Delta V_{ij}| \approx \frac{(P_{\text{carga}} - P_{Gj})R_{ij} + (Q_{\text{carga}} - Q_{Gj})X_{ij}}{|V_i|}, \quad (2.8)$$

em que P_{Gj} e Q_{Gj} são as potências ativa e reativa geradas no nó, em valores por unidade. De acordo com Mahmud et al. (2011), em casos de conexão do Nó j a um banco de capacitores *shunt* (sendo Q_{Cj} a potência reativa do banco), pode-se reescrever (2.8) como:

$$|\Delta V_{ij}| \approx \frac{(P_{\text{carga}} - P_{Gj})R_{ij} + (Q_{\text{carga}} - Q_{Gj} - Q_{Cj})X_{ij}}{|V_i|}. \quad (2.9)$$

Observa-se, assim, que a queda de tensão em um circuito $|\Delta V_{ij}|$ pode assumir valores positivos ou negativos, conforme os valores das potências líquidas no Nó j . Sempre que a potência ativa gerada superar o valor da carga, o primeiro termo de (2.9) será negativo. Sempre que a potência reativa gerada somada à potência reativa da compensação reativa (banco de capacitor) superar o valor da carga, o segundo termo de (2.9) será negativo. A combinação do efeito dos dois termos vai definir o sinal e a amplitude da queda de tensão.

2.2 Controle de Tensão

Tendo em vista que o nível de penetração da GD em uma rede pode resultar em alterações importantes na magnitude da tensão nos nós da rede, o operador da rede elétrica pode implementar controles que regulem a variação de tensão ao longo da linha. Além disso, outra forma de controle do impacto da utilização da GD na rede elétrica pode ser feita por meio do controle da injeção de potência ativa e/ou reativa, nos inversores de frequência do sistema fotovoltaico (WANZELER et al., 2018).

2.2.1 Limites de Tensão em Sistemas de Distribuição Brasileiros

Em termos regulatórios, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022a), as faixas de qualidade de tensão fornecida (TA) para a baixa e média tensão de acordo com os valores da tensão lida (TL) em comparação com os valores da tensão de referência (TR). Os limites são alterados de acordo com a tensão nominal (TN) da rede, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Limites operacionais de tensão em SDEEs (ANEEL, 2022a).

Classificação	Tensão [pu]	
	$2,3 \text{ kV} < TN < 69 \text{ kV}$	$TN < 2,3 \text{ kV}$
Crítica	$TL > 1,05TR$	$TL > 1,06TR$
Precária	-	$1,05 < TL \leq 1,06TR$
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$	$0,92TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$	$0,87TR \leq TL < 0,92TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$	$TL < 0,87TR$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2022a).

2.2.2 Controles de Operação da Rede

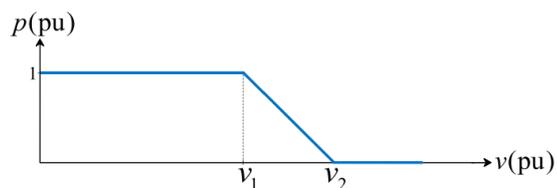
A alteração dos taps em transformadores é uma técnica fundamental e muito utilizada, para regular a tensão em sistemas elétricos de média e baixa tensão. Os taps permitem ajustar a relação de transformação do transformador, possibilitando a alteração dos valores de operação do lado de baixa ou do lado de média tensão, de acordo com a aplicação do transformador. Pode-se alterar a tensão do lado de média, rebaixando-a, por exemplo, para que o lado de baixa tensão, em casos de inserção de GD, continue com nível dentro dos limites operacionais ao longo do dia, sem a ocorrência de ultrapassagens de tensão. Em redes elétricas, especialmente onde há variações significativas na carga ao longo do tempo, ajustar os taps ajuda a garantir que os consumidores recebam uma tensão dentro dos limites, minimizando os riscos de sobretensão ou subtensão (KERSTING, 2017).

Outra estratégia de controle consiste na compensação reativa, que geralmente é realizada por bancos de capacitores (fixos e automáticos), e é crucial para manter os níveis de tensão da rede dentro dos limites aceitáveis. Esses bancos são empregados, principalmente, em redes onde há uma alta demanda por potência reativa indutiva para corrigir o fator de potência. A instalação de bancos de capacitores em locais e nós específicos pode ser uma solução pontual para problemas de operação de redes (KERSTING, 2017).

2.2.3 Controle volt-watt

Esta estratégia de controle consiste na limitação da potência ativa injetada na rede, quando observado que a tensão ultrapassa seu limite superior, resultando em uma área de restrição de operação da fonte geradora. Conforme a Figura 4, quando a tensão saída do sistema de geração começa a se elevar, acima do valor estabelecido v_1 , a potência ativa é linearmente reduzida, de forma a retornar o nível de tensão aos limites aceitáveis, podendo até ser anulada caso ultrapasse o limite superior v_2 estabelecido (IEEE, 2022).

Figura 4 – Curva de controle volt-watt.



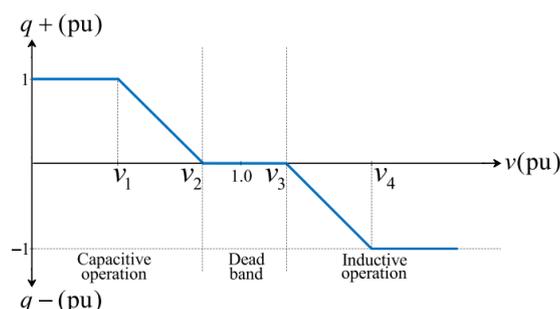
Fonte: Adaptado de Ibrahim e Hossain (2022).

Conforme verificado por Wanzeler et al. (2018), a implementação deste tipo de controle pode ser muito efetiva em casos de alta geração de potência ativa e baixo carregamento na rede. Por outro lado, sua utilização pode ocasionar o corte de geração, o que onera o consumidor, tanto operacionalmente quanto financeiramente.

2.2.4 Controle volt-var

Esta estratégia consiste no controle da absorção/injeção de potência reativa na rede elétrica, ajustando a tensão no ponto de conexão. Caso a tensão ultrapasse o limite superior definido, o inversor pode ser parametrizado para operar na região indutiva, absorvendo potência reativa. Caso a tensão ultrapasse o limite inferior definido, o inversor pode ser parametrizado para operar na região capacitiva, introduzindo potência reativa na rede e auxiliando na elevação de tensão (IEEE, 2022).

Figura 5 – Curva de controle volt-var.



Fonte: Adaptado de Ibrahim e Hossain (2022).

Sua utilização é bastante discutida atualmente e apresenta vários benefícios, principalmente sob o ponto de vista da unidade geradora, que não terá sua geração reduzida ou cortada. Por outro lado, a injeção de potência reativa na rede pode acabar aumentando as perdas técnicas do sistema, devendo assim, ser muito bem analisada (CARLETTE, 2019).

2.3 Trabalhos Correlatos

As abordagens para análise dos efeitos da aplicação dos controles nos inversores podem variar de acordo com a necessidade da aplicação e sensibilidade dos seus fatores mais impactantes, sendo possível verificar vários estudos no assunto, com abordagens diferentes. Na Tabela 2 é apresentado um comparativo entre os principais pontos analisados nos trabalhos correlatos, a seguir discutidos.

Tabela 2 – Comparação de trabalhos correlatos

Característica		A	B	C	D	E	*
Variação do nível de penetração da GD	sim		✓		✓		✓
	não	✓		✓		✓	
Contempla armazenamento de energia	sim	✓				✓	
	não		✓	✓	✓		✓
Tipos de controle	volt-var	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	volt-watt	✓	✓		✓		✓
	outros	✓		✓	✓		
Indicadores utilizados	violação de tensão	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	fator de potência	✓		✓			
	perdas		✓				✓
	potência injetada				✓	✓	✓

Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Nota:

A: Brolese e Sperandio (2023)

B: Santos et al. (2023)

C: Rahimi et al. (2017)

D: Ibrahim e Hossain (2022)

E: Ullah et al. (2023)

* Escopo proposto neste trabalho.

