



UNIVERSIDADE FEDERAL DO OESTE DA BAHIA
Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa
Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica

IVANIA SILVA DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DO IMPACTO MEDIANTE A INSERÇÃO DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA UTILIZANDO O ANAREDE**

Bom Jesus da Lapa-BA
Dezembro de 2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DO OESTE DA BAHIA

Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa

Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica

IVANIA SILVA DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DO IMPACTO MEDIANTE A INSERÇÃO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO O
ANAREDE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica do Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa da Universidade Federal do Oeste da Bahia, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Stefânia de Oliveira Silva

Bom Jesus da Lapa–BA

Dezembro de 2023

FICHA CATALOGRÁFICA

O48 Oliveira, Ivania Silva De.

Análise do impacto mediante a inserção da geração distribuída fotovoltaica em sistema de distribuição de energia elétrica utilizando o ANAREDE. / Ivania Silva De Oliveira. – 2023.

57f.: il.

Orientador (a): Profa. Dra. Stefânia de Oliveira Silva.
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Oeste da Bahia. Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa. Bom Jesus da Lapa, BA, 2023.

1. Engenharia de energia solar. 2. Qualidade de energia. 3. Injeção fotovoltaica.
I. Silva, Stefânia de Oliveira. II. Universidade Federal do Oeste da Bahia - Centro Multidisciplinar da Bom Jesus da Lapa. III. Título.

CDD 621.47



UNIVERSIDADE FEDERAL DO OESTE DA BAHIA
Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa
Colegiado de Engenharia Elétrica

ATA DE DEFESA PÚBLICA DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos onze dias do mês de dezembro de dois mil e vinte e três, às quinze horas e trinta minutos, em sessão pública na Sala 3, deste Centro, na presença da Banca Examinadora presidida pela Professora Stefânia de Oliveira Silva e composta pelos examinadores: 1- Andressa Pereira Oliveira, da Instituição: Universidade Federal do Oeste da Bahia. 2- Erick Baleeiro da Silva, da Instituição: Universidade Federal do Oeste da Bahia. A estudante Ivania Silva de Oliveira apresentou o Trabalho de Conclusão de Curso com o tema “Análise do impacto mediante a inserção da geração distribuída fotovoltaica em sistema de distribuição de energia elétrica”, como requisito curricular indispensável para a integralização do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica. Após reunião em sessão pública, a Banca Examinadora deliberou e decidiu pela **Aprovação** do referido trabalho, divulgando o resultado formalmente ao estudante e demais presentes, e eu, na qualidade de Presidente da Banca, lavrei a presente ata que será assinada por mim, pelos demais examinadores e pelo estudante.

Prof. (Dra.) Stefânia de Oliveira Silva
Presidente da Banca Examinadora e Orientadora

Prof. Ma. Andressa Pereira Oliveira

Prof. Dr. Erick Baleeiro da Silva

Ivania Silva de Oliveira
Estudante

Dedico a minha família.

Agradecimentos

Agradeço inicialmente a Deus e à Nossa Senhora por não somente ter aberto esta oportunidade na minha vida, mas também por ter me dado todas as condições possíveis para que pudesse concluir este ciclo e por tê-lo vivido da melhor forma possível.

Agradeço a minha família, principalmente aos meus pais Nilton José de Oliveira e Ana de Jesus Silva, por não terem poupado esforços para que este sonho se realizasse, me dando todo suporte necessário e estando presentes em todos os momentos, sendo um suporte imprescindível nesta jornada. Sem eles, não seria possível.

Agradeço aos meus irmãos por estarem presentes nesta jornada, pela paciência e pela ajuda constante. Aos meus amigos agradeço pela amizade, pelo companheirismo, as boas risadas, as aventuras, as comidas, as manhãs, tardes, noites e madrugadas de estudos e por sempre estarem do meu lado.

A todos que contribuíram de forma direta e indireta, seja com um abraço, uma mensagem positiva, um ombro, um colo amigo ou um sorriso, meu muito obrigada, sem vocês não sei o que seria de mim.

Também agradeço a UFOB pelo apoio financeiro prestado e a minha orientadora Dra. Stefânia de Oliveira Silva pelas orientações do presente trabalho e pela amizade.

“Não fui eu que ordenei a você? Seja forte e corajoso! Não se apavore nem desanime, pois o Senhor, o seu Deus, estará com você por onde você andar.”

(Josué 1:9)

Resumo

A energia solar é amplamente reconhecida como uma fonte de energia limpa e sustentável, especialmente em regiões com alta incidência de luz solar, como o Nordeste do Brasil, em que é possível produzir energia ao longo do ano. Isso levou a um aumento significativo na adoção de sistemas de micro e minigeração solar por famílias brasileiras, buscando reduzir suas contas de energia elétrica, tendo como resultado, a instalação de projetos fotovoltaicos em residências. Desta forma, este trabalho tem como objetivo analisar os impactos da integração da energia solar na rede elétrica de distribuição de um sistema de 12 barras, aonde foi utilizando o *software* ANAREDE para construção e análise do sistema elétrico. Sob a integração da energia fotovoltaica na rede elétrica é necessário averiguar a sua conformidade com os requisitos de qualidade e segurança na rede. Os resultados obtidos dos testes revelaram que ao conectar uma fonte de microgeração a um sistema equilibrado, ocorre uma elevação nos níveis de tensão no barramento conectado ao sistema microgerador, reversão do fluxo de potência e impactos nos equipamentos. Os resultados obtidos na simulação se encontra em conformidade com os dados encontrados na literatura atual sobre os impactos da injeção fotovoltaica da rede elétrica.

Palavras-chave: Energia Solar, Qualidade de Energia, Injeção Fotovoltaica, Energias Renováveis, ANAREDE

Abstract

A solar energy is widely recognized as a source of clean and sustainable energy, especially in regions with high solar exposure, such as the Northeast of Brazil, where it is possible to generate energy throughout the year. This has led to a significant increase in the adoption of micro and mini solar generation systems by Brazilian families, aiming to reduce their electricity bills, resulting in the installation of photovoltaic projects in residences. Thus, this work aims to analyze the impacts of the integration of solar energy into the electrical grid, using the ANAREDE software, where an electrical system was modeled. Under the integration of photovoltaic energy into the electrical grid, it is necessary to verify its compliance with network quality and safety requirements. The test results revealed that connecting a microgeneration source to a balanced system causes an increase in voltage levels at the bus connected to the microgenerator system, power flow reversal, and impacts on equipment. The results obtained are in accordance with those found in the current literature.

Keywords: Solar Energy, Power Quality, Photovoltaic Injection, Renewable Energies, ANAREDE.

Lista de Figuras

1	Ligação em série	5
2	Ligação em paralelo	5
3	Sentido do fluxo de tensão	8
4	Distúrbios	9
5	Principais distúrbios	10
6	Transitório impulsivo	10
7	Transitório oscilatórios	11
8	Interrupção da tensão	12
9	Elevação da tensão da tensão	13
10	Afundamento da tensão	13
11	Recorte de tensão	16
12	Exemplo de um sinal com ruído	16
13	Composição da IEC6100	27
14	Diagrama esquemático sem GD	30
15	Diagrama esquemático com geração distribuída	34
16	Diagrama unifilar com duas gerações acopladas	36
17	Diagrama esquemático com geração distribuída	38
18	Gráfico comparativo entre as gerações	39
19	Reversão do fluxo de potência	42
20	Reversão do fluxo de potência	43
21	Transformador 5	43
22	Transformadores principais	44
23	Falta sendo aplicada no sistema sem geração	45
24	4 gerações acoplados no sistema	46

Lista de Tabelas

1	Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) . .	24
2	Limites para o desequilíbrio de tensão	24
3	Limites para flutuação de tensão	25
4	Resumo dos parâmetros e distúrbios apresentados na norma IEC 61000-4-30	28
5	Características do sistema	29
6	Dados da parametrização dos barramentos	31
7	Dados das cargas	31
8	Dados da parametrização dos transformadores	32
9	Dados da parametrização das linhas	32
10	Dados do fluxo de potência	32
11	Dados das simulações realizadas	33
12	Resultados obtidos na primeira simulação	35
13	Comparação dos níveis de tensão simulados	35
14	Resultados obtidos na segunda simulação	37
15	Comparação dos níveis de tensão simulados	37
16	Resultados obtidos na terceira simulação	38
17	Comparação dos níveis de tensão simulados	39
18	Dados dos testes realizadas	40
19	Resultado obtido das simulações	41
20	Resultado obtido das simulações	41
21	Resultados da falta sem geração	45
22	Resultados da primeira simulação	48
23	Resultados da segunda simulação	49
24	Resultados da terceira simulação	50
25	Resultados da quarta simulação	51

Lista de quadros

1	Classificação dos transitórios oscilatórios	12
2	Principais referências bibliográficas utilizadas	19
3	Classificações das variações de tensão de curta duração	26
4	Comparação entre as normas nacionais e internacionais.	28

Lista de abreviaturas, acrônimos e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DPS	Dispositivos de Proteção contra Surtos
DTTi	Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3
DTTp	Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3
FP	Fator de Potência
FD	Fator de desequilíbrio de tensão
IEA	Agência Internacional de Energia
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos
P	Potência Ativa
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Pst	Percepção de cintilação a curto prazo
PVPS	Programa de Sistemas de Energia Fotovoltaica
Q	Potência Reativa
RMS	Raiz Média Quadrática
SIN	Sistema Interligado Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição
VTCD	Varição total da distorção de tensão

Lista de Símbolos

Δ	Letra grega delta maiúscula
δ	Letra grega delta minúscula
γ	Letra grega gama minúscula
λ	Letra grega lambda minúscula
ζ	Letra grega zeta minúscula
\in	Pertence
Hz	Hertz
kHz	quilo-hertz(10^3)
MHz	mega-hertz(10^6)
A	Ampere
V	Volt
kV	quilo-Volt(10^3)
W	Watt
kW	quilo-Watt(10^3)
MW	Mega-Watt(10^6)
ΔV	Varição de tensão
IDTC	Índice de Desequilíbrio de Tensão e Corrente
p.u	por unidade
THD	Distorção Harmônica de total
THD _v	Distorção Harmônica de tensão
THD _i	Distorção Harmônica de corrente

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	2
1.2	Objetivos	2
1.2.1	Objetivos específicos	2
1.3	Organização do texto	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	4
2.1	Módulos solares	4
2.2	Inversor	6
2.3	Fluxo de Potência	6
2.4	Análise de faltas	7
2.5	Qualidade de Energia Elétrica (QEE)	7
2.5.1	Transitórios	10
2.5.2	Variação RMS de curta duração	11
2.5.3	Variação RMS de longa duração	13
2.5.4	Variação na frequência	14
2.5.5	Distorção de forma de onda	14
2.5.6	Flutuação de tensão	16
2.5.7	Desequilíbrio de tensão e corrente	17
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
4	REGULAMENTAÇÃO DOS PADRÕES DE QUALIDADE	21
4.1	Normas nacionais de geração solar	21
4.2	PRODIST	22
4.2.1	Permanentes	23
4.2.2	Transitório	25
4.3	Normas e regulamentações internacionais	26

5	SIMULAÇÃO DA REDE ELÉTRICA	29
5.1	Estudo de caso	29
6	RESULTADO E DISCUSSÕES	34
6.1	Estudo do fluxo de potência	34
6.2	Testes adicionais:	40
6.3	Aplicação de faltas	44
7	CONCLUSÃO	52
7.1	Trabalhos futuros	53
	Referencias	56

INTRODUÇÃO

Com estudos cada vez mais promissores na área de energias renováveis e tecnologias gradativamente vez mais avançadas, buscam-se alternativas para geração de energia limpa, do qual a geração solar fotovoltaica está em crescente demanda. Diante deste fato, e aliado aos longos períodos de estiagem que o país foi acometido, ocasionou-se contas de energias cada vez mais caras. Levando isso em consideração, foi possível analisar nos últimos anos um crescimento em sistemas de geração distribuída, tendo em vista sua vinculação com a diminuição das contas de energia, incentivos fiscais do governo e a facilidade de empréstimos bancários (ABSOLAR, 2023). Em vista disso, houve um crescimento de forma exponencial desse setor energético.

É relevante observar que o Brasil assume um dos maiores potenciais de geração solar. Conforme dados apresentados pela ABSOLAR (2023), o Brasil já acumula, desde 2012, quando se iniciou a expansão das fontes renováveis no país, um total superior a 1,78 milhões de sistemas fotovoltaicos de geração própria. Essa realidade foi viabilizada graças à normativa Nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que facultou às distribuidoras a elaboração de suas próprias diretrizes técnicas para a conexão de sistemas de mini e microgeração distribuída à rede elétrica. Contudo, essas normativas, em que pese preveem regulamentações essenciais como por exemplo, regras sobre o ponto de acesso, proteção do sistema solar, exigências da qualidade de energia injetada, elas não regulam ou normatizam nenhum registro sobre os impactos da alta inserção dessa energia nas redes de distribuição de média a baixa tensão. (SILVA et al., 2019)

Neste contexto, é necessário considerar que, segundo SILVA et al. (2019), a alta inserção da energia proveniente dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição pode acarretar vários impactos na rede elétrica, tais como: a reversão do fluxo de potência, sobretensão ao longo dos alimentadores, dificuldade no controle da tensão, desequilíbrio

de fase, problemas de qualidade de energia, aumento da injeção de potência reativa, dificuldade na detecção de faltas.

Diante dos problemas expostos por SILVA et al. (2019), algumas iniciativas internacionais iniciaram estudos quantos aos impactos da geração fotovoltaica, com o objetivo de romper com os mitos sobre a energia solar. Dentro dessas iniciativas se destacam a atividade *10:Urban-scale photovoltaic applications* do programa Programa de Sistemas de Energia Fotovoltaica (PVPS) da Agência Internacional de Energia (IEA), que conta com a participação de diversos países com grande experiência em sistemas fotovoltaicos (NETO, 2016).

1.1 Motivação

Com o avanço da tecnologia fotovoltaica, surgiram promessas atraentes relacionadas à geração de energia, como a redução significativa na conta de energia, o pagamento apenas da taxa mínima e a possibilidade de gerar energia própria. Isso levou as empresas de energia a conquistarem um grande número de clientes, resultando em um aumento significativo de empresas no setor fotovoltaico nas cidades.

Mas afinal, quem não quem gerar sua própria energia?

Em abril de 2023, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) anunciou a saturação de sua rede elétrica. Para aprovação de sistemas solares, agora é necessário acessar um mapa de disponibilidade de energia solar, verificando a viabilidade de instalação de novos sistemas fotovoltaicos na região. Esse anúncio ocorre em meio ao crescimento expressivo de novas instalações fotovoltaicas e à falta de investimentos significativos na infraestrutura elétrica. Nesta perspectiva, este trabalho irá estudar os impactos da injeção de energia fotovoltaica na rede de distribuição elétrica.

