



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR
CENTRO REGIONAL DE CIÊNCIAS NUCLEARES DO NORDESTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES

GUSTAVO FERNANDES DE NEGREIROS

**IMPACTO NA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
MÉDIA TENSÃO DECORRENTES DA INSERÇÃO DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS**

Recife

2023

GUSTAVO FERNANDES DE NEGREIROS

**IMPACTO NA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
MÉDIA TENSÃO DECORRENTES DA INSERÇÃO DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Tecnologias Energéticas e Nucleares.

Área de Concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba

Recife

2023

Catálogo na fonte:
Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4/1502

N385i Negreiros, Gustavo Fernandes de.
Impacto na regulação de tensão em redes de distribuição de média tensão decorrentes da inserção de geradores fotovoltaicos. / Gustavo Fernandes de Negreiros. – 2023.
114 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba.
Tese (doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Recife, 2023.
Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia de energia solar. 2. Rede de distribuição de BT e MT. 3. Alta penetração de sistemas FV. 4. Impacto na regulação de tensão. 5. Transformadores de distribuição. I. Tiba, Chigueru (orientador). II. Título.

621.47 CDD (22. ed.)

UFPE
BCTG/2023-208

GUSTAVO FERNANDES DE NEGREIROS

**IMPACTO NA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
MÉDIA TENSÃO DECORRENTES DA INSERÇÃO DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Tecnologias Energéticas e Nucleares.
Área de Concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Aprovado em 06/09/2023

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
ALCIDES CODECEIRA NETO
Data: 12/09/2023 06:17:30-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Dr. Alcides Codeceira Neto (Examinador Externo)
Universidade de Pernambuco - UPE

Documento assinado digitalmente
IGOR CAVALCANTE TORRES
Data: 06/09/2023 20:29:48-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Dr. Igor Cavalcante Torres (Examinador Externo)
Universidade Federal de Alagoas – MUFAL

Documento assinado digitalmente
RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO
Data: 06/09/2023 16:52:15-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Documento assinado digitalmente
CHIGUERU TIBA
Data: 06/09/2023 15:16:40-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Dr. Chigueru Tiba (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Documento assinado digitalmente
JOSE BIONE DE MELO FILHO
Data: 06/09/2023 17:19:52-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Dr. José Bione de Melo Filho (Examinador Externo)
Universidade de Pernambuco - UPE

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me dar forças para superar as situações difíceis e por mais esta oportunidade de adquirir nova experiência e aprendizado.

Agradeço imensamente a minha família por serem meus exemplos e guiarem no meu caminho, por sempre apoiarem minhas escolhas e também me prevenirem nos momentos que as decisões não são as mais acertadas.

Ao Prof. Dr. Chigueru Tiba pela orientação, paciência, dedicação, ensinamentos, apoio e confiança durante a execução deste trabalho, além das oportunidades oferecidas que contribuíram profissional e pessoalmente. Alguém além de um orientador.

Ao Prof. Dr. Igor Cavalcante Torres, da UFAL, amigo que contribuiu bastante para o desenvolvimento deste trabalho, pelos ensinamentos, orientações, apoio, paciência e dedicação em conseguir e modelar as informações necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. Msc Fábio Xavier Lobo, da IFPE, amigo que contribuiu bastante para o desenvolvimento deste trabalho, pelos ensinamentos, orientações, apoio, paciência e dedicação em conseguir e modelar as informações necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela concessão da bolsa de mestrado.

Aos demais membros da banca, pelas contribuições indispensáveis para a conclusão da versão final desta dissertação.

A minha noiva, Maria Gabriela, pelo apoio, atenção, motivação, compreensão, dedicação e incentivo, além de compreender minhas ausências.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a elaboração desta tese.

Aos professores e funcionários do DEN-PROTEN UFPE, que de algum modo colaboraram com o desenvolvimento deste trabalho e a minha formação.

RESUMO

O objetivo desta tese foi analisar os impactos causados na operação de reguladores de tensão em redes elétricas de distribuição e evidenciar o quantitativo de operações diante da variação de tensão de curta e longa duração, provocada pela alta intermitência dos geradores FV conectados. Foi utilizado um alimentador de distribuição de BT e MT real, modelado no software OpenDSS, a partir dos padrões normativos, ajustes e manobras técnicas utilizadas estrategicamente pela concessionária local. As análises consideraram as variações temporais para os geradores fotovoltaicos e diferentes perfis de demanda de carga conectadas ao alimentador. O *feeder* foi submetido a curvas de demanda de carga, resultando em diferentes níveis de carregamento, variando entre alto e convencional (nominal), de acordo com o perfil dos consumidores e prosumidores conectados. As simulações evidenciaram um aumento significativo no quantitativo de manobras realizadas pelos reguladores de tensão da rede elétrica. Especificamente os reguladores de tensão monofásicos, se destacaram pela elevação de operações de controle, provocando o desgaste pré-maturo dos equipamentos de geração FV conectados a fase mais carregada do alimentador. Além disso, foi observado as discrepâncias no fluxo de potência nas linhas e nos níveis de tensões nos barramentos. Essas análises oferecem insights valiosos para criação de estratégias e decisões destinadas a mitigar os impactos negativos provocados aos equipamentos transformadores e reguladores, visando à melhoria do desempenho e confiabilidade do sistema elétrico de distribuição.

Palavras-chave: Rede de distribuição de BT e MT; alta penetração de sistemas FV; Impacto na regulação de tensão; transformadores de distribuição.

ABSTRACT

The aim of this thesis was to analyze the impacts on the operation of voltage regulators in distribution electrical networks and highlight the quantity of operations in the face of short and long-duration voltage variations caused by the high intermittency of connected PV generators. A real Low and Medium Voltage (BT and MT) distribution feeder was used, modeled in the OpenDSS software, based on regulatory standards, adjustments, and technical maneuvers strategically employed by the local utility company. The analyses took into account temporal variations for photovoltaic generators and different load demand profiles connected to the feeder. The feeder was subjected to load demand curves, resulting in varying levels of loading, ranging from high to conventional (nominal), according to the profiles of connected consumers and prosumers. Simulations revealed a significant increase in the quantity of maneuvers performed by the voltage regulators of the electrical network. Specifically, single-phase voltage regulators stood out for the increase in control operations, leading to premature wear of PV generation equipment connected to the most heavily loaded phase of the feeder. Furthermore, discrepancies in power flow in the lines and voltage levels at the buses were observed. These analyses provide valuable insights for the development of strategies and decisions aimed at mitigating the negative impacts on transformers and regulators, with a focus on improving the performance and reliability of the distribution electrical system.

Keywords: Low and Medium Voltage distribution network; high penetration of PV systems; Voltage regulation impact; distribution transformers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Valores acumulados de UC's por classe de consumo que recebem créditos pela instalação de suas micro e minigeração distribuída até junho de 2023	16
Figura 2 - Número de geradores conectados por ano.	17
Figura 3 - Geradores distribuídos instalados por fonte de energia.	19
Figura 4 - Projeção do número de prosumidores de sistemas fotovoltaicos no setor residencial e comercial.	20
Figura 5 - Geração distribuída fotovoltaica por classe de consumo.	20
Figura 6 - Modalidades da geração distribuída em função da potência e número de instalações.	21
Figura 7 - Ranking de países com maiores instalações FV e capacidade instalada no final de 2022	22
Figura 8 - Evolução da instalação fotovoltaica no mundo.	23
Figura 9 - Esquema geral de um sistema elétrico de potência.	28
Figura 10 - Topologia do sistema radial simples.	29
Figura 11 - Topologia do sistema radial com recursos.	30
Figura 12 - Estruturamento do posteamento unilateral.	30
Figura 13 - Estruturação para posteamento bilateral alternado e frontal.	31
Figura 14 - Curva de carga diária de um sistema elétrico.	37
Figura 15 - Representação das curvas de carga das unidades consumidoras.	37
Figura 16 - Diagrama unifilar de conexão da GDFV com a rede elétrica.	40
Figura 17 - Conexão de acessante com transformador com capacidade de até 225 kVA e medição em baixa tensão.	43
Figura 18 - Conexão de acessante com transformador com capacidade acima de 225 kVA e medição em média tensão.	43
Figura 19 - Queda de tensão representativa em um alimentador (<i>feeder</i>) de distribuição em função da distância da subestação.	50
Figura 20 - Impacto da energia fotovoltaica no perfil de tensão do alimentador.	51
Figura 21 - Representação de um sistema de distribuição convencional.	53
Figura 22 - Representação de um sistema convencional com um gerador fotovoltaico conectado.	54
Figura 23 - Fluxo de demanda de carga convencional e fluxo de demanda de carga medida em um dia de carregamento máximo.	56
Figura 24 - Diagrama esquemático do modelo de simulação de sistema fotovoltaico.	59
Figura 25 - Curvas do modelo do sistema fotovoltaico.	61

Figura 26 - Representação de barramento com “N” nós.	61
Figura 27 - Representação do modelo de subestação do OpenDSS.	62
Figura 28 - TAP's do enrolamento controlado na configuração <i>default</i>	66
Figura 29 - Diagrama de conexão do regulador de tensão e os parâmetros atribuídos pelo software OpenDSS.	66
Figura 30 - Regulador de tensão com compensação de queda de tensão em linha.	67
Figura 31 - Modelo do sistema armazenador de energia no OpenDss.	68
Figura 32 - Rede elétrica de distribuição de Baixa e Média Tensão.	71
Figura 33 - Representação da geometria espacial dos espaçamentos aéreos e configuração dos condutores elétricos para o modelo multiplexado e convencional.	74
Figura 34 - Ramal de ligação padrão da rede secundária monofásico e trifásico	77
Figura 35 - Curvas de cargas do perfil residencial e comercial.	79
Figura 36 - Curva do alimentador de distribuição com valores máximos e mínimos registrados. ..	80
Figura 37 - Perfil diário, médio mensal para o mês com máxima irradiação solar.	81
Figura 38 - Curva de variação de temperatura diária.	82
Figura 39 - Esquema de conexão do sistema de bateria e do sistema fotovoltaico ao barramento da rede elétrica.	87
Figura 40 - Apresentação de um exemplo de janela móvel.	88
Figura 41 - Resultados obtidos durante a simulação considerando o caso base.	89
Figura 42 - Resultados das simulações com penetração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. .	90
Figura 43 - Variação das posições do TAP do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição, no período de um dia.	92
Figura 44 - Variação das posições do TAP do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição com elevação de 20% da curva de carga.	95
Figura 45 - Variação das posições do TAP do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição com elevação de 40% da curva de carga.	97
Figura 46 - Apresentação da potência despachada pelo sistema de bateria no caso base e para o caso com sistemas FV conectados, com média móvel.	100
Figura 47 - Detalhes do ponto de entrega monofásico.	111
Figura 48 - Detalhes dos pontos de entrega Bifásico e Trifásico.	112
Figura 49 - Afastamento mínimos entre diferentes níveis e estruturas.	113
Figura 50 - Forma de ligação do transformador de distribuição.	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Representação do número de unidades consumidoras por estado que receberam crédito e sua potência instalada (kW).....	18
Tabela 2 - Tensão nominal padronizada na rede de média tensão.	32
Tabela 3 - Requisitos em função da potência instalada.	41
Tabela 4 - Tempos de repostas a anormalidades na rede.	42
Tabela 5 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.	44
Tabela 6 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127) e (380/220).	47
Tabela 7 - Características básicas para modelagem do elemento transformador.	64
Tabela 8 - Características básicas para inserção do elemento <i>Reg Control</i>	65
Tabela 9 - Parâmetros utilizados para regulação de tensão no modo reverso.	65
Tabela 10 - Parâmetros utilizados para configuração do sistema armazenador no OpenDss.	69
Tabela 11 - Quantidade de unidades consumidoras conectadas por fase em cada transformador. ..	72
Tabela 12 - Reguladores de tensão.	73
Tabela 13 - Parâmetros utilizados para definir a linha de distribuição no OpenDSS.	73
Tabela 14 - Características elétricas dos condutores.	75
Tabela 15 - Cabo do primeiro vão da rede secundária	76
Tabela 16 - Parâmetros elétricos para determinação da entrada de serviço de unidades consumidoras ligadas ao sistema 380/220V.	78
Tabela 17 - Estratificação das unidades consumidoras.	79
Tabela 18 - Descrição dos geradores distribuídos conectados ao alimentador.	85
Tabela 19 - Número de operações registradas pelos reguladores de tensão conectados à rede elétrica de distribuição com a curva de carga de consumo com 20%.	96
Tabela 20 - Número de operações registradas pelos reguladores de tensão conectados à rede elétrica de distribuição com a curva de carga de consumo com 40%.	98
Tabela 21 - Número de operações registradas pelos reguladores de tensão conectados à rede elétrica de distribuição com a curva de carga elevada o consumo de 40% mais incremento do sistema de baterias operando através da janela móvel com intervalos de 5, 8 e 10 min.	101
Tabela 22 - Parâmetros do transformador da subestação elétrica.	109
Tabela 23 - Características dos transformadores de subestação elétrica.	109
Tabela 24 - Representação do arranjo de linha com os valores das resistências, impedâncias e capacitâncias.	110

Tabela 25 - Afastamentos mínimos.....	113
---------------------------------------	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CTF	Comprehensive Distribution test feeder (Alimentador teste de distribuição abrangente)
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
EPRI	Electric Power Research Institute
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Gerador distribuído
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
GW	Gigawatts
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
kWh	Kilowatt hora
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
kVAR	Kilovoltampere reativo
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NEV	Neutral – to – Earth voltage (Tensão Neutro à terra)
OpenDSS	The Open Distribution System Simulator
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme
Pu	Sistema por unidade
PQ	Potência Constante
RMS	Regime Permanente Senoidal
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TAP	Transformador com divisão central
TC	Transformador de Corrente
W	Watts

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PAÍS.....	15
1.2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO MUNDO	21
1.3	OBJETIVOS	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	25
2	REVISÃO DE LITERATURA.....	26
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.2	REGULAMENTAÇÕES TÉCNICAS	26
2.3	ESTADO NORMAL DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA	27
2.3.1	Critérios para rede de distribuição urbana	28
2.3.2	Níveis de tensão no sistema de distribuição.....	31
2.3.3	Regulação de tensão no sistema de distribuição	33
2.3.4	Carga elétrica.....	34
2.3.5	Modelamento da carga em estudos de fluxo de potência	35
2.3.6	Perfil de demanda.....	36
2.3.7	Perfil de carga diária de unidades consumidoras.....	37
2.3.8	Transformadores de distribuição.....	38
2.4	REGULAMENTAÇÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	39
2.5	REGULAMENTAÇÃO DA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	42
2.6	IMPACTOS DA PENETRAÇÃO MASSIVA DE GDFV NA REDE	45
2.6.1	Impactos na qualidade da energia	46
2.6.1.1	<i>Varição de tensão em regime permanente</i>	<i>46</i>
2.6.1.2	<i>Flutuações de tensão (Flicker).....</i>	<i>48</i>
2.6.2	Impactos na regulação de tensão.....	49
2.6.3	Sobretensão e queda de tensão ao longo do alimentador	51
2.6.4	Fluxo de potência reversa	52
2.6.5	Impactos sobre as perdas elétricas.....	54
2.6.6	Impacto na proteção elétrica	55
2.6.7	Impactos relacionados à sobrecarga	55
3	MATERIAL E MÉTODOS	57
3.1	SOFTWARE OPENDSS	57
3.2	ELEMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO NO OPENDSS.....	58

3.2.1	Modelo do sistema fotovoltaico	58
3.2.2	Barramento	61
3.2.3	Subestação	62
3.2.4	Carga	63
3.2.5	Linha	63
3.2.6	Transformador	63
3.2.7	Regulador de tensão	64
3.2.8	Sistema de Armazenamento	68
3.3	DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR	70
3.3.1	Interface do software com os parâmetros da rede de distribuição	73
3.3.1.1	<i>Condutores do alimentador</i>	<i>75</i>
3.3.1.2	<i>Ramal de ligação</i>	<i>76</i>
3.3.2	Parâmetros de simulação no OpenDSS	78
3.3.2.1	<i>Curvas de cargas</i>	<i>78</i>
3.3.2.2	<i>Perfil de carregamento do alimentador</i>	<i>80</i>
3.3.2.3	<i>Curvas de Irradiação e temperatura para o sistema fotovoltaico</i>	<i>81</i>
3.4	METODOLOGIA PARA ANÁLISES DOS IMPACTOS DOS SISTEMAS FV	82
3.4.1	Descrição dos Cenários para simulações	82
3.4.1.1	<i>Cenário 1 - Alimentador sem conexão de GDFV's</i>	<i>82</i>
3.4.1.2	<i>Cenário 2 - Alimentador com inserção massiva de GDFV</i>	<i>83</i>
3.4.1.3	<i>Cenário 3 - Alimentador com inserção massiva de GDFV com limites estabelecidos</i>	<i>84</i>
3.5	MITIGAÇÃO	85
4	RESULTADOS	88
4.1	RESULTADOS DA MITIGAÇÃO	99
5	CONCLUSÃO	102
	REFERÊNCIAS	105
	APÊNDICE A – PARÂMETROS DA REDE ELÉTRICA	109

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) de energia elétrica brasileiro está passando por mudanças rápidas e fundamentais nos últimos anos, devido à conexão de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) na rede elétrica. Os sistemas fotovoltaicos receberam muita atenção nas últimas décadas, obtendo médias anuais crescentes, que culminaram em uma capacidade mundial instalada de 1,2TW, com tendência ascendente ao decorrer do tempo (IEA PVPS REPORTING COUNTRIES; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), 2023). Muitos países estão se esforçando para diversificar suas fontes de energia e incorporar mais energias renováveis, reconhecendo a importância crucial da energia elétrica para a sociedade moderna. Essa busca por diversificação visa garantir um abastecimento contínuo e confiável de energia elétrica para os consumidores. No entanto, existem diversos desafios a serem enfrentados nessa corrida contra o tempo, especialmente quando se trata de reduzir a dependência dos recursos energéticos fósseis escassos e seus derivados. Esses obstáculos são significativos para a introdução do conceito de sustentabilidade e para o alcance da harmonia global (GHAFFARIANFAR; HAJIZADEH, 2018; SHINDE; MANE, 2022).

Diante dos avanços tecnológicos em paralelo com os incentivos governamentais, ocorreu um crescimento dramático mais precisamente nos setores residenciais e comerciais, de instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa e média tensão. Este crescimento emanou pelas facilidades oferecidas pela matriz energética solar, que possui recurso para suprir suas necessidades diárias, além do atrativo retorno financeiro. Neste cenário, destaca-se a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de pequeno e médio porte, pela facilidade em sua instalação em grandes centros urbanos.

Entretanto, um conceito que deve ser esclarecido, é que as redes de distribuição urbanas convencionais, não foram projetadas tecnicamente para acomodar este ascendente número de conexões e injeção de potência em seus alimentadores. Levando em consideração o conceito fundamental do sistema FV que é a geração de energia elétrica através da irradiação solar, que por sua vez, é injetada na rede elétrica ao qual está conectado. Segundo (NEGREIROS, 2018; TORRES, I.C.; NEGREIROS, G.F.; TIBA, 2019), com a introdução massiva de GDFV a rede elétrica de distribuição, algumas anomalias podem ocorrer, como a inversão do fluxo de potência, antes com sentido unidirecional “geração-carga” passa a se deslocar em sentido contrário. Este fluxo reverso, é considerado nos projetos dos equipamentos que compõem o alimentador, e quando atinge limites elevados torna-se suscetível à violação dos parâmetros elétricos de operação da rede elétrica. Quando o fluxo bidirecional é criado, conseqüentemente

irá interferir potencialmente nos serviços ancilares de condicionamento operacional da rede, como os equipamentos de proteção, níveis de tensão, oscilação, harmônicos, reguladores de tensão, TAP dos transformadores entre outros (NEGREIROS, 2018). Somando a isso, os efeitos na geração como o clima nublado, imprevisibilidade climática, mudanças nos horários de irradiância solar, incertezas nas condições operacionais de energia fotovoltaica, perdas devido à integração inadequada etc..., podem adicionar desafios extras à operação das redes de distribuição (MANSOURI et al., 2019; WANG; YANG, 2019).

