

ESTUDO DO DESEQUILÍBRIO E QUEDA DE TENSÃO EM UMA MICRORREDE ISOLADA DE MÉDIA TENSÃO

Vinícius S. Moussa, Aldo Zanella Jr, Paulo Estevão Teixeira Martins.

Campus Jaraguá do Sul – Rau – Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

Campus Jaraguá do Sul – Rau

Email: vinicius.m01@aluno.ifsc.edu.br, azanella@ifsc.edu.br, paulo.estevao@ifsc.edu.br

Trabalho de Conclusão de Curso – TCC – 12/03/2025

Resumo – Este artigo propõe o estudo do desequilíbrio e queda de tensão em uma microrrede de distribuição isolada, utilizando metodologias da literatura e simulações no software OpenDSS. A rede estudada consiste em um sistema de média tensão com 15 barras trifásicas. Foram simulados diversos cenários no Matlab, permitindo a identificação de desequilíbrios de tensão entre fases e quedas de tensão nas barras. Com base nos resultados, foram propostas soluções para mitigar esses problemas, incluindo a instalação de bancos de capacitores. O estudo demonstra a eficácia das metodologias aplicadas e oferece contribuições para a melhoria da estabilidade em sistemas de distribuição isolados.

Palavras-chave – Sistema de distribuição, Qualidade de energia elétrica, Desequilíbrio de tensão, OpenDSS.

I. INTRODUÇÃO

A disponibilidade e a qualidade da energia elétrica são fatores determinantes para o desempenho adequado de equipamentos e para a continuidade das atividades sociais e produtivas. Para assegurar a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, normas regulatórias são estabelecidas, visando garantir um fornecimento eficiente e dentro dos padrões técnicos exigidos [1].

No Brasil, apesar dos avanços no setor elétrico, ainda existem desafios significativos relacionados à disponibilidade e à qualidade do fornecimento de energia em áreas urbanas e rurais. Problemas como o desequilíbrio de tensões de fase e quedas de tensão comprometem o desempenho dos sistemas elétricos [2]. Nesse contexto, as microrredes surgem como uma alternativa viável para consumidores que enfrentam deficiências no serviço prestado pelas concessionárias ou que possuem fornecimento de energia pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) [3].

A inserção de sistemas fotovoltaicos no mercado de comercialização de energia elétrica representa um desafio adicional para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A geração distribuída, especificamente a geração fotovoltaica, pode impactar a qualidade do fornecimento de energia devido à sua intermitência, resultando em variações no perfil de tensão e no fator de potência. A incerteza da geração de energia decorrente da variabilidade da radiação solar aumenta a complexidade do gerenciamento da rede elétrica. Dessa forma, a implementação de microrredes operantes de forma isolada do SIN, em média tensão, apresenta-se como uma solução técnica para mitigar os efeitos da intermitência na rede elétrica [4].

O desequilíbrio de tensão é um distúrbio que compromete a qualidade do fornecimento de energia elétrica. De acordo com o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [3], esse fenômeno ocorre devido a alterações nos padrões trifásicos do sistema, podendo envolver variações nos módulos das tensões, nos ângulos de fase ou em ambos. Idealmente, as três tensões do sistema trifásico devem apresentar valores iguais em amplitude e uma defasagem de 120° entre si. O desequilíbrio de tensão (DT) é definido como o desvio máximo em relação à média das tensões trifásicas, dividido por essa mesma média, e expresso em porcentagem [5].

Esse fenômeno pode ser causado por diversos fatores, como distribuição inadequada de cargas monofásicas, falhas em uma das fases e sobrecarga do sistema. Equipamentos industriais, como fornos resistivos e máquinas de solda, podem provocar desbalanceamentos significativos. Além disso, falhas em componentes do sistema elétrico, como a queima de fusíveis em uma das fases de um banco de capacitores trifásico, também contribuem para o desequilíbrio de tensão. O funcionamento de equipamentos conectados a redes elétricas com tensão desequilibrada pode ser comprometido, reduzindo sua eficiência e vida útil [5].

A confiabilidade do fornecimento de energia reforça a necessidade da implementação de microrredes isoladas e balanceadas em determinadas regiões do sistema elétrico, minimizando os impactos causados por tensões desbalanceadas [6].

Estudos indicam que o desenvolvimento de modelos dinâmicos para microrredes permite a análise do seu comportamento sob diferentes condições operacionais. Modelos desse tipo são incorporados em plataformas de simulação para avaliação das estratégias de controle aplicadas à gestão dessas redes [7].

Este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento do desequilíbrio de tensão em uma microrrede isolada de média tensão, considerando mudanças topológicas, variações de carga e compensação reativa no sistema. O modelo estudado utiliza dados reais de uma planta localizada em uma cidade dos Estados Unidos, permitindo a comparação dos resultados obtidos com estudos prévios [8]. A escolha dessa rede se justifica pela disponibilidade de dados técnicos detalhados e pela sua configuração, que possibilita a avaliação de diferentes cenários mediante a operação de chaves seccionadoras.

A planta analisada corresponde a um sistema de média tensão desbalanceado e isolado da rede nacional, composto por 15 barras trifásicas, incluindo uma barra de referência, e dois transformadores que alimentam dois alimentadores distintos

[8]. A presença de chaves de seccionamento na planta permite a realização de análises aprofundadas ao longo da metodologia.

Este estudo contribui para a compreensão do comportamento de microrredes em sistemas reais, fornecendo subsídios para futuros trabalhos e para a otimização da gestão de redes elétricas. Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Realizar a modelagem do sistema no software OpenDSS;
- Avaliar os níveis de tensão de fase nas barras em cada cenário;
- Avaliar desequilíbrio de fases em pontos críticos do sistema;
- Propor soluções técnicas, como a inserção de bancos de capacitores em pontos críticos da rede de distribuição [8].

A estrutura deste trabalho está organizada da seguinte forma: a Seção I apresenta a introdução. A Seção II aborda os conceitos e aspectos fundamentais para o estudo. A Seção III descreve a metodologia adotada. A Seção IV apresenta os resultados obtidos. Por fim, a Seção V expõe as conclusões do estudo.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção é dividida em duas etapas, sendo a primeira tratando do conceito de uma microrrede, a segunda abordando o conceito de qualidade no fornecimento de energia.

A. Microrrede

Uma microrrede, também conhecida como Smart Grid, é um sistema de distribuição de energia elétrica que integra geração, armazenamento e transmissão de energia, bem como suas cargas, dentro de uma determinada região geográfica, geralmente uma área compacta [9].

As microrredes representam um avanço significativo na modernização dos sistemas elétricos, otimizando a gestão de energia por meio de tecnologias avançadas de comunicação e controle, que monitoram e gerenciam o fluxo energético de forma eficiente e segura [7, 9]. Sua funcionalidade baseia-se na capacidade de operar de forma autônoma ou conectada à rede principal, permitindo uma gestão dinâmica da oferta e demanda de energia [10].

Elas são utilizadas para diversos fins, como garantir fornecimento confiável e acessível em áreas remotas ou isoladas, aumentar a eficiência energética, reduzir emissões de gases de efeito estufa e melhorar a resiliência da rede elétrica contra eventos climáticos extremos ou falhas sistêmicas [9].

Exemplos comuns incluem projetos de geração fotovoltaica em comunidades rurais, integração de sistemas de armazenamento de energia em edifícios comerciais e residenciais, além da aplicação de sistemas de controle inteligente para aprimorar a eficiência da rede elétrica.

No Brasil, as microrredes têm ganhado destaque em setores diversos, desde comunidades isoladas até parques industriais. Sua importância reside na capacidade de assegurar um fornecimento contínuo de energia em centros de carga críticos, reduzindo a vulnerabilidade a falhas no sistema elétrico convencional [9].

Para facilitar a compreensão desse conceito, a Figura 1 ilustra o funcionamento de uma microrrede.

Ela se divide em três setores principais: geração, distribuição e consumo. Na geração, encontram-se unidades de

geração distribuída (GDs), como usinas solares, eólicas, pequenas hidrelétricas e térmicas (biomassa, biogás). A energia gerada é transmitida pela rede de distribuição até os consumidores finais, que incluem residências rurais, cidades, fábricas e estações de recarga para veículos elétricos em postos ou shopping centers [9, 10]. No centro da imagem, há uma central de controle que monitora toda a operação da microrrede.