1.2 Objetivos

Analisar os impactos causados pela inserção de energia fotovoltaica na rede elétrica.

1.2.1 Objetivos específicos

- Realizar um levantamento das normas, nacionais e internacionais, que regulamentam a qualidade de energia nas redes elétricas.
- Modelar uma rede elétrica de distribuição capaz de simular o comportamento da rede elétrica, utilizando ferramentas de *softwares* ANAREDE E ANAFAS;

- Analisar os impactos na qualidade de energia elétrica de acordo com os diferentes tipos de transformadores, cargas e fontes de geração distribuída decorrentes da inserção de energia fotovoltaica.

1.3 Organização do texto

No capítulo 2 é exposto a fundamentação teórica, em que são abordados os conceitos principais de qualidade, geração e distribuição de energia sob a perspectiva da geração fotovoltaica.

No capítulo 3 é apresentada as referências bibliográficas a cerca dos dispositivos e impactos ocasionados pela inserção da geração fotovoltaica na rede.

No capítulo 4 é realizado um levantamento das normas nacionais e internacionais que regem os níveis da qualidade de energia.

No capítulo 5 é exibido um estudo de caso, em que será utilizado um sistema de 12 barras configurado no *software* ANAREDE E ANAFAS.

No capítulo 6 são discutidos os resultados das simulações.

No capítulo 7 Descreve-se as conclusões do presente trabalho.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Um sistema conectado à rede de energia, identificado como um sistema *On Grid*, é composto por um bloco gerador, um bloco de condicionamento e proteções no lado Corrente Alternada (CA) do sistema, que são providas por disjuntores, e no lado Corrente Contínua (CC), há proteção é realizada pelo *String box* e pelos Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), que protegem contra descargas atmosféricas. O bloco gerador é formado pelo arranjo das placas solares, enquanto o bloco de condicionamento é constituído pelos inversores que convertem corrente contínua em corrente alternada.

Uma parte da energia gerada é consumida instantaneamente no local de instalação da usina, enquanto a outra parte é injetada na rede da concessionária. Esta última possui uma relação com o cliente que envolve a compensação de créditos de energia. Os créditos são acumulados no histórico do cliente e, quando necessário, são abatidos na conta do cliente de acordo com o valor necessário.

2.1 Módulos solares

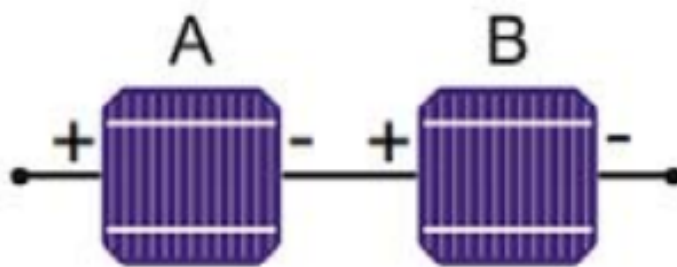
Quando a luz solar incide sobre os módulos solares, inicia-se a geração de energia solar, graças ao efeito fotovoltaico que ocorre nos semicondutores. O semicondutor mais amplamente utilizado na fabricação das células solares é o silício, podendo ser encontrado no tipo monocristalino ou policristalino (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos solares são organizados em arranjos que, por sua vez, podem ser conectados de duas maneiras principais: em série ou em paralelo, para gerar energia suficiente para uso. Na ligação em série, o terminal positivo de um painel é conectado ao terminal negativo do próximo, criando uma cadeia contínua. Isso mantém a corrente constante,

enquanto os valores de tensão são somados. Por outro lado, na ligação em paralelo, todos os terminais positivos são conectados entre si, assim como todos os terminais negativos. Neste caso, a tensão permanece constante, e a soma-se os valores de corrente.

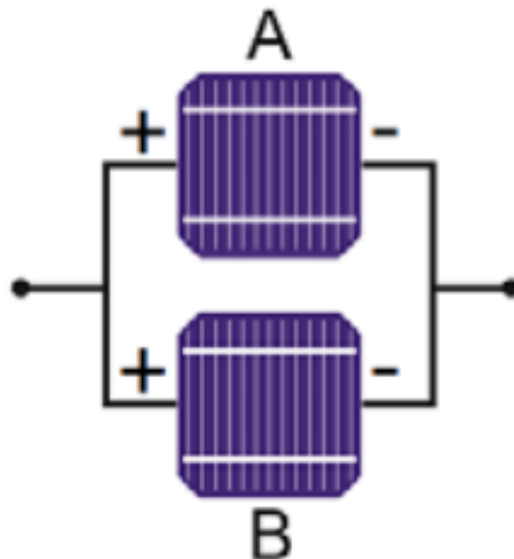
A escolha entre ligação em série e em paralelo depende dos valores desejados de corrente e tensão. Quando a energia é gerada pelos módulos solares, ela é transferida para o(s) inversor(es), desempenhando um papel crucial no sistema fotovoltaico. A Figura 1 e a Figura 2 ilustram visualmente as conexões em série e em paralelo, respectivamente, conforme descrito por (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 1 – Ligação em série



Fonte: (SILVA, 2022)

Figura 2 – Ligação em paralelo



Fonte: (SILVA, 2022)

2.2 Inversor

O inversor é um dispositivo eletrônico construído utilizando semicondutores, como tiristores e transistores. Os semicondutores funcionam como chaves eletrônicas controláveis que operam por meio de um sinal de controle, sendo capazes de bloquear ou conduzir tensão. O objetivo dos inversores é realizar a conversão de tensão contínua em tensão alternada (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 Fluxo de Potência

Conforme destacado por Robba (2020), o estudo do fluxo de potência pode ser caracterizado como a simulação em regime permanente da operação do sistema elétrico de potência. Nesse processo, um conjunto de grandezas é fixado, e, por meio de um sistema de equações apropriado, as demais são determinadas. Assim é possível analisar os percursos trilhados pelas potências ativa e reativa em todos os elementos da rede elétrica, além dos níveis de tensão nos barramentos. Considerando as características construtivas da rede, temos as seguintes definições para cada tipo de barra:

- Barras de carga:

Barras de Carga ou barras PQ são aquelas nas quais se fixa a Potência Ativa (P) e Potência Reativa (Q), obtendo-se assim o módulo da tensão e o ângulo de fase do barramento. É relevante observar que os valores de P e Q exibidos na barra assumirão sinal negativo quando se tratar de carga indutiva. Em caso de carga capacitiva, a potência ativa será negativa, enquanto a reativa será positiva, conforme destacado por (ROBBA, 2020).

Para carga indutiva: $P < 0$ e $Q < 0$

Para carga capacitiva: $P < 0$ e $Q > 0$

- Barras de tensão controlada:

Barras de Tensão Controlada, também conhecidas como barras PV, caracterizam-se pela fixação da potência na barra e pelo ajuste do valor do módulo da tensão. Geralmente, esse tipo de barramento possui um gerador associado, podendo também ter uma carga associada. Nesse contexto, determina-se a potência reativa fornecida ($Q > 0$) ou absorvida ($Q < 0$) pelo gerador que alimenta a rede, juntamente com o ângulo de fase associado à sua tensão.

- Barra Swing:

Barras Swing ou de Referência são caracterizadas pelos valores fixos do módulo da tensão e de sua fase. A partir da resolução do sistema, são obtidas as quantidades de potência ativa e reativa injetadas na rede.

2.4 Análise de faltas

A análise de faltas, também conhecida como análise de curto-circuito, é um estudo essencial em sistemas elétricos de potência, pois os distúrbios decorrentes são comuns. Suas causas podem originar-se de diversas fontes, como falhas em cadeias de isoladores, presença de animais e árvores em contato com equipamentos elétricos, e descargas atmosféricas. O resultado obtido a partir da análise de curto-circuito é fundamental para a implementação de medidas de segurança e proteção. Isso permite projetar um sistema de proteção adequado para relés, além de determinar os requisitos de interrupção para disjuntores e fusíveis do sistema.

Existem diferentes tipos de curto-circuito, tais como:

1. **Trifásico:** O curto-circuito trifásico ou simétrico ocorre com menor frequência e afeta igualmente as três fases.

2. **Bifásico e Bifásico-Terra:** Ambos são assimétricos, sendo que a principal diferença entre eles é que o bifásico ocorre entre duas fases, enquanto o bifásico-terra ocorre entre duas fases e um terra.

3. **Monofásico:** Trata-se de um curto-circuito assimétrico ou desequilibrado, pois ocorre em uma única fase e com maior frequência.

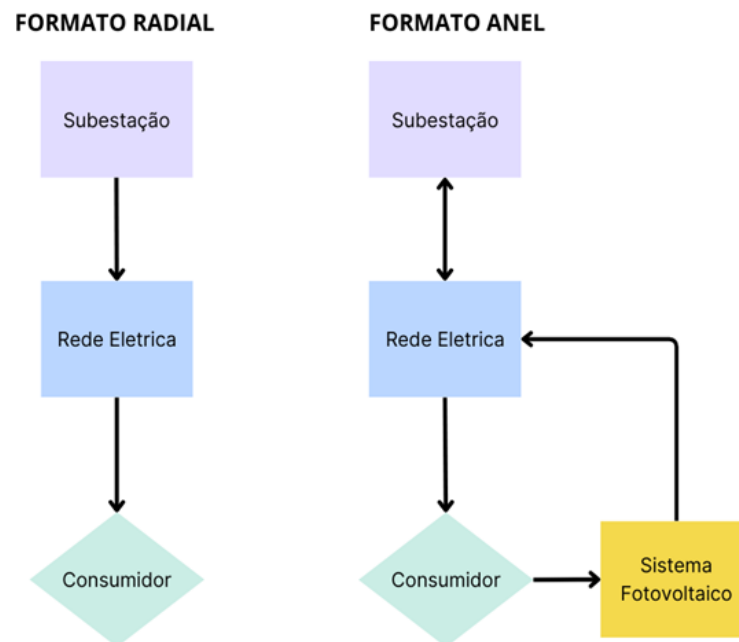
A análise detalhada desses tipos de curto-circuito é crucial para o desenvolvimento de estratégias de proteção eficientes, visando garantir a integridade do sistema elétrico e a segurança operacional.

2.5 Qualidade de Energia Elétrica (QEE)

Com o crescente número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, surge a necessidade de adaptação das redes de distribuição. Originalmente construídas em formato radial, ou seja, com fluxo de tensão em um único sentido, a integração de usinas solares altera esse cenário, transformando a operação da rede para um formato de anel. Essa mudança implica que o fluxo de tensão agora percorre nos dois sentidos, resultando em diversos impactos para a infraestrutura da rede de energia. Na Figura 3 tem-se um

diagrama ilustrativo do sentido do fluxo de tensão da rede elétrica.

Figura 3 – Sentido do fluxo de tensão



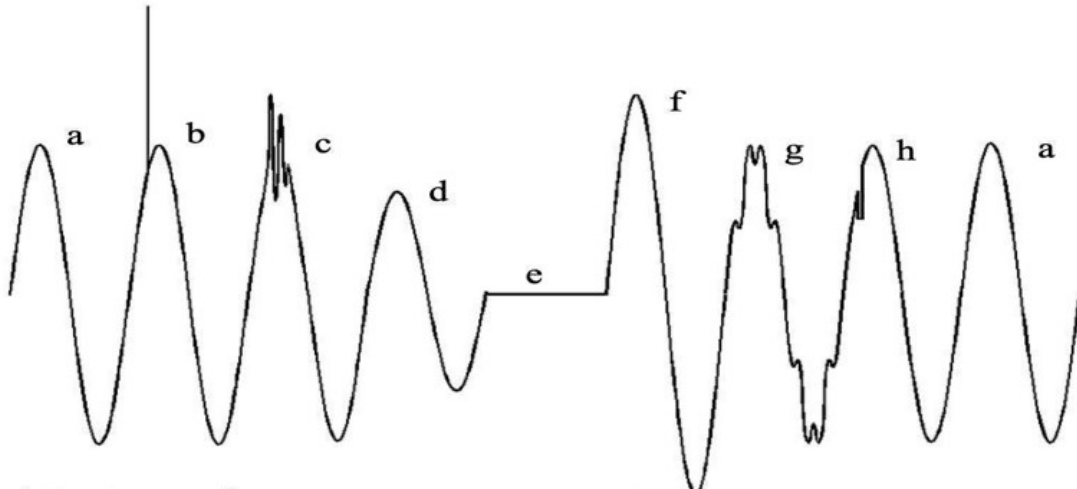
Fonte: Autoria própria

Assim são apresentados os principais distúrbios que ocorre em uma rede de energia, de acordo a norma IEEE Std 1159 (2009) do Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE).

- Transitórios;
- Variações de tensão Raiz Média Quadrática (RMS) de curta duração;
- Variações de tensão RMS de longa duração;
- Variação na frequência;
- Distorção de forma de onda;
- Flutuação de tensão;
- Desequilíbrio de tensão e corrente.

Na Figura 4 é possível visualizar alguns fenômenos acontecendo simultaneamente em uma onda de tensão.

Figura 4 – Distúrbios



Fonte: (SILVA, 2022)

Em que:

a= Tensão normal;

b= Surto de tensão;

c= Transitório oscilatório de tensão;

d= Subtensão momentânea;

e= Interrupção momentânea de tensão;

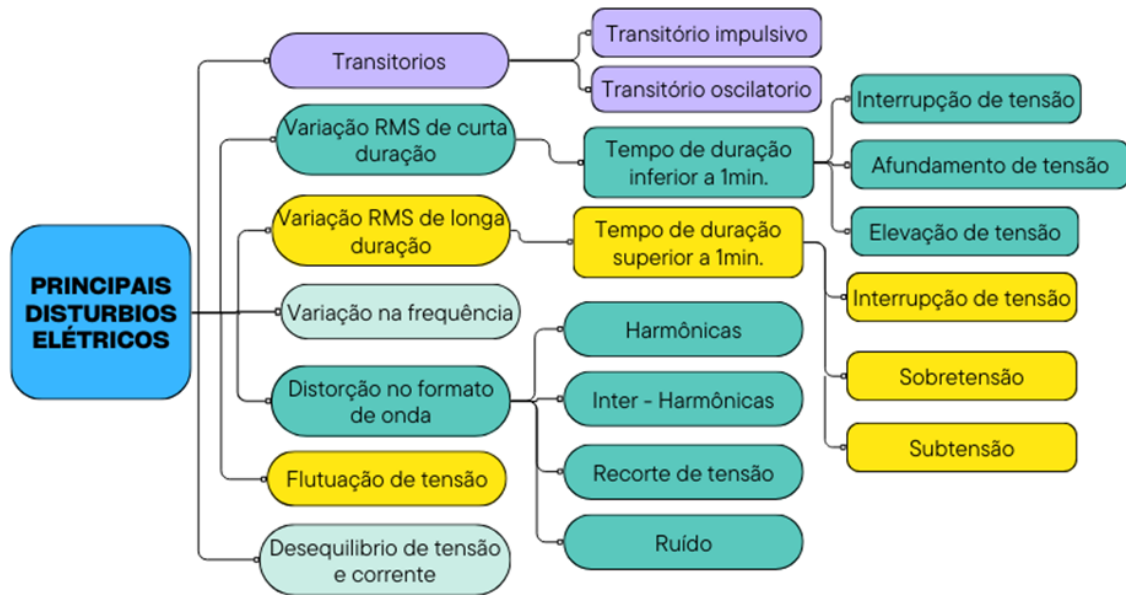
f= Sobretensão momentânea;

g= Distorção harmônica;

h= Cortes na tensão.