Estes geradores possuem a característica de geração descentralizada, fornecendo eletricidade às cargas localizadas e próximas aos mesmos. Os países que estão no topo da geração e instalação de sistemas FV, já estão enfrentando desafios técnicos e econômicos quando relacionado a essa inserção em larga escala de sistemas FV a rede elétrica (HOSSAIN et al., 2023; IEA PVPS REPORTING COUNTRIES; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), 2023). Dessa forma, é necessário realizar os estudos dos impactos causados na operação de reguladores de tensão em redes elétricas de distribuição e evidenciar o quantitativo de operações diante da variação de tensão de curta duração, provocada pela alta intermitência dos geradores FV conectados.

1.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PAÍS

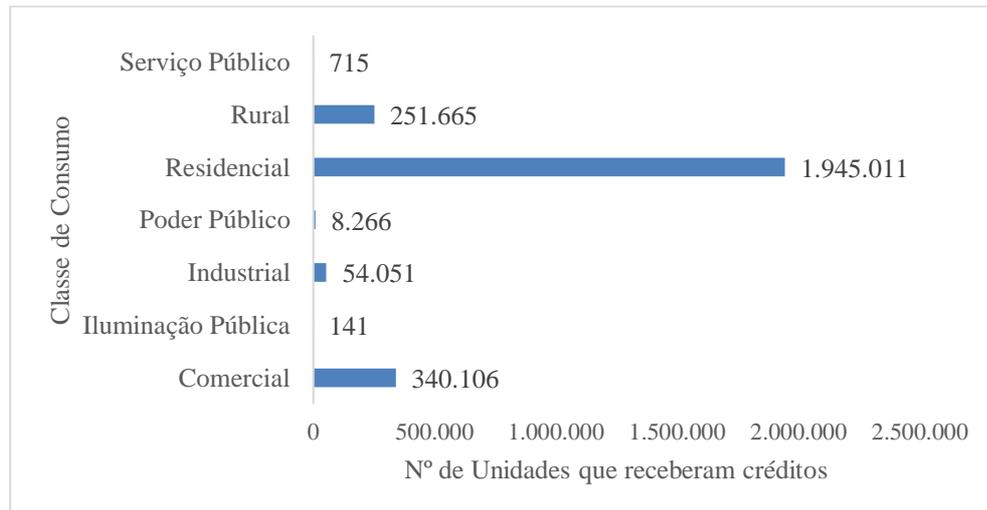
O setor energético brasileiro possui em sua carta de geração de energia elétrica, diversas fontes que tentam suprir a necessidade crescente de demanda da sociedade em evolução. Dentre elas, a geração de energia elétrica através do recurso solar FV, que tenta ganhar espaço em meio a esta “disputa”, por possuir um grande potencial, ser renovável, uma fonte limpa inesgotável e pela característica marcante da população brasileira de ser urbana. Entretanto, é importante acompanhar a evolução dessa matriz energética, para certificar as suas vantagens e disponibilidade de seus recursos, levando em consideração índices crescentes de problemas relacionados à alta penetração de sistemas FV na rede elétrica de distribuição.

Há vários projetos construídos, em curso e já concluído e em operação, para o aproveitamento da energia solar no Brasil, se subdividem em suas formas por tipo e quantidade, todos com objetivo de gerar eletricidade através da energia solar.

Na Figura 1 é apresentado o número de conexões realizadas por classe de consumo das unidades consumidoras que receberam créditos na fatura de energia, pelo excedente de potência gerada e fornecida à concessionária até junho de 2023. Ao analisar com mais cautela, observa-

se que ocorreu um crescimento acentuado dos setores residenciais e comerciais, comprovando as facilidades na parte burocrática e custos operacionais mais acessíveis na instalação.

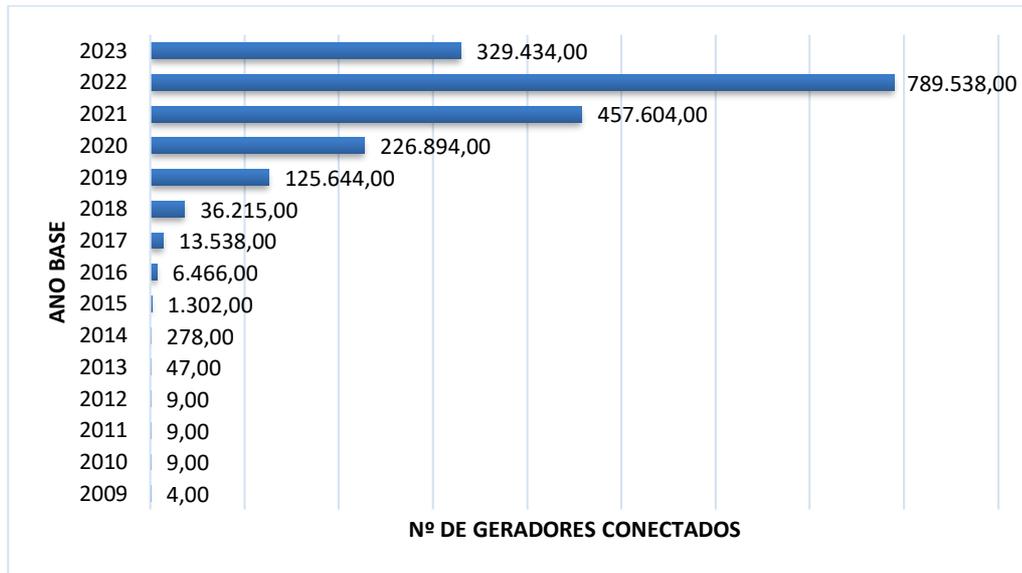
Figura 1 - Valores acumulados de UC's por classe de consumo que recebem créditos pela instalação de suas micro e minigeração distribuída até junho de 2023



Fonte: (ANEEL, 2023a, b)

Na Figura 2, é possível observar o número de conexões realizadas anualmente de 2009 a 2023, neste período, o crescimento foi gradual, com um aumento significativo a partir de 2013, quando o número de geradores conectados saltou de 9 para 47. Nos anos seguintes, observa-se um aumento exponencial, com 278 geradores em 2014, 1.302 em 2015 e 6.466 em 2016. Esse crescimento continuou acelerando, atingindo 13.538 geradores conectados em 2017, 36.215 em 2018 e 125.644 em 2019.

No entanto, o crescimento mais expressivo ocorreu a partir de 2020. Nesse ano, o número de geradores conectados mais que dobrou em relação ao ano anterior, alcançando 226.894. Esse aumento foi ainda mais notável em 2021, com um salto para 457.604 geradores conectados. Em 2022, o número continuou crescendo, chegando a 789.538 geradores conectados. Já em 2023, ocorreu uma queda acentuada no número de geradores conectados, em relação ao ano de 2022 somando até o primeiro semestre cerca de 329.434 geradores conectados. É importante considerar que essa diminuição pode ser resultado de fatores específicos do mercado com implantação das taxações em janeiro de 2023.

Figura 2 - Número de geradores conectados por ano.

Fonte: (ANEEL, 2023a, b)

Já para o ano de 2020 mais precisamente em agosto, somam-se 99.775 instalações realizadas e homologadas, emplacando uma marca absurda e ultrapassando valores das projeções realizadas no ano de 2017 para 2024 no setor (ANEEL, 2017a). Esses resultados demonstram um aumento acelerado nos investimentos e na adoção de fontes alternativas de geração de energia elétrica ao longo do tempo.

Conforme (ANEEL, 2023a), na Tabela 1, são apresentados os números de unidades consumidoras instaladas, o quantitativo de unidades que receberam créditos pela instalação de sistemas FV's e suas respectivas potências instaladas. O destaque entre os estados brasileiros vai para Rio Grande do Sul, com 254.030 unidades consumidoras instaladas, das quais, 338.879 participam do sistema de compensação dos créditos gerados e com uma potência máxima instalada de aproximadamente de 2.3 GW. Para o estado PE que está sendo proposto este trabalho foram 59.698 UC's instaladas, seguido de 102.415 participantes do sistema de compensação e uma potência instalada de 613.324,30kW. Estes são dados de junho de 2023, são bastante voláteis e mudam constantemente no tempo, evidenciando que a procura pela instalação de sistemas FV's é crescente em todos os estados brasileiros.

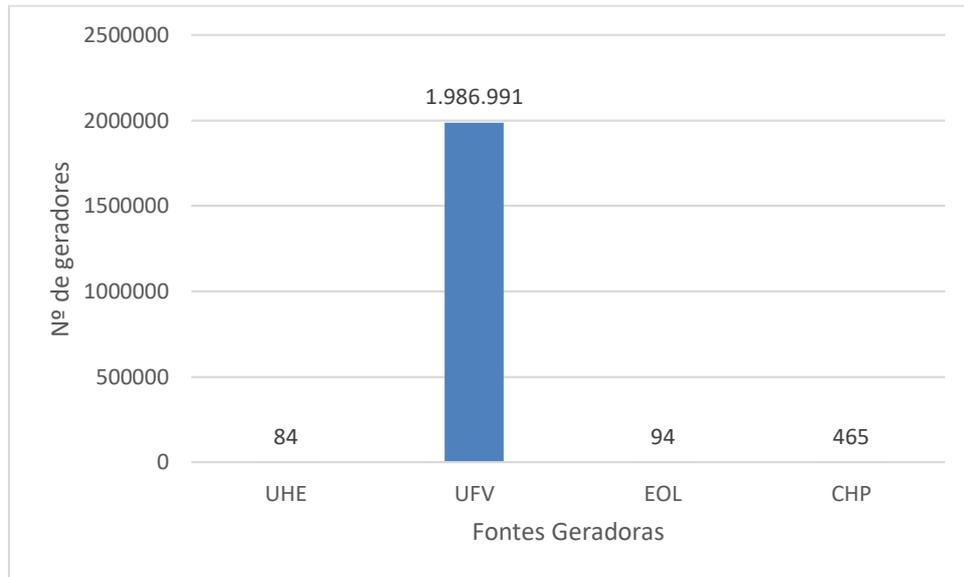
Tabela 1 - Representação do número de unidades consumidoras por estado que receberam crédito e sua potência instalada (kW).

UF	Quantidade	Quantidade de UC's que recebeu os créditos	Potência Instalada (kW)
AC	4.744	5.268	58.934,94
AL	20.126	31.630	215.811,29
AM	7.144	9.233	112437.89
AP	2.655	2.982	31.942,24
BA	102.586	159.632	926.478.04
CE	63.017	79.492	696,386,84
DF	16.151	17.537	280,058.24
ES	38.669	45.095	482,899,81
GO	79.187	101.942	897.923,12
MA	37.316	55.371	472,993.71
MG	248.319	329.803	2.988,706,15
MS	75.361	109.636	842.011.52
MT	89.232	103.310	1.268.929.65
PA	56.219	73.054	647.982.59
PB	24.613	44,383	315.378.71
PE	59,698	102.415	613.324.30
PI	37.523	54.739	377.536.20
PR	172.981	237.119	2.122.337.72
RJ	89.767	105.044	764,258.32
RN	45,839	46,51	454,226.17
RO	17.612	21.356	234,167,53
RR	1.750	2,541	32,842,72
RS	254.030	338.879	2.256,370.61
SC	79.467	93.490	1.349.290.06
SE	10.510	16.161	133.915.98
SP	324.275	377.884	2.966,787.53
TO	28.199	35.447	284,766.59

Fonte: (ANEEL, 2023a)

Segundo o sistema de informações de geração da Aneel – SIGA (ANEEL, 2023b), a capacidade de geração de energia solar fotovoltaica no Brasil em junho de 2023 atingiu a marca de aproximadamente 22GW somando todas as potências instaladas por estado. Já as UC's que passaram a receber créditos através do sistema de compensação atingiram a marca de 2.599.955 unidades, provenientes de um total de 1.986.991 unidades geradoras que foram conectadas à matriz elétrica do País.

Na Figura 3, é apresentado o número de geradores distribuídos conectados em relação ao tipo de fonte de geração de energia. Destacando-se, a fonte de geração solar FV, que realizou 1.986.991 interligações com a rede elétrica até o período de março de 2023. Indicando que a unidade de geração fotovoltaica (UFV) representa 99,96% das conexões realizadas até este período. Valor expressivo que demonstra a importância da fonte, tornando-a uma opção bastante relevante, entre as outras fontes, para a geração de energia elétrica (ANEEL, 2023a).

Figura 3 - Geradores distribuídos instalados por fonte de energia.

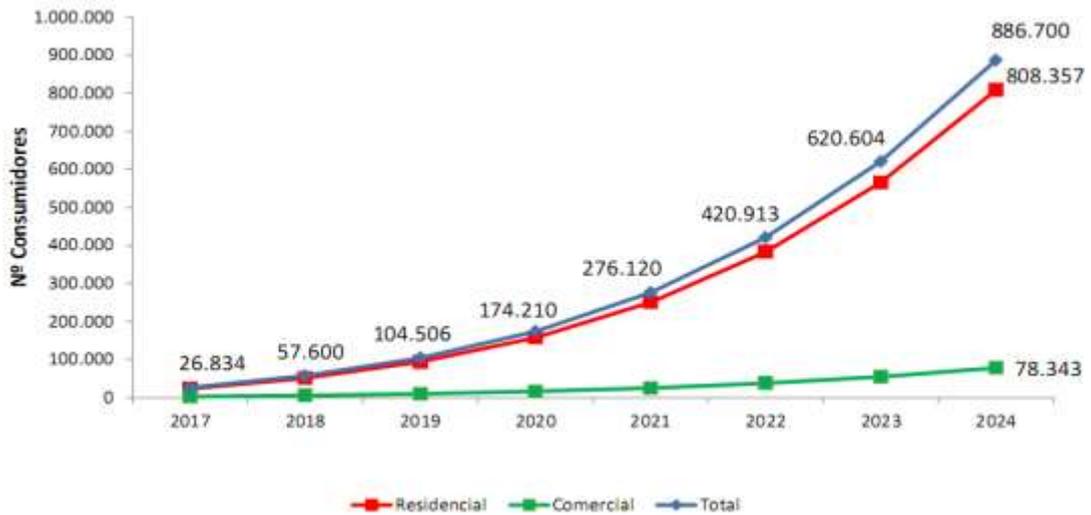
Fonte: (ANEEL, 2023a)

A principal característica da enorme expansão da geração distribuída fotovoltaica, é a isenção na cobrança dos impostos ICMS e PIS/COFINS da energia exportada pelo gerador para a rede de distribuição elétrica (ANEEL, 2012, 2015b). Sendo tributado percentuais estipulados em (BRASIL, 2022) pela energia que é compartilhada fazendo uso da rede de distribuição da concessionária. Além dos outros benefícios, como a facilidade de instalação, a grande variedade de fornecedores e formas de pagamento dos sistemas, o retorno financeiro, durabilidade entre outros.

O Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estimam que seja possível alcançar em termos de potência cerca de 7.000 MW de energia solar FV no Brasil até o ano de 2024, sem contar com a contribuição de outras fontes renováveis que são incluídas no contexto da geração distribuída Eólica e biomassa (MME; EPE, 2015).

A última projeção realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2017a) em 2017, conforme apresentada na Figura 4, estimava que até o final de 2023 e 2024 haveria aproximadamente 621 mil e 886 mil sistemas FV residenciais e comerciais conectados à rede de distribuição no Brasil. No entanto, é notável que essas projeções foram amplamente superadas, por um total de 1.775.681 unidades geradoras já conectadas até junho de 2023 (ANEEL, 2023a), como pode ser observado na Figura 5. Essa superação excede às expectativas projetadas e revela o notável crescimento do setor.

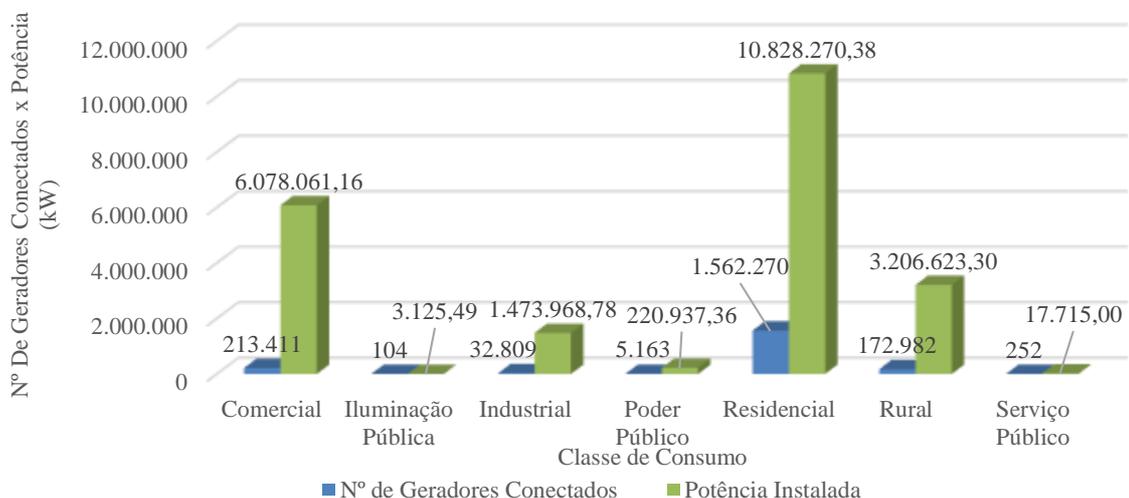
Figura 4 - Projeção do número de prosumidores de sistemas fotovoltaicos no setor residencial e comercial.



Fonte: (ANEEL, 2017a)

A Figura 5 apresenta as potências instaladas e o número de unidades fotovoltaicas em relação à geração distribuída, classificadas de acordo com as diferentes categorias de consumo. Ao analisar os dados, torna-se evidente a quantidade expressiva de conexões realizadas e as potências totais registradas nos setores residencial e comercial, superando amplamente as projeções feitas em 2017. É importante destacar que as classes rural e industrial são setores que demonstram valores elevados de compartilhamento de créditos para compensação de energia gerada. Isso se deve ao fato de estarem localizados em áreas mais afastadas dos centros urbanos e apresentarem maior possibilidade de instalação de geradores fotovoltaicos de maior porte.

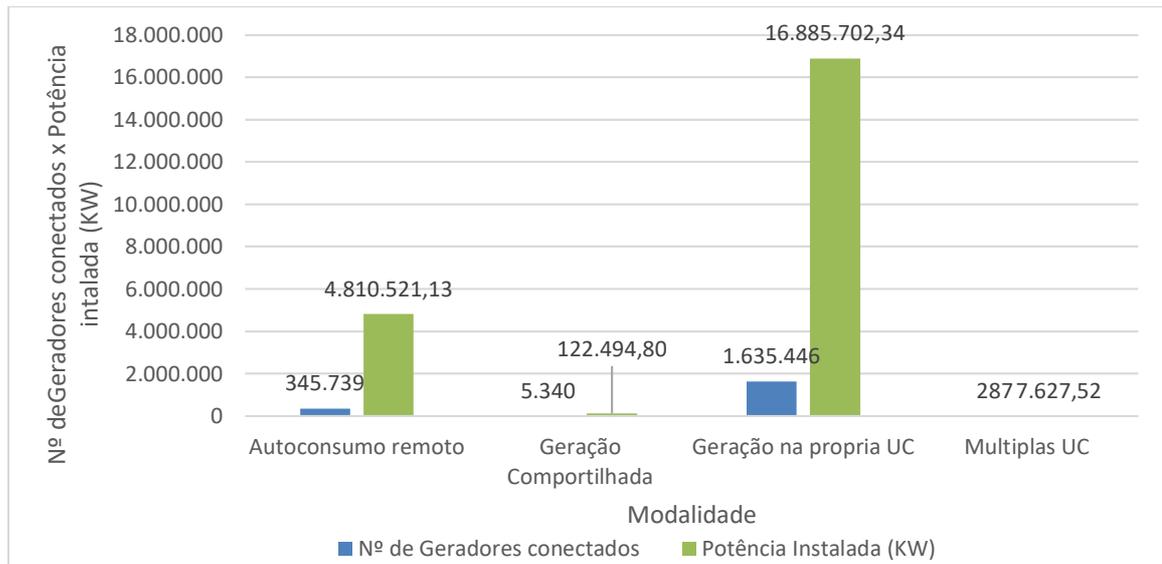
Figura 5 - Geração distribuída fotovoltaica por classe de consumo.