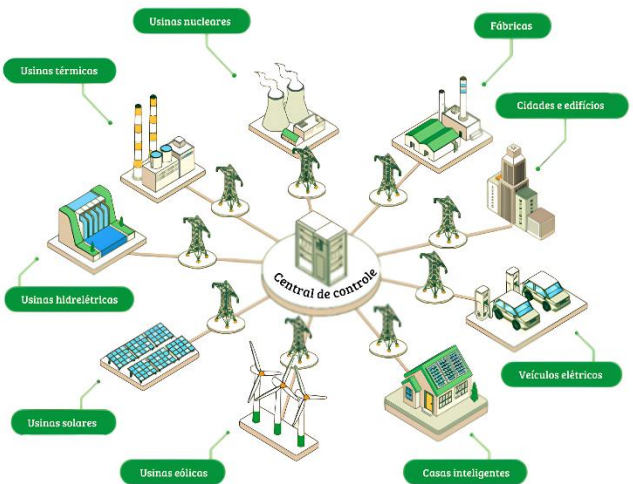


Fig. 1. Ilustração de microrrede [9].

B. Qualidade no fornecimento de energia

A qualidade da energia elétrica percebida pelo consumidor de uma concessionária ou permissionária de distribuição é avaliada com base em três aspectos principais: qualidade do produto, do serviço e do atendimento ao cliente.

No Brasil, a qualidade da energia elétrica (QEE) é regulamentada pela ANEEL por meio do Módulo 8 do PRODIST [11], que estabelece procedimentos para conformidade com níveis de tensão, fator de potência e desequilíbrio de tensão [11].

1) Regulação de tensão em regime permanente

O Módulo 8 do PRODIST define limites que qualificam o fornecimento como adequado, precário ou crítico [17].

A Tabela I apresenta a classificação dos níveis de tensão em regime permanente para tensões nominais acima de 1 kV e abaixo de 69 kV. Esses indicadores são calculados trimestralmente com base em medições amostrais feitas pelas distribuidoras em unidades consumidoras sorteadas dentro de suas áreas de concessão [11].

TABELA I
Pontos de Conexão em Tensão Superior a 1kV e Inferior a 69 kV (380/220 V)

Faixa de atendimento	Intervalo de tensão (pu)
Adequada	$0,93 \leq TL < 1,05$
Precária	$0,90 \leq TL < 0,93$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05$

Para cada unidade consumidora, a tensão é monitorada durante uma semana, totalizando 1008 leituras feitas a cada 10



minutos. A partir dessas leituras, são calculados dois indicadores principais: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC). Esses indicadores expressam o percentual de tempo em que a unidade consumidora permaneceu com tensões nas faixas precária (1) e crítica (2), respectivamente, sendo dados por:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100\% \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100\% , \quad (2)$$

em que:

- nlp* - número de leituras de tensão que excederam esses limites precários;
- nlc* - número de leituras de tensão que excederam esses limites críticos;
- DRP* - duração relativa da transgressão de tensão precária;
- DRC* - duração relativa da transgressão de tensão crítica;
- 1008 - número total de amostras ou leituras de tensão coletadas em um período de medição específico.

A ANEEL impõe limites para esses indicadores: o DRP não pode ultrapassar 3%, e o DRC deve ser inferior a 0,5%. Quando esses limites são excedidos, a distribuidora deve ajustar o serviço e compensar o consumidor financeiramente. A compensação é automática e realizada na fatura até que a tensão volte aos níveis regulares [11].

Além disso, a elevação da tensão além dos valores estabelecidos pode causar uma série de problemas, como falhas nos componentes, redução da vida útil dos equipamentos e aumento da luminosidade em lâmpadas, além de outros danos a equipamentos sensíveis.

2) Método de análise do fator de desequilíbrio de tensão

O fator de desequilíbrio (FD) em sistemas trifásicos é caracterizado por variações na amplitude das tensões de fase ou por defasagem angular entre as tensões de fase, que devem idealmente manter uma separação de 120° [12].

Os limites aceitáveis para o índice de desequilíbrio de tensão são especificados na Tabela II, que estabelece que o valor FD 95% deve ser inferior a 3% para tensões nominais menores que 1 kV, e 2% para tensões nominais entre 1 kV e 230 kV. O FD 95% é um parâmetro que indica o nível de desequilíbrio de tensão superado em apenas 5% das medições realizadas em um conjunto de 1008 leituras válidas [12].

TABELA II

Limites PRODIST Para os Desequilíbrios de Tensão

Indicador	Tensão nominal	
	$V_n \leq 1kV$	$1 kV < V_n \leq 230kV$
FD95%	3,0%	2,0%

Esses limites são considerados aceitáveis para garantir a operação adequada e confiável dos sistemas elétricos, minimizando os impactos negativos sobre a eficiência energética e o desempenho dos equipamentos conectados ao sistema de distribuição. O cumprimento desses limites é

fundamental para evitar distorções no sistema de distribuição, preservando a qualidade da energia fornecida.

O principal indicador para mensurar este fenômeno é o fator de desequilíbrio percentual (FD%).

Há diversos métodos dentro da literatura para se calcular o FD%, pelo método das componentes simétricas, métodos NEMA e CIGRÉ. Buscando objetivar o trabalho, será apresentado apenas o método das componentes simétricas, que é um método confiável para este estudo.

O estudo do desequilíbrio, se baseia no cálculo do FD% pelo método das componentes simétricas (3), que é dado pela decomposição das tensões de fase na sequência positiva, negativa e zero. É considerado o cálculo de FD mais rigoroso matematicamente. Sendo assim o cálculo é feito da seguinte forma [13]:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100\% , \quad (3)$$

em que:

- V_- - magnitude da tensão de sequência negativa (valor eficaz);
- V_+ - magnitude da tensão de sequência positiva (valor eficaz).

C) OpenDSS

O OpenDSS, um software de código aberto desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute*, é uma ferramenta robusta para simulação de sistemas elétricos, amplamente utilizada em pesquisas e análises no setor elétrico, principalmente na distribuição de energia [14].

Ele opera por meio de comandos de texto, que podem ser inseridos manualmente ou gerados por programas externos. Sua estrutura de circuitos e dados foi desenvolvida em Pascal, enquanto as funções de cálculo, que utilizam matrizes, foram programadas em C e C++ [14].

O software conta com uma interface Component Object Model (COM), permitindo integração com outras ferramentas, como MATLAB e Excel [14]. Os principais elementos de um alimentador modelados no OpenDSS são [15]:

- **Barramento de referência:** A modelagem de um alimentador no OpenDSS começa por meio de um barramento de referência, representado por um equivalente de Thévenin por meio do comando `New Circuit`;
- **Linhas de Distribuição:** As linhas de distribuição são modeladas no OpenDSS utilizando o modelo de linha curta pelo comando `New Line` e está atrelada à uma `LineCode`, que é um comando que cria o elemento que traz as características elétricas da linha. Deve-se inserir o número de fases e definir a barra de origem e destino da linha, bem como o `LineCode` e seu comprimento;
- **Definição do Transformador:** Os transformadores são criados pelo comando `New Transformer`, onde deve-se inserir o número de fase, o número de enrolamento e o valor de reatância de curto em pu. Aspectos como tipo de conexão, tensão de enrolamentos, potências e perdas percentuais por enrolamento também devem ser inseridas;
- **Lançamento de Cargas:** através do comando `New Load`, definindo o barramento da carga, número de fases,



modelo, tensão, potência (VA) e fator de potência, uma nova carga será criada no sistema;

- *Bancos de capacitores*: utilizando o comando New Capacitor, inserindo a barra que será conectada, o número de fases e a potência (VA), um novo elemento capacitor será criado.

Para facilitar a compreensão e aplicação de cada modelo, no Apêndice 1 estão presentes alguns exemplos das linhas de códigos bem como a descrição clara de cada comando dentro do OpenDSS.

III. METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho, durante a metodologia foram seguidas algumas etapas, conforme é apresentado no fluxograma da Figura 2.