No fluxograma apresentado na Figura 5, destacam-se os principais distúrbios que podem ocorrer em uma forma de onda de tensão.

Figura 5 – Principais distúrbios



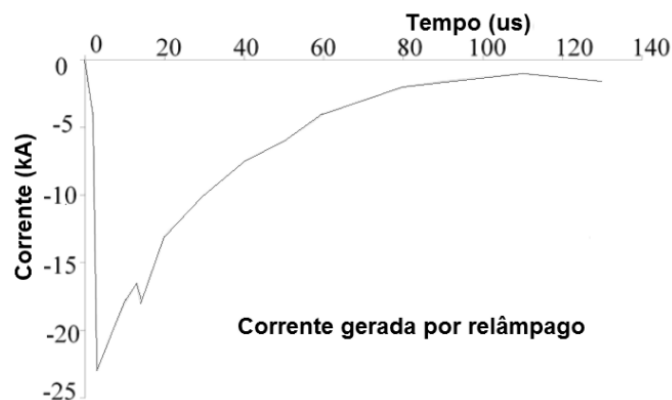
Fonte: Autoria própria

2.5.1 Transitórios

Os transitórios são eventos temporários de curta duração que resultam em significativas flutuações nos valores de tensão e corrente. Sua ocorrência está associada a alterações inesperadas no sistema de energia. Conforme a norma IEEE Std 1159-2009 (2009), esses transitórios podem ser categorizados como impulsivos ou oscilatórios.

De acordo com Menezes (2012), os transitórios impulsivos têm origem em descargas atmosféricas, sendo repentinos e de curta duração. São caracterizados por impulsos unidirecionais (positivos ou negativos) e por frequências diferentes da rede elétrica. A Figura 6 ilustra o comportamento desse fenômeno.

Figura 6 – Transitório impulsivo

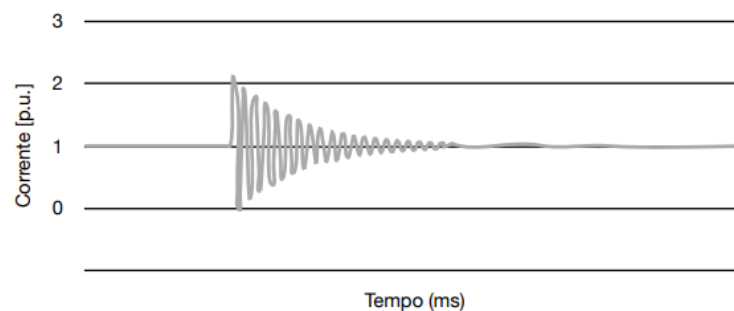


Fonte: (NETO, 2016)

É importante ressaltar que, devido às altas frequências presentes nesse fenômeno, eles são rapidamente absorvidos pelo sistema, não se propagando para longe de sua origem. Vale destacar que os transitórios impulsivos podem provocar a excitação do sistema, causando, assim, transitórios oscilatórios.(NETO, 2016)

Um transitório oscilatório é caracterizado por variações bruscas nos valores de tensão de tensão e corrente, havendo a variação dos níveis de polaridade e não há variação nos valores de frequência da rede. Além de seu surgimento ser proveniente de transitórios impulsivos, NETO (2016), declara que os transitórios oscilatórios podem surgir normalmente da energização de linhas, eliminação de faltas e o chaveamento de banco de capacitores e transformadores. A Figura 7, ilustra um transitório oscilatório.

Figura 7 – Transitório oscilatórios



Fonte: (NETO, 2016)

De acordo com a norma IEEE Std 1159 (2009), os transitórios oscilatórios podem ser classificados em baixa frequência, média frequência e alta frequência. No Quadro 1, é possível obter mais informações sobre as classificações dos transitórios oscilatórios.

2.5.2 Variação RMS de curta duração

Segundo o IEEE Std 1159 (2009), as variações RMS de curta duração são quase sempre provenientes por condições de falta, energização de grandes cargas que necessitam de altas correntes de partida ou conexões soltas na fiação. As variações de curta duração são caracterizadas por interrupções de energia, afundamento ou elevação da tensão, ocorrendo essas variações em um curto período de tempo.

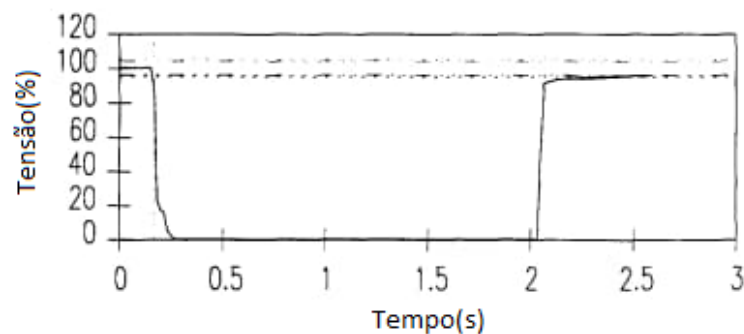
Interrupção

A interrupção da tensão é caracterizada pela redução da tensão do sistema em valores inferiores a 10%, possuindo uma duração de até 1 minuto. São provenientes por falhas em equipamento, faltas da rede e mal funcionamento de controles. Na Figura 8 tem-se a ilustração de uma interrupção de tensão IEEE Std 1159 (2009).

Quadro 1 – Classificação dos transitórios oscilatórios

Classificação	Frequência	Duração	Magnitude	Origem
Baixa Frequência	<5 kHz	0,3-5 ms	0-4 pu	Em sistemas de subtransmissão e distribuição pela energização dos bancos de capacitores. Já em sistemas de distribuição, com frequências inferiores a 300 Hz, os distúrbios são provocados pela energização dos transformadores e pela ferressonância.
Média Frequência	5-500 kHz	20 μ s	0-8 pu	Proveniente de operações com linhas de transmissão e cabos da rede, na energização do banco de capacitores e como resposta aos transitórios impulsivos.
Alta Frequência	0,5-5 MHz	5 μ s	0-4 pu	De algum tipo de comutação, chaveamento ou como resposta aos transitórios impulsivos.

Fonte: (Adaptado da IEEE 1159,2009)

Figura 8 – Interrupção da tensão

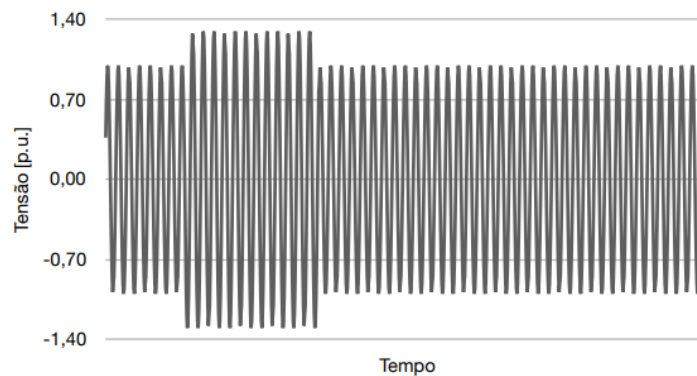
Fonte: (IEEE Std 1547, 2009)

Elevação de tensão

A elevação de tensão é descrita por um aumento superior a 10% dos níveis de tensão de base do sistema, com duração de até 1 minuto. São provocados por falta na fase-terra que conseqüentemente aumenta os níveis de tensão das outras fases, desconexão de grandes cargas e conexão de banco de capacitores.

Na Figura 9, é possível observar a ilustração de uma elevação da tensão IEEE Std 1159 (2009).

Figura 9 – Elevação da tensão da tensão

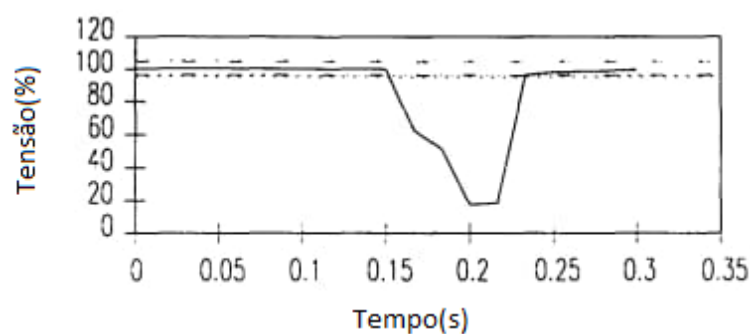


Fonte: (NETO, 2016)

Afundamento de tensão

O afundamento de tensão é caracterizado pela redução dos níveis de tensão de base de forma que fique entre 10% a 90% dos níveis de tensão do sistema, com duração de 0,5 ciclo até 1 minuto. São oriundas por faltas na rede, conexão de grandes cargas e por partida de motores. Na Figura 10, observa-se a ilustração de um afundamento da tensão (IEEE Std 1159, 2009).

Figura 10 – Afundamento da tensão



Fonte: (IEEE Std 1547, 2009)

2.5.3 Variação RMS de longa duração

De acordo a norma IEEE Std 1159 (2009) as variações RMS de longa duração são caracterizados pela interrupção permanente da tensão, sobretensão, subtensão em um período superior a 1 minuto, em contrapartida a ANEEL (2015b) considera Módulo 8 - PRODIST um tempo superior a 3 minutos. É importante ressaltar que as subtensão

e sobretensão não são causados por falhas no sistema, e sim por variações na carga e nas operações de comutação do sistema. Já as interrupções também são provocadas por desligamentos programados pela concessionária.

NETO (2016) retrata que a sobretensão é caracterizada pelo aumento superior a 10% dos valores de tensão base do sistema. Por outro lado, a subtensão é definido pela redução dos valores de tensão base do sistema variando entre 10% a 90% do valor da tensão. Já a interrupção é a redução dos níveis de tensão a valores inferiores a 10%. É importante notar que todos possui um tempo de duração superior a 1 minuto.

2.5.4 Variação na frequência

As variações de frequência consistem em desvios em relação ao valor da frequência fundamental. No Brasil, o valor da frequência fundamental é padronizado em 60 Hz. Esse valor é determinado pela rotação do gerador síncrono que fornece a energia elétrica, estabelecendo assim um equilíbrio entre a carga e a capacidade de geração disponível.

As principais causas desse fenômeno ocorrem devido à adição ou remoção de grandes cargas. A magnitude da variação de frequência e sua duração dependem das características da carga e do sistema de geração, em relação às mudanças na carga (IEEE Std 1159, 2009).

2.5.5 Distorção de forma de onda

Segundo NETO (2016), a distorção da forma de onda em estado de regime permanente em uma forma de onda puramente senoidal, sendo seu desvio caracterizado pelo seu conteúdo espectral. As distorções de forma de onda são divididas em harmônicas, Inter-harmônicas, recorte de tensão e ruído.

Harmônicas

As harmônicas são componentes de frequência presentes nos níveis de tensão ou corrente, sendo múltiplos da frequência fundamental da rede. Quando associadas aos componentes fundamentais da rede, resultam em uma forma de onda distorcida que deforma o sinal e prejudica a qualidade de energia. É importante destacar que essas distorções são um fenômeno de longa duração; quanto maior a ordem desses fenômenos, menor será sua intensidade. As harmônicas de ordem ímpar são mais frequentes e intensas, o que traz mais problemas para a rede elétrica (MENEZES, 2012).

Essas distorções são originadas pela operação de dispositivos e cargas não lineares,

como transistores, tiristores e diodos, na rede elétrica. A presença delas resulta em perdas relacionadas ao transporte e à distribuição de energia, interferência nos sistemas de comunicação e mau funcionamento dos equipamentos conectados à rede.

A alta injeção de energia fotovoltaica pode levar ao aumento dos níveis de tensão e à ultrapassagem dos limites regulamentados para essas distorções. Como solução para esse problema, podem ser instalados filtros que reduzem as perdas elétricas e diminuem a amplitude desses fenômenos. Nas palavras de Chidurala et al. (2014), a emissão dessas distorções proveniente de usinas solares depende do tipo de conversor utilizado, dos filtros de conexão com a rede e do tipo de controle empregado.

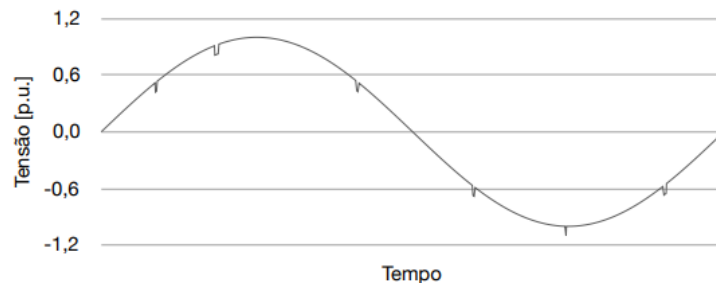
Conforme Menezes (2012), o nível de distorção harmônica pode ser descrito pelo índice de Distorção Harmônica Total (THD). Esse índice pode ser obtido pela razão entre o conteúdo que compõe o sinal analisado e o valor RMS do sinal senoidal puro da frequência fundamental. O valor de THD é expresso em porcentagem e pode ocorrer que o THD apresente valores elevados de corrente de entrada, mas sua operação é realizada com carga leve.

Inter - Harmônicas

As Inter- harmônicas são componentes de frequência, que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental da rede brasileira, sendo possível encontrar em frequência mais discretos ou com uma larga faixa espectral, em vários níveis de tensão. As Inter- harmônicas surgem pelo uso de conversores estáticos de frequência, fornos de indução e dispositivos de arco elétrico. As consequências das Inter- harmônicas não são bem claras, mas sabe-se que sua presença provoca interferência na transmissão de dados via energia elétrica (IEEE Std 1159, 2009).