Fonte: (ANEEL, 2023b, a)

A Figura 6, apresenta as modalidades que se enquadram a geração distribuída FV, em relação à quantidade de conexões e de consumidores que recebem créditos pela geração de energia, os “prosumers”. Com destaque para a geração de energia na própria UC, que é o tipo de instalação que atende apenas ao próprio local de consumo sem a geração de créditos. Já nos outros casos, a geração destina-se a mais de uma instalação, conforme os requisitos estabelecidos na REN nº 482/2012.

Figura 6 - Modalidades da geração distribuída em função da potência e número de instalações.



Fonte: (ANEEL, 2023b, a)

Na Figura 6, verifica-se que 93,2% das conexões destinam-se ao atendimento de apenas uma unidade consumidora, o que está coerente com a concentração das instalações de geração nas classes residencial e comercial apresentadas na Figura 5.

1.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO MUNDO

Segundo (IEA, 2023; IEA PVPS REPORTING COUNTRIES; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), 2023), a implantação e produção de sistemas fotovoltaicos no âmbito das fontes de energia renovável estão superando obstáculos e alcançando marcas sem precedentes, em comparação com os desenvolvimentos observados nos anos anteriores. Como resultado, o cenário global do mercado projeta uma capacidade total instalada até o final de 2022, conforme os dados publicados em abril de 2023, com um potencial

de **1,2 terawatts (TW)**. Isso destaca um crescimento notável de 573 gigawatts (GW) em relação ao final de 2019, quando a capacidade total era de 657 GW.

Na Figura 7, são apresentados os países participantes do IEAPVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme) que representaram da capacidade total mundial, cerca de 953GW de instalações FV acumulada, ou seja, cerca de 80% do total (IEA, 2023; IEA PVPS REPORTING COUNTRIES; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), 2023).

Figura 7 - Ranking de países com maiores instalações FV e capacidade instalada no final de 2022

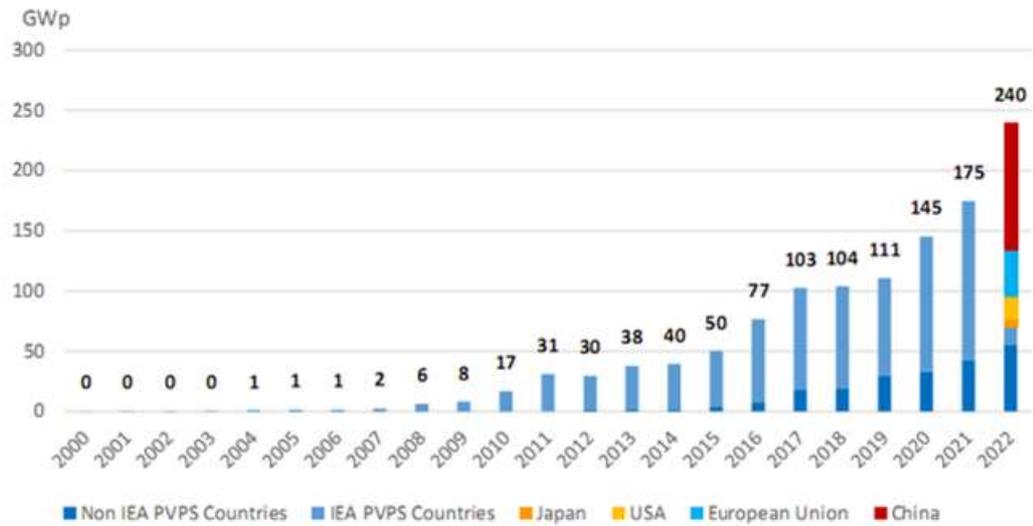
Capacidade instalada no ano de 2022				Capacidade acumulada no final de 2022			
1		China	106 GW	1		China	414,5 GW
(2)		European Union	38,7 GW	(2)		European Union	209,3 GW
2		USA	18,6 GW	2		USA	141,6 GW
3		India	18,1 GW	3		Japan	84,9 GW
4		Brazil	9,9 GW	4		India	79,1 GW
5		Spain	8,1 GW	5		Germany	67,2 GW
6		Germany	7,5 GW	6		Australia	30 GW
7		Japan	6,5 GW	7		Spain	26,6 GW
8		Poland	4,9 GW	8		Italy	25 GW
9		Australia	3,9 GW	9		Korea	24,8 GW
10		Netherlands	3,9 GW	10		Brazil	23,6 GW

Fonte: (IEA, 2023; IEA PVPS REPORTING COUNTRIES; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), 2023)

Na Figura 7, vale destacar que a china continua a liderar o mercado de energia solar com uma capacidade acumulada de 414,5 GW instalados. Seguida pela União Europeia com 209,3 GW, EUA (141,6GW), Japão (84,9 GW) e Índia (79,1GW).

Na Figura 8 é apresentada a evolução dos anos duradouros para a geração de energia, sendo possível evidenciar o crescimento dos países participantes do PVPS e os que não estão inclusos com suas capacidades instaladas. Vale salientar que os países que não estão inclusos no programa, estão abaixo da marca de 10GW de capacidade instalada até final de 2022. Isso evidencia que os investimentos em energia solar fotovoltaica estão progredindo de forma acelerada, e muitos países não estão acompanhando o desenvolvimentos do setor.

Figura 8 - Evolução da instalação fotovoltaica no mundo.



Fonte: (IEA PVPS REPORTING COUNTRIES; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), 2023)

No entanto, a contribuição FV chega a corresponder cerca de 3,0% da demanda de eletricidade mundial. Nas projeções dos próximos anos, a geração de energia fotovoltaica terá potencial para se tornar uma fonte geradora rápida e competitiva em vários países em todo o mundo. Pois sua matriz geradora consegue atingir vários ramos da cadeia de consumo de energia elétrica com sistemas micro e minigeradores (IEA, 2023; IEA PVPS REPORTING COUNTRIES; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), 2023).

1.3 OBJETIVOS

Esta cada vez mais presente no cotidiano dos consumidores das grandes cidades, o conceito de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis de geração de energia elétrica. O paradigma de depender de uma única fonte de energia está sendo rompido. Como resultado, a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de baixa tensão está se tornando cada vez mais frequente. No entanto, essa rede não foi originalmente projetada para acomodar a crescente injeção de potência proveniente dos geradores distribuídos fotovoltaicos conectados.

Neste cenário de elevada conexão à rede elétrica de baixa tensão, os níveis de potência ativa circulante na rede estão aumentando consideravelmente, resultando em impactos que anteriormente não eram esperados nos parâmetros elétricos do sistema de distribuição. Esses impactos incluem variações de tensão mais acentuadas, desequilíbrio de tensão entre as fases, sobrecargas nas linhas e transformadores, operação excessiva de dispositivos de regulação de

tensão e proteção, aumento das perdas elétricas e elevação do fluxo de potência bidirecional excedente nas linhas (NEGREIROS, 2018; NEGREIROS et al., 2023; NEGREIROS; TORRES; TIBA, 2019).

Naturalmente o sistema elétrico em operação, possui a tendência de manter equilibrado a carga e a geração elétrica. Com a presença massiva de geradores distribuídos fotovoltaicos na rede elétrica de distribuição primária e secundária, os níveis de desequilíbrio podem ser elevados a valores críticos, gerando os problemas já citados anteriormente. Devido aos sistemas fotovoltaicos serem intermitentes e variáveis (dinâmico), é imprecidível realizar o estudo e o entendimento dos impactos associados a alta penetração de GDFV aos serviços ancilares em especial a regulação de tensão.

As concessionárias ao realizarem o modelamento da rede elétrica primária, de forma tradicional, representam os consumidores individuais de baixa tensão como modelos de cargas constante. Com os avanços tecnológicos e iniciativas governamentais de desregular os mercados de energia, surgiu o conceito de “smart grid” ou simplesmente a rede inteligente, o que tornou as cargas finais dinâmicas, necessitando de um modelamento mais refinado para entendimento do seu comportamento individual antes negligenciado. Neste cenário, as concessionárias enfrentam novos desafios quando existe a conexão de geradores distribuídos fotovoltaicos à rede elétrica, tendo a necessidade de manter as operações confiáveis e a qualidade do serviço prestado. Diante disso, é necessário realizar o planejamento e estudos mais refinados, para avaliar o comportamento dos equipamentos elétricos que fazem parte rede elétrica, especialmente os reguladores de tensão que envolvem a operação mútua entre o sistema elétrico de energia, seus controles e comunicações aprimoradas com geradores distribuídos FV.

Diante dos desafios emergentes relacionados às variações de tensão no alimentador, causados pela interação entre os geradores distribuídos de fonte fotovoltaica (GDFV) e a rede elétrica, é crucial reconhecer que essa realidade está sendo agravada pela conexão massiva de geradores FV. Essa integração maciça dos GDFV impacta diretamente a regulação de tensão, gerando um aumento considerável no número de operações necessárias para manter a qualidade do sistema. É fundamental salientar que o presente estudo se fundamenta em um alimentador real no contexto do sistema de distribuição brasileiro, incorporando dados concretos referentes ao funcionamento da rede investigada. Essa abordagem proporciona resultados mais alinhados à realidade, possibilitando embasamento sólido para tomadas de decisão e o desenvolvimento de estratégias de planejamento. Distingue-se, assim, das abordagens frequentemente encontradas na literatura, as quais frequentemente se valem de alimentadores de teste. No

entanto, tais abordagens não consideram a complexidade inerente aos sistemas reais e podem conduzir a conclusões limitadas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em diferentes tópicos que abordam de forma detalhada o tema em questão. O primeiro tópico consiste na introdução, que contextualiza as condições atuais tanto no cenário brasileiro quanto no mundial, com foco na crescente inserção da tecnologia fotovoltaica. O segundo tópico realiza uma revisão bibliográfica dos impactos na regulação de tensão ocasionados pela integração em larga escala de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de distribuição de baixa e média tensão. No terceiro tópico, é apresentada a descrição do uso do programa OpenDSS e a metodologia utilizada para modelar o sistema elétrico em estudo. O quarto tópico detalha os cenários analisados para a rede de distribuição de baixa e média tensão, além de descrever o tratamento dos resultados obtidos durante as simulações realizadas. O quinto tópico concentra-se no processo de mitigação dos problemas identificados, apresentando a solução proposta que envolve o uso de um sistema de armazenamento de energia com regulador ativo e uma janela móvel de 10 minutos. Essa abordagem visa mitigar as flutuações de potência e controlar os níveis de tensão na rede elétrica. No sexto e último tópico, são expressas as conclusões alcançadas com base nos resultados obtidos, assim como são feitos comentários sobre a relevância dos achados para o campo acadêmico. Além disso, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas ao longo do trabalho, bem como apêndices contendo descrições detalhadas das metodologias e suportes utilizados no desenvolvimento da pesquisa.

Dessa forma, a estrutura deste trabalho oferece uma análise abrangente e aprofundada do tema, fornecendo contribuições importantes para o campo da regulação de tensão em sistemas de geração distribuída, com ênfase na integração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de baixa e média tensão.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A partir de 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL N° 482/2012, e com a sua alteração através da Resolução Normativa N°687/2015, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e auto sustentabilidade. Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles está o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2012, 2015b).

2.2 REGULAMENTAÇÕES TÉCNICAS

As resoluções da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) N°482 e N°687 estabeleceram as normatizações para geração distribuída e o mecanismo de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012, 2015b).

Os parâmetros observados para a determinação da qualidade de serviço e qualidade do produto adotadas pelas concessionárias de energia elétrica, no país, são regidas pelas normas técnicas elaboradas pelas concessionárias de energia, com informações contidas no PRODIST (Procedimento de Distribuição) módulo 3 e módulo 8 respectivamente. As normas técnicas das concessionárias são destinadas aos consumidores que desejam instalar mini ou microgeradoras, em redes de distribuição de energia elétrica de baixo-alta tensão e que participarão do sistema de compensação de energia (ANEEL, 2017b, 2019).

Para assegurar qualidade do produto é definida a terminologia e os indicadores que caracterizam os fenômenos, os parâmetros que estabelecem limite e valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2019). Para a qualidade de serviço são definidos os conjuntos de unidades consumidoras, são

estabelecidas as definições e os limites dos procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento.

Entretanto, diante da abordagem de uma diversidade enorme de requisitos das normas e recomendações técnicas, este trabalho irá analisar somente conceitos referentes aos impactos na qualidade do produto oferecido pelas concessionárias em um cenário da alta penetração da geração fotovoltaica na rede de distribuição elétrica de baixa e média tensão.

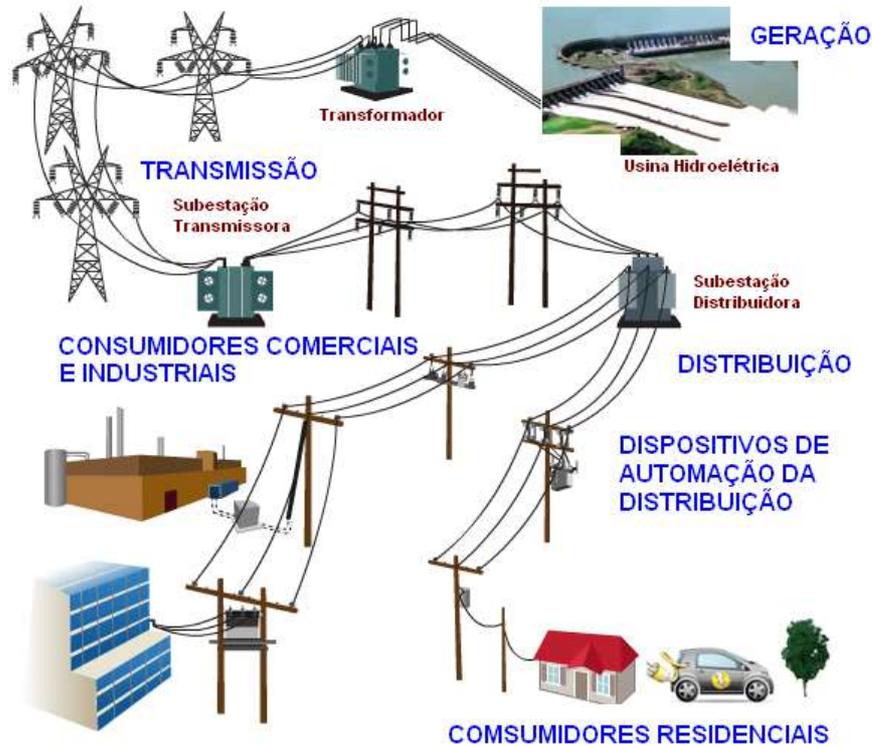
Com a atualização da resolução normativa N°482, redefiniu-se os limites de geração elétrica para diversos sistemas que integram a cogeração, que compõem a mini e microgeração. Então, se estabeleceu que potência instalada de até 75 kW trata-se de microgeração, e que a minigeração distribuída trata de potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas e até 5 MW para sistemas com cogeração qualificada (ANEEL, 2012, 2015b).

Um ponto que merece destaque nessa atual modificação da Resolução ANNEEL N°482 é o sistema de compensação dos créditos das unidades consumidor-geradoras que não apresentam a geração e o consumo no único endereço. Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses (ANEEL, 2015b).

2.3 ESTADO NORMAL DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA

O sistema elétrico de potência (SEP) segundo STEVENSON JÚNIOR, (1986) é constituído por um conjunto de equipamentos e/ou instalações elétricas que operam de maneira coordenada e têm como finalidade fornecer energia elétrica às unidades consumidoras, de acordo com os padrões estabelecidos em normas com fidelidade aos padrões de qualidade e confiabilidade, segurança, baixo custo e com menor impacto ambiental. A estrutura geral de um sistema de potência pode ser visualizada através da Figura 9, pode ser subdividida em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição.

Figura 9 - Esquema geral de um sistema elétrico de potência



Fonte: Autoria Própria

O bloco de geração está responsável pela produção da energia elétrica, composto por centrais elétricas que convertem a forma de energia requisitada seja ela (cinética, calor etc.) em energia elétrica. Já no grupo de transmissão, setor responsável pelo transporte da energia elétrica para as centrais de consumo, é formado por linhas de transmissão, transformadores e subestações. E por fim, o grupo da distribuição, foco deste trabalho, realiza a distribuição às unidades consumidoras da energia elétrica recebida das centrais de geração. Na Figura 9 estão mostradas as diferentes partes constituintes de um sistema elétrico caracterizado por diferentes níveis de tensão separados por transformadores.

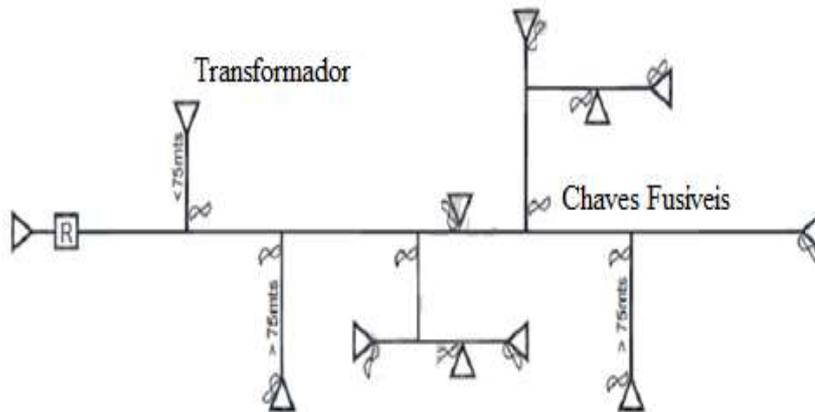
2.3.1 Critérios para rede de distribuição urbana

Os critérios e condições são estabelecidos em (NEOENERGIA, 2018, 2020), para determinação das diretrizes técnicas de fornecimento de energia elétrica para as unidades consumidoras atendidas em baixa e média tensão. Compete às unidades consumidoras e às concessionárias de energia atender aos requisitos necessários impostos quanto ao planejamento, suprimentos, segurança, engenharia, projeto, construção, ligação, operação, manutenção e atendimento comercial, cumprir o estabelecido neste instrumento normativo. Segundo

(NEOENERGIA, 2018, 2020) estabelece os requisitos mínimos indispensáveis para ligação de unidades consumidoras nas redes aéreas de tensão primária e secundária de distribuição localizadas na área de concessão. No entanto, os consumidores com carga instalada até 75 kW, são conectados à rede aérea de tensão secundária e em tensão primária são instaladas cargas quando a potência for superior a 75 kW e a demanda contratada ou estimada pelo interessado para o fornecimento energia for igual ou inferior a 2500 kW.

Para o desenvolvimento deste trabalho e sua modelagem no software utilizado para realizar as simulações, foi importante a busca de conhecimento na literatura dos padrões operacionais do sistema de distribuição como um todo, com foco nas redes de distribuição urbana. Grande parte da topologia das redes utilizadas pela concessionária local para distribuição de energia elétrica nas grandes centrais urbanas, se caracterizam pela utilização dos sistemas radiais. Os sistemas radiais simples são utilizados em áreas de baixa densidade de carga, nas quais os circuitos tomam direções distintas, face às próprias características de distribuição da carga, onde torna-se antieconômico o estabelecimento de pontos de interligação. São sistemas que preveem chaves fusíveis para proteção conforme é apresentado pela Figura 10, o alimentador nesta área utilizada não possui tipo de recurso.

Figura 10 - Topologia do sistema radial simples.