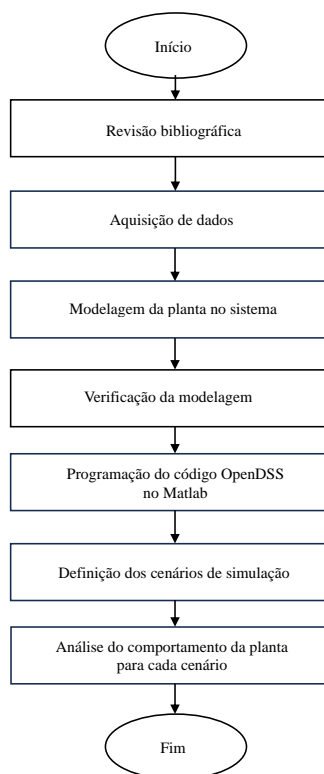


Fig. 2. Fluxograma das etapas da metodologia do trabalho.

No princípio, foram estudadas diversas bibliografias relacionadas ao tema de microrredes e modelagem de redes de distribuição, que auxiliaram para uma compreensão aprofundada sobre o assunto, explicitando questões teóricas e de simulação para o início do trabalho.

Para a aquisição de dados, o trabalho de [8] foi amplamente utilizado nesta pesquisa, com dados extraídos do capítulo 6 para a elaboração do artigo. Em [8], são realizados estudos detalhados de redes de distribuição reais, cujos resultados são organizados em tabelas para facilitar o uso por outros pesquisadores.

A modelagem da planta foi realizada através do software OpenDSS, no qual foi preciso criar um arquivo “.dss” que contivesse os comandos específicos para criação de cada elemento da rede. Foram inseridos então aspectos físicos e

elétricos de cada componente, bem como condições de operação. Para fins didáticos e demonstração prática de como criar cada elemento, no Apêndice 1 deste trabalho é apresentado o modelo de cada elemento detalhadamente. No Apêndice 2, é apresentado o código completo utilizado neste estudo.

Após a realização da modelagem, utilizou-se o comando “Solve” no software para compilar código e verificar possíveis erros. Posteriormente, observando os dados de módulos de tensão apresentados em cada barra pela matriz de impedância, comparou-se com os resultados trazidos por [8], para se verificar o sistema.

Em seguida, foi preciso executar este código dentro Matlab, para visualizar os dados graficamente. Para isso, utilizou-se três códigos Matlab: o código “get_voltages_em_pu”, que faz a leitura das tensões em p.u. e monta os vetores com os índices das respectivas barras onde as tensões foram medidas; o código “plot_voltage_profile”, que plota o perfil de tensão da rede; e o código “run_open_dss”, que irá executar o OpenDSS dentro do Matlab utilizando o caminho do arquivo “.dss”. O demonstrativo de cada um destes códigos está no Apêndice 2.

Para realizar a comparação de diferentes perfis de tensão de fase, foram definidos cenários para se avaliar diferentes variações de topologia e variações de carga um cenário inicial.

Definiu-se então os demais cenários de aumento e redução de carga fechamento de chaves, componentes compensadores como bancos de capacitores. Todos estes detalhes serão trazidos na seção de resultados.

O sistema de distribuição utilizado trata-se de uma rede real no padrão norte americano, com tensão de 115 kV (tensão de base) na parte de média tensão, e com tensões de 12,47 kV para seções trifásicas e 7,2 kV para monofásicas, na parte de baixa tensão. A potência aparente de base é de 5 MVA, e a frequência é de 60 Hz. O padrão de rede norte americano pode apresentar um modelo radial ou em malha, sendo assim, as chaves seccionadoras S1, S2 e S3 servirão para alternar a topologia entre estes dois modelos.

Os condutores utilizados incluem cabos de alumínio com reforço de aço e condutores nus de alumínio, instalados em postes como linhas aéreas de forma compacta. Cabos neutros estão presentes em seções trifásicas

A topologia do sistema, apresentada pela Figura 3, inclui dois transformadores (115/12,47 kV) que energizam dois alimentadores, que por sua vez conectam cada barra conectada as suas respectivas cargas. Ao lado das linhas é possível visualizar o comprimento de cada uma delas. Nas barras, 3, 6, 7, 14 e 15 estão presentes subredes monofásicas (não inclusas no escopo do trabalho). As chaves S1, S2 e S3 podem ser vistas interconectando barras e alimentadores.

No Anexo 1, estão presentes todos os parâmetros elétricos e físicos das linhas de transmissão trifásicas (Tabela VI), dos transformadores (Tabela VII) e de cada uma das cargas trifásicas (Tabela VIII).

Durante a simulação, foram definidos cenários de estudo com variações topológicas, variações de carga e inserção de bancos de capacitores, buscando avaliar o comportamento da

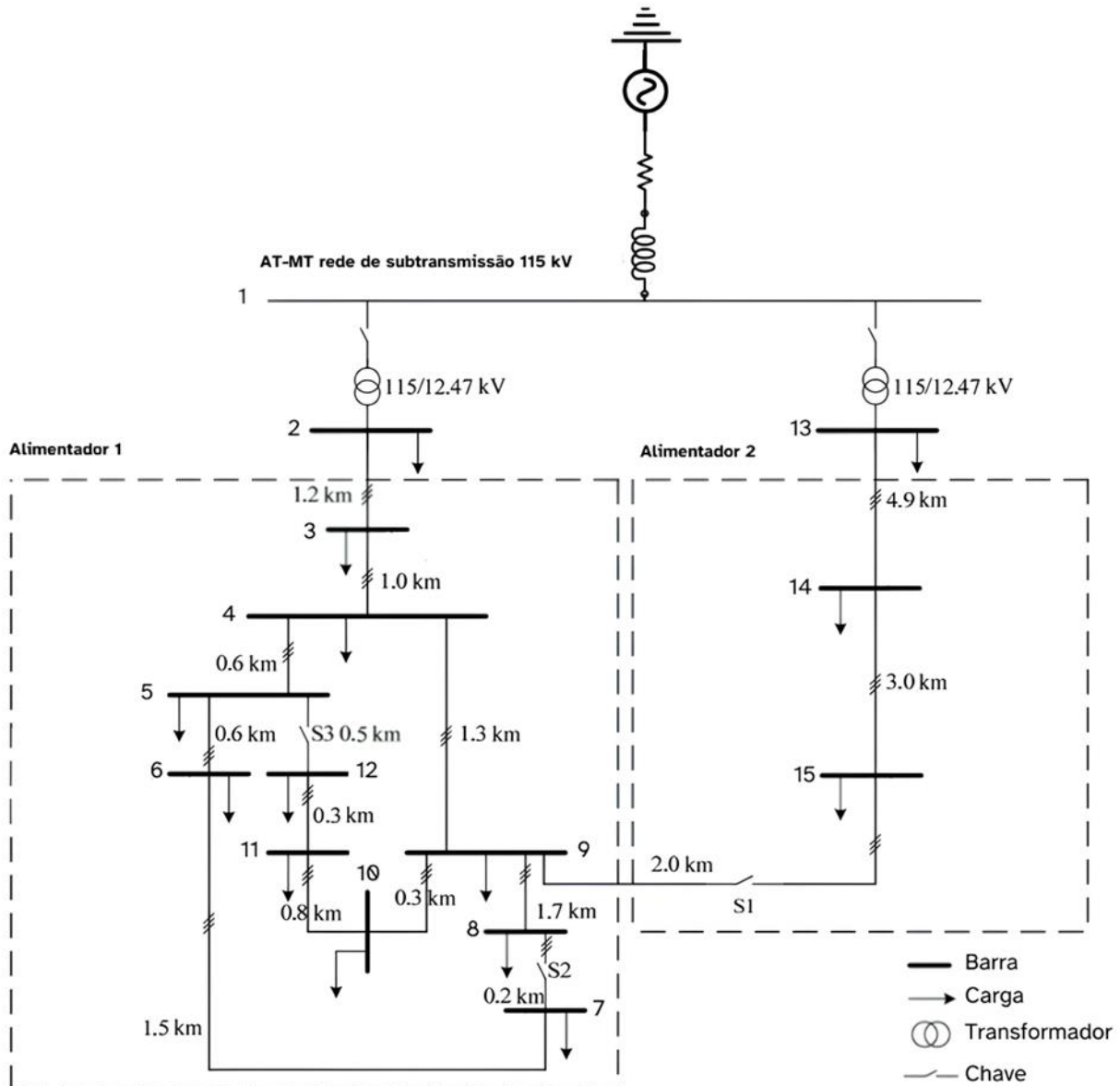


Fig. 3. Topologia do sistema trifásico modelada da rede de distribuição norte americana [8] [adaptado].

planta em cada um deles. Dessa forma, segue os cenários criados.