Recorte de tensão

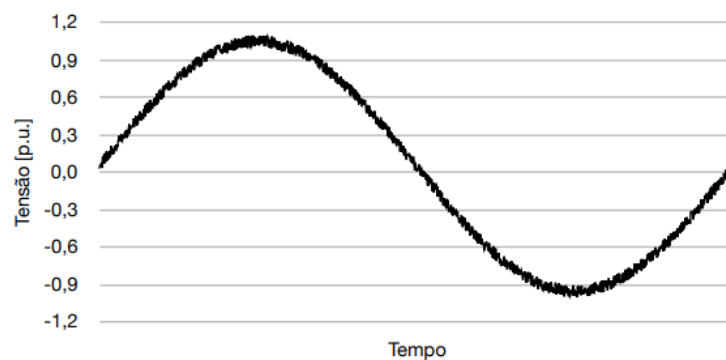
O recorte de tensão é um distúrbio na tensão que surge durante a operação normal de equipamentos, especialmente durante a comutação de uma fase para outra. As componentes de frequência associadas ao recorte de tensão são de altas frequências. Apesar de envolver altas frequências, esse fenômeno é periódico, permitindo sua caracterização por meio do espectro harmônico. De acordo IEEE Std 1159 (2009), os conversores trifásicos que produzem corrente contínua são os maiores causadores do recorte de tensão, isso ocorre pois, na comutação de uma fase para outra, ocorre um curto-circuito entre as duas fases. Na Figura 11 é possível observar um recorte de tensão.

Figura 11 – Recorte de tensão

Fonte: (NETO, 2016)

Ruído

Os ruídos são distorções indesejadas, que não podem ser classificados como transitórios ou distorção harmônicas. Suas principais características é seu conteúdo espectral de banda larga com frequência inferior a 200 kHz, poderá ser encontrado uma sobreposição da corrente ou tensão de fase. Os ruídos são causados por equipamentos eletrônicos, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores e fontes chaveadas e são relacionados com a presença de aterramentos inadequados ou uma magnitude de tensão superior a 1%. Para solucionar a presença de ruídos pode se utilizar de filtros, condicionadores de linha e um sistema de aterramento bem executado. Na Figura 12 tem-se o comportamento de um sinal com ruído.

Figura 12 – Exemplo de um sinal com ruído

Fonte: (NETO, 2016)

2.5.6 Flutuação de tensão

Flutuação de tensão são variações ordenadas ou aleatórias na tensão, cuja magnitude não exceda a faixa de tensão de 0,95 a 1,05 pu. As flutuações são causadas por

cargas industriais, fornos a arco, máquinas de solda ou laminadoras. As variações no nível de tensão não são suficientes para causar danos nos equipamentos elétricos, mas podem acarretar imprecisões, erros, desligamentos ou cintilações luminosas (flicker)(MENEZES, 2012).

Segundo a norma IEEE Std 1159 (2009), flutuação de tensão e cintilação luminosa não são sinônimos, as flutuações de tensão é um fenômeno eletromagnético e a cintilação é uma consequência indesejada desse fenômeno. A cintilação luminosa pode ser percebida pela sensação de desconforto visual que produz nos olhos humanos, quando a uma variação no fluxo luminoso das lâmpadas.

2.5.7 Desequilíbrio de tensão e corrente

O desequilíbrio em um sistema trifásico consiste no qual as três fases apresenta valores diferentes de corrente ou tensão ou quando existir uma defasagem angular entre fases diferente de 120° elétricos, também havendo a possibilidade de existir a combinação dos dois aspectos.

Normalmente, o conjunto de cargas conectadas ao sistema de distribuição de baixa tensão é desequilibrado, o que obriga as concessionárias de energia a tentar equilibrar o consumo de potência, por meio das fases de seus transformadores ou barramentos. Considerando que os consumidores de baixa tensão são os principais usufruidores de sistema fotovoltaicos monofásicos com variações nas suas potências nominais, faz com que se tenha um aumento nos níveis de desequilíbrio de uma rede e aumentando assim a complexidade do controle desse distúrbio (ANDRADE et al., 2020).

O estudo conduzido por Andrade et al. (2020) envolveu uma simulação da rede elétrica da Universidade Federal do Pará, considerando diferentes percentuais de energia fotovoltaica. Os resultados revelaram que, ao conectar uma usina solar monofásica a um sistema trifásico, ocorreu um aumento significativo de tensão na fase ligada ao sistema de geração solar, resultando em um desequilíbrio entre as fases. É importante salientar que esse desequilíbrio acentuado compromete o adequado funcionamento da rede, levando ao surgimento de harmônicas.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia solar é uma fonte abundante e renovável e sua tecnologia fotovoltaica tem se adaptado bem ao clima tropical do Brasil. No entanto, a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica por meio dos inversores pode causar problemas na qualidade da energia, como sobretensão, afundamento de tensão, presença de harmônicos e desequilíbrio de tensão e corrente. A injeção de energia solar na rede elétrica pode afetar o nível de tensão e a proteção do sistema de distribuição, especialmente quando há um alto nível de penetração fotovoltaica.

Além disso, a geração intermitente da energia solar pode modificar a estrutura radial do sistema elétrico, ocasionando inversões no fluxo de potência e variações na tensão e frequência. A incorporação de sistemas fotovoltaicos também implica uma alteração na natureza passiva da rede de distribuição, que passa a permitir o fluxo de potência em ambas as direções. Essa mudança coloca desafios significativos para as concessionárias de energia, que devem lidar com esse novo padrão bidirecional de potência e assegurar a regulação adequada da tensão.

No Quadro 2, é apresentado os principais estudos bibliográficos utilizados como base para este trabalho.

Quadro 2 – Principais referências bibliográficas utilizadas

Autor	Objetivo	Resultados
NETO (2016)	Analisar os impactos da integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão, considerando os efeitos para as concessionárias de energia.	A utilização de sistemas fotovoltaicos pode contribuir para o aumento da vida útil dos transformadores de distribuição, mas outros fatores externos também afetam sua vida útil.
Karimi et al. (2016)	Realizar um estudo sobre a integração de sistemas fotovoltaicos no sistema de distribuição.	A integração de sistemas fotovoltaicos pode afetar negativamente o nível de tensão e a proteção do sistema de distribuição, especialmente com alto nível de penetração fotovoltaica.
Yang et al. (2016)	Desenvolver um controlador de potência flexível para inversores fotovoltaicos e explorar a injeção de potência reativa na rede elétrica.	A potência reativa gerada pelos sistemas solares pode ser aproveitada para regular a tensão ou compensar a energia reativa consumida por dispositivos, desde que seja limitada para evitar sobretensões.
Nunes (2017)	Avaliar os impactos da conexão de uma planta de geração fotovoltaica de 9 kWp. Avaliando os indicadores de energia elétrica com as normas estabelecidas.	Inversores têm impacto na qualidade da energia, causando deformidades na forma de onda. A geração solar resulta em problemas como sobretensão, afundamento de tensão, presença de harmônicos e desequilíbrio de tensão e corrente.
Lucchese et al. (2018)	Analisar os parâmetros elétricos do sistema elétrico da Universidade Federal de Santa Maria diante da integração de geração distribuída fotovoltaica.	Foi observado um aumento significativo no nível de tensão e violação dos limites normativos de tensão devido à conexão de sistemas fotovoltaicos nos barramentos do alimentador.
Negreiros, Tiba e Torres (2020)	Caracterizar os impactos decorrentes da alta penetração de sistemas fotovoltaicos distribuídos na rede elétrica de baixa tensão.	A conexão de sistemas fotovoltaicos pode causar impactos significativos na qualidade da energia elétrica, como variação de tensão, presença de harmônicos e desequilíbrio de tensão e corrente.
Belchior et al. (2022)	Desenvolver um controlador de potência flexível para inversores fotovoltaicos e discutir os efeitos da geração no sistema elétrico.	A geração fotovoltaica pode afetar a lógica radial do sistema elétrico, resultando na inversão do fluxo de potência e flutuações na tensão e frequência.

Este trabalho teve como objetivo analisar os impactos causados pela inserção de energia fotovoltaica na rede de distribuição elétrica. Sob a perspectiva de um modelo que simula uma rede elétrica real, considerando diferentes variações nas potências de energia fotovoltaica conectadas à rede.

REGULAMENTAÇÃO DOS PADRÕES DE QUALIDADE

Neste capítulo será apresentado as normas nacionais e internacionais responsáveis por regulamentar e padronizar os internacionais responsáveis por regulamentar e padronizar os indicadores de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e a conexão de sistemas fotovoltaicos.

4.1 Normas nacionais de geração solar

A incorporação da energia solar como meio de diversificação da matriz energética, proveniente de fontes renováveis, oferece a oportunidade de obter descontos na conta de energia. Coube a ANEEL realizar a ascensão dos primeiros passos para a regularização da energia solar. A Resolução Normativa nº 167, datada de 11 de outubro de 2005, estabeleceu as condições para a comercialização da energia elétrica proveniente da geração distribuída das concessionárias, permissionária ou a autorização do serviço público de distribuição que atue no sistema interligado nacional.

Em 08 de setembro de 2010, a ANEEL aprovou a nota técnica nº 0043/2010-SRD, que apresentou o resultado de uma consulta pública sobre os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outras países como forma de incentivar a micro e minigeração. Esta consulta pública teve a participação de 39 participantes, com 577 contribuições envolvendo seis temas principais sendo eles:

- caracterização dos empreendimentos;

- conexão à rede;
- regulação;
- comercialização de energia;
- propostas e questões de energia.

Como resultado dessas contribuições, foi realizada a audiência pública de nº 41/2011 pela ANEEL, resultando em duas normativas significativas: a nº 481 e a nº 482. De acordo com a Resolução Normativa nº 481 (2012), a normativa nº 481 estabeleceu que as usinas solares que entrassem em operação até 31 de dezembro de 2017, teria durante os seus 10 primeiros anos de funcionamento um desconto estipulado em 80% nas Tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) transmissão, e a partir do décimo primeiro ano será reduzido a 50%. A Resolução Normativa nº 482 foi um marco, tornando a autogeração de energia elétrica uma realidade ao estabelecer as condições para microgeração (sistemas solares com potência de até 75 kW) e minigeração (sistemas solares com potência superior a 75 kW até 5 MW), incorporando essas diretrizes ao Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Como forma de complementar a NR 482, foi publicado em 24 de novembro de 2015 a NR 697 que criou o sistema de compensação de energia elétrica e as três modalidades de geração distribuída (autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras) (2010, 2010)(2012, 2012)(2016, 2016) (ANEEL, 2015a) .

A partir de 7 de janeiro de 2023, os novos sistemas solares a serem homologados serão incorporados à Lei nº 14.300/2022, que estabelece as novas regras tarifárias para a injeção de energia elétrica e as alterações que as concessionárias deverão seguir. Em paralelo e como complemento à Lei nº 14.300/2022, estão em tramitação no Congresso novas leis visando uma regulamentação mais aprimorada da mini e microgeração.

4.2 PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), são normas elaboradas pela ANEEL que regulamentam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O PRODIST são divididos em 11 módulos, sendo o Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica que estabelece os procedimentos relativos a QEE, tanto no quesito qualidade de produto quanto qualidade de serviço. Nesta parte dos módulos é definido a terminologia e os indicadores referentes a QEE, a caracterização dos fenômenos relativos a QEE, a

metodologia para medição dos fenômenos, as perturbações na forma de onda e os estudos específicos relativos a QEE para fins de acesso ao sistema de distribuição. O módulo 08 define os fenômenos de qualidade de energia em regime permanente ou transitório.

a) Permanente

- Tempo em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônico;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de frequência.

b) Transitório:

- Variação total da distorção de tensão (VTCD).

4.2.1 Permanentes

Fator de potência

De acordo ao módulo 8 ANEEL (2015b) o Fator de Potência (FP) pode ser obtido da Equação 1.

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1)$$

ou

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2)$$

Sendo, P=Potência ativa; Q=Potência reativa; EA= Energia ativa e ER=Energia reativa.

O controle dos níveis de FP deve ser medido permanentemente. Os procedimentos para medição do FP são diferentes para cada tipo de consumidor. Para consumidores do tipo baixa tensão é facultativo a medição, já em clientes de alta tensão a medição é obrigatória sendo de responsabilidade das distribuidoras realizar o acervo de leitura por 5 anos das medições.

O módulo 8 ainda define os níveis aceitos de FP em tensões até 230 kV, assim os níveis de FP capacitivo ou indutivo deve ficar na faixa de $0,92 < FP < 1$.

Harmônicas

O módulo 8 do PRODIST define que os harmônicos são fenômenos associados as deformações nas formas de onda das tensões e corrente com relação a sua onda senoidal da sua frequência fundamental. Na Tabela 1 é possível observar os níveis de referência da Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (DTTi) e Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 (DTTp).

Tabela 1 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

INDICADOR	TENSÃO NOMINAL		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTTp95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTTi95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT395%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: (ANEEL, 2015b)

Desequilíbrio de tensão

O Módulo 8 aborda de maneira sucinta esse tópico. Inicialmente, é apresentado o cálculo para o Fator de Desequilíbrio Fator de desequilíbrio de tensão (FD), conforme demonstrado na Equação 3.

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

Os valores máximos que se deseja ter na rede de elétrica, pode ser consultado na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites para o desequilíbrio de tensão

INDICADOR	TENSÃO NOMINAL	
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: (ANEEL, 2015b)

Flutuação de tensão

De acordo ao ANEEL (2015b), a determinação da qualidade de energia do sistema se tratando da qualidade de tensão, é determinado pela avaliação do incômodo causado pelo efeito de cintilação luminosa na unidade consumidora. Na Tabela 3, é apresentado os valores máximos a serem observados no sistema.

Tabela 3 – Limites para flutuação de tensão

INDICADOR	TENSÃO NOMINAL		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
Pst95%	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

Fonte: (ANEEL, 2015b)

Sendo Percepção de cintilação a curto prazo (Pst), a grandeza que representa a severidade de flutuação de tensão de curta duração.

Variação de frequência

O sistema de distribuição e as unidades de geradoras conectadas ao sistema devem operar dentro dos limites de frequências entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Em caso de desequilíbrio da frequência, as unidades geradoras devem retornar em até 30 segundos, para um intervalo de frequência entre 59,5 Hz e 60,5 Hz, a fim de que se tenha uma recuperação de equilíbrio do sistema.

Se durante os distúrbios houver necessidade de corte de geração/carga afim de se ter o devido equilíbrio da frequência. O sistema deve obedecer aos seguintes critérios.

- Não ultrapassar 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas.
- Acima de 62 Hz pode ficar por 30 s e acima de 63,5 Hz até no máximo 10s.
- Abaixo de 58,5 Hz no máximo 10s se abaixo de 58,7 Hz até 5s.