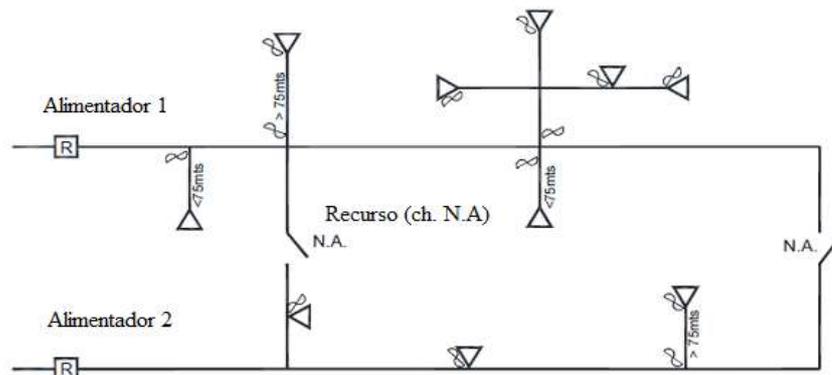


Fonte: (NEOENERGIA, 2020)

Já os sistemas radiais com recursos devem ser utilizados em áreas que demandem maiores densidades de carga ou requeiram maior grau de confiabilidade devido às suas particularidades (hospitais, cargas sensíveis etc.). Preveem chaves fusíveis para proteção conforme proposta na Figura 11. Esse sistema caracteriza-se pelos seguintes aspectos: existência de interligações normalmente abertas, entre alimentadores adjacentes da mesma ou de subestações diferentes; ser projetado de forma que exista certa reserva de capacidade em

cada circuito, para absorção de carga de outro circuito na eventualidade de defeito; limita o número de consumidores interrompidos por defeitos e diminui o tempo de interrupção em relação ao sistema radial simples.

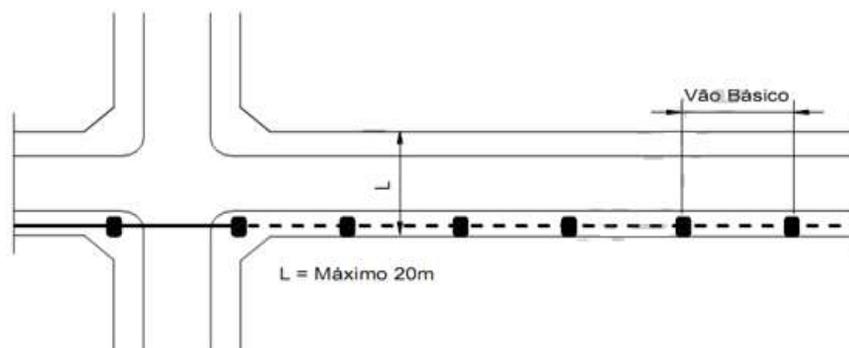
Figura 11 - Topologia do sistema radial com recursos.



Fonte: (NEOENERGIA, 2020)

Definidos os centros de carga e determinado o desenvolvimento dos traçados da rede primária e secundária, são atribuídos os postes (barramentos) necessários para a sustentação da rede de distribuição. Segundo (NEOENERGIA, 2020), a estrutura de sustentação do sistema de distribuição secundário segue recomendações técnicas estabelecidas em norma, que consideram o seu espaçamento (vãos) de 30 a 40 m, sendo o vão básico de 35 m. Para os locais onde existir apenas a rede primária, podem ser projetados vãos de 60 a 80 m. A Figura 12 apresenta as características de um posteamento unilateral considerado em vias com até 20 m de largura, incluindo-se o passeio, onde os postes devem ser projetados sempre de um mesmo lado (unilateral), observando-se a sequência da rede existente.

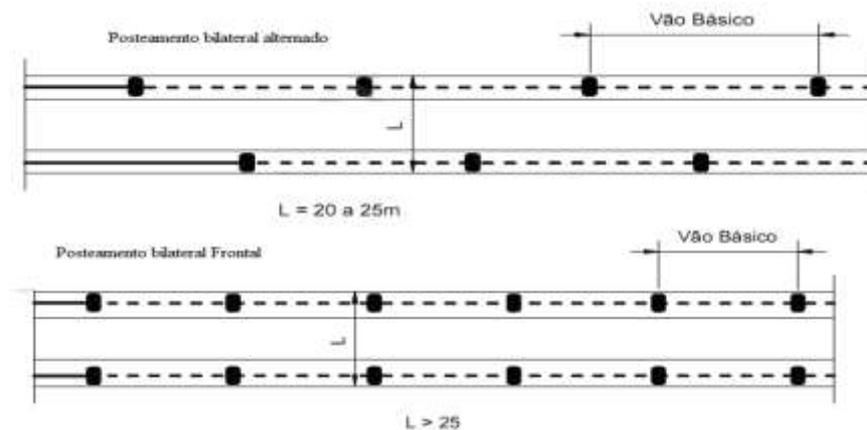
Figura 12 - Estruturamento do posteamento unilateral.



Fonte: (NEOENERGIA, 2020)

Em vias com largura compreendida entre 20 e 25 m, a posteação bilateral alternada deve ser usada, sendo projetada com os postes contrapostos, aproximadamente na metade do lance da posteação contrária; em vias com largura superior a 25 m, a posteação bilateral frontal deve ser usada, tendo representação conforme Figura 13.

Figura 13 - Estruturação para posteação bilateral alternada e frontal.



Fonte: (NEOENERGIA, 2020)

Conforme (NEOENERGIA, 2020), estruturalmente em áreas urbanas as redes de média tensão (MT) até 36,2 kV e baixa tensão (BT), devem ser projetadas com postes de altura mínima de 12 m e 9 m respectivamente, no entanto, em situações onde ocorre a possibilidade de expansão da rede de MT, deve-se utilizar postes de 12 m, mesmo que no momento do projeto só exista expansão de rede de BT.

2.3.2 Níveis de tensão no sistema de distribuição

Segundo ZANETTA JR., (2005), os sistemas elétricos são caracterizados por três valores de tensão, a nominal, a máxima e a mínima. A tensão nominal de um sistema é aquela que caracteriza o sistema elétrico e as tensões máximas e mínimas são, respectivamente, o maior e o menor valor de tensão que podem ocorrer em condições normais de operação, em qualquer tempo e ponto do sistema, excluídas as condições transitórias e anormais.

O nível de tensão em que é alimentado um dado sistema elétrico residencial, comercial ou industrial no Brasil é função da carga instalada e da demanda deste sistema, devendo seguir as normas de fornecimento de energia elétrica da concessionária responsável pela alimentação do sistema elétrico (ANEEL, 2010).

As tensões empregadas no Brasil para transmissão, subtransmissão e distribuição são 13,8 KV, 34,5 KV, 69 KV, 88 KV, 138 KV, 230 KV, 345 KV, 440 KV, 500 KV e 765 KV. Na região Nordeste, as tensões empregadas para distribuição secundária são 380 V entre fases e 220 V entre fase e neutro, e para distribuição primária, 13,8 KV.

Os níveis de tensão da rede elétrica secundária possuem uma estrutura monofásica a 2 fios, bifásica a 3 fios e trifásica a 4 fios utilizada neste trabalho para o desenvolvimento das simulações. A rede de baixa tensão é alimentada por transformadores trifásicos, cuja potência é definida em estudo de levantamento de cargas e determinação das demandas. A tensão nominal da rede de baixa tensão alimentada pode ser fornecida em 220/127V ou 380/220V, em conformidade com a área de atuação da concessionária. As faixas de tensão adequadas, precárias e críticas nos pontos de entrega estão regidas pelo PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2019).

A máxima queda de tensão permissível na rede de baixa tensão é de 3,5% (entre a bucha de BT do transformador e a última estrutura da rede de BT), em condições normais de operação. Este valor máximo é fixado para verificação da possibilidade de ligação de novos consumidores sem necessidade de modificação de rede; dentro do horizonte de planejamento considerado não pode ultrapassar o valor de 5%. Entretanto, para novas extensões de rede e novos empreendimentos, visando reduzir gastos futuros com reforma e reforço de circuitos de baixa tensão, o raio máximo entre o transformador e o último poste não poderá ultrapassar 320 (trezentos e vinte) metros.

A tensão nominal padronizada da rede de média tensão é de 13.800V. As faixas de tensão adequadas, precárias e críticas no ponto de entrega devem atender à (ANEEL, 2019) através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica, reproduzidas na Tabela 2.

Tabela 2 - Tensão nominal padronizada na rede de média tensão.

Tensão de Atendimento (TA)	Varição da tensão de leitura (TL) em relação a tensão de referência (TR)
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte: (ANEEL, 2019)

2.3.3 Regulação de tensão no sistema de distribuição

No sistema elétrico de potência, um dos recursos adotados para otimizar a regulação de tensão na rede elétrica é a utilização de transformadores com TAP fora do nominal. A maioria desses transformadores possuem tapes nos seus enrolamentos, possibilitando a mudança na relação de transformação. Essa operação no TAP dos transformadores pode ser efetuada sem carga ou com carga, desde que o mesmo esteja equipado com um dispositivo denominado comutador automático sob carga ou LTC (Load Tap Changing). Nos transformadores com mudança de TAP's sem carga, a mudança do TAP é efetuada com o transformador desenergizado. Nos transformadores com comutador automático em carga ou "load tap changing", essa mudança de TAP ocorre com o transformador em carga. Nestes transformadores a mudança de TAP é usualmente automática e comandada por um dispositivo de controle que muda o TAP de forma a manter a tensão numa das barras próximas ao transformador ajustada ao valor desejado.

A regulação de tensão no sistema de distribuição, se apresenta como um dos problemas importantes de qualidade de energia enfrentado pelas concessionárias. Apesar do grande avanço tecnológico, dos equipamentos, este problema persiste em grandes centrais urbanas e continua bem crítico em regiões do setor rural. A necessidade crescente de demanda por energia elétrica das unidades consumidoras, aliada à elevação da conexão de geradores distribuídos FV, são fatores que contribuem para que o sistema elétrico de distribuição fique mais complexo e conseqüentemente torne-se mais difícil manter o equilíbrio de tensão através do uso de reguladores de tensão.

O estado normal do sistema de distribuição de energia elétrica utilizado pelas concessionárias de energia, enfrenta também problemas relacionados à variação de tensão de curta duração (VTCD) em suas redes elétricas. Conforme (ANEEL, 2019), tais eventos são expressos como resposta da rede com afundamentos críticos e/ou elevações do valor eficaz da tensão no alimentador. Estes eventos possuem motivos de diversas variáveis anormais do sistema de potência, porém são intensificadas quando resultam também de geradores distribuídos conectados à rede elétrica, seja de BT e/ou MT, diante da intermitência FV que contribui satisfatoriamente para estes problemas. Entretanto, estas elevações e afundamentos de tensão, resultam em sérios problemas para as unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição elétrica. Podendo gerar para os consumidores residenciais e comerciais, além da insatisfação, problemas de desligamentos e queima de equipamentos eletrônicos e eletrodomésticos, refletindo diretamente nos indicadores de qualidade de serviço da

concessionária administradora. Já para o setor industrial, chega a ser extremamente danoso diante da paralização na produção, o que acaba provocando prejuízos bastante onerosos para a indústria (GELLINGS, C. W.; SAMOTYJ, M.; HOWE, 2004).

A concessionária de energia, se utiliza de artifícios técnicos de operação, para tentar corrigir os níveis de tensão na rede elétrica administrada, através do mecanismo de elevar a tensão no secundário para reverter os afundamentos provocados pela impedância de linha. Este tipo de procedimento, pode oferecer benefícios, porém pode resultar também em sobretensões nos alimentadores quando as cargas conectadas aos mesmos se tornam ociosas. Para corrigir este transtorno, as concessionárias acabam utilizando para regulação dos níveis de tensão comutadores de Tap¹ em transformadores. Muito conhecido da literatura elétrica, são dispositivos que permitem a mudança física da relação de transformação dos equipamentos transformadores ao qual está conectado, para regulação de tensão secundária de atendimento, dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL. A regulação de tensão tem sua grande importância no contexto geral de equilíbrio do sistema elétrico, sendo muito benéfica para os consumidores e extremamente importante para as concessionárias. Pois além da excelência no atendimento aos clientes, podem reduzir parâmetros técnicos operacionais como as perdas elétricas que são ocasionadas pelos níveis inadequados de tensão (DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, 2004). Essa redução é notória em redes de distribuição com características de cargas de potência constante, onde a corrente solicitada pela rede aumenta com a redução nos níveis de tensão de atendimento, aumentando as perdas nos condutores e transformadores.

¹Tap (TAP - Transformer Adjust Point) são pontos de conexão ao longo do enrolamento do transformador que permitem que um determinado número de espiras seja selecionado. Isso implica em um transformador com relação de transformação variável.

2.3.4 Carga elétrica

Segundo ZANETTA JR., (2005), define-se carga instalada como a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, expressa em quilowatts (kW). Entende-se por demanda, a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação no consumidor durante um intervalo de tempo especificado.

A carga refere-se a um equipamento ou conjunto de equipamentos que absorve energia de um sistema elétrico. Na prática, a carga é um conjunto de equipamentos que usualmente inclui: motores elétricos, eletrodomésticos, lâmpadas, equipamentos eletrônicos, equipamentos

de aquecimento etc. Do ponto de vista elétrico, os diversos equipamentos que constituem uma carga elétrica são caracterizados por grandes diferenças no que diz respeito a: tamanho, simetria, variação da carga com o tempo, frequência e tensão, ciclo de funcionamento (uso regular ou aleatório). A carga elétrica de uma determinada região depende de sua localização, clima, população, cultura e forma de viver.

Em geral as cargas podem ser divididas em um conjunto de categorias tais como: industriais, comerciais, residenciais. As cargas residenciais consistem principalmente de luzes, ventiladores, chuveiros, ar condicionados, eletrodomésticos de uma forma geral. As cargas comerciais consistem principalmente de iluminação, sistemas de ar condicionado e eletrodomésticos utilizados em lojas, escritórios, supermercados. As cargas industriais são constituídas basicamente de grandes motores de indução trifásicos com considerável constância de carga e um ciclo de funcionamento bem determinado.

As concessionárias de energia se baseiam em cálculos simplificados para determinar a demanda de unidades consumidoras conectadas à rede elétrica secundária. Esta simplificação considera o fator de potência unitário para demanda dos equipamentos elétricos que compõem cada unidade consumidora e sua demanda máxima diferencia-se por diferentes aspectos que são empregados. Para determinação da demanda máxima da edificação, utiliza-se o dimensionamento através do método da carga instalada que considera dados da medição, ramais de ligação, nível de proteção geral e somatório de todas as demandas participantes do consumo da carga (NEOENERGIA). Independentemente da queda de tensão, nenhuma carga pode situar-se a mais de 500 m do transformador na tensão de 380/220 V, nem a 200 m do transformador na tensão de 220/127 V, com exceção da rede subterrânea, que apresenta critérios de distâncias diferentes.

2.3.5 Modelamento da carga em estudos de fluxo de potência

Os estudos de fluxo de potência consistem em se determinar o estado de operação de um sistema elétrico para uma dada condição de carga. Segundo STEVENSON JÚNIOR, (1986), eles são estudos imprescindíveis nas fases de planejamento e operação dos sistemas elétricos. Em um estudo de fluxo de carga, são determinadas todas as tensões nas diferentes barras de um sistema elétrico e os respectivos fluxos de potência ativa e reativa nos diferentes circuitos de um sistema elétrico, numa dada condição de carga.

Nesses, os valores das cargas e as respectivas modelagens podem conduzir a significativas diferenças nos resultados obtidos. Na realização desses estudos, é importante

conhecer o ciclo diário de carga de um dia útil e de final de semana e feriado para que se possa avaliar o momento mais adequado para, por exemplo, decidir a inserção ou não de um banco de capacitores e/ou reatores. Geralmente o que se faz é decidir patamares de carga, ao longo da curva diária, para fazer análises de fluxo de carga e avaliar a melhor política de utilização das fontes de reativo e de controle de tensão.

Para se definir a melhor estratégia na utilização das fontes de controle (capacitores, reatores, compensadores síncronos, compensadores estáticos, tapes de transformadores...) de acordo com STEVENSON JÚNIOR, (1986), são utilizados limites de carga representativos de cargas leve, média e pesada, e a partir daí se faz simulações de fluxo de carga. Para finais de semana e feriados o maior interesse é na condição da menor carga registrada, com a finalidade de se analisar a pior situação em termos de absorção de reativos dos equipamentos.

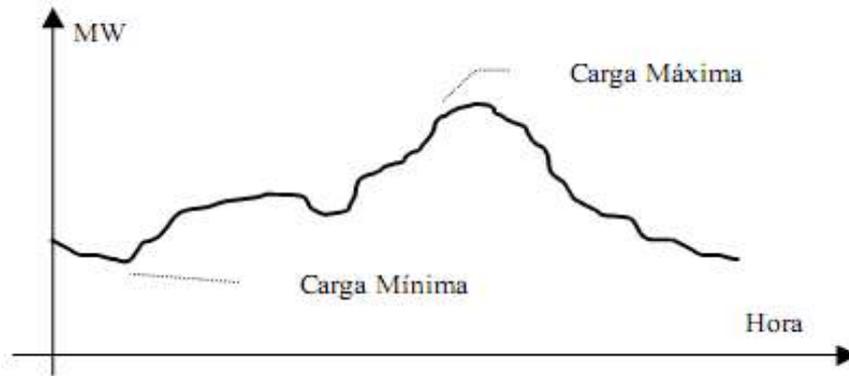
Em estudos de fluxo de carga convencionais as cargas, tanto ativas como reativas, são apresentadas como potência constante. Em estudos de sistemas que apresentam um perfil irregular de tensão ou em estudos de emergência no sistema é importante a representação real da carga.

2.3.6 Perfil de demanda

A caracterização da carga de um sistema elétrico ou parte dele é usualmente realizada a partir de uma curva denominada curva de carga. Esta curva retrata a variação da potência ou demanda solicitada por um conjunto de consumidores durante um dado intervalo de tempo. O intervalo de tempo usualmente utilizado para expressar a curva de carga é o de um dia ou 24 horas, denominada curva de carga diária.

A curva de carga diária de um sistema elétrico típico é apresentada pela Figura 14, onde se pode identificar dois períodos distintos: o de carga máxima ou “carga pesada”, onde ocorre a maior solicitação de potência, e o de carga mínima ou “carga leve”, onde ocorre uma menor solicitação de potência.

Figura 14 - Curva de carga diária de um sistema elétrico.



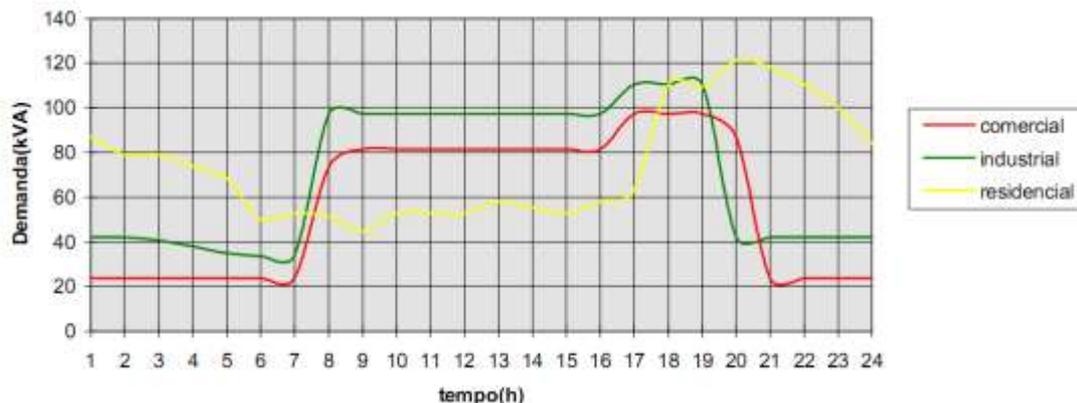
Fonte: Autor (2020)

De acordo com (ZANETTA JR., 2005), ao se analisar as curvas de carga de vários consumidores pertencentes a um dado grupo, pode-se observar que vai existir uma peculiaridade entre eles no que diz respeito aos horários em que os mesmos solicitam mais ou menos potência elétrica do sistema. Sendo, portanto possível, analisando-se uma dada curva de carga, dizer a que grupo de consumidor a mesma pertence.

2.3.7 Perfil de carga diária de unidades consumidoras

Às representações dos perfis de carga para unidades consumidoras no sistema elétrico diferenciam-se o comportamento para o perfil de cada carga ao longo do dia, caracterizando a curva de demanda de potência em (kVA) pelo período de 24 horas, como mostrado na Figura 15, às curvas de carga típicas para consumidores residenciais, comerciais e industriais (ANEEL, 2015a).