De acordo com Brolese e Sperandio (2023), tem-se que a combinação de controle volt-var nos inversores proporcionou os melhores resultados, em relação à manutenção do fator de potência. Por outro lado, a utilização de controles volt-watt, em ambos os inversores, proporcionou resultados melhores em relação às sobretensões da rede.

Em relação à definição dos limites das curvas de controle volt-watt e volt-var, é possível perceber, conforme descrito por Santos et al. (2023), que o padrão estabelecido pelo IEEE apresentou dificuldades em maximizar a capacidade de acomodação de uma rede elétrica de 33 e 34 nós, ressaltando a importância da alteração dos valores estipulados por padrão para que as curvas de controle possam apresentar bons resultados. No mesmo contexto, Rahimi et al. (2017) assinala que o aumento da inclinação das retas que definem a variação de potência reativa em função da tensão, na curva de controle volt-var, possibilita melhor desempenho na regulação de tensão.

Ibrahim e Hossain (2022) mostram que é possível perceber que a aplicação de técnicas de controle volt-var e volt-watt de maneira exclusiva, sem considerar o emprego de outros equipamentos de controle, pode trazer prejuízos ao controle dos limites operacionais estabelecidos à medida que o nível de penetração da GD aumenta. Por outro lado, os resultados apresentados corroboram a ideia geral de que o controle volt-var é mais efetivo no controle de variação de tensão, mas onera o sistema aumentando suas perdas, para o caso estudado.

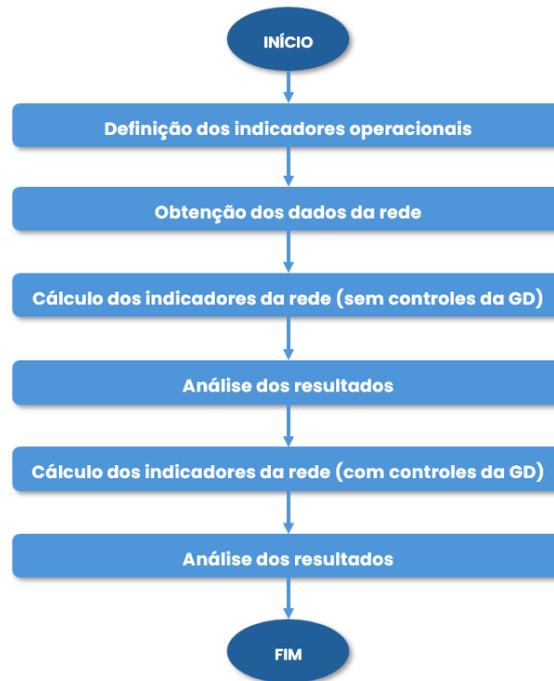
Relacionado com o dimensionamento do inversor, é possível perceber que um inversor sobredimensionado à potência real exigida pode ser útil para evitar a redução de potência injetada, mas acaba por não ser economicamente viável na maioria dos casos, conforme descrito por Ullah et al. (2023). Por outro lado, a utilização do controle volt-var junto de um sistema de armazenamento pode auxiliar mais em relação à violação de tensão.

Por fim, mas diferente dos demais artigos revisados neste trabalho, a necessidade de despacho destes sistemas de GD tem se mostrado cada vez mais relevante (EMMANUEL; RAYUDU, 2017). Muitos desafios tecnológicos e de infraestrutura precisam ser superados para que os componentes da rede, atualmente considerados passivos, passem a operar de maneira ativa. Um desses desafios consiste na necessidade de armazenamento de energia gerada pelas placas fotovoltaicas, com capacidade de descarga em intervalos curtos, de 15 minutos a 1 hora, de maneira que o sistema consiga suprir necessidades da rede em tempo hábil.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia para análise do efeito de diferentes tipos de controles da GD conectada em SDEEs. As principais etapas da metodologia são ilustradas na Figura 6. Inicialmente, são definidos os indicadores operacionais que embasarão a análise do SDEE. Na segunda etapa, propõe-se a obtenção dos dados das redes de baixa e média tensão, seguido pela caracterização das cargas, ajustes no modelo, de maneira a operar o sistema o mais próximo possível dos limites aceitáveis de tensão, e por fim, definição das características da geração distribuída e sua alocação na rede de baixa tensão. Na terceira etapa, propõe-se o cálculo dos indicadores definidos na primeira etapa, ao variar o nível de penetração da GD, de maneira progressiva, até chegar à mesma potência das cargas instaladas. Por fim, a última etapa consiste na parametrização dos controles volt-var e volt-watt da GD e na análise do seu impacto operacional. A seguir, cada etapa é detalhada e a modelagem matemática é formalizada.

Figura 6 – Fluxograma da metodologia utilizada.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

3.1 Etapa 1: Definição dos Indicadores Operacionais

De maneira a possibilitar a análise do efeito dos controles aplicados aos inversores fotovoltaicos na operação da rede, propõe-se os seguintes indicadores: (i) índice de violação de tensão médio; (ii) compensação por violação de tensão; (iii) perdas totais; (iv) potência total solicitada à rede; e (v) potência total entregue pela GD. Com estes indicadores, objetiva-se avaliar o desempenho da rede em decorrência da variação dos níveis de penetração da GD. Para o cálculo do índice de violação de tensão médio (Z), é feita uma comparação da tensão coletada com os limites operacionais de ultrapassagem de tensão (v_{\min} e v_{\max}) para cada nó com carga, a cada intervalo de tempo (t):

$$\Delta v_i[t] = \begin{cases} v_i[t] - v_{\max}, & \text{se } v_i[t] > v_{\max} \\ 0, & \text{se } v_{\min} < v_i[t] < v_{\max} \\ v_{\min} - v_i[t], & \text{se } v_i[t] < v_{\min}, \end{cases} \quad (3.1)$$

onde os valores de tensão ($v_i[t]$) são expressos em pu. Com isso, gera-se o histórico de violações de tensão, o qual servirá de base para determinar o índice médio de violação de tensão (Z), dado por:

$$Z = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \Delta v_i[t], \quad (3.2)$$

onde N corresponde ao número de nós com carga do sistema, e T ao número total de intervalos de tempo analisados, conforme (FREITAS, 2020). Neste trabalho, não foi considerada a divisão pelo número de nós da rede, uma vez que não estão sendo comparadas redes com diferentes números de nós.

Em relação ao cálculo da compensação por violação de tensão, dentre os métodos propostos na literatura e disponíveis na resolução vigente, propõe-se a aplicação da metodologia descrita no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022a). Para isso, é verificada a quantidade de pontos com ultrapassagem de tensão

considerando os níveis crítico e precário, sendo eles nlc e nlp , respectivamente. Após, calcula-se a Duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e a Duração Relativa da transgressão para tensão crítica (DRC). Sem perda de generalidade, propõe-se, neste trabalho, a adequação relacionada à quantidade de amostras utilizadas no cálculo do DRP e o DRC , substituindo as 1.008 medições por 24 medições. Por fim, calcula-se a compensação de tensão total para cada nó com carga (E_{CT}^i), em kWh, considerando o consumo mensal de cada carga (E_{mes}), em kWh, dado por:

$$E_{CT}^i = \left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} K_1 + \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} K_2 \right) E_{mensal}, \quad (3.3)$$

sendo $K_1 = 3$ e $K_2 = 7$, $DRP_{limite} = 3\%$ e $DRC_{limite} = 0,5\%$. Caso esteja disponível o valor da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição ($TUSD$), e os dados de consumo, pode-se calcular o valor da compensação equivalente em R\$, multiplicando o valor obtido em (3.3) pelo valor da TUSD do mês, dada em R\$/kWh.