4.2.2 Transitório

Variação de tensão de curta duração

As variações de curta duração são variações que ocorre na amplitude do valor eficaz de tensão, em um tempo inferior a 3 minuto. O Quadro 3, temos as classificações das variações da tensão de curta duração.

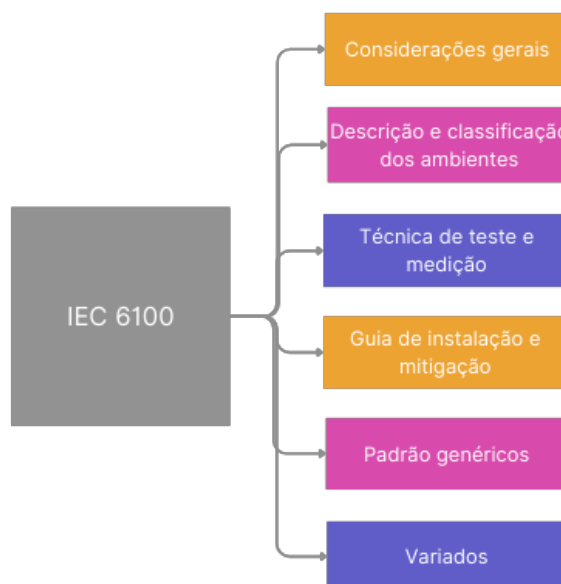
Quadro 3 – Classificações das variações de tensão de curta duração

Classificação	Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação á tensão de referência
Varição momentânea de tensão	Interrupção momentânea de tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento momentâneo de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação momentânea de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Varição temporária de tensão	Interrupção temporária de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento temporário de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 p.u e inferior a 0,9 p.u
	Elevação temporária de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: (ANEEL, 2015b)

4.3 Normas e regulamentações internacionais

Os órgãos IEEE e Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) foram os primeiros a desenvolver instruções para normatizar a QEE. O conjunto de normas da IEC 61000 abordará sobre os procedimentos e as normas para a QEE. Conforme descrito por Nunes (2017), a norma IEC 6100 é subdividida em sete partes. A composição desse esquema pode ser visualizada no fluxograma apresentado na Figura 13.

Figura 13 – Composição da IEC6100

Fonte: Autoria própria

A IEC 61000-4 aborda técnicas de teste e medição relacionadas à QEE. Nunes (2017), retrata que a frequência de alimentação, a magnitude da tensão, a tensão de alimentação, os distúrbios: como cintilação, quedas de tensão de fornecimento, interrupções de tensão, transitórios de tensão, desequilíbrio de tensão, tensão e corrente harmônicas e inter-harmônicas. Especificando também as nomenclaturas usuais, as diferentes classes de dispositivos de medição e os métodos de medição e avaliação dos valores medidos.

Quando se trata de normas relacionadas a QEE, a IEEE é uma grande referência fornecendo um conhecimento prático e teórico acerca dos fenômenos. As normativas que mais importantes e usadas são IEEE Std 1547 (2009), IEEE Std 1159 (2009), IEEE Std 1459 (2010) e IEEE Std 519 (2014) que abordam sobre as práticas de monitoramento e medição da qualidade de energia elétrica, bem como a interconexão dos sistemas de distribuição à rede elétrica.

Em partida disso Menezes (2012), traz de forma bem resumida os parâmetros e distúrbios apresentados na IEC 61000-3-4 relacionados a QEE, destacando que a medição desses parâmetros poderá ocorrer de forma coletiva ou em partes. Na Tabela 4, é possível observar esses parâmetros. Já Nunes (2017), traz um *check-list* referente dos distúrbios tratados nas normas PRODIST, IEEE e IEC como visto no Quadro 4.

Tabela 4 – Resumo dos parâmetros e distúrbios apresentados na norma IEC 61000-4-30

Seção e parâmetro	Classe	Intervalo
5.1 Frequência	A,S,B	42,5 Hz a 57,5 Hz ou 51 Hz a 69 Hz
5.2 Magnitude de tensão	A	10% A 200% Tensão nominal
	S,B	10% a 150% tensão nominal
5.3 Cintilação luminosa	A	0 a 20 Pst
	S	0 a 10 Pst
	B	Não definido
5.4 Afundamentos e elevações de tensão	A,S,B	Não definido
5.5 Interrupções	A,S,B	Não definido
5.6 Transitórios de tensão	S,B	Não requerido
Transitórios de tensão - IEC 61180	A	6 kV de pico
Transitório de tensão - IEC 6100-4-4	A	4 kV de pico
5.7 Desequilíbrio de tensão	A	0 a 5% de sequência zero ou negativa
	S	0 a 5% de sequência negativa
	B	Definido pelo fabricante
5.8 Tensões harmônicas	A,S,B	200% de classe 3 da IEC 61000-2-4
5.9 Tensões inter-harmônicas	A,S,B	200% de classe 3 da IEC 61000-2-4
5.10 Sinalização da rede elétrica	A,S,B	Não definido
5.11 Mudanças rápidas de tensão	A,S,B	Não definido
5.12 Subdesvio e sobre-desvio	A,S,B	Não definido

Fonte: (MENEZES, 2012)

Quadro 4 – Comparação entre as normas nacionais e internacionais.

Indicador	PRODIST	IEC 61000	IEC 61000	IEC 61000	IEC 61727	IEEE 519	IEEE 1159	IEEE 1547
Sobretensão	x	-	-	-	-	-	x	x
ΔV (%)	x	-	-	-	x	-	x	x
IDTC	x	x	-	-	-	-	x	-
THD _v	x	x	x	x	-	x	x	-
THD _i	-	-	-	x	x	x	x	x
FP	x	-	-	-	x	-	-	x

Fonte: (NUNES, 2017)

SIMULAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

5.1 Estudo de caso

Empregou-se um sistema de 12 barras desenvolvido por (LIMA, 2021) para a análise e estudo do fluxo de potência em dez teste realizados. Este sistema tem o propósito de realizar a interligação com o Sistema Interligado Nacional (SIN) e possui quatro cargas em seus barramentos finais para alimentação. Para a simulação do sistema, utilizou-se o software ANAREDE, versão 11.7, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), o qual proporciona a capacidade de conduzir estudos no âmbito da operação e planejamento de sistemas elétricos de potência.

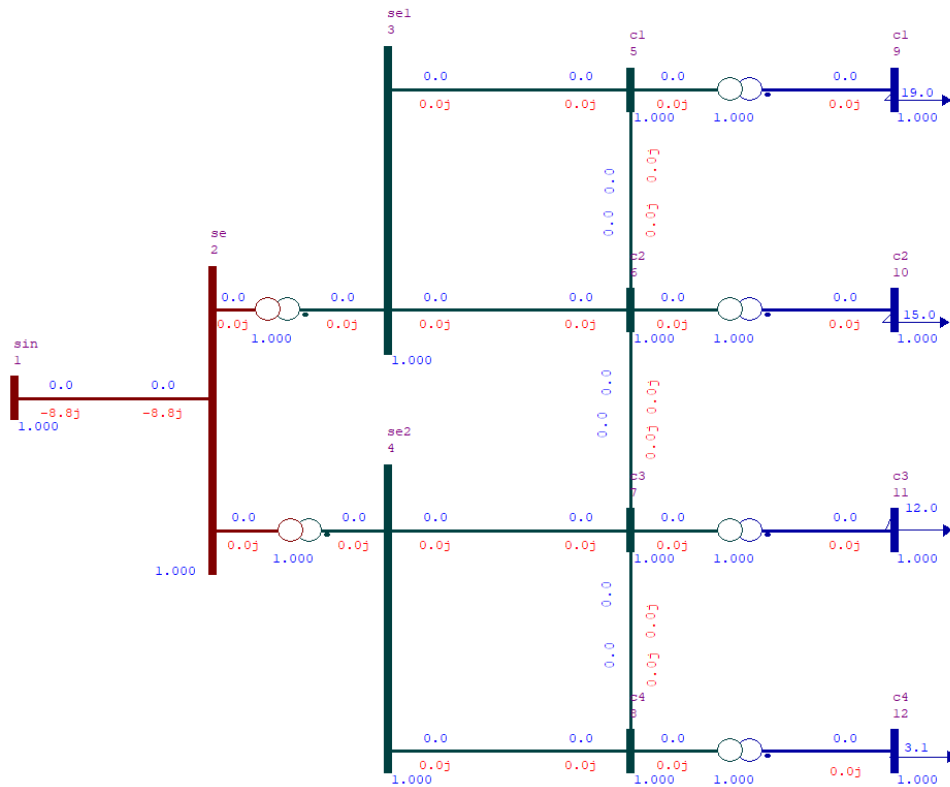
O diagrama esquemático do sistema elétrico construído pode ser visualizado na Figura 14, enquanto as características construtivas do sistema estão apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Características do sistema

Dados do sistema	Quantidades
Barras	12
Barra referência	1
Barras PQ	11
Transformadores	6
Carga ativa(MW)	49.1
Carga reativa(Mvar)	34.40

Fonte: Autoria própria

Figura 14 – Diagrama esquemático sem GD



Fonte: (LIMA, 2021)

A modelagem proposta por Lima (2021) tem como objetivo parametrizar o sistema para alcançar a estabilidade. Para a construção do diagrama esquemático do projeto, foram utilizados os parâmetros das Tabelas 6, 7, 8 e 9. Antes da execução do fluxo de potência no ANAREDE, todas as barras foram inicialmente parametrizadas com um valor de 1 p.u. Além disso, os grupos base de tensão do sistema foram destacados por cores, sendo 230 kV (marrom), 69 kV (verde militar) e 13.8 kV (azul marinho), conforme representado no diagrama da Figura 14.

Tabela 6 – Dados da parametrização dos barramentos

Barra	Nome da barra	Tipo	Tensão base(kV)	Tensão em p.u.	Ângulo
1	SIN	Referencia	230	1.0	0
2	SE	PQ	230	1.0	0
3	SE1	PQ	69	1.0	0
4	SE2	PQ	69	1.0	0
5	C1	PQ	69	1.0	0
6	C2	PQ	69	1.0	0
7	C3	PQ	69	1.0	0
8	C4	PQ	69	1.0	0
9	C5	PQ	13.8	1.0	0
10	C6	PQ	13.8	1.0	0
11	C7	PQ	13.8	1.0	0
12	C8	PQ	13.8	1.0	0

Fonte: Autoria própria

Tabela 7 – Dados das cargas

Barra	Carga ativa(MW)	Carga Reativa(Mvar)
9	19	13.5
10	15	11
11	12	7.5
12	3.1	2.4

Fonte: Autoria própria

Analisando os dados das cargas do sistema a partir da Tabela 7, observamos que a carga ativa total do nosso sistema é de 49,1 MW, e a carga reativa é de 34,4 MW. O barramento 9 apresenta o maior valor de carga. Ressalta-se, ainda, que as cargas do nosso sistema estão localizadas exclusivamente no grupo 3 e possui uma tensão de 13,8 kV. No diagrama elétrico, essas cargas são representadas pela cor azul marinho, correspondendo às últimas barras do nosso sistema e situando-se distantes dos centros geradores.

Tabela 8 – Dados da parametrização dos transformadores

Barra	Tensão(kV)	Potência(MVA)	Reatância(p.u.)	Tap
2-3	230-69	50	11	1
2-4	230-69	25	26	1
5-9	69-13.8	25	26	1
6-10	69-13.8	25	26	1
7-11	69-13.8	15	56.67	1
8-12	69-13.8	5	240	1

Fonte: Autoria própria

Tabela 9 – Dados da parametrização das linhas

Barra	Resistência(%)	Reatância(%)
1-2	4.18	7.63
3-5	3.55	4.36
3-6	4.26	5.24
4-7	2.66	3.27
4-8	2.84	3.49
6-5	2.91	3.95
6-7	3.58	3.95
7-8	2.46	2.72

Fonte: Autoria própria

Após a implementação do sistema, procedeu-se ao cálculo do fluxo de potência utilizando o software ANAREDE. Os resultados precisos dessa análise estão apresentados de maneira detalhada na Tabela 10, proporcionando uma visão clara dos dados obtidos.

Tabela 10 – Dados do fluxo de potência

Barras	Tensão(p.u.)	Ângulo
1	1	0
2	0.949	-1.4
3	0.916	-3.9
4	0.909	-4
5	0.902	-4.1
6	0.902	-4.1
7	0.903	-4.1
8	0.905	-4.1
9	0.859	-7.7
10	0.868	-6.9
11	0.850	-9.2
12	0.831	-9.8

Fonte: Autoria própria

Após essa análise inicial, procedeu-se à modificação do sistema elétrico, adicionando um gerador conectado a uma barra por meio de uma linha de curta distância. Para esta análise específica, optou-se por selecionar as barras 9, 10, 11 e 12 devido à sua localização distante dos centros de geração. A nova barra foi parametrizada com uma tensão de 1.0 pu e um ângulo de defasagem de 0° . É importante ressaltar que a linha recém-adicionada possui uma resistência e reatância ambas equivalentes a 1%. Assim como estabelecido por Perretto, Pereira e Garcia (2016) as barras adicionadas do sistema foram consideradas como PQ, possuindo assim uma tensão variável e sem capacidade de geração de potência reativa.

Na Tabela 11, é possível verificar as características dos testes realizados. Destaca-se que os valores estabelecidos, limitados até 5 MW, foram determinados como os valores máximos permitidos para sistemas de minigeração distribuída.

Tabela 11 – Dados das simulações realizadas

Cenário analisado 01	
Barra 9	Geração de 5 MW
Cenário analisado 02	
Barra 9	Geração de 5MW
Barra 10	Geração de 2MW
Cenário analisado 03	
Barra 09	Geração de 5 MW
Barra 11	Geração de 5MW

Fonte: Autoria própria

No decorrer deste capítulo, dedicou-se a explicar o processo de construção do sistema, definir os parâmetros relevantes e descrever a metodologia utilizada nos testes. A partir deste ponto, avançaremos para a análise dos resultados obtidos nas simulações, observando o comportamento do circuito em resposta às variáveis selecionadas.