Figura 15 - Representação das curvas de carga das unidades consumidoras.



Fonte: Autor (2020)

Na carga residencial é usual a maior utilização da energia no período das 17 às 22 horas, com predominância no período das 18 às 21 horas, uma vez que a carga de iluminação constitui parcela preponderante no total. Na carga comercial nota-se a sensível continuidade das solicitações a partir dos horários comuns de início de serviço (8 - 9 horas) e a queda acentuada da carga após o encerramento dos expedientes (19 horas). Na carga industrial se verifica que existe muito pouca variação durante os horários de funcionamento da produção (ANEEL, 2015a).

Faz-se necessário salientar que a curva de carga destes consumidores difere de uma semana normal para um dia de domingo ou feriado, exceto os residenciais, que praticamente mantêm o perfil.

2.3.8 Transformadores de distribuição

Segundo (NEOENERGIA, 2020), a rede elétrica de distribuição primária deve ser projetada o mais próximo possível das concentrações de carga e direcionada no sentido do crescimento da localidade, facilitando a expansão do sistema. O mesmo princípio se aplica aos transformadores; eles devem ser instalados o mais próximo possível do centro de carga de seus respectivos circuitos secundários, especialmente próximos às cargas causadoras de flutuações na rede.

A potência nominal do transformador pode ser determinada em função da demanda máxima definida para área a ser atendida, devendo ser subtraída a carga de iluminação pública, as contribuições das cargas trifásicas comerciais e industriais no horário da ponta. Em casos de condomínios e loteamentos devem ser utilizados os critérios de carga constantes segundo (NEOENERGIA, 2020).

O carregamento dos transformadores segundo (NEOENERGIA, 2020), deve ser projetado de forma que os fatores de utilização do mesmo, considerado no horizonte normalmente de cinco anos, atenda aos requisitos de expansão das cargas do setor ao qual foi determinado. Em condições emergenciais os transformadores podem suportar demandas máximas com valores de até 150% do carregamento nominal, por um período de até 2 horas. Esse tipo de condição ocorre quando existe uma demanda elevada das cargas a qual o mesmo está conectado. Para avaliação desse carregamento futuro do transformador, o carregamento atual deve ser corrigido quanto à sazonalidade, utilizando-se como fator de correção sazonal a relação entre a demanda máxima anual do alimentador e a demanda do alimentador no dia da medição atual.

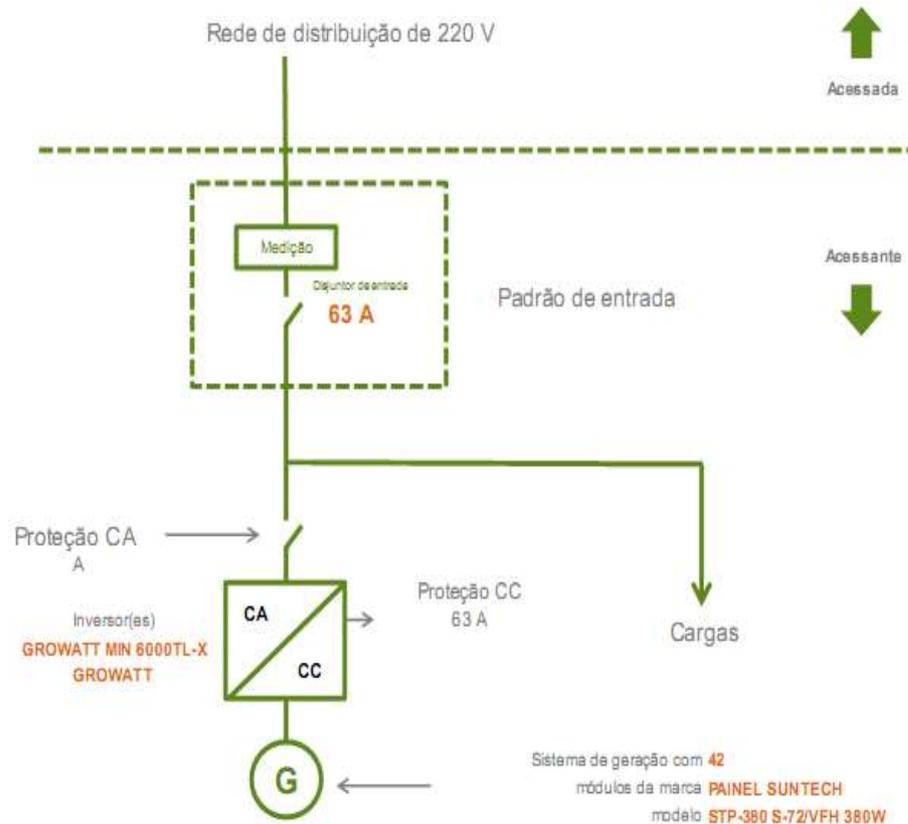
A rede de distribuição secundária a jusante do transformador de distribuição, devem ser projetadas sob o tronco da rede primária ao qual alimenta.

2.4 REGULAMENTAÇÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A microgeração distribuída é caracterizada por uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, conforme regulamentação (ANEEL, 2012). Após instalação e conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica, o mesmo terá vida útil estimada de duas a três décadas, com manutenção e/ou modificação em alguns momentos, ao longo deste período. Construções ou obras elétricas nas imediações do arranjo fotovoltaico são muito prováveis, como, por exemplo, no telhado adjacente ao arranjo fotovoltaico ou modificações (estruturais ou elétricas) em uma edificação que possui um sistema fotovoltaico. A posição do sistema também pode mudar ao longo do tempo, particularmente daqueles montados em edifícios.

A potência instalada da microgeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada conforme mostrado na Figura 16. Considerando que esta potência representa toda a demanda das cargas da unidade, são subdivididos os grupos da seguinte forma; Para UC do grupo A a demanda contratada expressa em quilowatts (kW) e para UC do grupo B resulta da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA). Caso o consumidor deseje instalar a central geradora com potência superior ao limite estabelecido, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada à concessionária, de tal forma, que a interligação ao sistema elétrico se mantenha no mesmo ponto de conexão da unidade consumidora, conforme é estabelecido o esquema simplificado na Figura 16 (NEOENERGIA, 2016).

Figura 16 - Diagrama unifilar de conexão da GDFV com a rede elétrica.



Fonte: Modificada da (NEOENERGIA, 2016).

No diagrama unifilar simplificado apresentado na Figura 16, estão presentes todos os elementos que fazem parte da composição necessária para os sistemas fotovoltaicos realizarem a geração, conversão e conexão com a rede elétrica da concessionária. Os equipamentos fundamentais são destacados como a caixa de medição (medidor), disjuntor geral de entrada, string box CA (DPS, disjuntor, barramento de neutro e terra, conexões), inversor de frequência, módulos geradores. Alguns sistemas apresentam string box CC integradas aos inversores com todas as proteções, outros são necessários realizar o estudo de projeto e compor todos os componentes e seus parâmetros elétricos.

De tal forma, fica sob responsabilidade do acessante atender aos requisitos de conexão e as prerrogativas legais impostas nos regulamentos normativos. Outra recomendação bastante importante descrita em (ANEEL 2017c), está relacionada com a utilização dos inversores de frequência, que sejam instalados em local de fácil acesso e com as proteções dispostas na Tabela 3, possuindo a função ativa de anti-ilhamento (ANEEL, 2017b).

Tabela 3 - Requisitos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5MW
Elemento de desconexão	sim	sim	sim
Elemento de interrupção	sim	sim	sim
Transformador de acoplamento	não	sim	sim
Proteção de sub e sobretensão	sim	sim	sim
Proteção de sub e sobrefrequência	sim	sim	sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	não	sim	sim
Proteção contra desbalanço de tensão	não	sim	sim
Sobrecorrente direcional	não	sim	sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	não	sim	sim
Relé de sincronismo	sim	sim	sim
Anti-ilhamento	sim	sim	sim
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Fonte: (ANEEL, 2017b; NEOENERGIA, 2016)

Os dados apresentados na Tabela 3, indicam que para cada faixa de potência instalada de um sistema FV conectado à rede, existe um requisito estabelecido em norma para ser atendido. De tal forma, os elementos que estão classificados como afirmativos, são itens indispensáveis para composição do projeto elétrico do sistema FV a ser conectado à rede elétrica. Além dos requisitos impostos, a concessionária de energia através das prerrogativas estabelecidas em (ANEEL, 2017b), solicita aos acessantes apresentar o certificado de conformidade do inversor, atestando que o mesmo, foi ensaiado e aprovado conforme normas técnicas brasileiras e/ou normas internacionais. O número de registro da concessão do inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão pode também ser fornecido, com objetivo de atender aos requisitos de segurança e qualidade.

Em caráter de segurança, são determinados parâmetros elétricos para os geradores distribuídos a serem instalados na rede elétrica da concessionária. Por exemplo, a tensão em regime permanente de operação, não pode sair da faixa de atuação estabelecida na Tabela 4, pois o sistema FV deverá interromper o fornecimento de energia. Para cada faixa de tensão de operação é estabelecido um tempo máximo de desligamento, que refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema de geração distribuída (cessar o fornecimento de energia para rede). O sistema de geração distribuída deve permanecer conectado, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições

normais forem restabelecidas. Após uma “desconexão” por uma condição anormal, o microgerador não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período mínimo de 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

Tabela 4 - Tempos de repostas a anormalidades na rede.

Tensão no ponto de conexão comum (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80 \%$	0,4s
$80 \% \leq V \leq 110 \%$	Regime normal de operação
$110 \% < V$	0,2s

Fonte: (ANEEL, 2017b; NEOENERGIA, 2016)

Quanto aos requisitos de frequência da rede, quando a mesma assumir valores abaixo e acima de 57,5 Hz e 62 Hz respectivamente, o sistema de geração distribuída irá cessar o fornecimento de energia elétrica à rede em até 0,2 s. Para o gerador distribuído retornar o fornecimento de energia à rede, a frequência deve retonar aos valores de 59,9 Hz e 60,1 Hz respectivamente, respeitando o tempo de reconexão.

Outro requisito é o aterramento, que deve ser interligado ao sistema de aterramento da unidade, bem como a sinalização de segurança com indicação da existência de uma unidade microgeradora e “risco de choque elétrico).

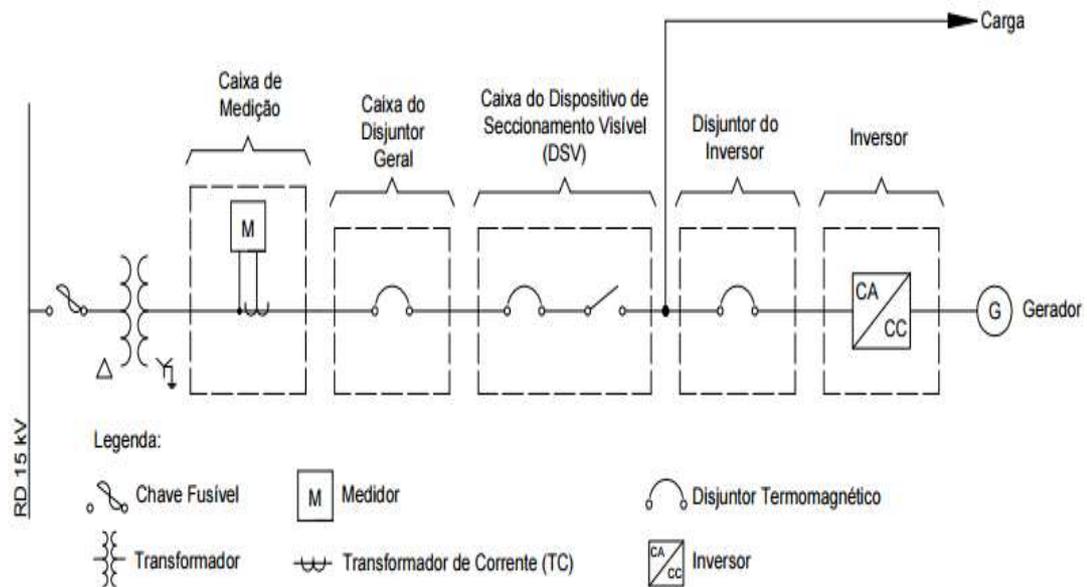
2.5 REGULAMENTAÇÃO DA MINIGERAÇÃO DISTRÍBUIDA

A minigeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da (ANEEL, 2012). Além das demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Conforme as regras atribuídas a microgeração distribuída, a potência do minigerador também é limitada pela potência disponibilizada para o cliente. Caso o mesmo necessite de uma potência superior, deve ser solicitado aumento de potência através de um encaminhamento à concessionária para verificação desta possibilidade.

Na minigeração distribuída, as tensões de operação entre fases têm valor eficaz de 1,0 kV até 36,2 kV, caracterizando um sistema de média tensão segundo (ANEEL, 2012; NEOENERGIA, 2017).

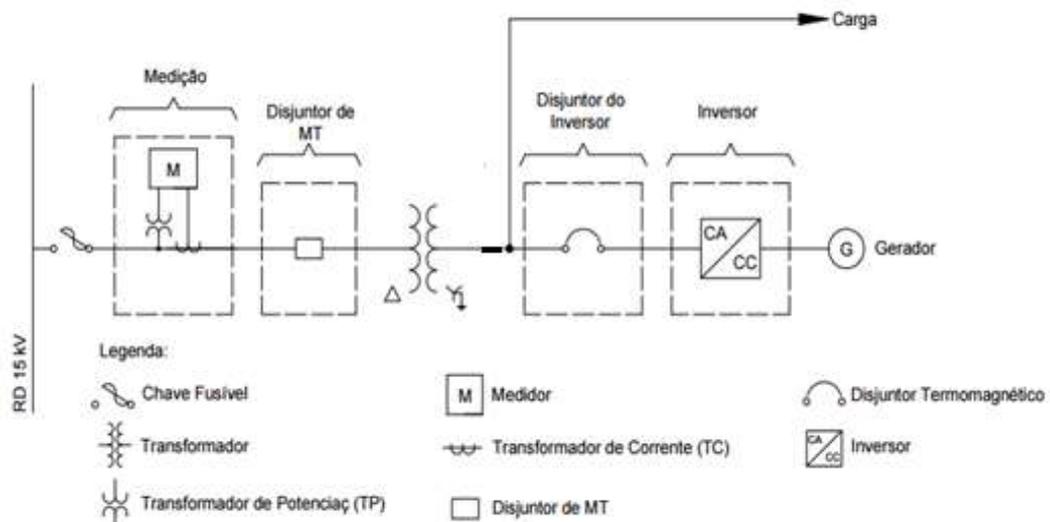
A configuração para a conexão de geradores que utilizam inversores como interface de conexão com transformadores de potência de até 225 kVA, com medição em baixa, deve ser configurado conforme a Figura 17 e com valor de potência acima de 225 kVA, de acordo com a Figura 18 (NEOENERGIA, 2017).

Figura 17 - Conexão de acessante com transformador com capacidade de até 225 kVA e medição em baixa tensão.



Fonte: (NEOENERGIA, 2017)

Figura 18 - Conexão de acessante com transformador com capacidade acima de 225 kVA e medição em média tensão.



Fonte: (NEOENERGIA, 2017)

O transformador de corrente (TC) poderá ser substituído ou se ausentar da configuração do diagrama, quando a medição for realizada de forma direta, dependendo da corrente que estiver no secundário do transformador. Além disso, o Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) na configuração poderá ser substituído ou ser caracterizado pela própria chave fusível ou chave faca no padrão de entrada de energia do consumidor.

Os requisitos de proteção exigidos para as unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação e se conectem à rede de média tensão estão listados na Tabela 5. Nos sistemas que se conectam na rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 5, podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo redundância de proteções adicionais. São adotados os mesmos parâmetros elétricos estabelecidos na Tabela 4 para faixa de operação e tempo de desligamento, além dos requisitos de frequência retratados na seção 2.4.

Tabela 5 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5MW
Elemento de desconexão	sim	sim	sim
Elemento de interrupção	sim	sim	sim
Transformador de acoplamento	sim	sim	sim
Proteção de sub e sobretensão	sim	sim	sim
Proteção de sub e sobrefrequência	sim	sim	sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	não	sim	sim
Proteção contra desbalanço de tensão	não	sim	sim
Sobrecorrente direcional	sim	sim	sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	não	sim	sim
Relé de sincronismo	sim	sim	sim
Anti-ilhamento	sim	sim	sim
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Fonte: (ANEEL, 2017b; NEOENERGIA, 2016)

Para conexão com a rede, deve-se seguir as recomendações impostas em (NEOENERGIA, 2017), de tal forma, que o transformador de acoplamento que realiza a interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição possui padrões e protocolos específicos para sua instalação.

Alguns itens que diferenciam do sistema de microgeração e são acrescentados para as minigeradoras, como é o caso do relé de proteção e de sincronismo. Conforme (NEOENERGIA, 2017) não é necessário relé de proteção e um de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar

na lógica de atuação do elemento de interrupção e realize o sincronismo com a frequência da rede de maneira que somente ocorra a reconexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

2.6 IMPACTOS DA PENETRAÇÃO MASSIVA DE GDFV NA REDE

À medida que a energia solar aumenta sua participação entre as demais fontes de geração de energia elétrica, é cada vez mais importante compreender os novos desafios técnicos, especialmente os efeitos diante da sua confiabilidade e estabilidade.

A inserção dos sistemas fotovoltaicos ao sistema distribuidor convencional de energia elétrica provoca limiares ou fenômenos operacionais não previstos anteriormente, como por exemplo, as correntes reversas, fluxo de potência reverso, variações temporais bruscas, aumento das perdas elétricas, desequilíbrio e variações de tensões muito além dos padrões aceitáveis e as violações nos parâmetros de proteção e frequência (BRÜNDLINGER et al., 2014; SAYEEF et al., 2012).

Segundo (SMITH, J.W.;DUGAN, R.;SUNDERMAN, 2016), a gravidade desses problemas depende do nível de penetração de sistemas fotovoltaicos (FV), da configuração do sistema de distribuição e da localização dos FV no sistema de distribuição. Em tais casos, um alto nível de penetração fotovoltaica pode resultar na injeção de potência na rede elétrica, o que pode acarretar potenciais problemas associados à alta penetração no sistema de distribuição, tais como:

- Flutuações de tensão no alimentador, que incluem aumentos e quedas de tensão e desequilíbrio de tensão;
- Mal funcionamento dos equipamentos de regulação de tensão, como comutadores de derivação sob carga, reguladores de tensão de linha e bancos de capacitores;
- Possibilidade de sobrecarga nos alimentadores de distribuição;
- Variação do fluxo de potência reativa devido ao funcionamento inadequado de dispositivos de bancos de capacitores;
- Ativação indesejada da proteção contra sobrecorrente e sobretensão em dispositivos de operação e detecção de ilhamento em caso de desconexão da rede;
- Confiabilidade e segurança do sistema de distribuição.

2.6.1 Impactos na qualidade da energia

A expansão prevista da energia solar nas escalas centralizadas e distribuídas enfatiza a necessidade de procedimentos com baixo custo de interconexão; a previsão precisa de recursos solares, monitoramento e controle da energia solar gerada. A normatização, referenciada neste item do trabalho, trata de forma específica da qualidade de energia no sistema de distribuição brasileiro, que se encontra prescrita no PRODIST módulo 8, revisão vigente a partir de 2019, que é utilizada como referência para estabelecer a qualidade do produto e serviço no Brasil (ANEEL, 2019). Notadamente, a interligação de uma grande quantidade de geradores distribuídos fotovoltaicos, diretamente na rede de distribuição de média e baixa tensão, pode proporcionar possíveis impactos ao sistema de distribuição de energia elétrica, interferindo nos parâmetros estabelecidos pelas concessionárias para manter a qualidade do produto entregue aos consumidores nos padrões adequados de fornecimento de energia elétrica.