- *Cenário inicial:* Alimentador 1 ligado, cargas e linhas trifásicas conectadas e chaves S1, S2 e S3 abertas;
- *Cenário 1:* Idem ao cenário inicial com chaves S2 e S3 fechadas;
- *Cenário 2:* Idem ao cenário 1, com alimentador 2 ligado e chave S1 fechada;
- *Cenário 3:* Idem ao cenário inicial com 50% a mais de toda a carga nominal;
- *Cenário 4:* Idem ao cenário 3 com a inserção de bancos de capacitores (BCs) das barras 3 a 12 (individualmente).

A partir das definições de cenários, os resultados foram plotados e seus resultados foram analisados caso a caso na seção de resultados.

Para o estudo do desequilíbrio de tensão (FD%), a metodologia utilizada foi o método das componentes simétricas, conforme trazido por [A] e explicado na seção II deste trabalho. Já para o estudo da compensação de reativo,

para resolver o problema da queda e desequilíbrio de tensão após um aumento de 50% na carga trifásica no cenário 4, a metodologia utilizada foi a equação das potências.

Primeiramente, calcula-se a potência ativa e reativa para cada carga antes e depois do aumento de 50%. Após o aumento de 50%, a nova potência aparente S' é calculada como $S' = 1,5 \times S$. As novas potências ativas P' e reativa Q' são então $P' = 1,5 \times P$ e $Q' = 1,5 \times Q$, respectivamente. Para compensar a queda de tensão e o desequilíbrio, é necessário injetar potência reativa Q_{comp} em cada barra. A potência reativa necessária para compensação é calculada pela diferença entre a nova potência reativa e a original, ou seja, $Q_{comp} = Q' - Q$. Essa metodologia permite ajustar o sistema para manter a estabilidade e eficiência após o aumento da carga, e os valores de compensação reativa para cada barra serão apresentados abaixo.

IV. RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados de cada um dos cenários trazidos na seção III, juntamente com suas análises técnicas e cálculos de FD%.

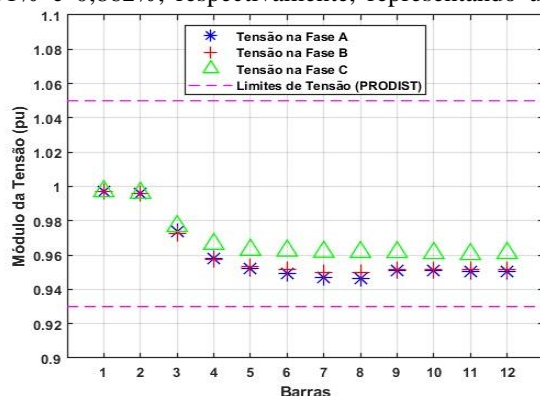
O cenário inicial, que servirá de referência para a análise dos demais é apresentado pela Figura 4. O resultado do cenário inicial apresenta o comportamento do módulo de tensão em diferentes barras da rede norte-americana evidenciando uma queda gradual conforme a distância da barra 1, que possui a tensão estabilizada em 1 pu. A partir da barra 3, apesar de apresentar queda de tensão em todas as fases, os valores permanecem dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, garantindo conformidade com as normas.

Observa-se também nas barras 6 e 7 um pequeno desbalanço entre fases, com a fase C apresentando valores ligeiramente superiores às fases A e B, devido a uma distribuição assimétrica de cargas. No geral, o cenário possui módulos de tensão que atendem os padrões normativos, contudo o desbalanço de tensão pode ser mitigado.

Para o cenário 1, com o fechamento das chaves S2 e S3 o sistema passa de radial para sistema de malhas. Com isso, percebe-se que o desbalanço de fases entre a barra 6 e 8 é reduzido, comparado ao cenário inicial. Isso prova que um sistema de malhas oferece maior qualidade nos níveis de tensão do que um sistema radial. Além disso, todas as tensões de fase mantêm-se dentro dos limites PRODIST.

Observando agora a Figura 5 e realizando uma comparação entre o resultado do cenário 2 (sistema todo conectado) e o cenário 3 (cenário 2 com 50% a mais da carga), pode-se perceber que há uma elevação nos níveis de tensão em todas as barras. Nas barras 7 e 8, por exemplo, fase C, a elevação foi de aproximadamente 0,04 pu para ambas. Agora avaliando o desequilíbrio de tensão entre fases nas mesmas barras, temos que o FD% foi de 0,366% para 0,851% na barra 7, e de 0,376% para 0,862% para a barra 8. Isso representa um aumento de 130% no FD% médio das barras.

Realizando agora um novo comparativo, entre o cenário 3 e o cenário 1, observa-se pela Figura 6, que um sistema que antes estava dentro dos limites PRODIST (cenário 1), veio a sofrer tanto com a queda de tensão (cenário 3) e elevação do seu FD%. Neste comparativo é evidente a queda de tensão ser proporcional ao aumento de carga, apesar de já termos um sistema de malhas no cenário 1. Neste mesmo cenário 1, o FD% das barras 7 e 8, eram de 0,346% e 0,357% e passaram para 0,851% e 0,862%, respectivamente, representando um



Agora será mostrado um cenário solução utilizando compensação de reativo no sistema visando sanar o problema da queda e desequilíbrio de tensão, por meio do cenário 4. Sabe-se que o cenário 3 se dá pelo cenário inicial com 50% a mais da carga nominal do sistema e que o aumento de carga agravou a queda e desequilíbrio de tensão, fazendo com que alguns módulos de tensão ultrapassassem os limites PRODIST. Visando sanar o problema, foi então elaborado uma metodologia para nivelamento destes valores de tensão monofásicos, para que o resultado trifásico fosse o mais preciso possível.

Realizado os cálculos (conforme metodologia apresentada na seção III) para cada uma das barras, fase a fase, obteve-se os seguintes valores de potência reativa, segundo a Tabela III.

TABELA III
Valores de Compensação Reativa nas Barras

Barra	Fase	Potência Reativa (kVAr)
3	A	15,61
	B	7,81
	C	31,22
4	A	12,49
	B	12,49
	C	12,49
5	A	31,22
	B	15,61
	C	78,05
6	A	31,22
	B	31,22
	C	7,81
7	A	7,81
	B	15,61
8	A	15,61
	B	15,61
	C	15,61
9	A	15,61
	B	23,42
	C	31,22
10	A	15,61
	B	23,42
	C	15,61
11	A	23,42
	B	15,61
	C	39,05
12	A	7,81
	B	23,42
	C	23,42

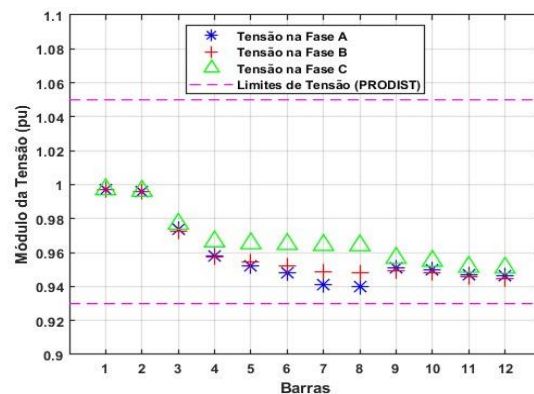


Fig. 4. Módulos de tensão do cenário 1 (esquerda) e cenário inicial (direita).
aumento percentual de 146% para a barra 7 e 143% na barra 8.