Por meio do cálculo de fluxo de potência, são obtidas as perdas totais, que incluem as perdas nas linhas e nos transformadores, expressa por:

$$P_{perdas} = \sum_{\forall ij} |I_{ij}|^2 R_{ij} + \sum_{\forall tr} |I_{tr}|^2 R_{tr}, \quad (3.4)$$

sendo I_{tr} correntes no transformador tr e R_{tr} a resistência série do enrolamento do transformador tr , todos em valores por unidade. Já a potência entregue à rede pela geração distribuída é dada por:

$$P_{fv}[t] = P_{mpp} I[t] PT_{curva}[t] \rho_{conversor}[t], \quad (3.5)$$

onde o P_{mpp} corresponde à potência máxima gerada pelo sistema fotovoltaico, em kW, para irradiação de $1kW/m^2$, $I[t]$ corresponde ao valor de irradiação no período t , em kW/m^2 , $PT_{curva}[t]$ corresponde ao valor do fator de correção da potência gerada pelos módulos em função de sua temperatura, em pu e no período t , e $\rho_{conversor}[t]$ corresponde ao valor da eficiência do conversor de acordo com a relação de potência gerada pelo sistema, em pu (EPRI, 2016). Desta forma, é possível constatar a relação da potência utilizada pela rede *versus* a potência disponibilizada pela geração própria conectada à cada nó com carga.

3.2 Etapa 2: Obtenção dos Dados de Rede

Para realizar a análise proposta, propõe-se a obtenção de um SDEE modelado para os níveis de média e baixa tensão, incluindo a modelagem dos transformadores de distribuição. Com o objetivo de estabelecer um cenário operacional inicial, podem ser usadas estratégias de controle de tensão como a alteração dos taps dos transformadores, uso de bancos de capacitores e reguladores de tensão. A verificação dos níveis de tensão serve como parâmetro inicial para consolidar o caso base da rede. Deste modo, a alteração de taps pode ocorrer tanto no enrolamento primário quanto no secundário, dependendo da necessidade, assim como bancos de capacitores, fixos e automáticos, podem ser modelados na rede de modo à controlar a tensão em nós específicos.

Em relação à GD, que pode ser conectada nos nós de baixa tensão, é importante que a potência total instalada em cada nó de baixa tensão respeite a potência do transformador, de forma que não seja excedida sua capacidade. Para o dimensionamento e alocação da GD, pode-se utilizar diversas estratégias, sendo uma delas, a definição da potência GD como sendo um percentual da potência das cargas conectadas no mesmo nó.

3.3 Etapa 3: Cálculo dos Indicadores da Rede (sem atuação dos controles da GD)

Nesta etapa, são calculados os indicadores descritos na Etapa 1 (ver item 3.1). Para verificação do impacto causado pela GD na operação da rede, propõe-se variar o nível de penetração em valores progressivos, iniciando em 0%, ou seja, sem GD e somente com cargas, até 100% de nível de penetração, ou seja, com potência de GD igual à potência das cargas. A alocação da geração distribuída na rede de baixa tensão pode ser feita de diversas maneiras, e deve ser pensada de forma que os resultados apresentem um cenário próximo da realidade.

3.4 Etapa 4: Cálculo dos Indicadores da rede (com atuação dos controles da GD)

Nesta etapa, é realizada a definição e parametrização do controle da GD. Para isso, propõe-se a aplicação das curvas de controle do inversor, que podem alterar substancialmente a atuação dos controles como reguladores dos limites operacionais da rede. Para o controle volt-watt deve ser estabelecido o valor de tensão em que o corte de potência deve começar a ocorrer (v_1) e o valor de tensão em que a potência é cortada totalmente (v_2), conforme mostrado na Figura 4. Para o controle volt-var, é importante a definição dos valores de tensão que delimitarão as regiões em que o inversor trabalha absorvendo (v_3 e v_4), injetando (v_1 e v_2), ou mesmo na faixa de valores em que o controle não opera, conforme mostrado na Figura 5. Por fim, após o ajuste dos controles, propõe-se um estudo de fluxo de potência para atualizar os indicadores descritos na Etapa 1 (ver Seção 3.1), comparando com os resultados obtidos Etapa 3 (ver item 3.3).

4 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

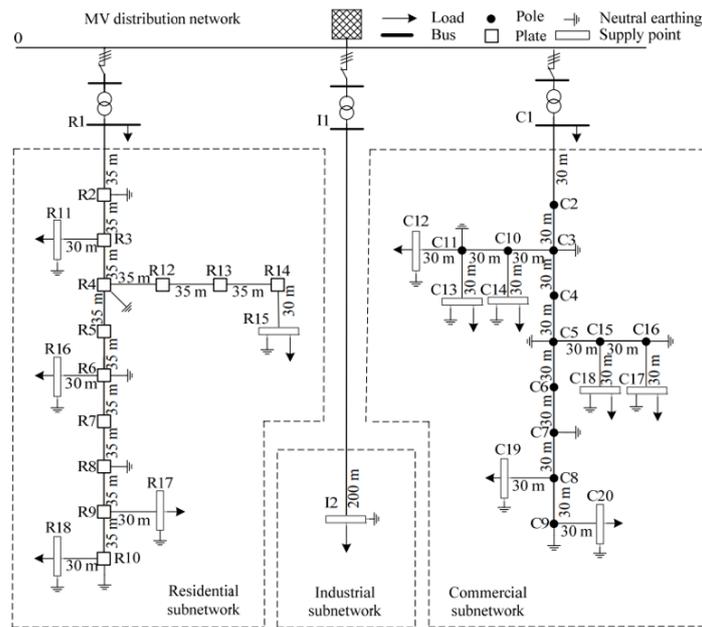
Neste capítulo, é apresentada a implementação computacional da metodologia proposta para avaliar o impactos dos controles volt-var e volt-watt com GD na operação de SDEE. Para as simulações de fluxo de potência, foi utilizado o software OpenDSS (EPRI, 2016), integrado à linguagem de programação Python.

4.1 Delimitação do Caso Base

Esta seção corresponde à Etapa 2, descrita na Seção 3.2. Para as redes de baixa tensão, utilizou-se o modelo europeu de redes residenciais, comerciais e industriais, descritas no relatório “*Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*” (CIGRE, 2014), ilustrados pela Figura 7. Deste relatório retirou-se a especificação das linhas (condutores e comprimento), número de cargas, potências e suas curvas de carga característica, e dados do transformador. Para este trabalho, foi feita uma adaptação da tensão de linha utilizada, alterando-a de 400 V para 380 V, para tornar mais próximo aos valores utilizados no Brasil.

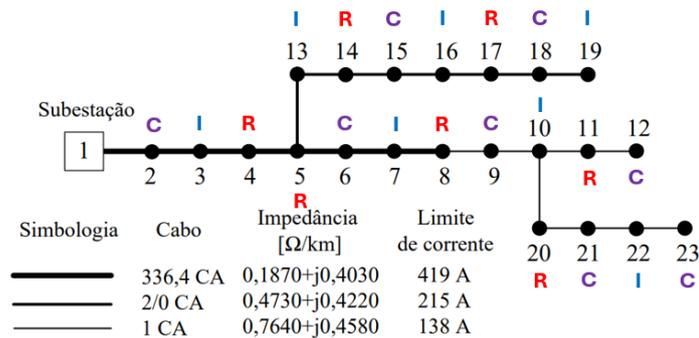
Para a rede de média tensão utilizou-se o sistema de 23 nós (HAFFNER et al., 2009), em que o primeiro nó representa o nó de referência, seguido de 22 nós com espaçamento de 2 km entre si, conforme mostrado na Figura 8. Esta rede de distribuição opera com tensão de 13,8 kV e frequência de 60 Hz. Tendo em vista que a rede proposta por Haffner et al. (2009) não contém detalhamento em baixa tensão, foram atribuídas redes de baixa tensão para cada nó de média tensão, na ordem descrita na Figura 8, em que “C” indica a rede comercial, “I” indica a rede industrial e “R” indica a rede residencial. Para os transformadores que fazem a ligação entre a média e a baixa tensão (BT), foram utilizados equipamentos com 500 kVA de potência, conexão triângulo/estrela (aterrada), para todos os 3 tipos de redes BT conectadas.

Figura 7 – Sistema de baixa tensão utilizado como referência.



Fonte: Adaptado de CIGRE (2014).