A qualidade do produto abordada neste capítulo está relacionada com a conformidade de tensão em regime permanente, a forma de onda e as perturbações que podem afetá-la, com base nos índices determinados pelo PRODIST. Trata-se, segundo (ANEEL, 2019), dos fenômenos associados à qualidade do produto em regime permanente ou transitório e são:

- Tensão de regime permanente;
- Flutuação de Tensão (*flicker*);
- Variação de tensão de curta duração;

2.6.1.1 Variação de tensão em regime permanente

O aumento de instalação de sistemas fotovoltaicos em um alimentador de um sistema elétrico de distribuição pode distorcer os parâmetros relacionados a variações de tensão em regime permanente com a geração de fluxo de potência reverso, potência reativa, redução da demanda de carga da subestação, e como conseqüências, a elevação de tensão e queda de tensão ao longo do alimentador (IEA, 2016; PALUDO, 2014).

A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento. Devendo atuar de forma preventiva, para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados, através dos indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica que se baseiam em critérios de medição, registros

e prazos de compensação ao consumidor. Estabelecendo faixas normativas que indicam os limites adequados, precários e críticos do nível de tensão entregue ao consumidor final (ANEEL 2019).

No sistema brasileiro, os acessantes da rede de distribuição básica devem atender aos requisitos das faixas de tensão classificadas de acordo com os procedimentos de rede adotados no PRODIST MÓDULO 8, através dos valores padronizados de tensão que são aplicados aos mais diferentes níveis, no ponto de conexão, tendo como referência os valores para baixa tensão, que são expressos na Tabela 6.

Tabela 6 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127) e (380/220).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura 220/127 (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/$ $\leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$ (110)
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura 380/220 (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403)/$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: (ANEEL, 2019)

No sistema de distribuição por características normativas, existem variações de tensão que são aceitas durante o funcionamento do sistema elétrico sem ocasionar transtornos ou danos nas instalações. Ultrapassando esses limites ditados como referência, a distribuidora de energia, dependendo dos níveis de transtornos e do tempo registrado do problema, sofre penalidades financeiras de acordo com o sistema de compensação regido em norma.

Segundo (ANEEL, 2019), quando se refere à qualidade de energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída, os desvios dos padrões estabelecidos referentes aos requisitos de tensão, frequência, distorção harmônica e fator de potência são tratados como condições anormais de operação e os sistemas de conexão devem ser configurados para ter a capacidade de identificar esses desvios e cessar o fornecimento de energia à rede de distribuição elétrica.

Os requisitos de tensão em regime permanente devem atender aos requisitos de operação e não devem sair da faixa descrita na Tabela 4, devendo o sistema de geração distribuída interromper o fornecimento de energia à rede, tendo como máximo tempo de desligamento o somatório dos tempos do evento anormal de tensão e a atuação do sistema de

geração para cessar o fornecimento. O sistema de geração distribuída deve permanecer conectado à rede para realizar o monitoramento dos parâmetros de operação e permitir o restabelecimento do sistema (ANEEL 2019).

Para manter a tensão da entrada de serviço do cliente são necessários equipamentos para manter dentro de uma faixa aceitável para o funcionamento do sistema de $\pm 5\%$ do valor nominal (ANEEL, 2019).

Ao contrário da geração de energia convencional, de usinas térmicas, nucleares, hidroelétricas, que são fornecidas através de redes de transmissão e distribuição, a produção de energia fotovoltaica é caracterizada por sua intermitência durante um curto espaço de tempo (segundos a minutos) devido às condições climáticas, variando esta condição de acordo com a quantidade e frequência de nuvens que passam acima das placas solares.

A geração distribuída fotovoltaica pode elevar a tensão localmente com potencial além do intervalo aceitável. Esta variabilidade produz uma série de interações importantes e desafiadoras como, por exemplo, o sistema de distribuição, o gerenciamento da tensão de distribuição, o potencial aumento do desgaste de equipamentos eletromecânicos existentes e modelagens inovadoras na configuração de disjuntores e outros sistemas de proteção (PALMINTIER et al., 2016).

2.6.1.2 Flutuações de tensão (*Flicker*)

Dentre os parâmetros estabelecidos para geração fotovoltaica distribuída percebe-se que existem variações na saída de alimentação FV, que são resultados da intermitência da fonte solar (irradiação) ocasionada pela passagem de grandes nuvens ou sombreamentos, que determinam flutuações na tensão de alimentação dos consumidores.

O “*flicker*”, embora não seja um transtorno comum, consiste em variações intermitentes de tensão, e conseqüentemente, as violações de tensão podem causar cintilações imperceptíveis para alguns conjuntos de lâmpadas mais sensíveis, as lâmpadas incandescentes, que ocasionam transtornos aos clientes, como desconforto e fadiga visual, além de causar defeitos aos equipamentos eletrônicos. Isto ocorre devido à frequência de operação no momento destas flutuações com altas penetrações de energia solar estar numa faixa muito inferior às frequências padronizadas de alimentação 50 Hz ou 60 Hz (IEEE PES, 2014).

A geração de energia fotovoltaica quando fornece energia elétrica ao alimentador específico, o qual está conectado, deve ter sua potência máxima fornecida avaliada e muitas vezes restrita para evitar “*flicker*” inaceitável aos parâmetros de qualidade e operação do

sistema. Uma das formas para caracterizar o limite do “*flicker*” é a determinação do limite superior da capacidade total de energia fotovoltaica que pode ser fornecida a esse alimentador (IEEE PES, 2014; SEGUIN et al., 2016).

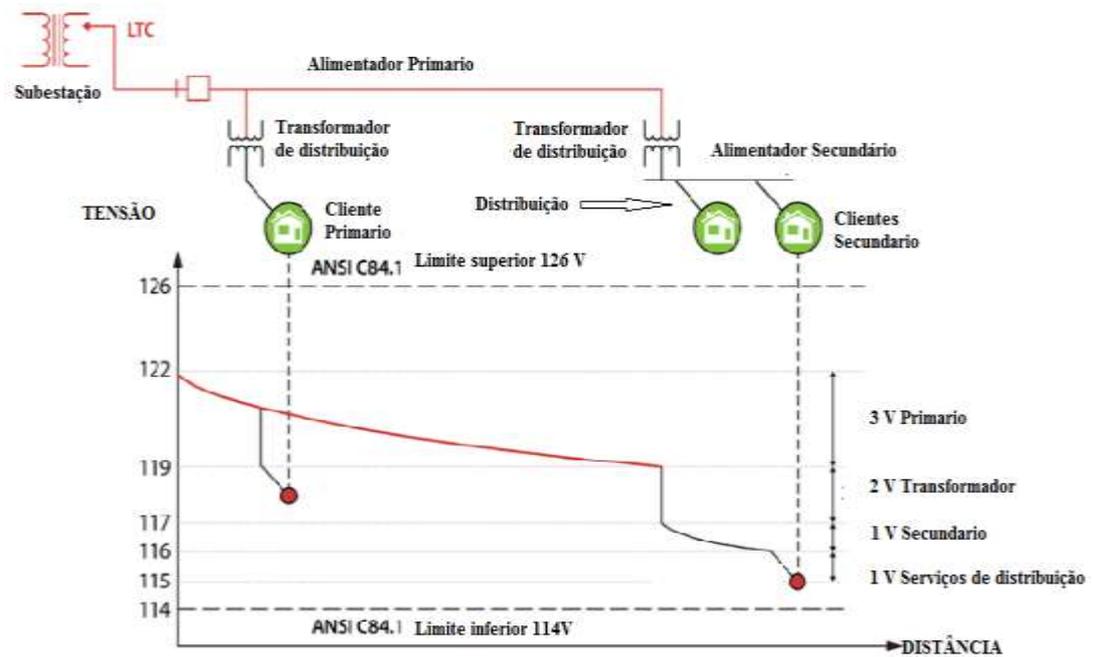
2.6.2 Impactos na regulação de tensão

A inserção de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição pode provocar distúrbios e flutuações nos níveis de tensão do sistema distribuidor. Quando essas perturbações são significativas, ultrapassam os limites pré-estabelecidos em normas, resultando em problemas na qualidade do fornecimento de energia elétrica (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016). Estes efeitos podem ser evidenciados quando ocorre a inserção massiva de sistemas fotovoltaicos distribuídos ao longo do alimentador ou quando ocorre a instalação de um grande sistema em um único ponto da rede elétrica (NEGREIROS, 2018; NEGREIROS; TORRES; TIBA, 2019). Esse problema eleva a possibilidade de mau funcionamento na operação de regulação de tensão, mesmo com a instalação FV, sendo perto ou longe dos circuitos de alimentação de uma determinada carga. Isso acaba influenciando para a atuação freqüente no controle de regulação de tensão do sistema, como dispositivos automáticos de regulação de tensão e bancos capacitores, deteriorando os mesmos e reduzindo sua vida útil.

No sistema de distribuição de energia elétrica as adequações aos parâmetros pré-estabelecidos em normas referentes aos padrões de operação são determinadas por equipamentos que fazem o controle do nível de tensão ao longo de alimentadores de cargas.

Na Figura 19, está apresentado um alimentador de distribuição (*feeder*) básico, sendo possível verificar a subestação elétrica, linhas de transmissão, transformadores de distribuição e as cargas conectadas, bem como o comportamento do nível de tensão ao longo do alimentador. Tradicionalmente, os sistemas elétricos foram projetados para superar as quedas de tensão ao longo do alimentador, diante das perdas elétricas resistivas, devido ao efeito joule da corrente elétrica ao fluir nos cabos elétricos das linhas de transmissão, conforme está representado na Figura 19. Este controle normalmente pode ser alcançado quando é inserida no sistema uma alta tensão na subestação e/ou utilizando-se de reguladores de tensões e bancos capacitores para haver um controle através da compensação de tensão, devido à queda de tensão ao longo do comprimento do circuito (SEGUIN et al., 2016).

Figura 19 - Queda de tensão representativa em um alimentador (*feeder*) de distribuição em função da distância da subestação.



Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

A utilização de equipamento para controlar a elevação do nível de tensão pode ser uma solução viável para os problemas relacionados aos níveis de tensão. No entanto, essa abordagem pode gerar problemas adicionais em proporção. Isso ocorre porque, no fornecimento de energia, a subestação alimenta um barramento que, por sua vez, fornece energia para diferentes cargas conectadas, o que resulta não apenas na redução das flutuações no circuito que está sujeito a problemas decorrentes da alta penetração de sistemas fotovoltaicos, mas também em outros alimentadores que não apresentam problemas. No sistema de distribuição, esse tipo de regulação de tensão é realizado mecanicamente pela equipe da concessionária, que ocasionalmente ajusta os TAP dos transformadores de distribuição elevando a tensão no secundário. Esse procedimento de operação, pode causar problemas de tensão quando relacionada a mudanças na curva de carga das unidades consumidoras conectadas a este circuito.

Os impactos de um sistema FV na tensão segundo PALMINTIER et al., (2016) e SEGUIN et al., (2016) decorrem do seu tamanho relativo, ou seja, da capacidade do sistema elétrico de ter condições de suportar as características diferenciadas de outras fontes de geração elétrica. No entanto, quando um regulador de tensão ou um transformador regulador de carga não estão disponíveis para dar suporte à subestação elétrica no controle dos limites de tensão,

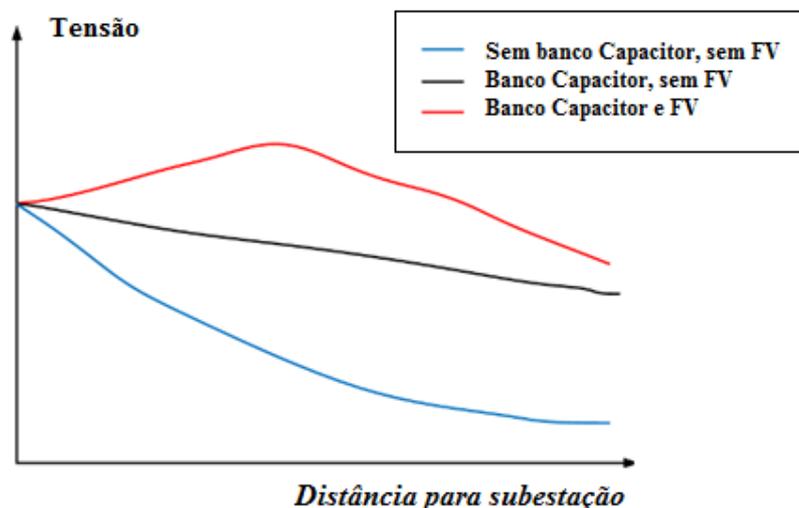
o limite superior de tensão pode ser ultrapassado rapidamente além dos padrões normativos aceitáveis.

Entretanto, quando o sistema elétrico for projetado com o uso do regulador de tensão e transformador regulador, segundo SEGUIN et al., (2016), os mesmos devem ser especificados levando em consideração a faixa de trabalho para a regulação de tensão permissível, para manter as tensões dentro dos limites de operação das cargas elétricas normatizadas. Porém, essa solução determina o aumento dos custos envolvidos, devido ao elevado número de manobras realizadas para regulação de tensão, que conseqüentemente elevaria os índices de manutenção dos equipamentos reguladores.

2.6.3 Sobretensão e queda de tensão ao longo do alimentador

A conexão massiva de sistemas fotovoltaicos no sistema de distribuição pode determinar impactos às tensões de alimentação do circuito de diversas maneiras possíveis, por exemplo, diante da intermitência na geração fotovoltaica, que proporciona variações de tensão no fornecimento de energia ao sistema e no aumento de tensão no ponto de conexão. No entanto, estes problemas são evidenciados quando os sistemas fotovoltaicos estão conectados no final do alimentador (*feeder*) com grandes extensões e ligeiramente (SHAH, R.;MITHULANANTHAN, N.;BANSAL, R.C.;RAMACHANDARAMURTHY, 2016; SMITH, J.W.;DUGAN, R.;SUNDERMAN, 2016).

Figura 20 - Impacto da energia fotovoltaica no perfil de tensão do alimentador.



Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

Na Figura 20, é apresentado o nível de tensão em função da distância do circuito em relação à subestação elétrica. Pode-se verificar que o nível de tensão ao longo do alimentador diminui sua intensidade à medida que se distancia da matriz de geração, de tal forma que é evidenciada pela curva em azul claro sem a utilização de equipamentos reguladores como banco capacitores e sem contribuição FV. Entretanto, observa-se que o nível de tensão próximo ao final do alimentador possui a tendência de ter valores reduzidos com relação às tensões no início do alimentador.

No entanto, o comportamento da carga definida pela curva em vermelho mostra que através do uso de bancos capacitores e sistemas fotovoltaicos conectados ao alimentador, há uma redução na queda de tensão ao longo do circuito. É importante ressaltar que este fato deve ser levado em consideração, pois em períodos de carga leve e com um conjunto de sistemas fotovoltaicos inseridos no sistema distribuidor, pode-se manter a tensão em parâmetros não aceitáveis às características do sistema no período de baixa carga. Proporcionando um maior desgaste dos equipamentos atuadores na regulação de tensão, devido ao elevando número de atuações indesejadas, que determina a redução da sua vida útil e ocasiona a desconexão dos sistemas fotovoltaicos pelos inversores (SEGUIN et al., 2016).

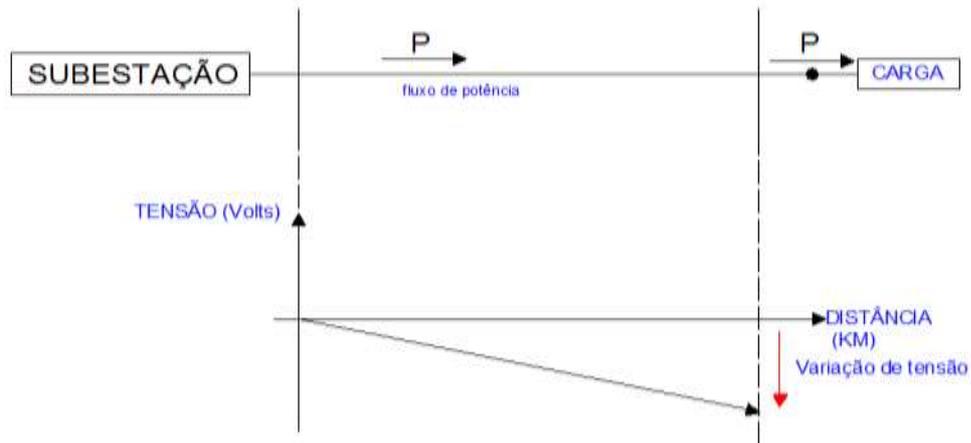
No projeto de operação de um alimentador que contenha sistema fotovoltaico inserido, deve ser considerada a situação quando não estiverem disponíveis equipamentos reguladores ou TAP de comutação de carga. Tais equipamentos mantêm a tensão dentro dos limites permitidos ao longo de todo alimentador, evitando que as tensões de pico ultrapassem os limites aceitáveis projetados e normativos.

2.6.4 Fluxo de potência reversa

O sistema de distribuição convencional foi projetado para fornecer energia elétrica em uma única direção, ou seja, como é mostrado na Figura 21, da central de geração para as cargas. Com a conexão de sistemas fotovoltaicos a rede elétrica, a topologia tradicional é modificada, e é formando o conceito (prosumidor) de unidades consumidoras que passam a gerar sua própria energia, consumi-lás e injetar o excedente na rede elétrica. Naturalmente a instalação de sistema FV próximo a cargas pode auxiliar na redução de demanda de potência proveniente da subestação. Entretanto, no período de maior geração a potência injetada pelos sistemas FV na rede elétrica torna-se superior ao consumo da carga, quando isso ocorre, o fluxo de potência reverso surgirá no ponto de conexão do gerador FV (MANSOURI et al., 2019; MOHAMMADI; MEHRAEEN, 2017; SHAH, R.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL,

R.C.;RAMACHANDARAMURTHY, 2016). A intensidade desse fluxo em sentido contrário ao convencional, depende do número de sistemas FV conectados e do perfil de consumo das unidades consumidoras conectadas ao alimentador. Surgindo a corrente reversa quando ocorrer a justaposição do baixo consumo de eletricidade com a máxima geração em dias de céu claro, tipicamente das 10 às 14 horas.

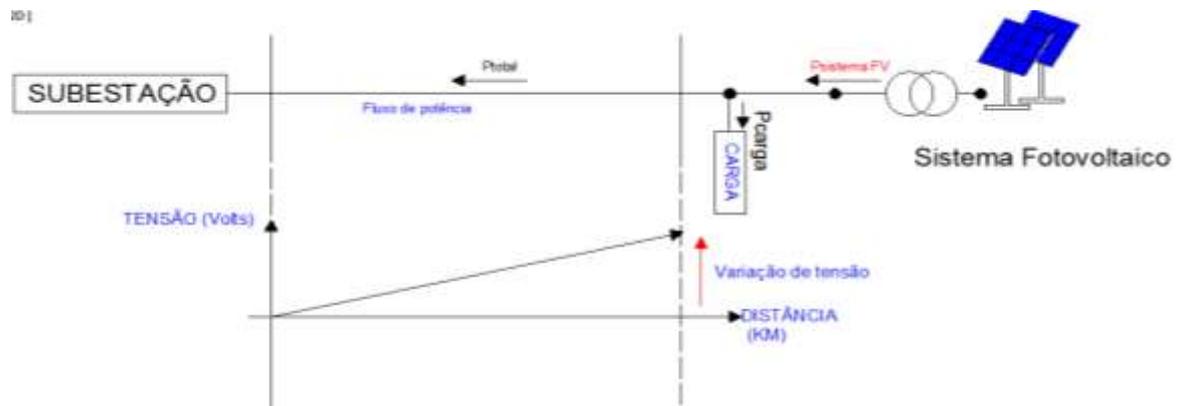
Figura 21 - Representação de um sistema de distribuição convencional.



Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

Com a presença do fluxo de potência reverso nas linhas de distribuição, somado ao fluxo de potência convencional, cria-se o entendimento do fluxo bidirecional no alimentador. Quando exagerado, fato que ocorre com a alta conexão de sistemas FV na rede, provocam diversas consequências indesejáveis para o sistema de distribuidor, que tem como essência manter as cargas e geração de forma equilibrada. Uma das consequências marcantes é a elevação de tensão no ponto de conexão do sistema FV e das cargas conforme é apresentado na Figura 22. Além disto, o fluxo de potência reverso tem bastante influência na criação de problemas relacionados à coordenação, controle e operação do sistema de proteção, e nas configurações da regulação de tensão. O mesmo também pode induzir erros aos sistemas de proteção quando configurados incorretamente, a operar de forma menos otimizada, não operar ou atuar incorretamente diante de uma “falta” no sistema elétrico (MANSOURI et al., 2019; PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016; SHAH, R.;MITHULANANTHAN, N.;BANSAL, R.C.;RAMACHANDARAMURTHY, 2016).