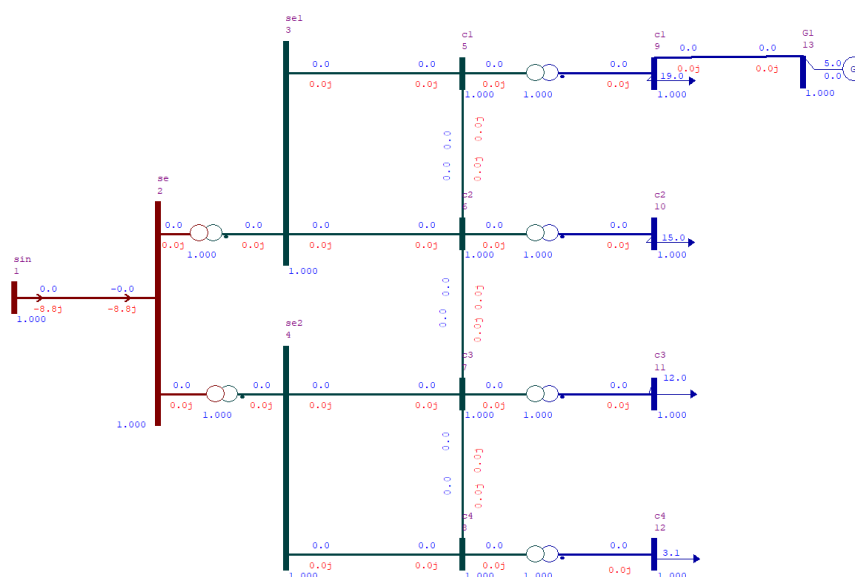
RESULTADO E DISCUSSÕES

6.1 Estudo do fluxo de potência

1ª Simulação:

No primeiro teste, procedeu-se à conexão de um gerador de 5MW. A Figura 15 apresenta o diagrama unifilar, destacando a inclusão da geração no sistema sendo interligado com o barramento 9.

Figura 15 – Diagrama esquemático com geração distribuída



Fonte: Autoria própria

Os resultados obtidos na simulação podem ser visto na Tabela 12.

Tabela 12 – Resultados obtidos na primeira simulação

Barra	Tensão(p.u.)	Ângulo
1	1	0
2	0.952	-1.2
3	0.921	-3.4
4	0.913	-3.6
5	0.908	-3.5
6	0.907	-3.5
7	0.908	-3.6
8	0.909	-3.6
9	0.866	-6.1
10	0.874	-6.4
11	0.854	-8.6
12	0.836	-9.2
13	0.866	-6.1

Fonte: Autoria própria

Ao analisar os resultados obtidos na simulação, observa-se um aumento nos níveis de tensão nos barramentos. Essa variação é detalhadamente apresentada na Tabela 13, que oferece uma visão precisa das diferenças nos valores desse incremento de tensão. Assim, como obtido por Negreiros, Tiba e Torres (2020) durante a realização das simulações foi perceptível o impacto que a geração teve nos barramentos mais distantes, incluindo o segundo barramento que realiza a conexão do transformador(230 kV-69 kV) com o barra 4.

Tabela 13 – Comparação dos níveis de tensão simulados

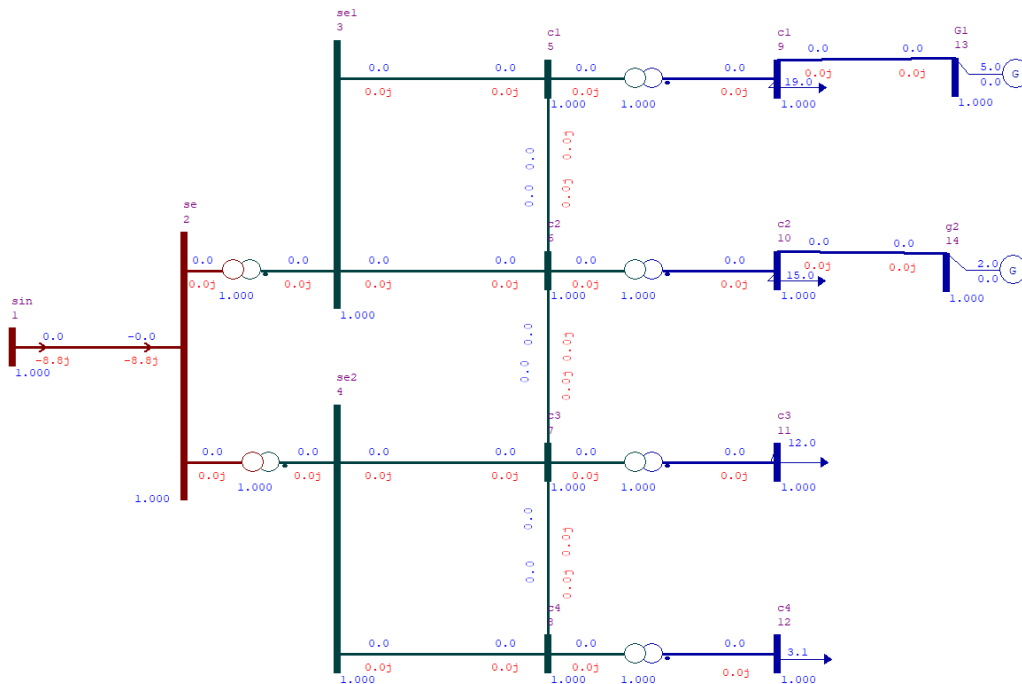
Barra	Tensão(p.u.) antes-geração	Tensão(p.u.) pós-geração	Erro absoluto(p.u.)
1	1	1	0
2	0.949	0.952	0.003
3	0.916	0.921	0.005
4	0.909	0.913	0.004
5	0.902	0.908	0.006
6	0.902	0.907	0.005
7	0.903	0.908	0.005
8	0.905	0.909	0.004
9	0.859	0.866	0.007
10	0.868	0.874	0.006
11	0.850	0.854	0.004
12	0.831	0.836	0.005

Fonte: Autoria própria

2ª Simulação:

Para o segundo teste foram acopladas duas unidades geradoras, uma de 5 MW e de 2 MW conectados nos respectivos barramentos 9 e 10. Na Figura 16 é possível observar o diagrama elétrico após a inserção.

Figura 16 – Diagrama unifilar com duas gerações acopladas



Fonte: Autoria própria

Feito a simulação foi analisado os resultado obtidos que se encontram descritos na Tabela 14.

Assim, como encontrado na simulação anterior, foi obtido um aumento nos níveis de tensão nos barramentos. Na Tabela 15, é possível observar a diferença nos níveis de tensão antes e depois da simulação.

Na análise dos resultados obtidos, tornou-se evidente um significativo aumento nos níveis de tensão em todos os barramentos, abrangendo até mesmo os mais distantes. Vale destacar que as barras mais próximas dos pontos de geração experimentaram os impactos mais expressivos desse aumento de tensão.

Tabela 14 – Resultados obtidos na segunda simulação

Barra	Tensão(p.u.)	Ângulo
1	1.0	.0
2	0.954	-1.1
3	0.922	-3.2
4	0.915	-3.4
5	0.910	-3.3
6	0.910	-3.3
7	0.909	-3.4
8	0.911	-3.4
9	0.868	-5.9
10	0.876	-5.8
11	0.856	-8.4
12	0.838	-9.0
13	0.868	-5.9
14	0.876	-5.7

Fonte: Autoria própria

Tabela 15 – Comparação dos níveis de tensão simulados

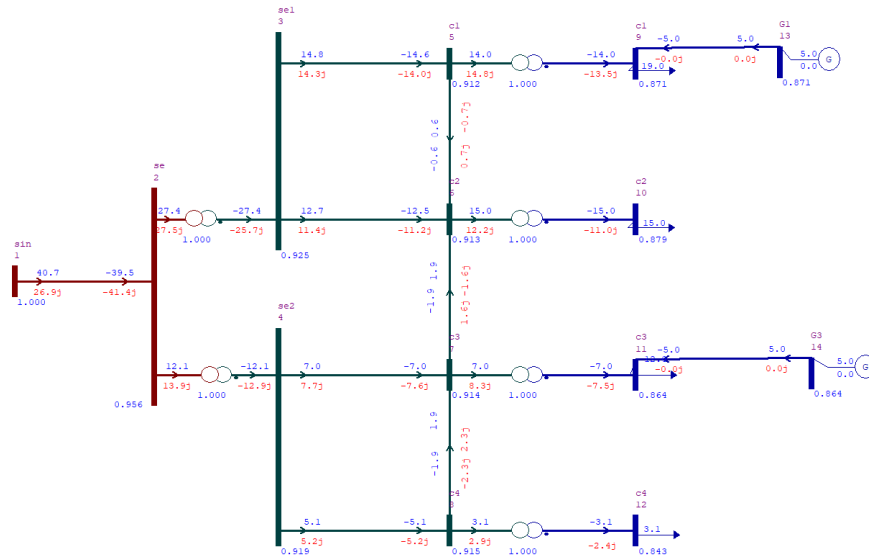
Barra	Tensão (p.u.) antes da simulação	Tensão(p.u.) pós 2ª simulação	Erro absoluto(p.u.)
1	1	1.0	0
2	0.949	0.954	0,005
3	0.916	0.922	0,006
4	0.909	0.915	0,006
5	0.902	0.910	0,008
6	0.902	0.910	0,008
7	0.903	0.909	0,006
8	0.905	0.911	0,006
9	0.859	0.868	0,009
10	0.868	0.876	0,008
11	0.850	0.856	0,006
12	0.831	0.838	0,007

Fonte: Autoria própria

3ª Simulação:

Para terceira simulação foi acoplado duas gerações, cada uma de 5 MW, em dois barramentos distintos a fim de se verificar como o sistema se comporta quando precisa trabalhar em concomitância. A inserção e a região de acoplação, podem ser vistos na Figura 17. Ressalta-se que, para simulação, as barras adicionais e a geração inserida, possuem os mesmos níveis de parametrização. Os dados obtidos na simulação podem ser visualizados na Tabela 16.

Figura 17 – Diagrama esquemático com geração distribuída



Fonte: Autoria própria

Tabela 16 – Resultados obtidos na terceira simulação

Barra	Tensão(p.u)	Ângulo
1	1	0
2	0,956	-1,0
3	0,925	-2,9
4	0,919	-3,0
5	0,912	-3,0
6	0,913	-3,0
7	0,914	-3,0
8	0,915	-3,0
9	0,871	-5,6
10	0,879	-5,8
11	0,864	-5,9
12	0,843	-8,6
13	0,871	-5,6
14	0,864	-5,9

Fonte: Autoria própria

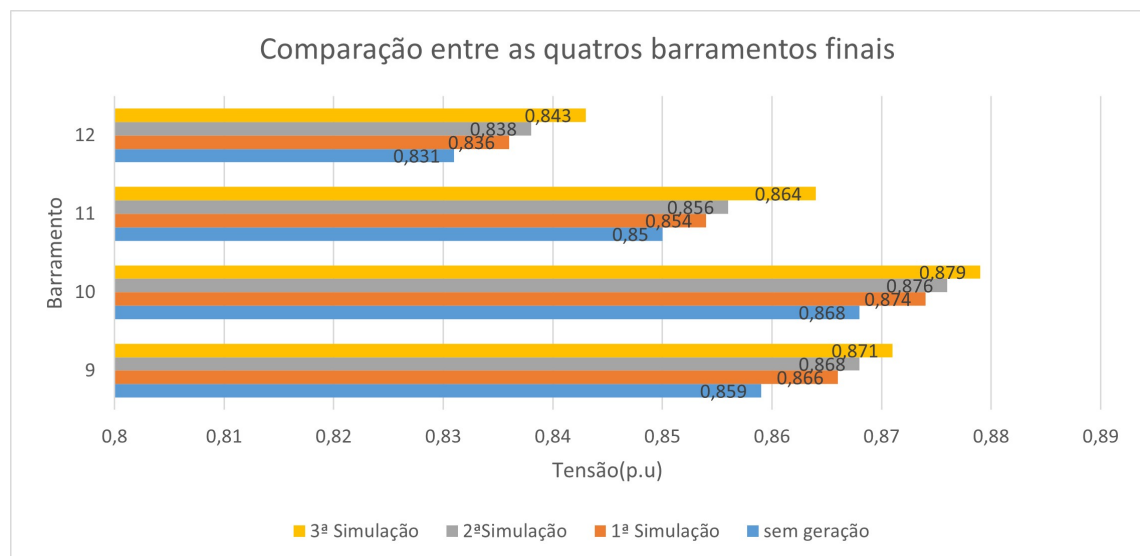
Assim como nas simulações anteriores, foram comparados os valores de tensão antes e depois da inserção da geração, conforme evidenciado na Tabela 17. Além disso, realizou-se uma comparação com os resultados das simulações. Observou-se e confirmou-se que, na terceira simulação, ocorre o maior aumento nos níveis de tensão, tanto nos barramentos mais próximos quanto nos mais distantes, como previsto já que a potência acoplada foi maior.

Tabela 17 – Comparação dos níveis de tensão simulados

Barra	Tensão(p.u) pós-geração	Tensão (p.u) sem geração	Erro absoluto(p.u.)
1	1	1	0
2	0,956	0,949	0,007
3	0,925	0,916	0,009
4	0,919	0,909	0,010
5	0,912	0,902	0,010
6	0,913	0,902	0,011
7	0,914	0,903	0,011
8	0,915	0,905	0,010
9	0,871	0,859	0,012
10	0,879	0,868	0,011
11	0,864	0,850	0,014
12	0,843	0,831	0,012

Fonte: Autoria própria

No gráfico apresentado na Figura 18, é possível observar as variações nos níveis de tensão entre os barramentos finais, onde as gerações foram conectadas. Enfatiza-se que nos testes realizados, os valores de elevação dos níveis de tensão, não foram superiores aos estabelecidos pela ANEEL como mostrado na Tabela 3, os valores encontrados foram abaixo de 1,1 p.u, ou seja, valores aceitáveis dentro da norma técnica. Assim como também não houve a presença de fluxo de potência reverso.

Figura 18 – Gráfico comparativo entre as gerações

Fonte: Autoria própria

6.2 Testes adicionais:

Na análise dos resultados, ficou claro um aumento significativo nos níveis de tensão em todos os barramentos, abrangendo até mesmo os mais distantes. Isso destaca a importância de avaliar a capacidade do nosso sistema em lidar com essas variações. Para esse propósito, conduzimos diversos testes, e a metodologia desses experimentos está descrita na Tabela 18. Nos testes, introduzimos gerações com potência superior a 10 MW, investigando o fluxo de potência associado a cada adição.

Os resultados dos níveis de tensão obtidos podem ser consultados nas Tabelas 19 e 20. Essas tabelas proporcionam uma visão abrangente do comportamento dos níveis de tensão em diversas condições, contribuindo assim para a avaliação da estabilidade do sistema.