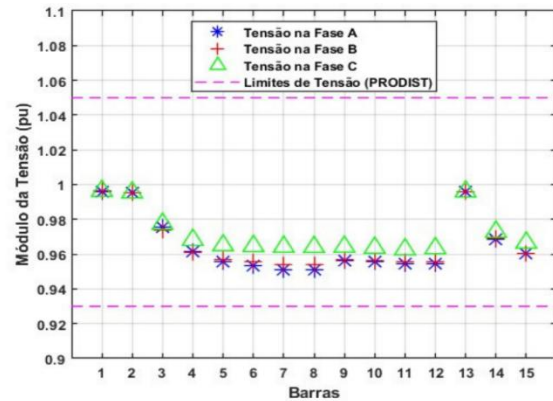
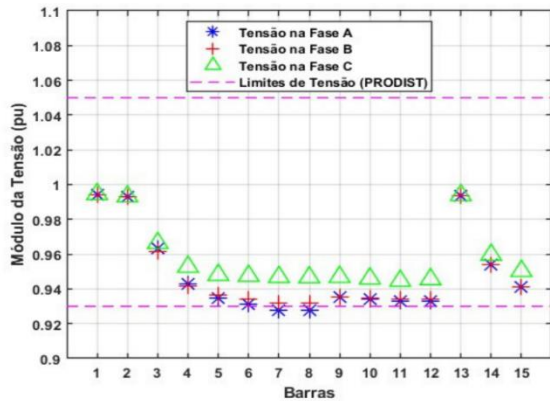


Fig. 5. Módulo de tensão cenário 3 (esquerda) e cenário 2 (direita).

Para compensar o aumento de 50% na carga e equilibrar as fases, foi necessário injetar estes valores calculados em cada barra. Isso será feito por meio de bancos de capacitores. Essa medida contribui para a redução da queda de tensão e do desequilíbrio entre as fases, mantendo a estabilidade do sistema. Esses reajustes se fazem necessários todas as vezes em houverem aumentos de cargas consideráveis no sistema.

Na Figura 7, realizando o comparativo entre o cenário 3 (aumento de carga) e o cenário 4 (compensação de reativo), percebe-se que a tanto a queda de tensão quanto o desequilíbrio de tensão foram mitigados consideravelmente. Nas barras 7 e 8, onde tínhamos um fator de desequilíbrio de 0,851% e 0,862%, respectivamente, passou para 0,2% e 0,21%.

Outras análises foram feitas, agora sendo um comparativo do FD% de todos os cenários, conforme Tabela IV.

TABELA IV
Valores de Fator de Desequilíbrio Médio nas Barras 7 e 8

Cenário	Barra 7 (FD%)	Barra 8 (FD%)
Cenário Inicial	0,405	0,416
Cenário 1	0,346	0,357
Cenário 2	0,366	0,376
Cenário 3	0,851	0,862
Cenário 4 - Solução	0,199	0,21

A análise dos Fatores de Desequilíbrio (FD) revelou disparidades significativas entre os cenários avaliados. O Cenário 3 destacou-se com o maior desequilíbrio de tensão em ambas as barras, indicando uma distribuição de carga menos uniforme e, conseqüentemente, uma maior variação nas tensões de fase. Em contraste, o Cenário 4 apresentou o menor desequilíbrio, demonstrando um sistema mais equilibrado e

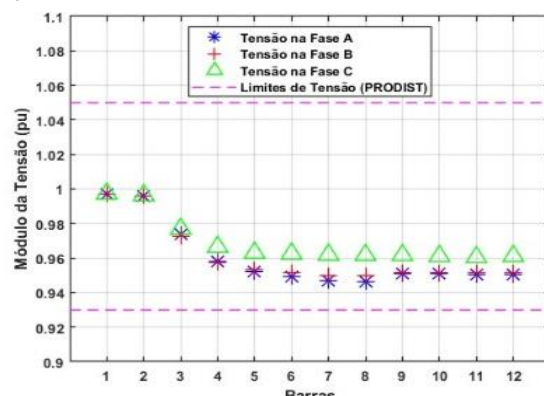
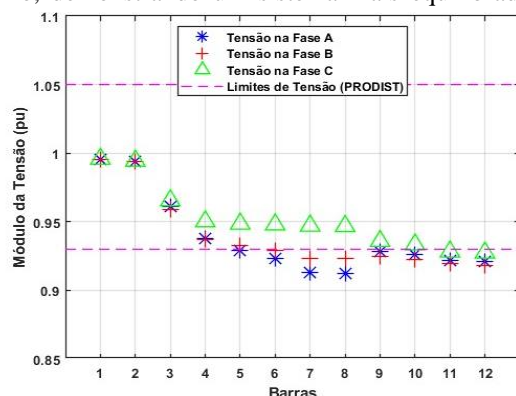


Fig. 6. Perfil de tensão cenário 3 (esquerda) e cenário 1 (direita).

com tensões de fase mais homogêneas. Por fim, os cenários inicial, 1 e 2 exibiram desequilíbrios bem similares, sugerindo condições operacionais relativamente estáveis e com variações mínimas nas tensões de fase.

Da mesma forma, agora para os valores de módulos de tensão a Tabela V.

TABELA V
Valores de Módulos de Tensão nas Barras 7 e 8

Cenário	Barra 7 (pu)	Barra 8 (pu)
Cenário Inicial	0,9513	0,9508
Cenário 1	0,9528	0,9527
Cenário 2	0,9565	0,9564
Cenário 3	0,9279	0,9273
Cenário 4 - Solução	0,9542	0,9538

O Cenário 3 apresenta a maior queda de tensão em ambas as barras, indicando uma condição de operação com maior demanda (carga). Em contraste, os cenários 1, 2 e 4 mostram tensões médias elevadas em comparação com o cenário inicial, sugerindo melhorias na regulação de tensão ou redução de perdas. O Cenário 2 destaca-se com as maiores tensões médias, indicando a melhor condição de operação em termos de tensão por conta de toda a interligação do sistema em malhas e com os dois alimentadores atuando em conjunto. É importante notar que as tensões médias nas barras 7 e 8 são muito próximas em cada cenário, indicando um comportamento similar das duas barras em relação à queda de tensão, contudo o estudo em cima de ambas se fez necessário por serem as barras mais carregada. Observando a retomada do valor estável de tensão do cenário 3 para o 4 (de 0,92 para 0,95)

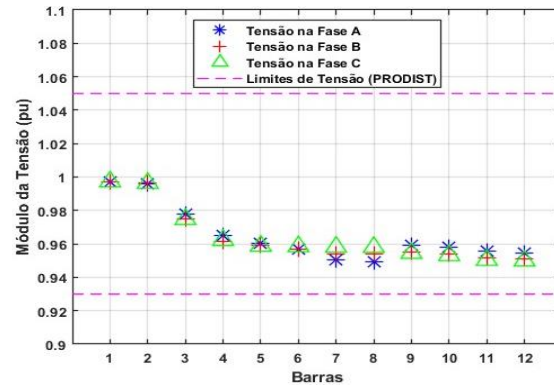
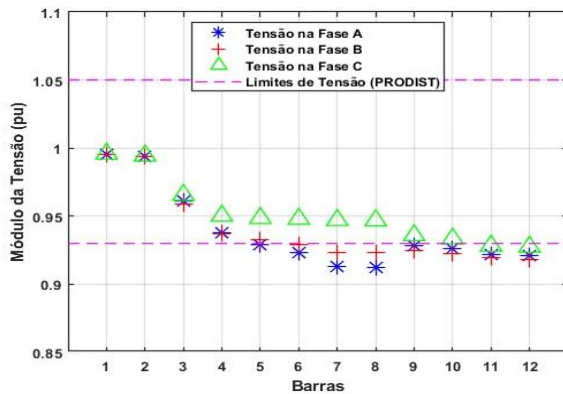


Fig. 7. Módulos de tensão cenário 3 (esquerda) e cenário 4 (solução) (direita).

demonstra mais uma vez que a compensação reativa trouxe ótimos resultados ao sistema, uma vez que este valor ficou próximo dos 0,956 do cenário 2.

V. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo principal realizar o estudo do desequilíbrio de tensão em um sistema de distribuição, utilizando simulações no software OpenDSS e Matlab e de quantificar por meio do método das componentes simétricas o FD%. A partir dos resultados obtidos, foi possível identificar e quantificar os efeitos em diferentes cenários, tais como variações de carga, mudanças topológicas e inserção de bancos de capacitores.