Figura 8 – Sistema de média tensão utilizado como referência



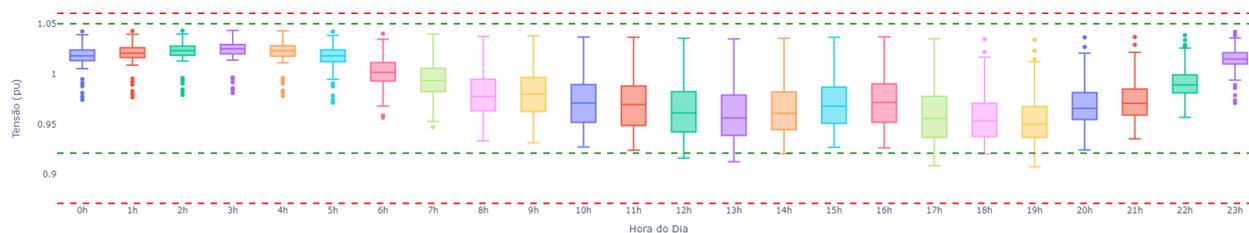
Fonte: Adaptado de (HAFFNER et al., 2009)

Considerando a operação do sistema somente com as cargas, ajustou-se os taps dos transformadores dos nós de média tensão, com exceção dos Nós 3, 7 e 13. Com isso, os transformadores alterados passaram a operar com relação 13,2 kV (tap 2) para 380 V. Por fim, constatou-se a necessidade de compensação reativa em alguns nós, de forma que o perfil de tensão diário pudesse operar dentro dos limites aceitáveis. Foram inseridos dois bancos de capacitores automáticos (controlados por tempo) de 600 kVA cada um, sendo: (i) o banco do Nó 8 opera ligado das 8h às 23h; (ii) o banco do Nó 21 opera ligado das 10h às 22h. Sem perda de generalidade, neste estudo de caso considerou-se o intervalo de tempo (*t*) de uma hora, e um total de 24 horas. Além disso, adicionou-se um banco de capacitores fixo de 600 kVA no Nó 9.

A Figura 9 mostra o resultado nas tensões nodais (média e baixa tensão) dos ajustes feitos na rede, onde as linhas pontilhadas representam os limites crítico e precário de tensão, conforme descrito na Tabela 1. Nas horas iniciais, é possível ver uma série de *outliers*, abaixo do limite inferior de cada caixa, sendo estes pontos correspondentes à tensões dos nós que não tiveram seu tap ajustado. Os pontos *outliers* resultantes nas horas finais do dia, e que estão acima do limite superior da caixa, são basicamente valores de tensão dos nós mais próximos do nó de referência, em que após a diminuição da irradiação e aumento das cargas residenciais, há um afundamento de tensão nos nós mais distantes e, também, em função da característica dos

dois nós iniciais serem comercial e industrial, para os Nós 2 e 3, respectivamente. Com isso, observa-se uma tensão mais elevada neste período para esses nós.

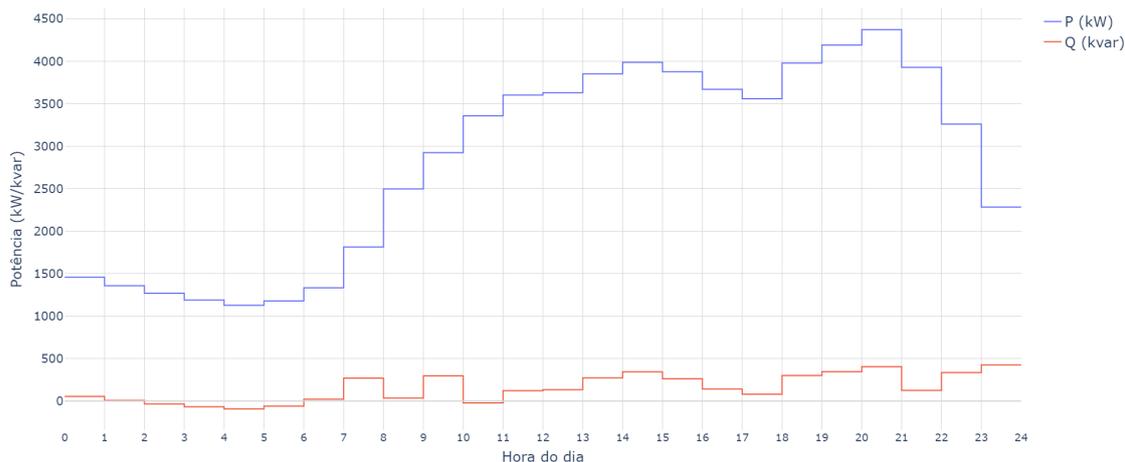
Figura 9 – Boxplot das tensões nodais ao longo de 24 horas.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

A Figura 10 ilustra a potência ativa (kW) e reativa (kvar) exigida ao nó de referência pela rede, em que os valores positivos correspondem à injeção de potência na rede. Com isso, é possível observar um aumento da demanda por potência ao final do dia, o que explica o afundamento de tensão visto na Figura 9, nestes horários. Outro ponto interessante consiste na injeção/absorção de potência reativa da rede. No começo do dia, o consumo de potência reativa do alimentador é bastante reduzido. Porém, ao longo do dia, o aumento do carregamento do sistema faz com que o nó de referência passe a fornecer potência reativa para a rede. É possível verificar também a atuação dos bancos de capacitores, em que nas horas 8 e 10 observam-se dois degraus, decorrentes da atuação dos dois bancos de 600 kvar, diminuindo assim a necessidade de injeção de potência reativa por parte do alimentador. Por fim, é interessante observar que a curva de potência no nó de referência é similar, no início do dia, às curvas de carga das redes comercial e industrial, e que a partir do final do dia, a curva de carga da rede residencial passa a ser mais significativa.

Figura 10 – Potência ativa e reativa exigida pela rede ao longo de 24 horas



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Para este caso base, observou-se que a energia total fornecida pelo nó de referência foi de 67.691,53 kWh e 3.676,03 kvarh. A energia de perdas diárias totalizou 4.228,19 kWh.

Em relação à violação dos limites de tensão, ao aplicar a metodologia estabelecida no PRODIST, foi possível verificar uma energia de compensação total de 34.359,08 kWh, obtidos por meio da expressão (3.3), junto de um índice de violação de tensão total médio de 0,0091, conforme (3.2). Em (3.1), foram adotados

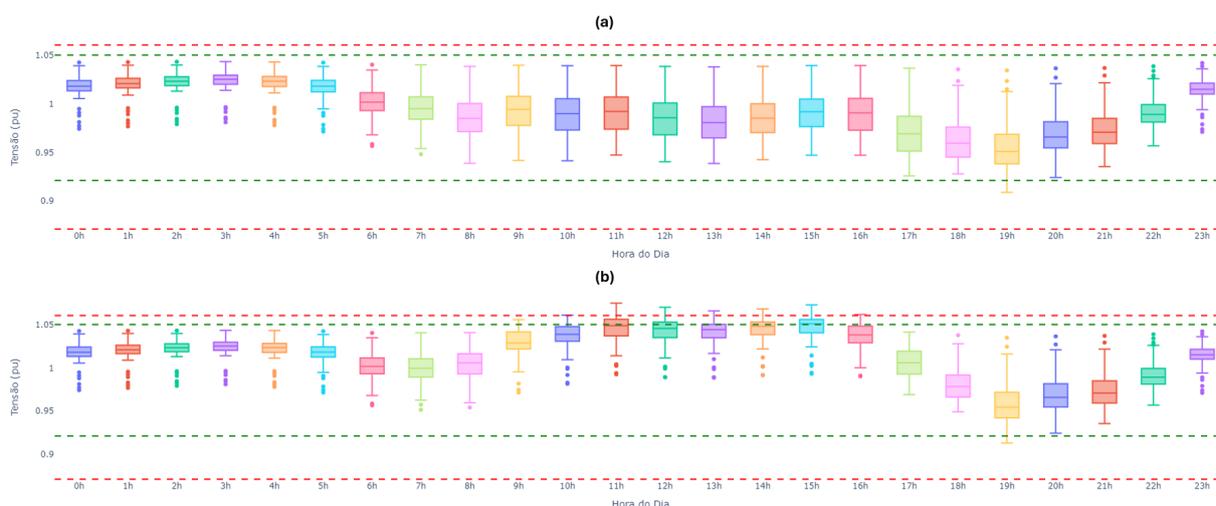
$v_{\max} = 1,05$ pu e $v_{\min} = 0,9211$ pu, e representam os limites superior e inferior de ultrapassagem de tensão conforme (ANEEL, 2022a), para o nível de baixa tensão ($TN < 2,3kV$). Neste caso, as compensações ocorrem exclusivamente por subtensões, causadas majoritariamente pelas cargas residenciais (que são mais expressivas).