Tabela 18 – Dados dos testes realizadas

Testes	Barra 09	Barra 10	Barra 11	Barra 12
Cenário analisado 04	10 MW	10MW	-	-
Cenário analisado 05	15 MW	10 MW	-	-
Cenário analisado 06	30 MW	15 MW	-	-
Cenário analisado 07	30 MW	15 MW	15 MW	-
Cenário analisado 08	30 MW	15MW	15MW	15MW
Cenário analisado 09	30 MW	15 MW	30 MW	15 MW
Cenário analisado 10	35 MW	30 MW	30 MW	15 MW

Fonte: Autoria própria

Tabela 19 – Resultado obtido das simulações

Barra	Sem GD		Teste 01		Teste 02		Teste 03		Teste 04	
	Ten. (p.u.)	Âng.	Ten. (p.u.)	Âng.	Ten. (p.u.)	Âng.	Ten. (p.u.)	Âng.	Ten. (p.u.)	Âng.
1	1	0	1.0	-0.0	1.0	-0.0	1	-0.0	1.0	0.0
2	0.949	-1.4	0.962	-0.5	0.965	-0.3	0.974	-0.6	0.981	1.2
3	0.916	-3.9	0.932	-1.9	0.935	-1.5	0.945	0.4	0.952	1.7
4	0.909	-4	0.924	-2.1	0.927	-1.7	0.936	0.1	0.948	1.7
5	0.902	-4.1	0.922	-1.9	0.926	-1.4	0.939	0.8	0.948	2.2
6	0.902	-4.1	0.921	-1.9	0.925	-1.4	0.937	0.6	0.947	2.0
7	0.903	-4.1	0.920	-2.1	0.923	-1.7	0.933	0.2	0.946	1.9
8	0.905	-4.1	0.921	-2.1	0.924	-1.7	0.933	0.2	0.946	1.8
9	0.859	-7.7	0.881	-3.6	0.887	-2.1	0.900	2.7	0.909	4.0
10	0.868	-6.9	0.889	-2.9	0.893	-2.3	0.905	0.6	0.915	2.0
11	0.850	-9.2	0.867	-7.0	0.871	-6.5	0.882	-4.5	0.898	-3.1
12	0.831	-9.8	0.849	-7.6	0.852	-7.1	0.863	-5.1	0.876	-3.3
13	-	-	0.882	-3.5	0.888	-2.0	0.903	2.9	0.912	4.2
14	-	-	0.890	-2.8	0.894	-2.3	0.907	0.7	0.917	2.1
15	-	-	-	-	-	-	-	-	0.900	3.2
16	-	-	-	-	-	-	-	-		

Fonte: Autoria própria

Tabela 20 – Resultado obtido das simulações

Barra	Sem GD		Teste 05		Teste 06		Teste 07	
	Ten. (p.u.)	Âng.	Ten. (p.u.)	Âng.	Ten. (p.u.)	Âng.	Ten. (p.u.)	Âng.
1	1	0	1.0	-0.0	1.0	-0.0	1	-0.0
2	0.949	-1.4	0.982	-2.0	0.985	2.7	0.991	3.7
3	0.916	-3.9	0.948	3.0	0.948	4.3	0.952	6.2
4	0.909	-4	0.946	3.6	0.948	5.3	0.952	7.2
5	0.902	-4.1	0.945	3.6	0.945	5.1	0.951	7.1
6	0.902	-4.1	0.944	3.6	0.945	5.1	0.952	7.2
7	0.903	-4.1	0.944	3.8	0.906	7.0	0.953	7.5
8	0.905	-4.1	0.945	3.9	0.914	5.1	0.953	7.5
9	0.859	-7.7	0.905	5.5	0.906	7.0	0.911	9.8
10	0.868	-6.9	0.912	-3.6	0.914	5.1	0.920	9.7
11	0.850	-9.2	0.897	4.9	0.893	12.5	0.898	14.3
12	0.831	-9.8	0.804	25.9	0.809	27.4	0.815	29.1
13	-	-	0.908	5.7	0.909	7.2	0.915	10.1
14	-	-	0.914	3.7	0.916	15	0.923	9.9
15	-	-	0.898	5.0	0.897	12.7	0.901	14.5
16	-	-	0.806	26.0	0.811	27.6	0.817	29.2

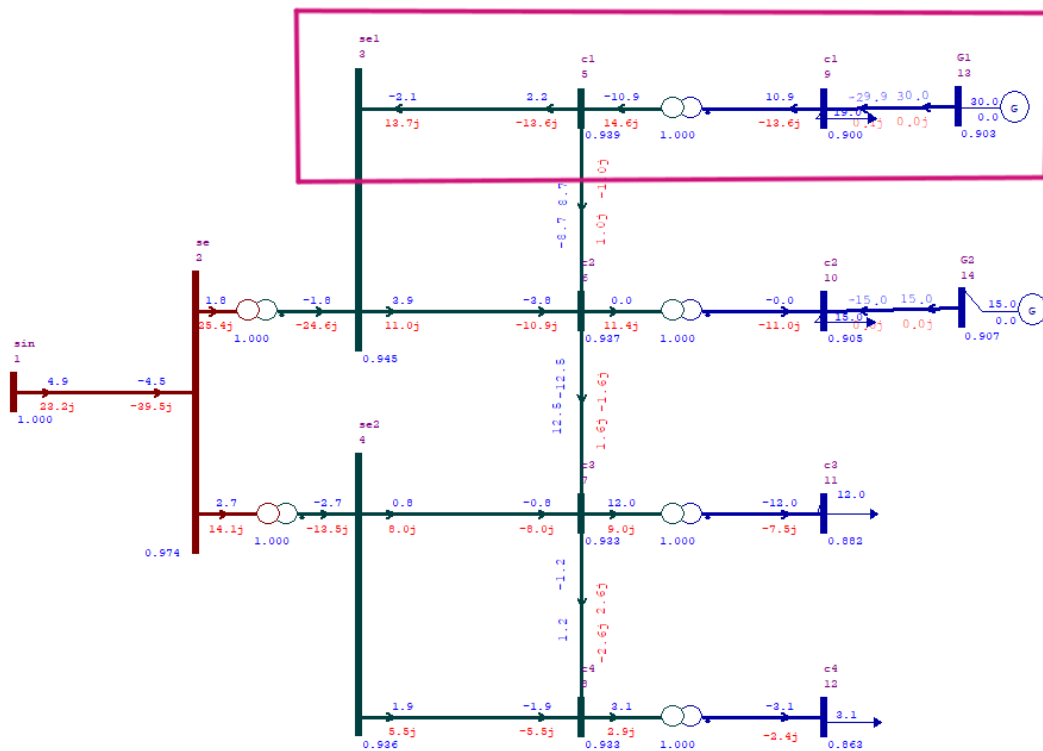
Fonte: Autoria própria

Ao analisar os resultados da simulação, podemos obter duas conclusões do sistema de teste:

1ª Conclusão:

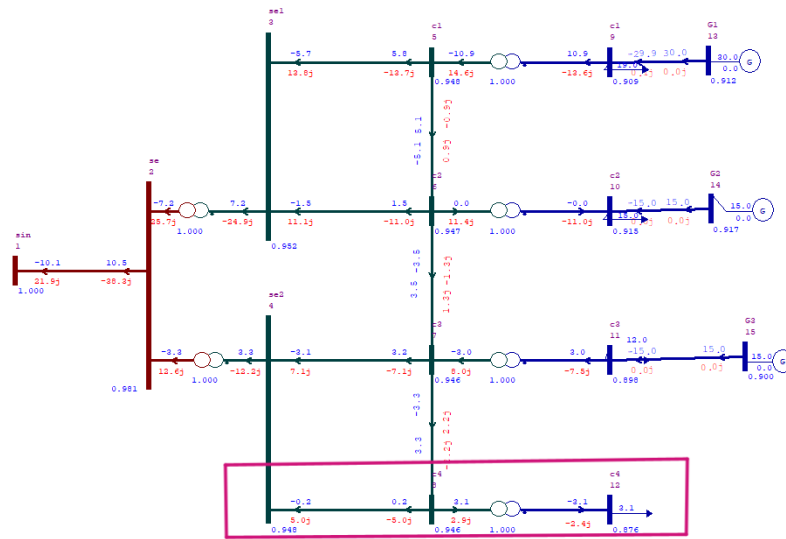
Na análise dos resultados obtidos, notou-se uma inversão no fluxo de potência durante a simulação do TESTE 03, conforme evidenciado na Figura 19. A partir desse ponto, todos os testes subsequentes exibiram inversão no fluxo de potência, mesmo nos sistemas sem geração conectada nos barramentos adjacentes. Como exemplificado na Figura 20, é possível visualizar que, apesar de haver três gerações conectadas no sistema, a figura já indica fluxo reverso nos transformadores 1 e 2 nos barramentos 230 kV/69 kV. Importante ressaltar que neste teste, o sistema possui uma geração acoplada total de 60 MW.

Figura 19 – Reversão do fluxo de potência



Fonte: Autoria própria

Figura 20 – Reversão do fluxo de potência



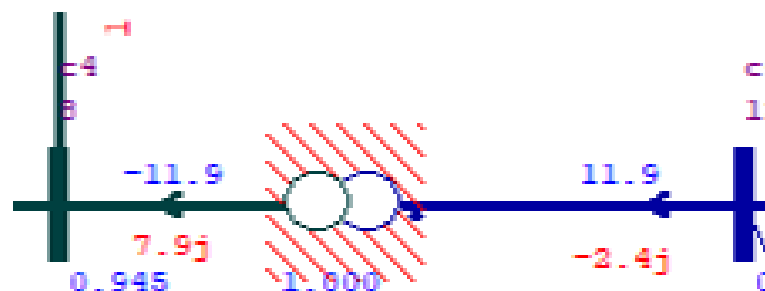
Fonte: Autoria própria

2ª Conclusão:

Durante a execução do teste 5, ao adicionar uma geração de 75 MW, observamos que o transformador 5, responsável pela conexão das barras 8 a 12 representado no diagrama elétrico da Figura 21, ultrapassou os limites superiores de tensão. Essa condição indica a ocorrência de sobretensão. No software, essa violação dos níveis de tensão é destacada visualmente por meio de uma brochura vermelha sobre o equipamento.

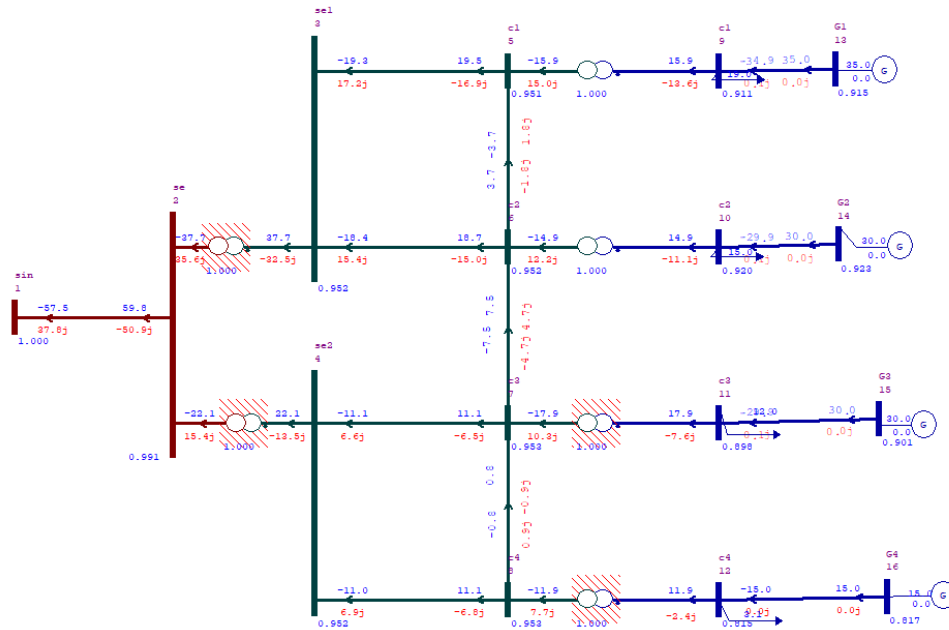
Diante disso, fica evidente que nosso sistema suporta uma potência inserida de até 75 MW. Destaca-se que, durante os testes, foram acoplados quatro geradores, totalizando uma potência de 110 MW. No decorrer dessas análises, observou-se que os dois transformadores principais, responsáveis pelo trecho 230 kV-69 kV, foram suscetíveis a sobretensão, como evidenciado pelos traços vermelhos na Figura 22.

Figura 21 – Transformador 5



Fonte: Autoria própria

Figura 22 – Transformadores principais



Fonte: Autoria própria

6.3 Aplicação de faltas

Para analisar os níveis de afundamento de tensão, utilizou-se a versão ANAFAS do CEPTEL, desenvolvida para o estudo de análise de faltas simultâneas. Nessa análise, uma falta foi introduzida no barramento 4 e realizado a simulação dos testes, com o objetivo de verificar como o sistema se comporta diante dessas situações. A escolha do barramento 4 deu-se à sua posição no circuito, sendo responsável pela conexão 230 kV/69 kV com a parte inferior do sistema sendo assim um elemento importante na conexão dos nossos barramentos. Assim como no estudo do fluxo de potência, neste caso também foi conduzido um estudo inicial sem geração conectada ao sistema.

Na Figura 23 é possível observar o circuito sem microgeração e com aplicação de uma falta. Na Tabela 21 tem-se os resultados obtidos na simulação para faltas do tipo monofásico, bifásico-terra e trifásico.

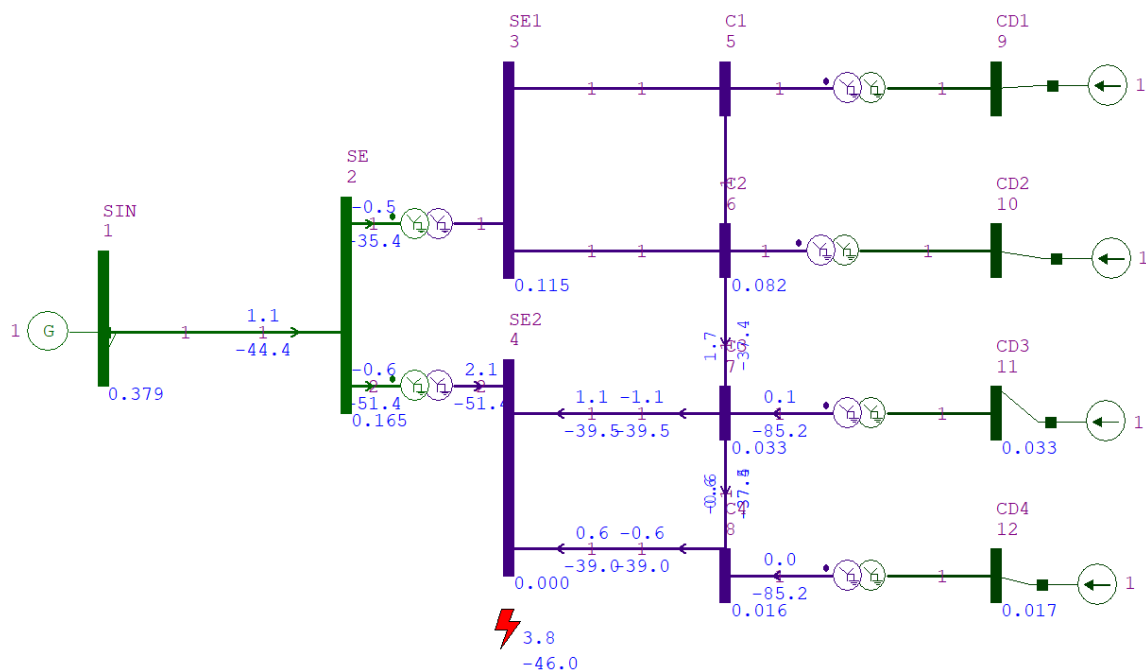
De acordo com o submódulo 2.3 (ONS, 2020), a representação de uma geração fotovoltaica pode ser realizada mediante o uso de uma fonte de corrente controlada de sequência positiva, com uma contribuição equivalente a 130% da corrente nominal do equipamento. Utilizando as equações propostas por Domingues (2021), especificamente as Equações 4 e 5, procederemos à determinação da corrente equivalente para as gerações de 2 MW e 5 MW. Este processo seguirá a metodologia de testes detalhada na Tabela 11.