No cenário inicial, observou-se um comportamento esperado de queda de tensão ao longo das barras, e também um desequilíbrio entre as fases, indicando a assimetria de cargas.

Variando a topologia, verificou-se que com o fechamento das chaves mudando o sistema para a configuração de malhas, houve maior estabilidade nas quedas de tensão, principalmente nas barras mais distantes.

No estudo de variação de carga, evidenciou-se que quanto maior a carga inserida, maior será a queda de tensão, principalmente nas barras mais distantes do alimentador. Por outro lado, a redução de carga resultou no efeito contrário.

A inserção de bancos de capacitores nas barras críticas mostrou-se uma solução eficaz para mitigar o desequilíbrio de tensão, fazendo com que os módulos de tensão se mantenham constantes (diante de um aumento de carga), ou sejam elevados, se aproximando de 1 pu (valor ideal), caso seja desejado tal proximidade com o valor de tensão de base. Sendo assim, esta solução se faz uma solução viável por assegurar que as tensões nas barras estejam em conformidade com as normas de qualidade de energia estabelecidas pelo PRODIST.

Os resultados obtidos neste trabalho demonstram que o desequilíbrio e queda de tensão são fenômenos que demandam atenção, e que soluções viáveis envolvem a inserção de dispositivos de compensação e ajustes topológicos.

Recomenda-se, para trabalhos futuros, a integração das linhas e cargas monofásicas em conjunto com as trifásicas, realizando estudos mais aprofundados. Além disso, outra frente de estudo poderá partir da integração de geração distribuída (GD), como geração eólica e solar, por exemplo, além da inclusão de sistemas de armazenamento de energia de baterias (BESS).

Em suma, este trabalho contribuiu para maior entendimento dos fenômenos estudados baseados sistema de distribuição em questão, traz problemáticas e soluções, buscando frisar problemas eminentes da área e abrir novas vertentes de estudo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela provisão de sabedoria e conhecimento que tornaram possível a conclusão deste trabalho. Expresso minha gratidão aos professores orientadores pelo suporte técnico e pela valiosa contribuição em conhecimentos específicos. À minha família, agradeço pelo apoio incondicional, amor, motivação e pelos recursos que viabilizaram meus estudos. Por fim, ao IFSC, pela estrutura e excelência acadêmica que me proporcionaram uma formação de alto nível.

REFERÊNCIAS

- [1] R. A. Lopez, Qualidade Na Energia Elétrica. Efeitos Dos Distúrbios, Diagnósticos E Soluções, 2a ed., Artliber, São Paulo, 2013.
- [2] ANEEL, “Resolução Normativa no 482, de 17 de dezembro de 2012”, 2012. [Online]. Disponível: “www.aneel.gov.br”.
- [3] GOMES, I. L. R. Microrrede no âmbito da Energia 4.0 face à incerteza e risco e ao mercado de eletricidade. Universidade de Évora, 2021. [Online]. Disponível em: “https://dspace.uevora.pt/rdpc/handle/10174/29789”.
- [4] M. D. Coutinho, “Análise dos Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede de Distribuição de Média Tensão da UFES”, Trabalho de Conclusão de Curso, IFES, Vitória, ES, Brasil, 2020. [Online], Disponível: repositório.ifrs.edu.br.
- [5] TORREZAN, G. F.; OLESKOVICZ, M. O. Estudo do desequilíbrio de tensão em um sistema de distribuição, 2021. USP - São Carlos, SP.
- [6] GOMES, I. L. R. Microrrede no âmbito da Energia 4.0 face a incerteza e risco e ao mercado de eletricidade. Universidade de Évora, 2021. [Online]. Disponível em: “https://dspace.uevora.pt/rdpc/handle/10174/29789”.
- [7] Kariniotakis, G. N; Soutanis N. L; Tsochnikas A. I.; Lopes J. A ; Jayawarna, N; Jenkins, N. “Dynamic modelling of microgrids”. International Journal of Distributed Energy Resources, G. N. Kariniotakis, 2019.



- [Online]. Disponível em: “<https://minesparis-psl.hal.science/hal-00526378/document>”.
- [8] STRUNZ, K. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. Taks Force, 2014.
- [9] SILVA, F. L. Análise do desempenho de uma microrrede com múltiplas unidades de geração distribuída. Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2011. [Online]. Disponível em: “http://repositorio.ufes.br/bitstream/10/4083/1/tese_282_6_DissertacaoMestradoFlavioLopesdaSilva.pdf”.
- [10] FRACARI, F.; Santos, I.; Sanchez, G. “Smart Grid: uma nova forma de controle de Energia Elétrica”, 2015. [Online]. Disponível em: “<https://seer.atitus.edu.br/index.php/revistasi/article/view/917/741>”.
- [11] PRODIST, “Modulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica”, 2021, [Online], Disponível: www.aneel.gov.br/modulo8.
- [12] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 414, de 09 de setembro de 2010”, 2010. [Online], Disponível: “www.aneel.gov.br/documents”.
- [13-A] Batista, R., Neto, G. S., Souza, J. F., & Silva, R. M. “Comparativo de fatores de desequilíbrio de tensão na análise de transitórios presentes em oscilografias”, Belo Horizonte, 2022.
- [14] EPRI. “What is OpenDSS”. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/openss>, 2019. [Online].
- [15] MACHADO, M. F. S. O. “Tutorial para aplicação do software OpenDSS na análise de redes de distribuição de energia elétrica”. UFMA, São Luiz – MA, 2017.

APÊNDICE 1 - EXEMPLOS DE LINHAS DE CÓDIGO NA MODELAGEM PELO SOFTWARE OPENDSS

1) Criação do barramento de referência

A modelagem de um alimentador no OpenDSS começa por meio de um barramento de referência, representado por um equivalente de Thevenin. Um exemplo dessa modelagem seria:

```
New Circuit.moussaMT bus1=1 basekv=115 pu=1.000 x1r1=10 mvasc3=5000 frequency=60 phases=3
```

onde:

New Circuit	- criação da barra de referência;
bus1	- barramento ao qual está conectado;
basekv	- tensão de base;
pu	- tensão em pu;
phases	- número de fases do alimentador;
Frequency	- frequência do alimentador;
mvasc3	- potência de curto-circuito trifásico em MVA;
mvasc1	- potência de curto-circuito monofásico em MVA;
x1r1	- razão X/R.

Uma alternativa ao uso das potências de curto-circuito é declarar as impedâncias de sequência positiva e zero (R1, X1, R0, X0).

2) Criando as linhas de distribuição

As linhas de distribuição são modeladas no OpenDSS utilizando o modelo de linha curta. Um adendo importante é que, Cada linha de distribuição é associada a um elemento com as características do cabo, chamado "linecode" no OpenDSS. A modelagem do linecode pode ser feita como no exemplo a seguir:

```
New Linecode.1 nphase=3 r1=0.282 x1=0.703 r0=0.466 x0=1.243 c1=8.4697 c0=4.8436 units=km  
baseFreq=60
```

onde:

new linecode	- criação de um novo elemento;
nphases	- número de fases;
baseFreq	- frequência de operação;
units	- unidade de medida do comprimento;
normamps	- corrente nominal do cabo;
R1	- resistência de sequência positiva por unidade de comprimento;
X1	- reatância de sequência positiva por unidade de comprimento;
C1	- capacitância de sequência positiva por unidade de comprimento.

Feito isso, pode-se inserir o código da linha em si. Um exemplo de modelagem de linha seria:

```
New Line.2 Phases=3 Bus1=1 Bus2=2 LineCode=1 Length=1.200 units=km
```

onde:

new line	- criação de uma nova linha;
phases	- número de fases;
bus1	- barramento ao qual o terminal 1 está conectado;
bus2	- barramento ao qual o terminal 2 está conectado;
length	- comprimento do segmento de linha;
units	- unidade de medida do comprimento;
linecode	- referência do elemento que contém as características do cabo.