4.2 Resultados Obtidos sem Atuação dos Controles

Esta seção apresenta os resultados obtidos para o estudo de caso proposto, corresponde à Etapa 3 (descrita na Seção 3.3). Com todas as redes de baixa tensão conectadas à rede de média tensão, os sistemas de GD foram então conectados nos nós com carga das redes de baixa tensão, usando como referência de potência de geração a potência instalada da carga do próprio nó. Com isso, o nível de penetração foi variado para 25%, 50%, 75% e 100% da potência das cargas de cada nó. Em relação às curvas características do modelo fotovoltaico do OpenDSS (DUGAN, 2018), foram utilizadas as curvas padrão descritas por Freitas (2020), considerando os seguintes aspectos: (i) curva de temperaturas diárias; (ii) fator de correção da potência gerada pelo painel em função da sua temperatura e eficiência do inversor. Além disto, foi utilizada a curva de irradiação descrita por Scheid (2022), para um dia típico de verão.

A Figura 11 ilustra o boxplot do perfil de tensão diário com o aumento do nível de penetração, em que: (a) representa 25% e (b) 100% de nível de penetração de GD. Nestes gráficos, é possível perceber que à medida que a presença da GD aumenta, a sua interferência na operação da rede aumenta também, dificultando o controle de tensão ao longo do dia. Isso se dá, pois as curvas de carga não acompanham o mesmo comportamento da curva de geração distribuída, uma vez que ela depende principalmente da irradiação do sol. Esse efeito é perceptível no meio da tarde e ao final do dia, em que há um afundamento abrupto de tensão, uma vez que as cargas residenciais começam a atuar de maneira mais representativa e a GD deixa de gerar.

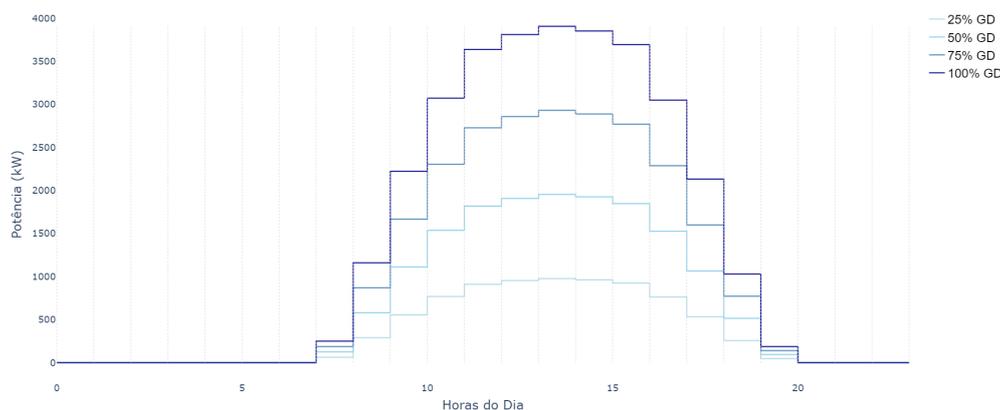
Figura 11 – Boxplot das tensões dos nós ao longo de 24 horas, com penetração da GD de: (a) 25% e (b) 100%.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

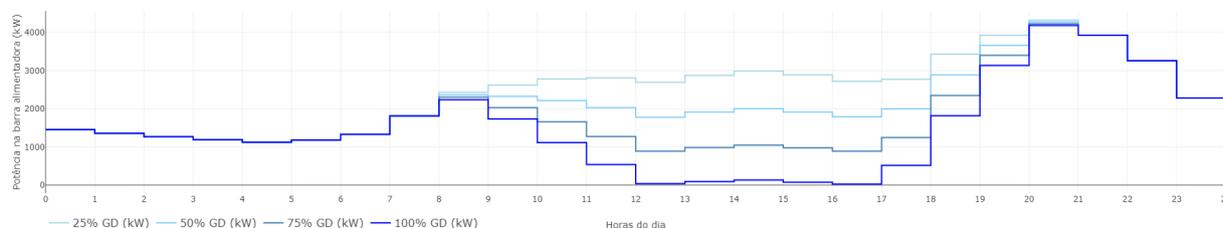
A Figura 12 ilustra os perfis diários de potência ativa entregue pela GD à rede, considerando diferentes níveis de penetração. Já a Figura 13 ilustra o efeito da inserção da GD na potência exigida pela rede ao nó de referência.

Figura 12 – Perfil diário de potência gerada pela GD com diferentes níveis de penetração.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Figura 13 – Perfil diário de potência no nó de referência, com diferentes níveis de penetração de GD.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Na Tabela 3, é possível verificar a variação dos indicadores operacionais à medida que o nível de penetração da geração distribuída aumenta.

Tabela 3 – Extrato de resultados obtidos para SDEE sem atuação dos controles da GD.

Descrição	E_{CT}	Z	Energia injetada		Perdas
	[MWh]	[pu]	[MWh]	[Mvarh]	
Sem GD	34,359	0,0091	67,691	3,676	4,228
25% GD	4,692	0,0024	59,452	2,320	3,314
50% GD	4,283	0,0019	51,358	1,249	2,638
75% GD	121,006	0,0042	43,462	0,484	2,191
100% GD	1.172,966	0,1039	35,832	0,044	1,949

Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Considerando os resultados obtidos, a análise do efeito da GD torna-se bem relevante, possibilitando as seguintes observações:

- aumentando o nível de penetração, partindo do caso sem GD, é possível verificar que possíveis compensações por ultrapassagem de tensão aumentam de forma substancial, uma vez que após a constatação do limite crítico de tensão, o mesmo é multiplicado pelo fator 7, conforme (3.3);
- a maior parte das ultrapassagens de tensão nos casos iniciais (sem GD, 25% e 50%), ocorre em função de subtensões, pois a atuação das cargas é mais representativa. Para os casos com 75% e 100% de

GD, as ultrapassagens excedem os limites superiores de tensão, corroborando com o fato do valor da compensação aumentar substancialmente;

- à medida que aumenta o nível de penetração, a GD passa a entregar mais potência ativa à rede, diminuindo assim a solicitação de potência ativa feita ao nó de referência ao longo do dia, conforme é possível ver na comparação das Figuras 13 e 12;
- à medida que aumenta o nível de penetração da GD, o nó de referência passa a entregar menos potência reativa total à rede. Durante o dia, quando a GD está atuante na rede, o fornecimento de potência reativa é diminuído substancialmente, mas no período da noite, a injeção de potência reativa na rede volta a aumentar, uma vez que há cargas atuando sem ação da geração distribuída;
- as perdas diminuem à medida que a GD aumenta, uma vez que há menor solicitação de potência ativa do nó de referência, fazendo assim, com que uma menor intensidade de corrente percorra as linhas.