Figura 22 - Representação de um sistema convencional com um gerador fotovoltaico conectado.



Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

Além disso, os equipamentos que fazem parte da rede elétrica tradicional, não foram projetados para suportar o índice elevado de energia injetada pelos sistemas fotovoltaicos conectados. Como é o caso dos reguladores de tensão, que podem ignorar a direção do fluxo de potência reverso e detectar apenas a sua magnitude, como uma condição alto carregamento, elevando os níveis de tensão na rede, que é um comportamento oposto ao desejado.

2.6.5 Impactos sobre as perdas elétricas

As linhas de distribuição aéreas e subterrâneas apresentam diferentes propriedades físicas que resultam em mecanismos distintos em relação às perdas elétricas. Essas perdas englobam perdas nos condutores, perdas dielétricas, perdas de corrente reativa e perdas de transformação. Historicamente, as perdas elétricas são características inerentes aos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, no sistema de distribuição, as perdas elétricas estão principalmente associadas às condições de carga. Em outras palavras, quanto mais carregado estiver o sistema, maior será o seu percentual de perdas elétricas. (ANEEL, 2018). Com a introdução dos sistemas fotovoltaicos próximos às cargas, torna-se possível reduzir o nível de perdas elétricas devido ao suprimento do déficit de potência ativa, reduzindo desta maneira a corrente elétrica proveniente da subestação que, por consequência reduz as perdas totais pela diminuição dos níveis de potência ativa que circulam ao longo do alimentador. Porém, segundo MEEKER et al., (2015), quando ao sistema de distribuição é conectada uma elevada quantidade de sistemas fotovoltaicos, pode subentender que o excesso de potência ativa que circula no alimentador ocorre, gerando o elevado fluxo de potência reverso nas linhas da rede elétrica e consequentemente aumentando as perdas elétricas do sistema.

Diante das considerações para mitigar as perdas elétricas no sistema de distribuição, diversos estudos na literatura têm investigado a viabilidade de usar sistemas fotovoltaicos para compensar a potência reativa, com o intuito de reduzir essas perdas. Nesse contexto, é possível aproveitar a potência ativa gerada pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede para contrabalançar o fluxo de potência proveniente do transformador da central de geração. No entanto, é importante notar que o aumento das perdas elétricas pode ocorrer quando o sistema fotovoltaico tem a capacidade de absorver potência reativa. Isso resulta no aumento da contribuição da demanda de potência reativa pelo sistema de geração, o que, por sua vez, eleva as perdas elétricas (MEEKER et al., 2015; PINTO; ZILLES; BET, 2012).

2.6.6 Impacto na proteção elétrica

O sistema elétrico de potência tradicionalmente é projetado para compor um sistema de proteção que tem por finalidade cessar o fluxo de potência durante uma falha. O equipamento de proteção geralmente detecta uma anomalia na corrente que flui durante uma falha no sistema elétrico e dependendo da magnitude desta corrente, atua e isola o problema enquanto possibilita que o restante do sistema mantenha sua operação normal. No entanto, qualquer mudança na rotina do sistema elétrico, para o qual foi projetado, determina complicações para a detecção e localização das falhas (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016). Os sistemas fotovoltaicos conectados na rede elétrica podem alterar os níveis de corrente das falhas, elevando ou reduzindo, o que dificulta e confunde as medições dos vários dispositivos de proteção, proporcionando atuações equivocadas e problemas ao sistema.

2.6.7 Impactos relacionados à sobrecarga

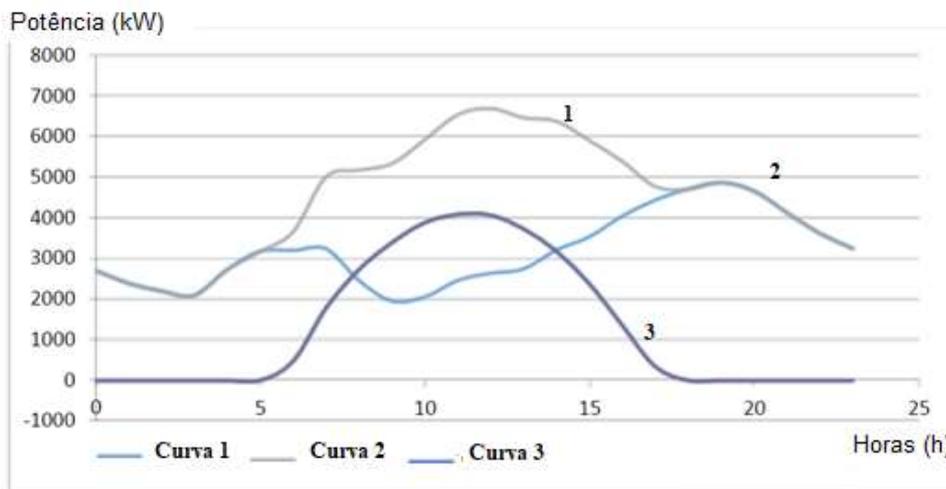
A integração de sistemas fotovoltaicos no sistema elétrico pode resultar em um aumento na amplitude dos componentes do circuito. De maneira intuitiva, a incorporação de um grande volume de sistemas fotovoltaicos conectados à rede tem o potencial de sobrecarregar os elementos do circuito localizados entre os sistemas fotovoltaicos e os pontos de carga. Além disso, o sistema fotovoltaico (FV) pode “mascarar” a carga e sobrecarregar os elementos do circuito no caso de desconexão do sistema FV do sistema de distribuição (SEGUIN et al., 2016).

O que deve ser levado em consideração é que a localização do sistema fotovoltaico pode afetar de forma significativa o carregamento das seções de alimentação do circuito; no entanto, é necessário verificar se a subestação tem capacidade suficiente de operar com toda a carga,

quando houver ausência do fornecimento de energia fotovoltaica, após a desconexão da carga local e à jusante. Em situações de alta penetrações, principalmente durante condições de carga leve (baixa solicitação de energia) com elevada potência fotovoltaica, a carga do alimentador pode aumentar à medida que a contribuição de energia fotovoltaica torna-se maior do que a carga projetada para o alimentador, podendo assim, gerar um fluxo sem a saída do sistema fotovoltaico do sistema elétrico e, assim, ocasionar a ultrapassagem dos limites da carga de projeto (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016).

Com o grande número de potenciais sendo gerados pelas matrizes fotovoltaicas e inseridos na rede básica de distribuição, ocorre para o sistema o que vem a ser chamado de “sobrecarga”. Segundo (HOSSAIN et al., 2023; MANSOURI et al., 2019), em períodos de utilização da energia fotovoltaica determinado pela incidência solar (diurno), tem-se uma configuração de geração e operação do sistema de distribuição elétrica, diante de uma desconexão ou uma ausência inesperada do sistema fotovoltaico sem conhecimento prévio das concessionárias, o que pode ocasionar o que está mostrado na Figura 23.

Figura 23 - Fluxo de demanda de carga convencional e fluxo de demanda de carga medida em um dia de carregamento máximo.



Fonte: (SAYEEF et al., 2012)

Na Figura 23 estão ilustrados os comportamentos das curvas características para um dia de carregamento máximo, com a representação da geração fotovoltaica evidenciada pela curva 3; a curva 2 de demanda de carga e a curva 1 está mostrando a demanda de carga quando ocorreu a contribuição proveniente do fluxo de potência dos sistemas FV e do fluxo de potência convencional, dada pela subestação. No entanto, segundo PALMINTIER et al., (2016) e

SEGUIN et al., (2016), o cálculo do projeto para o fluxo de demanda solicitado pela carga deve ser baseado nas medições realizadas quando houver a solicitação em um período de carregamento máximo. Pois não atendendo este requisito, ou falhas no processo de medição podem ocorrer sobrecargas significativas em equipamentos que compõem a rede elétrica diante de uma saída inesperada ou por um desligamento dos sistemas FV conectados. Isto ocorre porque o sistema fotovoltaico supre no período das 7h às 17h boa parte do fluxo de potência solicitado pelas cargas. Para efetuar o cálculo de projeto deve ser considerada essa contribuição para dimensionar os equipamentos, pois além de ser considerado este fluxo excedente na linha, determinado pelos sistemas FV conectados, deve ser somado ao fluxo de potência de carga convencional.

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 SOFTWARE OPENDSS

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o programa OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), é um sistema de simulação livre (*open source*), desenvolvido pelo *Electric Power Research institute* (EPRI) para análise e estudo específico de sistemas de distribuição de energia elétrica. A escolha deste software foi embasada em sua capacidade de realizar as simulações do tipo “quase – estáticas”, na qual, é possível desenvolver o estudo de vários fluxos de potência em pequenos intervalos de tempo. De tal modo, a velocidade deste tipo de simulação é muito rápida, o suficiente para realizar as análises da ordem de segundos sendo possível sua aplicação em computadores convencionais.

Além disso, segundo (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018) o programa desempenha a maioria das análises em Regime Permanente Senoidal (RMS), e é muito utilizado para realizar os estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Com isto, a possibilidade de avaliar a intermitência de fontes renováveis como a solar fotovoltaica, na qual a variação da irradiação devido ao sombreamento, exige que um passo de simulação da ordem de poucos segundos seja utilizado, de tal modo, que os efeitos da intermitência dessas fontes sejam corretamente quantificados, principalmente quanto às flutuações de tensão, como apresentado em (SMITH;DUGAN;SUNDERMAN, 2011) e (CHIRAPONGSANANURAKetal., 2012).

De acordo com (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018), o OpenDSS é uma ferramenta importante para realizar os estudos referentes ao sistema elétrico, não apenas focado

nos assuntos voltados para fluxo de carga, tendo também um importante papel no estudo de conexão de geradores distribuídos, e no estudo da introdução de soluções e práticas de redes inteligentes (*Smart Grid*). No entanto, além da utilização do programa OpenDSS para já citadas finalidades, sua área de atuação pode ser amplificada, englobando estudos de planejamento do sistema, simulações da inserção de geradores fotovoltaicos e eólicos, análise no domínio da frequência e estudos das distorções harmônicas e inter-harmônicas.

Os estudos das simulações de sistemas elétricos trifásicos e monofásicos com a inclusão de geração fotovoltaica foi feito pelo programa computacional através do comando *PVSystem element Model*, que realiza a modelagem do inversor fotovoltaico e do gerador, o que possibilita realizar análises referentes aos impactos da inserção destes sistemas no sistema de distribuição (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

3.2 ELEMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO NO OPENDSS

A abrangência de componentes elétricos que compõem um sistema elétrico de potência é bastante elevada, no entanto, para o modelamento do mesmo no software é uma atividade que exige bastante cautela na tratativa dos dados. Onde deve ser apresentado ao ambiente de trabalho do OpenDSS, os parâmetros de operacionalidade e transformá-lo em uma linguagem de programação coerente. Dentre eles, os principais abordados nesta tese são descritos nos subitens seguinte.

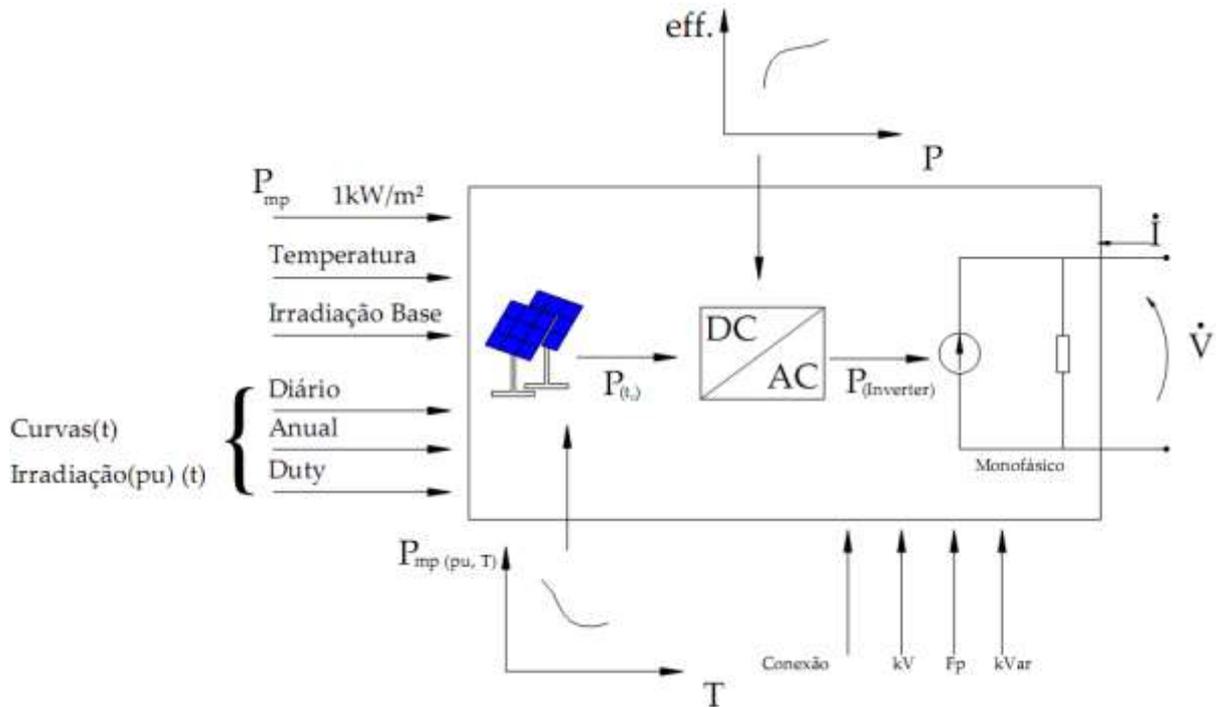
3.2.1 Modelo do sistema fotovoltaico

Na Figura 24 está ilustrado o diagrama esquemático utilizado para realizar a modelagem dos sistemas fotovoltaicos que são implementados com o *software* OpenDSS. Segundo (DUGAN, 2011), este modelo esquemático realiza a combinação entre o gerador fotovoltaico e o inversor, através de um modelo matemático, para realizar as simulações com intervalo de tempo maior ou igual a 1 segundo. Ao analisar a Figura 24, observa-se, as variáveis que definem o modelo, e percebe-se que já possui um inversor, cargas e geradores agregados. No entanto, o sistema fotovoltaico é considerado como um elemento de conversão de energia.

Assume-se que o inversor é capaz de buscar o ponto de máxima potência (P_{mp}) no painel FV rapidamente em função da temperatura (T). Desta forma, simplifica a modelagem dos componentes individuais, entre o painel fotovoltaico e o inversor, sendo essa abordagem

utilizada para a maioria dos estudos relacionados com a interconexão dos GD (Geradores Distribuídos) com a rede de distribuição (DUGAN, 2011).

Figura 24 - Diagrama esquemático do modelo de simulação de sistema fotovoltaico.



Fonte: (DUGAN, 2011)

O modelo apresenta uma potência ativa $P_{(t_0)}$ no ponto de interconexão com a rede, que é função da irradiação (referência), temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da potência no ponto de máxima potência (P_{mp}) de saída do painel FV em função da curva (P_{mp} x T). A P_{mp} é definida a uma temperatura normalmente igual a 25°C , uma irradiação base de $1,0 \text{ kW/m}^2$ e o valor da potência em um instante (t_0). No entanto a potência de saída $P_{(t_0)}$ é calculada de acordo com a equação 1 (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; DUGAN, 2011).

$$P_{DC}(t) = P_{(pmp)} \left(\frac{1kW}{m^2} \right) * irradiância(t) * irradiância(Base) * P_{(pmp)}(T(t)) \quad (1)$$

- $P_{DC}(t)$: Potência de saída do sistema FV em um dado instante, t ;
- $P_{(pmp)} \left(\frac{1kW}{m^2} \right)$: Potência nominal do arranjo FV no ponto de máxima potência a uma irradiação de $\frac{1kW}{m^2}$ e uma dada temperatura;
- $irradiância(t)$: irradiação em pu em um dado instante, t , utilizada como multiplicador para modificar a irradiação base.
- $irradiância(Base)$: irradiação base.

- $P_{(pmp)}(T(t))$: $P_{(pmp)}$ fator de correção gerada em função da temperatura em um dado instante t ;

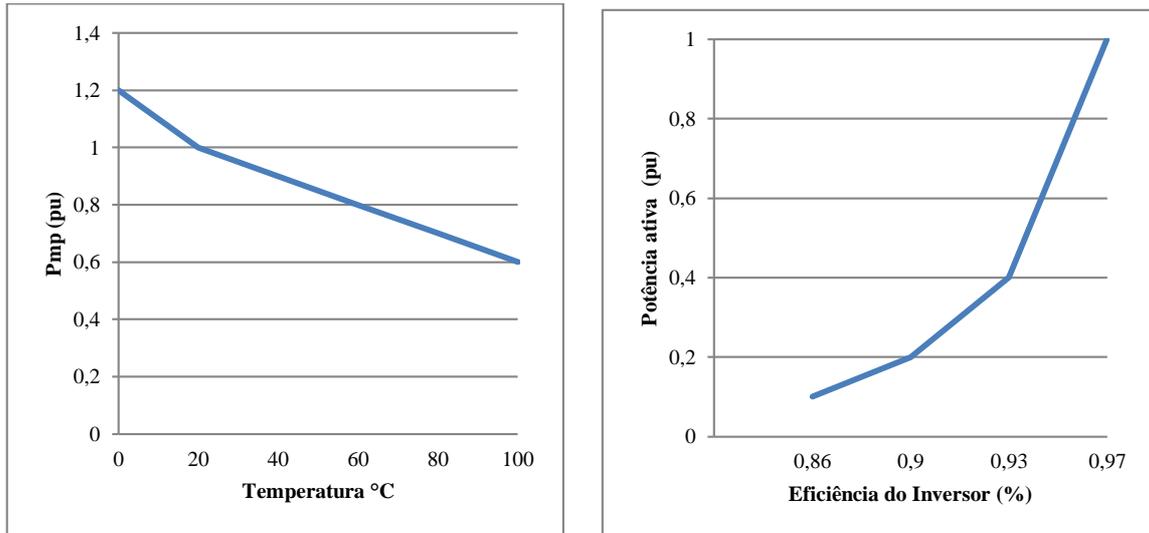
A equação 2 define a potência de saída pelo sistema fotovoltaico à rede elétrica que está conectada. A potência reativa observada como parâmetro de entrada na Figura 24 é definida separadamente da potência ativa, sendo especificada em função do fator de potência fixo ou com um valor fixo propriamente. Entretanto, em uma primeira análise, o inversor deve manter o valor da potência reativa constante, independente do valor da potência ativa do painel fotovoltaico. No segundo caso, o inversor manipula a potência reativa para manter o valor do fator de potência constante.

$$P_{(saida)}(t) = P_{DC}(t) * eff_{(P_{DC}(t))} \quad (2)$$

- $eff_{(P_{DC}(t))}$: *Eficiência do inversor para dada potência de saída;*

No entanto, para ser possível realizar as simulações com análises temporais, é necessário definir as curvas de irradiação e temperatura em função do tempo, considerando o período de um dia adotando 24 valores horários. O modelo esquemático apresentado na Figura 24 utiliza-se das duas curvas características ilustradas na Figura 25, que apresentam as propriedades do painel fotovoltaico e inversor. A Figura 25(a) corresponde à curva que descreve a potência no ponto de máxima potência P_{mp} por unidade (pu) em função da temperatura e a Figura 25(b) representa a eficiência do inversor, com valores percentuais em função da potência ativa por unidade (pu) fornecida.

Figura 25 - Curvas do modelo do sistema fotovoltaico.