3) Criação dos transformadores

Um transformador no OpenDSS pode ser modelado conforme o exemplo a seguir:

```
New Transformer.Sub1 Phases=3 Windings=2 XHL=0.1195  
~ wdg=1 bus=1 conn=Delta kv=115 kva=15000 %r=0.000482  
~ wdg=2 bus=2 conn=Wye kv=12.47 kva=15000 %r=0.000482
```

onde:

new transformer	- criação do transformador;
xhl	- reatância percentual do primário para o secundário;
windings	- número de enrolamentos;
%loadloss	- perdas em carga;
%noloadloss	- perdas a vazio;
wdg	- referência do enrolamento (1: primário, 2: secundário);
bus	- barramento ao qual o enrolamento está conectado;
kv	- tensão nominal do enrolamento;
kva	- potência nominal do enrolamento;
conn	- tipo de conexão (delta ou estrela);
%r	- resistência percentual do enrolamento;
tap	- ajuste de tensão em pu

4) Criando as cargas

No OpenDSS, as cargas podem ser modeladas da seguinte forma:

```
New Load.R2A Bus1=2.1 Phases=1 Model=2 kV=12.47 kVA=5010 pf=0.93
```

onde:

new load	- criação da carga;
phases	- número de fases;
model	- modelo utilizado para caracterização da carga;
ZIPV	- expoentes de potência ativa e reativa;
daily	- curva de carga associada;
bus	- barramento ao qual a carga está conectada;
kv	- tensão nominal da carga;
pf	- fator de potência;
kw	- potência ativa nominal;
conn	- tipo de conexão (delta ou estrela).

Além disso, as curvas de carga podem ser modeladas da seguinte forma:

```
New loadshape.Residencial npts = 24 interval = 1 mult = (0.875718121, 0.7379304, ..., 1.081178899)
```

onde:

new loadshape	- criação da curva de carga;
npts	- número de pontos;
interval	- intervalo de tempo entre os pontos;
mul	- fatores multiplicadores da potência da carga.

5) Criando elemento de bancos de capacitor

No OpenDSS, um banco de capacitores para compensação de potência reativa pode ser inserido utilizando este código, após a inserção dos demais componentes.

```
New Capacitor.nome Bus1=3.(fase) Phases=1 kV=7.19 kvar=15.61 - monofásico  
New Capacitor.nome Bus1=3 Phases=3 kV=7.19 kvar=15.61 - trifásico
```



APÊNDICE 2 - CÓDIGO OPENDSS MODELADO DA REDE NORTE AMERICANA

!CENÁRIO INICIAL

!Apenas Alimentador 1 (Feeder1) ligado, cargas e linhas trifásicas ativas e chaves S1, S2 e S3 abertas.

Clear

set defaultbasefreq=60

!CRIANDO UM NOVO CIRCUITO - Eq. Thevenin

New Circuit.moussamT bus1=1 basekv=115 pu=1.000 xlr1=10 mvasc3=5000 frequency=60 phases=3

!DEFININDO O TRANSFORMADOR 1

New Transformer.Sub1 Phases=3 Windings=2 XHL=0.1195

!XHL = reatancia de curto da brochura em pu ou %

~ wdg=1 bus=1 conn=Delta kv=115 kva=15000 %r=0.000482

~ wdg=2 bus=2 conn=Wye kv=12.47 kva=15000 %r=0.000482

!DEFININDO O TRANSFORMADOR 2 - desligado

!New Transformer.Sub2 Phases=3 Windings=2 XHL=0.1196

!~ wdg=1 bus=1 conn=Delta kv=115 kva=12000 %r=0.00050162

!~ wdg=2 bus=13 conn=Wye kv=12.47 kva=12000 %r=0.00050162

!CRIAÇÃO DE ELEMENTOS

New Linecode.1 nphase=3 r1=0.282 x1=0.703 r0=0.466 x0=1.243 c1=8.4697 c0=4.8436 units=km baseFreq=60

New Linecode.2 nphase=1 r1=1.144 x1=0.884 c1=6.2972 units=m baseFreq=60

!DEFININDO AS LINHAS TRIFÁSICAS

New Line.2 Phases=3 Bus1=2 Bus2=3 LineCode=1 Length=1.200 units=km

New Line.3 Phases=3 Bus1=3 Bus2=4 LineCode=1 Length=1.000 units=km

New Line.4 Phases=3 Bus1=4 Bus2=5 LineCode=1 Length=0.610 units=km

New Line.5 Phases=3 Bus1=5 Bus2=6 LineCode=1 Length=0.560 units=km

New Line.6 Phases=3 Bus1=6 Bus2=7 LineCode=1 Length=1.540 units=km

New Line.7 Phases=3 Bus1=7 Bus2=8 LineCode=1 Length=0.240 units=km

!New Line.8 Phases=3 Bus1=8 Bus2=9 LineCode=1 Length=1.670 units=km ! chave aberta

New Line.9 Phases=3 Bus1=9 Bus2=10 LineCode=1 Length=0.320 units=km

New Line.10 Phases=3 Bus1=10 Bus2=11 LineCode=1 Length=0.770 units=km

New Line.11 Phases=3 Bus1=11 Bus2=12 LineCode=1 Length=0.330 units=km

!New Line.12 Phases=3 Bus1=12 Bus2=5 LineCode=1 Length=0.490 units=km

New Line.13 Phases=3 Bus1=4 Bus2=9 LineCode=1 Length=1.300 units=km ! chave aberta

!New Line.14 Phases=3 Bus1=13 Bus2=14 LineCode=1 Length=4.890 units=km !alimentador 2, linha desativada

!New Line.15 Phases=3 Bus1=14 Bus2=15 LineCode=1 Length=2.990 units=km !alimentador 2, linha desativada

!New Line.16 Phases=3 Bus1=15 Bus2=9 LineCode=1 Length=2.000 units=km !alimentador 2, linha desativada

!LANÇANDO CARGAS TRIFÁSICAS

!Phase A

New Load.R2A Bus1=2.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=5010 pf=0.93

New Load.C2A Bus1=2.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=3070 pf=0.87

New Load.R3A Bus1=3.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95

New Load.C3A Bus1=3.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.85

New Load.C4A Bus1=4.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=80 pf=0.80

New Load.R5A Bus1=5.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.90

New Load.R6A Bus1=6.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.95

New Load.C6A Bus1=6.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=50 pf=0.85

New Load.R7A Bus1=7.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=50 pf=0.95

New Load.R8A Bus1=8.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95

New Load.C8A Bus1=8.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.85

New Load.R9A Bus1=9.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.90

New Load.R10A Bus1=10.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95

New Load.R11A Bus1=11.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=150 pf=0.90

New Load.R12A Bus1=12.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=50 pf=0.95

New Load.C12A Bus1=12.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=150 pf=0.85

!New Load.R13A Bus1=13.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=1060 pf=0.90 !alimentador 2 desligado, carga inativa

!New Load.C13A Bus1=13.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=1260 pf=0.87 !alimentador 2 desligado, carga inativa

!New Load.C14A Bus1=14.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=225 pf=0.85 !alimentador 2 desligado, carga inativa

!New Load.C15A Bus1=15.1 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=90 pf=0.90 !alimentador 2 desligado, carga inativa

!Phase B

New Load.R2B Bus1=2.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=4910 pf=0.93

New Load.C2B Bus1=2.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=2570 pf=0.87

New Load.R3B Bus1=3.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=50 pf=0.95

New Load.C3B Bus1=3.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=300 pf=0.85

New Load.R4B Bus1=4.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.90

New Load.C4B Bus1=4.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=80 pf=0.80

New Load.R5B Bus1=5.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.90

New Load.C6B Bus1=6.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.85

New Load.R7B Bus1=7.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95

New Load.R8B Bus1=8.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95

New Load.C8B Bus1=8.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95

New Load.R9B Bus1=9.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=150 pf=0.90

New Load.R10B Bus1=10.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=150 pf=0.95

New Load.R11B Bus1=11.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.90



New Load.R12B Bus1=12.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=50 pf=0.95
New Load.12B Bus1=12.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=150 pf=0.85
!New Load.R13B Bus1=13.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=1060 pf=0.90 !alimentador 2 desligado, carga inativa
!New Load.C13B Bus1=13.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=1260 pf=0.87 !alimentador 2 desligado, carga inativa
!New Load.C14B Bus1=14.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=225 pf=0.85 !alimentador 2 desligado, carga inativa
!New Load.C15B Bus1=15.2 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=90 pf=0.90 !alimentador 2 desligado, carga inativa