Nas Equações 4 e 5, são indicados os valores associados à geração. Posteriormente, esse perfil foi incorporado ao circuito no ANAFAS, conforme ilustrado na Figura 24, representando a acoplagem das quatro gerações ao sistema. Destaca-se que essa medida paliativa foi adotada devido à limitação do software ANAFAS, que não permitiu a inclusão de uma fonte de potência ativa fixa no sistema.

$$I_1^{max.} = \frac{1,3 \times 5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 10^3} = 0,28 \quad (4)$$

$$I_2^{max.} = \frac{1,3 \times 2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 10^3} = 0,11 \quad (5)$$

Figura 24 – 4 gerações acoplados no sistema



Fonte: Autoria própria

Ao analisar os dados obtidos durante as simulações, podemos concluir que nosso sistema demonstrou estabilidade mesmo na presença da falta. Nas fases monofásicas, a fase selecionada foi a A, evidenciada pelo sistema como mostrado na Tabela 22, 23, 24 e 25 abaixo com tensão de 0 e ângulo de 0° em todos os testes. Observa-se que a fase A foi a mais impactada nos barramentos adjacentes.

No curto bifásico-terra, as fases de curto foram B e C, ambas zeradas no barramento 4. Mesmo com diferentes níveis de inclusão nos testes, percebe-se um afundamento de tensão nas fases B e C nos barramentos adjacentes. Já no curto trifásico, praticamente todos os barramentos estão zerados, exceto o barramento 2, que está conectado à barra 1 logo possui um fluxo proveniente do trecho inicial de 230 kV .

A interpretação dos resultados das simulações é fundamental para embasar decisões informadas sobre melhorias no sistema. Ao analisar padrões e comportamentos nos níveis de tensão nos barramentos, com e sem falhas, assim como a direção do fluxo de potência e os níveis de contingência dos equipamentos, torna-se possível formular estratégias eficazes para otimizar o desempenho do sistema e garantir sua estabilidade em situações adversas. Essa análise contribuirá de maneira significativa para uma compreensão imediata, permitindo o desenvolvimento de medidas preventivas e corretivas. Além disso, pode servir como base para a criação de regulamentações no setor elétrico, promovendo a segurança e eficiência a longo prazo.

Tabela 22 – Resultados da primeira simulação

TESTE 01						
Barra	Monofasico		Bifasico-Terra		Trifasica	
	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.
4-A	0	0	1,28	-0,3	0	0
4-B	1,24	-135,50	0	0	0	0
4-C	1,24	134,8	0	0	0	0
2-A	0,17	-0,3	1,17	-0,3	0,001	33,10
2-B	1,13	-129,7	0,118	180	0,001	-86,9
2-C	1,13	129	0,119	179,4	0,001	153,1
3-A	0,114	-0,3	1,20	-0,3	0	0
3-B	1,16	-131,5	0,083	179,9	0	0
3-C	1,16	130,80	0,083	179,40	0	0
6-A	0,081	-0,3	1,22	-0,3	0	0
6-B	1,19	-132,7	0,059	179,9	0	0
6-C	1,19	132,0	0,059	179,4	0	0
7-A	0,033	-0,3	1,26	-0,3	0	0
7-B	1,22	-134,4	0,024	179,9	0	0
7-C	1,22	133,7	0,024	179,4	0	0
8-A	0,016	-0,3	1,27	-0,3	0	0
8-B	1,23	-135	0,012	179,9	0	0
8-C	1,23	134,3	0,012	179,4	0	0

Fonte: Autoria própria

Tabela 23 – Resultados da segunda simulação

TESTE 02						
Barra	Monofásico		Bifásico-Terra		Trifásico	
	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.
4-A	0	0	1,28	-0,5	0	0
4-B	1,24	-135,6	0	0	0	0
4-C	1,24	134,7	0	0	0	0
2-A	0,17	-0,4	1,17	-0,5	0,001	33,1
2-B	1,13	-129,8	0,118	179,8	0,001	-86,9
2-C	1,13	128,8	0,119	179,2	0,001	153,1
3-A	0,114	-0,5	1,20	-0,5	0	0
3-B	1,16	-131,7	0,083	179,8	0	0
3-C	1,16	130,7	0,083	179,2	0	0
6-A	0,081	-0,5	1,22	-0,5	0	0
6-B	1,19	-132,9	0,059	179,8	0	0
6-C	1,19	131,9	0,059	179,3	0	0
7-A	0,033	-0,5	1,26	-0,5	0	0
7-B	1,22	-134,5	0,024	179,7	0	0
7-C	1,22	133,6	0,024	179,3	0	0
8-A	0,016	-0,5	1,27	-0,3	0	0
8-B	1,23	-135,1	0,012	179,8	0	0
8-C	1,23	134,1	0,012	179,3	0	0

Fonte: Autoria própria

Tabela 24 – Resultados da terceira simulação

TESTE 03						
Barra	Monofásico		Bifásico-Terra		Trifásico	
	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.
4-A	0	0	1,28	-0,8	0	0
4-B	1,24	-136	0	0	0	0
4-C	1,24	134,3	0	0	0	0
2-A	0,17	-0,8	1,17	-0,8	0,001	33,1
2-B	1,13	-130,1	0,119	179,5	0,001	-87,0
2-C	1,13	128,5	0,120	178,9	0,001	153,0
3-A	0,114	-0,8	1,20	-0,5	0	0
3-B	1,16	-132	0,083	179,8	0	0
3-C	1,16	130,4	0,083	179,2	0	0
6-A	0,081	-0,8	1,22	-0,8	0	0
6-B	1,19	-133,2	0,06	179,4	0	0
6-C	1,19	131,5	0,06	178,0	0	0
7-A	0,033	-0,8	1,26	-0,8	0	0
7-B	1,22	-134,9	0,024	179,4	0	0
7-C	1,22	133,2	0,024	179	0	0
8-A	0,016	-0,8	1,27	-0,8	0	0
8-B	1,23	-135,4	0,012	179,4	0	0
8-C	1,23	133,8	0,012	178,9	0	0

Fonte: Autoria própria

Tabela 25 – Resultados da quarta simulação

TESTE 04						
Barra	Monofasico		Bifasico-Terra		Trifasica	
	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.	Tensão	Âng.
4-A	0	0	1,29	-1,0	0	0
4-B	1,25	-136,1	0	0	0	0
4-C	1,25	134,2	0	0	0	0
2-A	0,16	-0,9	1,17	-1,0	0,001	33
2-B	1,14	-130,3	0,12	179,4	0,001	-87
2-C	1,14	128,4	0,12	178,8	0,001	153
3-A	0,115	-0,9	1,20	-1,0	0	0
3-B	1,17	-132,1	0,084	179,3	0	0
3-C	1,117	130,2	0,084	178,8	0	0
6-A	0,082	-0,9	1,23	-1,0	0	0
6-B	1,19	-133,3	0,06	179,3	0	0
6-C	1,19	131,4	0,06	178,8	0	0
7-A	0,033	-0,9	1,27	-1,0	0	0
7-B	1,23	-135	0,024	179,3	0	0
7-C	1,23	133,1	0,024	178,8	0	0
8-A	0,016	-0,9	1,28	-1,0	0	0
8-B	1,24	-135,6	0,012	179,3	0	0
8-C	1,24	133,7	0,012	178,8	0	0

Fonte: Autoria própria

CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada a modelagem de um sistema elétrico estável conectado a gerações fotovoltaica, utilizando o *software* ANAREDE para estudo do fluxo de potência e o ANAFAS para estudo de faltas, ambos desenvolvidos pelo CEPTEL. Tendo como objetivo analisar os impactos da inserção de energia proveniente de micro e minigeração em uma rede elétrica.

Como sequência do estudo, foi apresentada a fundamentação teórica abrangendo os componentes do sistema fotovoltaico e os indicadores de qualidade de energia elétrica. E para avaliar o que já foi realizado e estudado, verificou-se as principais referências bibliográficas utilizadas no trabalho no período de sete anos. Além de ser estudadas as principais normas nacionais e internacionais que regulam os indicadores de qualidade de energia para conclusão no que se refere a inserção de energia elétrica no sistema.

Em seguida, procedeu-se à construção do sistema de teste no *software*, juntamente com a definição das condições necessárias para sua implementação. Posteriormente, foi realizado a simulação de um sistema de teste de 12 barras, ao qual foram conectados sistemas fotovoltaicos de 2 MW e 5 MW, com o objetivo de avaliar o comportamento da rede elétrica com a inserção de energia solar. Além da análise do comportamento do sistema, foram conduzidos testes para determinar até quanto de potencia o nosso o sistema suportaria.

Durante os testes, observou-se a extrapolação dos limites de tensão dos transformadores e reversão do fluxo de potência. Os principais resultados obtidos na simulação foram considerados aceitáveis e compatíveis com as análises realizadas com base em normas regulamentadoras e referências bibliográficas existentes.

Como conclusão, verificou-se que a injeção solar tem impactos significativos, os

quais podem se propagar pelas conexões adjacentes à ligação entre a microgeração e a rede elétrica, afetando consumidores que não são microgeradores. Sendo necessários a modernização de redes existentes de transmissão e distribuição, quando acoplados níveis altos de geração solar.

7.1 Trabalhos futuros

Como continuação dos estudos realizados neste trabalho de conclusão de curso, as seguintes propostas de trabalhos futuros são sugeridas:

- Analisar a dinâmica do sistema em resposta à variação nos níveis percentuais de injeção de potência.
- Um estudo sobre os impactos que a geração causam nos dispositivos de proteção da rede,
- Avaliar como a geração distribuída impacta os transformadores de distribuição.
- Examinar os impactos da geração solar no que diz respeito às distorções harmônicas.

Referências Bibliográficas

- 2010, A. nº0043. *Nota Técnica nº 0043-2010*. [S.l.], 2010. Acessado em 10 de junho de 2023. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>.
- 2012, A. nº00481. *Nota Técnica nº 00481-2012*. [S.l.], 2012. Acessado em 10 de junho de 2023. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>.
- 2016, A. nº00482. *Nota Técnica nº 00482-2016*. [S.l.], 2016. Acessado em 10 de junho de 2023. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>.
- ABSOLAR. *Brasil já instalou mais de 150 mil sistemas de GD solar em 2023*. 2023. <<https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-ja-instalou-mais-de-150-mil-sistemas-de-gd-solar-em-2023/>>. Acessado em 28/04/2023.
- ANDRADE, V. B. et al. Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o software opendss. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 1, n. 1, 2020.
- ANEEL. *Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição*. [S.l.], 2015. Acessado em 10 de junho de 2023. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>.
- ANEEL. *Módulo 8 - Acesso ao Sistema de Distribuição*. [S.l.], 2015. Acessado em 10 de junho de 2023. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>.
- BELCHIOR, F. N. et al. Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão. *O Setor Elétrico*, 2022. Acessado em 28 de abril de 2023.
- CHIDURALA, A. et al. Harmonic emissions in grid connected pv systems: A case study on a large scale rooftop pv site. In: *IEEE PES General Meeting Conference Exposition*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5.
- DOMINGUES, L. *Análise do processo prático de estudos de conexão na rede básica para uma central geradora fotovoltaica*. 122 p. Tese (Doutorado) — Universidade/Instituição, Florianópolis, SC, 2021.
- IEEE Std 1159. *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. [S.l.], 2009. c1–81 p.
- IEEE Std 1459. *IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions*. [S.l.], 2010. 1–50 p.

- IEEE Std 1547. *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. [S.l.], 2009. 1–217 p.
- IEEE Std 519. *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. [S.l.], 2014. 1–29 p.
- KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 53, p. 594–605, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211500903X>>.
- LIMA, P. R. O. *Diagramas do ANAREDE*. 2021. Último acesso em 110/11/2023. Disponível em: <<https://eletrizado.com/diagramas-no-anarede/>>.
- LUCCHESI, F. C. et al. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da universidade federal de santa maria. 2018.
- MENEZES, R. M. *Desenvolvimento de um sistema distribuído de identificação em tempo real de parâmetros de qualidade de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2012.
- NEGREIROS, G. F.; TIBA, C.; TORRES, I. C. Impacto da instalação massiva de sistemas fv distribuídos no nível de tensão da rede de distribuição elétrica de baixa tensão. 2020.
- NETO, A. F. d. C. P. *Avaliação dos impactos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão*. Tese (Dissertação) — Doutorado em Ciências, São Paulo, 2016. 109f.
- NUNES, E. A. d. F. *Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Brasil, 2017.
- ONS. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 903/2020: Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos*. 2020. Online.
- PERRETTO, H.; PEREIRA, J. d. S.; GARCIA, P. H. V. *Análise estática de estabilidade de tensão com cenários de geração distribuída através do software ANAREDE*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar-GTES*. [S.l.], 2014.
- ROBBA, E. J. *Análise de sistemas de transmissão de energia elétrica*. [S.l.]: Minha Biblioteca, Editora Blucher, 2020.
- SILVA, F. R. C. d. et al. Projeto e modelagem de um sistema de geração distribuída fotovoltaico com algoritmo mppt po conectado à rede elétrica monofásica. *Rio Grande do Norte*, 2019.
- SILVA, L. R. B. d. Os desafios e ações na regulação dos limites dos indicadores de continuidade de energia no brasil. *Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento*, v. 03, n. 04, p. 157–175, Abril 2022. ISSN 2448-0959.

YANG, Y. et al. Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, v. 10, n. 4, p. 504–513, 2016.