4.3 Resultados Obtidos com Atuação dos Controles

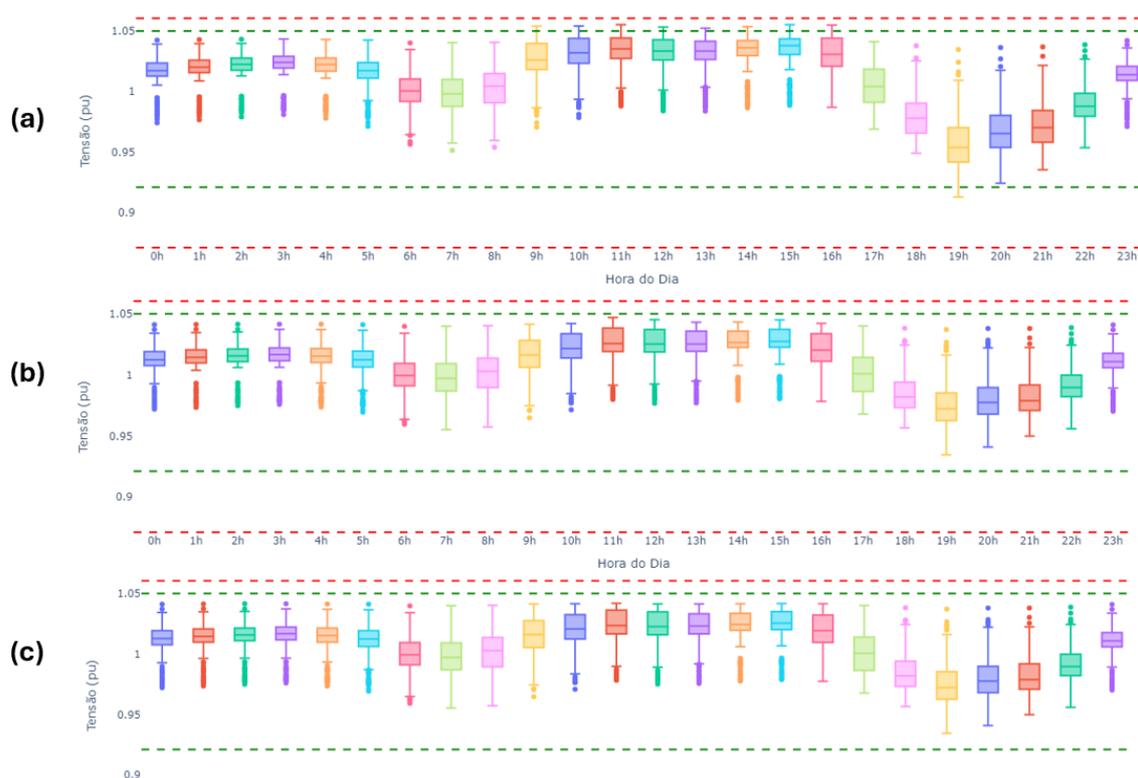
Esta seção corresponde à Etapa 4, descrita na Seção 3.4. Foi considerada a situação operacional mais crítica, ou seja, considerando o nível de penetração de 100% em relação à carga (100% GD). Para o controle volt-watt, utilizou-se $v_1 = 1,02$ pu e $v_2 = 1,05$ pu (FREITAS, 2020). O controle volt-var, por outro lado, que altera o modo com que o inversor injeta/consome potência reativa, foi modelado com $v_1 = 0,92$ pu, $v_2 = 0,98$ pu, $v_3 = 1,02$ pu e $v_4 = 1,08$ pu. Entre os valores de tensão de 0,98 pu e 1,02 pu há uma faixa de tensão em que não há injeção ou absorção de potência reativa, simulando uma banda morta de operação (IEEE, 2022). Para o modo combinado, foram utilizadas as mesmas curvas descritas anteriormente.

Em relação aos resultados obtidos para a operação da rede considerando a inserção de GD, a Figura 14 ilustra os perfis diários de tensões para os três diferentes controles implementados, sendo eles: (a) volt-watt; (b) volt-var e (c) controle combinado. Observa-se que, em relação às ultrapassagens de tensão, somente o controle volt-watt não conseguiu zerar os valores de ultrapassagem.

A Tabela 4 apresenta um extrato dos indicadores obtidos, onde é possível constatar que apesar do controle volt-watt diminuir consideravelmente as ultrapassagens de tensão, há exigência maior de potência do nó da subestação, uma vez que a potência gerada pela GD está sendo cortada. Isso corrobora o aumento das perdas para este caso, em que mais corrente flui do nó da subestação para a rede. Já para os controles volt-var e combinado, percebe-se a redução de potência solicitada ao nó alimentador pela rede, mas por outro lado, o aumento da potência reativa solicitada.

A Figura 15 ilustra perfis diários de potência, sendo possível visualizar a atuação do corte de potência gerada na GD, uma vez que no momento em que o limite de tensão estabelecido na curva de controle é atingido, a rede passa a solicitar mais potência do nó de referência, diferente dos demais controles. Considerando os resultados encontrados, para as curvas de controle previamente definidas, é possível verificar que o modo combinado e o controle volt-var apresentaram o mesmo comportamento, com pequenas variações nos resultados. É importante salientar que o modo combinado pode ter seu comportamento alterado, em relação ao que foi executado neste trabalho, em função das curvas de controle definidas. Neste trabalho, a curva do controle volt-watt inicia o corte de potência em $v_{1-vw} = 1,02$ pu, já a curva de controle volt-var passa a atuar em $v_{1-vv} = 0,92$ pu, isto é, a curva volt-var apresenta preferência por atuação, uma vez que o corte de potência ocorre de maneira tardia em relação à sua atuação, justificando também o comportamento semelhante entre os controles combinado e volt-var.

Figura 14 – Boxplot das tensões dos nós ao longo de 24 horas, com controles: (a) volt-watt; (b) volt-var e (c) combinado.



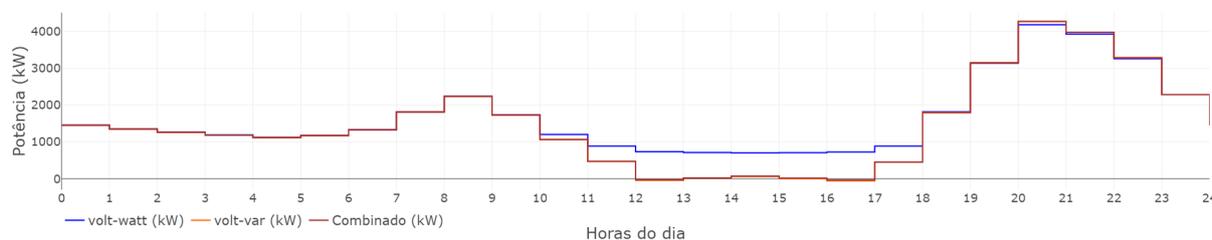
Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Tabela 4 – Extrato de resultados obtidos, com controles, no nó de referência.

Descrição	E_{CT} [MWh]	Z [pu]	Energia injetada [MWh]	[Mvarh]	Perdas [MWh]
Sem controle	1.172,966	0,1039	35,832	0,044	1,949
volt-watt	162,167	0,0039	39,863	0,267	2,003
volt-var	-	-	35,370	7,615	1,963
volt-watt/volt-var	-	-	35,434	8,370	1,974

Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

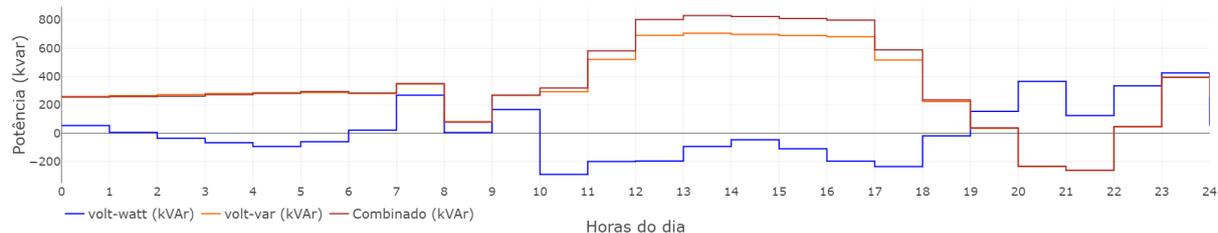
Figura 15 – Perfil diário de potência ativa no nó de referência, com atuação dos controles.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Na Figura 16, é possível verificar que à medida que a geração fotovoltaica aumenta, para os controles volt-var e combinado, o nó da subestação passa a injetar mais potência reativa de forma a não cortar a potência ativa gerada, diferente do controle volt-watt, uma vez que os inversores passam a absorver mais potência reativa.