!Phase C

New Load.R2C Bus1=2.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=3860 pf=0.93
New Load.C2C Bus1=2.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=3520 pf=0.87
New Load.R3C Bus1=3.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.95
New Load.C3C Bus1=3.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=300 pf=0.85
New Load.R4C Bus1=4.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=50 pf=0.90
New Load.C4C Bus1=4.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=80 pf=0.80
New Load.R5C Bus1=5.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.90
New Load.C6C Bus1=6.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=50 pf=0.85
New Load.C8C Bus1=8.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95
New Load.C9C Bus1=9.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=200 pf=0.90
New Load.R10C Bus1=10.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=100 pf=0.95
New Load.R11C Bus1=11.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=250 pf=0.90
New Load.C12C Bus1=12.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=150 pf=0.85
!New Load.R13C Bus1=13.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=1060 pf=0.90 !alimentador 2 desligado, carga inativa
!New Load.C13C Bus1=13.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=1260 pf=0.87 !alimentador 2 desligado, carga inativa
!New Load.C14C Bus1=14.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=225 pf=0.85 !alimentador 2 desligado, carga inativa
!New Load.C15C Bus1=15.3 Phases=1 Model=2 kV=7.19 kVA=90 pf=0.90 !alimentador 2 desligado, carga inativa

calcv
Solve



APÊNDICE 3 - CÓDIGOS AUXILIARES MATLAB

1) função: *get_voltages_em_pu*

```
function [Va, Vb, Vc, Na, Nb, Nc] = get_voltages_pu(circuit, nomes_barras)

Va = []; Vb = []; Vc = []; % inicializa os vetores de tensão
Na = []; Nb = []; Nc = []; % inicializa os vetores com os índices das barras que contém a tensão especificada

N = length(nomes_barras); % obtém o número de barras

for k=1:N % para cada barra

    circuit.SetActiveBus(nomes_barras{k}); % ativa a barra "k"
    bus = circuit.ActiveBus; % obtém o elemento ativo

    if bus.NumNodes == 3 % se a barra "k" tiver as 3 fases
        Va = [Va bus.puVmagAngle(1)];
        Vb = [Vb bus.puVmagAngle(3)];
        Vc = [Vc bus.puVmagAngle(5)];
        Na = [Na k]; Nb = [Nb k]; Nc = [Nc k];
    end

    if bus.NumNodes == 1 % se a barra "k" tiver apenas 1 fase
        if bus.Nodes == 1 % se for a fase A
            Va = [Va bus.puVmagAngle(1)];
            Na = [Na k];
        elseif bus.Nodes == 2 % se for a fase B
            Vb = [Vb bus.puVmagAngle(1)];
            Nb = [Nb k];
        else % se for a fase C
            Vc = [Vc bus.puVmagAngle(1)];
            Nc = [Nc k];
        end
    end
end
end
```

2) função: *plot_voltage_profile*

```
function plot_voltage_profile(Va, Vb, Vc, Na, Nb, Nc, nomes_barras)

hVa = plot(Na, Va, 'b*');
hold on
hVb = plot(Nb, Vb, 'r+');
hVc = plot(Nc, Vc, 'g^');
ylabel('Módulo da Tensão (pu)', 'FontWeight', 'bold', 'FontSize', 10);
xlabel('Barras', 'FontWeight', 'bold', 'FontSize', 10);
grid
set(hVa, 'MarkerSize', 12, 'LineWidth', 1)
set(hVb, 'MarkerSize', 12, 'LineWidth', 1)
set(hVc, 'MarkerSize', 12, 'LineWidth', 1)
set(gca, 'LineWidth', 1, 'FontWeight', 'bold', 'FontSize', 10)
Nbarras = 1:length(nomes_barras);
set(gca, 'xlim', [0 13], 'ylim', [0.85 1.1], 'XTick', Nbarras, 'XTickLabel', nomes_barras)
xlimite = get(gca, 'xlim');
hLmin = line(xlimite, [0.93 0.93]);
hLmax = line(xlimite, [1.05 1.05]);
set(hLmin, 'LineWidth', 1, 'color', 'm', 'LineStyle', '--')
set(hLmax, 'LineWidth', 1, 'color', 'm', 'LineStyle', '--')
legend('Tensão na Fase A', 'Tensão na Fase B', 'Tensão na Fase C', 'Limites de Tensão (PRODIST)', 'Location', 'North')

end
```

3) função: *run_open_dss*

```
clear
clc
close all

% Initialize OpenDSS
% Create the OpenDSS Object
obj = actxserver('OpenDSS.Engine.DSS');
```



```
% Start up the solver
if ~obj.Start(0)
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
    return
end

% Set up the interface variables
text = obj.Text;
circuit = obj.ActiveCircuit;
solution = circuit.Solution;
%%

% Run our OpenDSS file
text.command = 'Compile (nome_arquivo.dss)';
solution.LoadMult = 1.0;
% solution.Mode = 0;

solution.Solve;

N = circuit.NumBuses; % obtém o número de barras

nomes_barras = circuit.AllBusNames; % obtém uma lista com os nomes das barras

[Va, Vb, Vc, Na, Nb, Nc] = get_voltages_pu(circuit, nomes_barras); % lê as tensões nodais
plot_voltage_profile(Va, Vb, Vc, Na, Nb, Nc, nomes_barras) % plota as tensões nodais
```



ANEXO 1 – PARÂMETROS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NORTE AMERICANA

TABELA VI
Parâmetros de Linhas da Rede de Distribuição Norte Americana

Segmento de linha	Nó de origem	Nó de destino	R'_{ph}	X'_{ph}	B'_{ph}	R'_0	X'_0	B'_0	l	Tipo de instalação
			[Ω/km]	[Ω/km]	[$\mu S/km$]	[Ωkm]	[Ω/km]	[$\mu S/km$]		
1	1	2	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	1,20	aérea
2	2	3	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	1,00	aérea
3	3	4	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	0,61	aérea
4	4	5	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	0,56	aérea
5	5	6	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	1,54	aérea
6	6	7	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	0,24	aérea
7	7	8	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	1,67	aérea
8	8	9	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	0,32	aérea
9	9	10	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	0,77	aérea
10	10	11	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	0,33	aérea
11	11	4	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	0,49	aérea
12	3	8	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	1,30	aérea
13	12	13	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	4,89	aérea
14	13	14	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	2,99	aérea
15	14	8	0,282	0,703	3,193	0,466	1,243	1,826	2,00	aérea

TABELA VII
Parâmetros de Transformador da Rede de Distribuição Norte Americana

Nó de origem	Nó de destino	Conexão	V_1	V_2	Z_{tr}^*	$S_{nominal}$
			[kV]	[kV]	[Ω]	[MVA]
0	1	3-ph Dyn1	115	12,47	0,010+j1,24	15
0	12	3-ph Dyn1	115	12,47	0,013+j1,55	12

*refere-se ao lado V_2 .

TABELA VIII
Parâmetros de Carga da Rede de Distribuição Norte Americana

Nó	Potência Aparente, S [kVA]						Fator de Potência, fp	
	Fase A		Fase B		Fase C		Residencial	Comercial ou Industrial
	Residencial	Comercial ou Industrial	Residencial	Comercial ou Industrial	Residencial	Comercial ou Industrial		
2	5010	3070	4910	2570	3860	3520	0.93	0.87
3	100	200	50	300	200	300	0.95	0.85
4	---	80	200	80	50	80	0.90	0.80
5	200	---	100	---	100	---	0.90	---
6	200	50	---	200	---	50	0.95	0.85
7	50	---	100	---	---	---	0.95	---
8	---	100	100	100	---	100	0.95	0.95
9	100	---	150	---	---	200	0.90	0.90
10	100	---	150	---	100	---	0.95	---
11	150	---	100	---	250	---	0.90	---
12	50	150	50	150	---	150	0.95	0.85
13	1060	1260	1060	1260	1060	1260	0.90	0.87
14	---	225	---	225	---	225	0.95	0.85
15	---	90	---	90	---	90	0.90	0.90
2	5010	3070	4910	2570	3860	3520	0.93	0.87