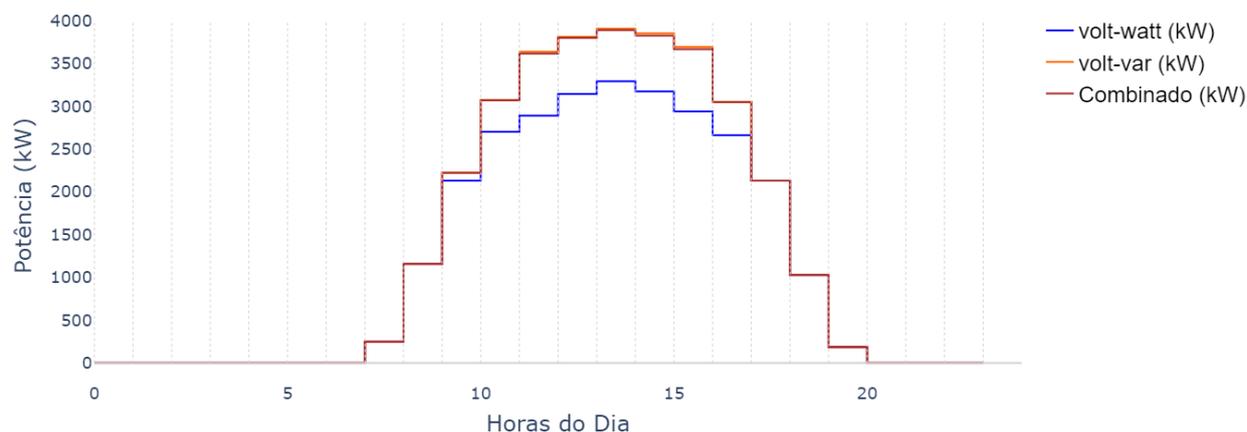
Figura 16 – Perfil diário de potência reativa no nó de referência, com atuação dos controles.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Já, na Figura 17, é possível verificar o efeito do corte da GD na potência diária entregue à rede, em que há uma diminuição da curva no controle volt-watt, corroborando o resultado visto na Figura 15.

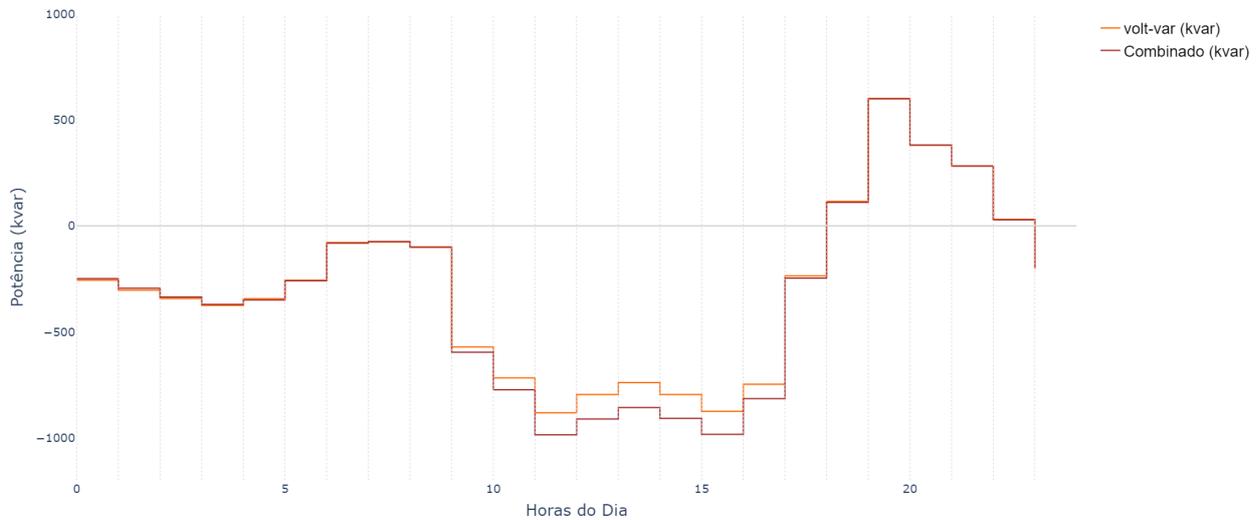
Figura 17 – Perfil diário de potência ativa gerada pela GD com atuação dos controles.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

Por fim, é possível verificar, na Figura 18, que em certos momentos do dia a injeção potência reativa dos inversores da GD é negativa, indicando que estão operando como reatores, absorvendo potência reativa, para evitar sobretensões. Esse efeito ocorre, pois há a necessidade de controle de tensão, uma vez que as cargas causam diminuição do nível de tensão e a GD o seu aumento, forçando assim o inversor a absorver potência reativa quando necessário para manter os limites de tensão estabelecidos, ao longo do dia. Ao final do dia, em função do aumento das cargas residenciais e diminuição da GD, os inversores passam a injetar mais potência reativa, de forma a aumentar os níveis de tensão.

Figura 18 – Perfil diário de potência reativa gerada/consumida pelos inversores com atuação dos controles.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2024).

5 CONCLUSÃO

A geração distribuída mostra-se cada vez mais relevante e presente no setor energético nacional, tendo em vista as novas regulamentações e incentivos dados à essa tecnologia, principalmente a fotovoltaica, em que há um aumento previsto de sua importância dentro da matriz energética brasileira. Apesar dos benefícios atrelados à sua utilização, é importante salientar que essa tecnologia, da maneira como está disseminada, impõe desafios à manutenção dos limites operacionais das redes, uma vez que pode causar a reversão do fluxo de potência, causando aumentos de tensão, por exemplo.

Como objetivo inicial deste trabalho, busca-se analisar os efeitos da inserção da GD em uma rede operando dentro dos limites operacionais aceitáveis de tensão, de forma que o aumento de sua inserção possa ser observado. Com isso, é possível perceber que à medida que a GD aumenta, para uma mesma rede analisada, há uma diminuição significativa da utilização da potência fornecida pelo nó de referência, efeito que ocorre em função da potência demandada pelas cargas estar sendo suprida localmente pela GD. Esse resultado proporciona também uma diminuição nas perdas técnicas atreladas à rede, uma vez que ao solicitar menos potência do nó de referência, a fonte estará sendo aliviada, resultando em uma menor circulação de corrente pelas linhas.

Com a GD ajustada para seu valor máximo, isto é, igualando-se a potência da GD à potência das cargas conectadas nos nós, busca-se então, analisar o efeito dos controles volt-watt e volt-var. Do ponto de vista operacional, o controle volt-watt consegue reduzir substancialmente as ultrapassagens de tensão, mas ainda assim não é totalmente efetivo. Isso se deve ao fato da sua curva estar parametrizada para que o corte de potência ocorra a partir de 1,02 pu. Reduzindo este valor, é possível limitar mais a potência entregue pela GD, diminuindo ainda mais as ultrapassagens de tensão, mas reduz ainda mais a energia fornecida pela GD, contrariando os interesses dos consumidores que a instalaram. Por outro lado, o controle volt-var, consegue fazer com que a rede opere dentro dos limites aceitáveis de tensão, sem que a potência ativa seja cortada. Apesar de parecer contraintuitivo, pois neste cenário o inversor pode injetar ou absorver potência reativa na rede, o que ocasionaria um aumento das perdas, o que é visto é justamente o contrário. Com a atuação deste

controle, as perdas totais do circuito diminuiriam, uma vez que a potência necessária pelas cargas continua sendo gerada no próprio nó, em sua maior parte. Em relação ao controle combinado, não verifica-se ganho em relação ao controle volt-var, apresentando resultados bem semelhantes.

Tendo em vista estes resultados, observa-se portanto, que a GD pode servir como uma ferramenta interessante de controle de tensão, principalmente com o controle volt-var, uma vez que o inversor atua localmente à medida que constata que a tensão de seu nó está aumentando ou diminuindo, proporcionando um controle mais rápido e ágil. Por outro lado, a falta de controle centralizado pode resultar em uma dificuldade técnica de operação maior ainda. Em relação ao controle volt-watt, ele acaba sendo o mais restritivo ao consumidor que instalou a GD, uma vez que simplesmente corta a potência gerada, alterando substancialmente o retorno do seu investimento, o onerando financeiramente.

A partir de todos os pontos elencados neste trabalho, é possível questionar qual o papel atual da GD no país e de que forma ela deve continuar evoluindo para que possa trazer benefícios à todas as partes, pois à medida que a presença da GD aumenta na rede, há necessidade de um controle maior sobre sua geração. Talvez haja a necessidade de uma discussão mais aprofundada a respeito da utilização da GD como uma ferramenta disponível ao operador do sistema para regulação de tensão a partir de certas potências, semelhante a um serviço ancilar. Isso poderia ser associado a uma remuneração ao cliente que faz o investimento na usina, mas que por algum motivo técnico necessita parar a injeção de potência ativa para manter os níveis de tensão, por exemplo. Da mesma forma, para que o inversor tenha capacidade de injetar potência ativa, mas possa injetar/absorver potência reativa, o mesmo deve ser dimensionado para tal função, ou seja, o cliente deve utilizar um inversor dimensionado para este escopo, exigindo assim uma contrapartida financeira para isso. Esta proposta, apesar de possibilitada pela REN 1.030/2022 (ANEEL, 2022b), esbarra em uma série de regulações e trâmites governamentais que atualmente não instituem a prática de maneira mais ágil, e principalmente, não tornam atrativo financeiramente para que o consumidor pense em seu investimento desta maneira.

Por fim, o incentivo feito às novas tecnologias de geração de energia é importante e geralmente utilizado como medida pública, mas é crucial o estabelecimento de critérios técnicos que embasem os subsídios ofertados. No caso da GD, por exemplo, por movimentos políticos, não foi possível viabilizar a inserção da cobrança pelo uso do sistema antes de 2023, sendo que a lei que regulamenta esta cobrança foi apresentada em 2019. Desta forma, observa-se no Brasil um movimento de custeio cruzado para inserção de novas tecnologias, que tarda a ser retirado e, muitas vezes, acaba se tornando uma medida pública permanente, criando assim descolamentos entre os custos projetados pelas empresas integrantes do SIN quando comparados aos custos reais, considerando os subsídios dados.

Para próximos estudos, sugere-se a utilização de redes reais para modelagem, de forma que os resultados possam refletir em sua totalidade a realidade de um sistema. Além disso, a criação de uma lógica de compensação às usinas fotovoltaicas para que possam ser utilizadas como suporte de potência reativa à rede é de grande interesse de estudo e contribuiria muito para o cenário elétrico nacional.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2012.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2015.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA*. Rio de Janeiro, 2022.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2022.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2023.
- BRASIL. *DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004*. Brasília: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, 2004.
- BRASIL. *LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022*. Brasília: Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, 2022.
- BRASIL. *DECRETO Nº 11.456, DE 28 DE MARÇO DE 2023*. Brasília: Altera o Decreto nº 10.615, de 29 de janeiro de 2021, que dispõe sobre o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores, instituído pela Lei nº 11.484, de 31 de maio de 2007. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, 2023.
- BRASIL. *MEDIDA PROVISÓRIA Nº 1.212, DE 9 DE ABRIL DE 2024*. Brasília: Altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, 2024.
- BROLESE, R. R.; SPERANDIO, M. Analysis and control of voltage levels and power factor in mv and lv grids with connected pv systems. In: *2023 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)*. Santa Maria: IEEE, 2023. p. 1–6.
- CARLETTE, L. *Análise do impacto de inversores inteligentes aplicados a redes de baixa tensão*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.
- CERI. *CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA ANEEL Nº 025/2019*. Rio de Janeiro, 2019.
- CIGRE. *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*. [S.l.], 2014. 63 p.
- DUGAN, R. C. *Software OpenDSS (version 7.6.5.52)*. [S.l.], 2018.
- EMMANUEL, M.; RAYUDU, R. Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review. *Renewable and Sustainable energy reviews*, Elsevier, Wellington, v. 67, p. 207–224, 2017.
- EPE. *Demanda de Eletricidade*. Rio de Janeiro, 2022.
- EPE. *Balanco Energético Nacional*. Rio de Janeiro, 2023.
- EPE. *Relatório Síntese 2023 - Ano base 2022*. Rio de Janeiro, 2023.
- EPE. *Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional 2024-2028*. Rio de Janeiro, 2024.
- EPRI. *The Open Distribution System Simulator*. [S.l.], 2016. Disponível em: <https://opendss.epri.com/opendss_documentation.html>.
- FERNANDES, J. P. R.; ALBERTO, E. S. S. Marco regulatório do brasil (lei nº 14300 de 2022 e ren nº 1059 de 2023) e as lacunas socioambientais da geração fotovoltaica. *8º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída*, Salvador, 2023.
- FREIRE, W. CANAL ENERGIA, 2023. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/nao-sera-possivel-atender-a-toda-demanda-do-mercado-de-gd-afirma-cemig/>>.
- FREITAS, P. R. R. de. *Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.
- GASPARIN, F. B. A influência de políticas públicas para o progresso da geração solar fotovoltaica e diversificação da matriz energética brasileira. *Revista Virtual de Química*, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, v. 14, n. 1, 2022.

- GESEL. *Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída*. Rio de Janeiro, 2018.
- GRIFFITHS, S.; MILLS, R. Potential of rooftop solar photovoltaics in the energy system evolution of the united arab emirates. *Energy Strategy Reviews*, Elsevier, Abu Dhabi, v. 9, p. 1–7, 2016.
- HAFFNER, S. et al. Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, SciELO Brasil, v. 20, p. 546–563, 2009.
- IBRAHIM, I. A.; HOSSAIN, M. A benchmark model for low voltage distribution networks with pv systems and smart inverter control techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 166, p. 112571, 2022.
- IEEE. *Guide for Using IEEE Std 1547 for Interconnection of Energy Storage Distributed Energy Resources with Electric Power Systems*. New York: IEEE, 2022. 1-87 p.
- KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis*. 4°. ed. Boca Raton: Taylor and Francis, CRC Press, 2017.
- MAHMUD, M. A. et al. Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation. In: *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. Melbourne: IEEE, 2011. p. 985–990.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=10108>>.
- PAIVA, F. N. et al. Inversores fotovoltaicos multifuncionais aplicados na correção do fator de potência e na compensação de harmônicos. In: BRASIL. *8º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída (CBGD 2023)*. [S.l.], 2023.
- RAHIMI, K. et al. Voltage regulation performance of smart inverters: Power factor versus volt-var control. In: *2017 North American Power Symposium (NAPS)*. Morgantown: IEEE, 2017. p. 1–6.
- SANTOS, B. L. et al. Assessing distributed energy resource hosting capacity under different grid-tie inverter control strategies. In: *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*. Brasília: IEEE, 2023. p. 1–7.
- SCHEID, D. S. *Metodologia para desagregação energética de prossumidores e estimação de indicadores horários de operação de sistemas de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2022.
- SILVA, M. G. d.; GUIMARÃES, L. Uso do índice de desenvolvimento humano como instrumento de projeção de demanda de energia elétrica. *Economia e Energia*, Curitiba, v. 86, p. 36, 2012.
- SOUZA, V. C. d. et al. *Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão em redes de distribuição*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Pará, Belém, Brasil, 2017.
- ULLAH, S. S. et al. Techno-economic impacts of volt-var control on the high penetration of solar pv interconnection. *Cleaner Energy Systems*, Elsevier, Lafayette, v. 5, p. 100067, 2023.
- WANZELER, T. M. et al. *Avaliação do desempenho das funções de controle volt-watt e volt-var em inversores fotovoltaicos integrados nas redes de distribuição*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Pará, Belém, Brasil, 2018.