- a) Curva que descreve potência Pmp em função da temperatura (T) b) Eficiência do sistema em função da potência ativa

Fonte: Autor (2020)

A curva de eficiência de operação do inversor deve ser parametrizada em função da temperatura operacional (T) e inserida no sistema. O valor de *Irradiância*, é determinado pela localização do arranjo fotovoltaico, devendo ser considerado o valor máximo para a irradiação (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

3.2.2 Barramento

Na rede de distribuição real, o barramento é uma denominação bastante usada para caracterizar o perfil ao qual a linha, alimentador e equipamentos estão conectados. No software OpenDSS, o barramento, representado pela Figura 26, torna-se um elemento de circuito que possui “nós” e tem como função principal conectar seus “nós” aos terminais dos elementos dos circuitos elétricos. Então é um elemento que possui “N” nós sendo a sua principal propriedade elétrica a tensão, onde cada nó tem uma tensão em relação a um nó de referência, onde a tensão é nula conforme (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012).

Figura 26 - Representação de barramento com “N” nós.



Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

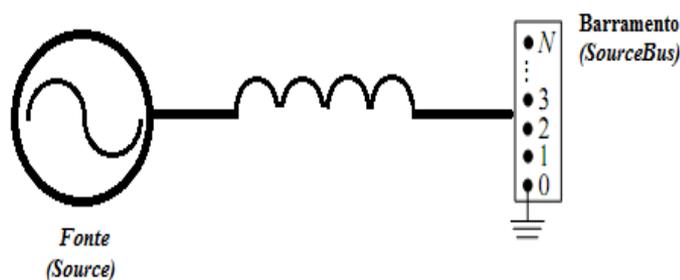
Em diversos outros programas de análise de sistemas elétricos, a representação do nó e barramento é utilizada como sinônimos, mas para o sistema computacional OpenDSS esses elementos são distintos um do outro.

3.2.3 Subestação

Para realizar o modelamento do conceito de subestação ao software OpenDSS, é necessário determinar na modelagem uma fonte de geração de energia elétrica definida como (*source*), e conectá-la a um barramento que define-se como (*sourcebus*), com características observada pela Figura 27. A formação da (*sourcebus*) no OpenDss possui um conceito que se assemelha à realidade de distribuição de energia elétrica, de um barramento “infinito” (SEXAUER, 2012). De tal modo, que em soluções de fluxo de carga considera-se esta barra como de referência, onde está conectada o transformador, e tem-se o entendimento de uma fonte de tensão constante (estável) que não sofre variação diante das oscilações de carga, por ser considerada fornecedora infinita de potência (inesgotável).

Diante disso, torna-se possível realizar o modelamento dos parâmetros elétricos de operação, definidas as características como a corrente de curto-circuito, trifásica ou monofásica, resistências, reatâncias e frequência de operação.

Figura 27 - Representação do modelo de subestação do OpenDSS.



Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

O modelo básico utilizado com “*default*” do programa OpenDSS possui um circuito padrão que não inclui um transformador de tensão para a subestação; entretanto, é necessária a inserção dos parâmetros para que possa realizar o estudo com mais de uma subestação conectada ao sistema.

3.2.4 Carga

As cargas elétricas são definidas como elementos de conversão de energia, que por sua vez são caracterizadas pela potência aparente nominal, fator de potência, potência ativa e reativa (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012). No OpenDSS os modelos de cargas que estão disponíveis para análise são de potência ativa e reativa constante, impedância constante, corrente constante e os modelos de cargas igualmente caracterizados por motores com potência ativa linear, potência ativa quadrática e o modelo exponencial e polinomial de carga (ZIPV). Entretanto, os modelos de cargas possuem impedância constante, caso a tensão fique fora do intervalo pré-definido.

Para realizar as análises no nível de carga são considerados períodos de variação de anos, horas ou dias; o OpenDSS requer a inserção de curvas de carga para potência ativa e reativa.

3.2.5 Linha

As linhas têm por característica principal o transporte de energia elétrica e são denominadas como fornecedoras de energia, (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012), e têm por característica um valor de impedância. No OpenDSS estas linhas são apresentadas com dois terminais conectados e são modeladas a partir de um modelo π com uma capacitância shunt. Para parametrizar uma linha no software, é importante e necessário definir o número de fases, sua matriz de admitância nodal, impedâncias sequenciais, resistências e reatâncias.

3.2.6 Transformador

O modelo do transformador para o sistema de simulação OpenDSS apresenta-se como um elemento fornecedor de energia elétrica, sendo denominado como equipamentos monofásicos e/ou multifásicos. De forma geral, para sua modelagem são necessários definir os parâmetros elétricos para a simulação como número de fases, quantidades de enrolamentos, barras nas quais o transformador está conectado. Outros parâmetros que podem ser adotados podem ser vistos na Tabela 7 de acordo com SEXAUER, (2012).

Tabela 7 - Características básicas para modelagem do elemento transformador.

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases (o <i>default</i> é 3)
<i>Windings</i>	Número de enrolamentos (o <i>default</i> é 2)
XLH	Reatância série por unidade (pu)
<i>%Loadloss</i>	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
<i>%noLoadloss</i>	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
Wdg	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir
<i>bus</i>	Nome da barra à qual o terminal do elemento é conectado
<i>conn</i>	Ligação dos enrolamentos (Estrela ou Triângulo)
kV	Tensão de linha nominal do terminal (enrolamento) em k V
kVA	Potência nominal do terminal em kVA
TAP	Tensão por unidade (pu) do TAP utilizado

Fonte: (SEXAUER, 2012; SMITH,J.W.;DUGAN,R.;SUNDERMAN, 2011)

Cabe ressaltar que para inserir o transformador em uma simulação do sistema de distribuição elétrica, é necessário adotar no mínimo os seus parâmetros básicos que estão listados na Tabela 8, além de representá-lo com a nomenclatura adotada para facilitar a funcionalidade do sistema no software OpenDSS.

O OpenDSS possibilita modelar diversas variedades de conexões, por exemplo, um sistema de transformação com duas ou mais bobinas; então, pode-se utilizar a conexão (*Estrela-Triângulo*) como modelo padrão, ou também possibilitando a utilização de conexão (*Estrela-Estrela*), permitindo o uso de uma ou mais fases.

3.2.7 Regulador de tensão

O regulador de tensão é um elemento que tem como função característica controlar e monitorar a tensão no enrolamento do transformador ao qual foi conectado. Nos sistemas elétricos de potência é possível parametrizar os reguladores para operação em tensão trifásica e/ou três reguladores para cada fase, quando se utilizar reguladores monofásicos. Este controle de tensão é possível quando características do transformador com centro ou apenas (*Tap*) do enrolamento do transformador são parametrizadas (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

O regulador de tensão, após ser configurado com os parâmetros padrões do sistema distribuidor a ser simulado no software, tem a finalidade operacional de manter o controle de tensão e realizar a compensação da queda de tensão na linha de transmissão da rede elétrica. É definido como um elemento de controle pelo elemento *RegControl* verificados na Tabela 8 que apresentam os parâmetros básicos do elemento.

Tabela 8 - Características básicas para inserção do elemento *Reg Control*.

Parâmetro	Descrição
<i>Transformer</i>	Nome do transformador controlado
<i>Winding</i>	Enrolamento controlado
<i>Vreg</i>	Tensão de referência
<i>Pratio</i>	Relação de transformação do transformador de potencial
<i>Band</i>	Valor da tensão que define a banda em torno do valor de referência

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012)

Como já foi exposto o regulador de tensão tem sua importância fundamental como elemento de controle utilizado pelo OpenDss. A Tabela 9 apresenta algumas das características elétricas principais a serem configuradas no modelamento da rede de distribuição.

A Tabela 9 possui parâmetros de operação do OpenDss para configurar o regulador de tensão no modo reverso. Esse tipo de configuração, muito usado em reguladores de linha, é habilitado sobre comando ***Reversible*** e opera quando o fluxo de potência se encontra invertido e é maior que um limiar, definido pelo comando ***Revethreshold***.

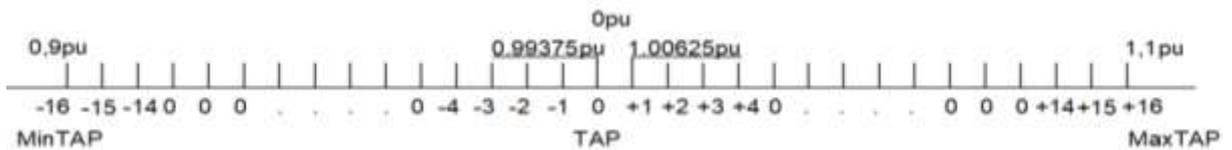
Tabela 9 - Parâmetros utilizados para regulação de tensão no modo reverso.

Parâmetros	Descrição
<i>Reversible</i>	Indica se o regulador pode ser alternado para fazer regulação na direção reversa. Tipicamente se aplica para reguladores de linha. <i>Default</i> = No.
<i>Revband</i>	Largura de banda para operação no modo reverso
<i>RevDelay</i>	Atraso em segundo para execução da ação no modo reverso uma vez que o limiar para operação no modo reverso é excedido. <i>Default</i> =60.
<i>Revvreg</i>	Referência de tensão em volts para regulação no modo reverso.
<i>tapdelay</i>	Atraso em segundos entre mudanças de TAP, após a primeira mudança. <i>Default</i> =2.
<i>vreg</i>	Referência de tensão em volts para o enrolamento sendo monitorado. <i>Default</i> =120
<i>debugtrace</i>	Armazena o progresso do regulador para cada iteração de controle. Cria um <i>arquivo.CSV</i> separado para cada regulador. <i>Default</i> = No.
<i>Revethreshold</i>	Potência reversa em kW para reversão da direção do regulador. <i>Default</i> =100.

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012)

O controle do regulador de tensão pode ser realizado, ajustando os parâmetros pré-definidos através dos TAP's fixos e conforme observado na Figura 28, para essa situação, é necessário definir os níveis de tensão, relação nominal do transformador e a largura da faixa de tensão. No OpenDss por *default* a quantidade de TAP do transformador a ser controlado é igual a 32, isto é, 16 TAP's acima e 16 abaixo da posição neutra.

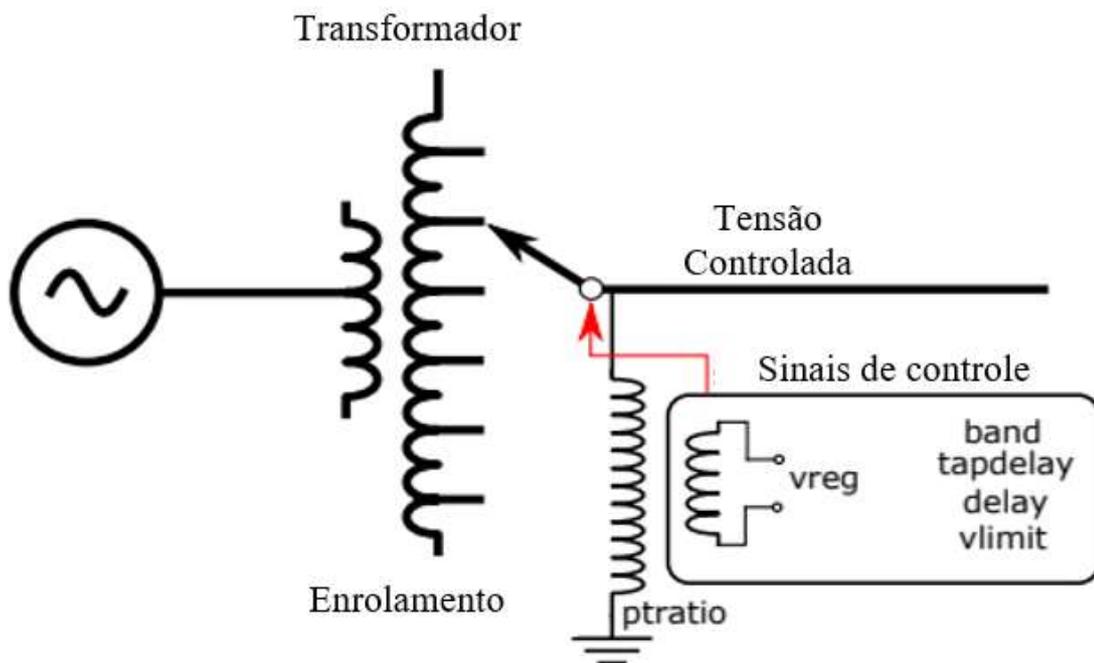
Figura 28 - TAP's do enrolamento controlado na configuração *default*.



Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012)

O regulador de tensão pode ser dimensionado para operar na rede de distribuição elétrica a partir de quatro modos básicos de configuração (NEOENERGIA, 2019b). O primeiro modo é apresentado na Figura 29, que mostra o modelo de conexão que realiza o controle do nível de tensão no enrolamento secundário do transformador ao qual está conectado. Neste caso, o regulador de tensão é parametrizado para realizar operações como LTC ou regulador de linha quando o transformador monitorado é um autotransformador. Vale ressaltar que o enrolamento a ser monitorado não deve ser necessariamente o mesmo onde estão os TAP's. O segundo modo tem funcionamento semelhante, e a diferença está na utilização do TP (Transformador de Potencial) que pode ser conectado a qualquer barra, permitindo a simulação com dispositivos de smart grid (ARRITT; DUGAN, 2010; DUGAN; MONTENEGRO; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2018).

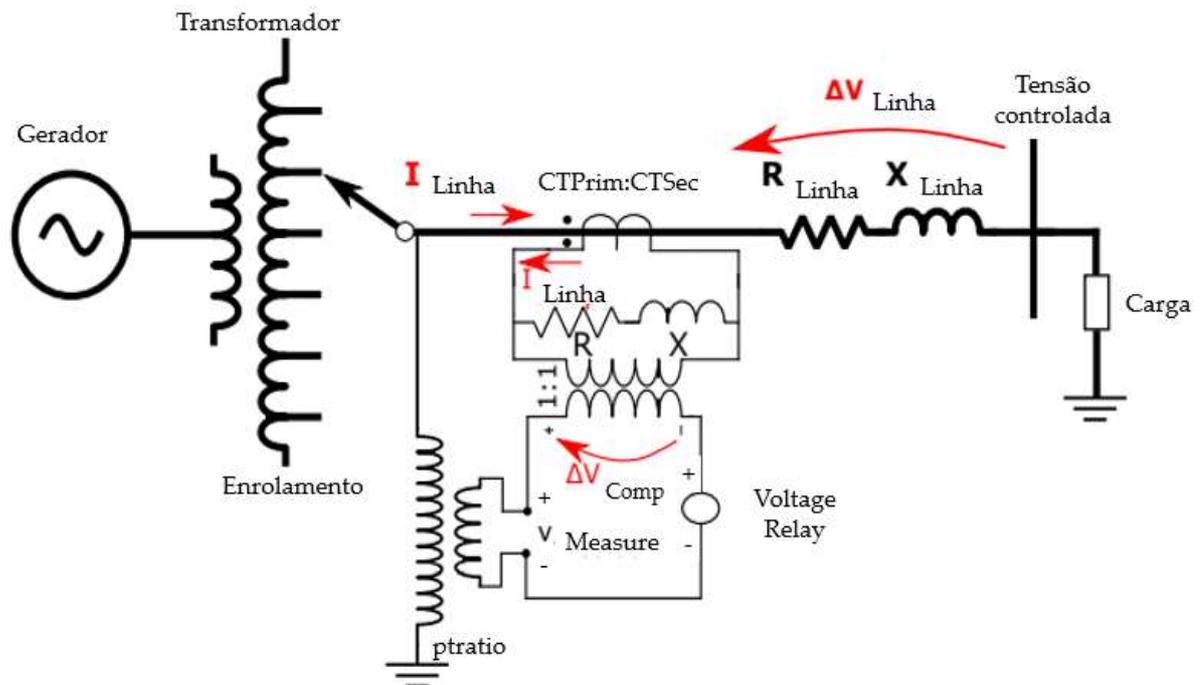
Figura 29 - Diagrama de conexão do regulador de tensão e os parâmetros atribuídos pelo software OpenDSS.



Fonte:(DUGAN; MONTENEGRO; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2018; DUGAN, 2011)

O terceiro modo realiza o controle de nível de tensão de Compensação de Queda de Linha (LDC), com compensação de queda de tensão de linha. Esse modo é normalmente usado para monitorar os níveis de tensão em um centro de carga ou na carga. Os parâmetros de resistência (R) e reatância (X) da linha devem ser fornecidos em volts, assim como a corrente nominal do transformador de corrente (CT) primário, que é usado para calcular a queda de tensão da linha. O objetivo é garantir que o TAP do transformador regulador sofra alterações de regulação ao fazer a leitura da queda de tensão ao longo da linha. O modelo de conexão do circuito analógico é mostrado na Figura 30, com a queda de tensão, ΔV_{comp} , expressa para emular a queda de tensão na impedância da linha, ΔV_{linha} , refletida no circuito regulador. A queda de tensão da linha é expressa como a soma entre a resistência da linha e a reatância da linha multiplicada pela corrente da linha. Em contraste, a queda de tensão no circuito analógico compensador é expressa como a impedância de compensação multiplicada pela corrente de compensação. Para ΔV_{comp} emular a queda de tensão da linha no secundário do TP, $\Delta V_{comp} \times p_{ratio}$ deve ser igual a ΔV_{linha} . Ou seja, ele iguala ΔV_{comp} a ΔV_{linha} reduzindo o valor de p_{ratio} , que é a razão de transformação TP que converte a tensão no enrolamento controlado para o nível de tensão de controle do regulador.

Figura 30 - Regulador de tensão com compensação de queda de tensão em linha.



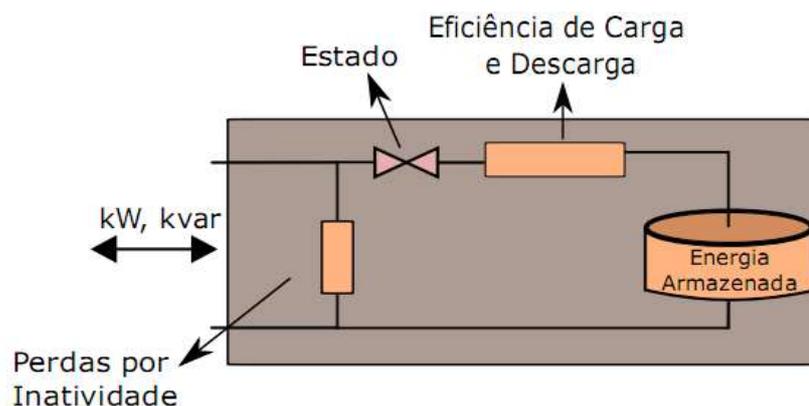
Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2018).

O regulador de tensão também pode operar em modo reverso, aplicado a reguladores de linha, e é ativado no OpenDSS a partir do comando *reversível*. Seu funcionamento é ativado quando o fluxo de potência é invertido e excede os limites definidos pelo parâmetro *revThreshold*. Nesse modo, pode-se definir parâmetros semelhantes aos definidos nos modos anteriores, mas com o prefixo *rev*, por exemplo, *revband*, *revreg*, *revR* e *revX*. Há dois parâmetros importantes para especificar nesse modo. Um deles é *revDelay*, que corresponde ao tempo necessário para que a ação de início do controle no modo inverso seja iniciada assim que o fluxo de energia na direção inversa acima do limite for detectado. O outro parâmetro corresponde a *revNeutral*. Quando definido como "Sim", sempre que o regulador entra em modo inverso, a posição TAP é fixada na posição neutra.

3.2.8 Sistema de Armazenamento

O modelo de ligação do sistema de armazenamento de energia no software OpenDSS é apresentado pela Figura 31. Nesse modelo, o banco de baterias atua como uma carga de potência constante durante o processo de carregamento e como um gerador durante o processo de descarregamento. O sistema funciona como um armazenador ideal, estando conectado a impedâncias que determinam as perdas do sistema (SMITH, A. B., 2021). Quando o modelo do sistema de armazenamento de energia está configurado dentro de suas especificações e parâmetros definidos, incluindo os limites de taxa de carga e descarga, ele pode operar de forma autônoma ou ser controlado por meio do comando *Storagecontroller* no software OpenDSS. É importante ressaltar que os armazenadores de energia possuem métodos de controle que determinam o modo de despacho de energia, especialmente quando aplicados em sistemas de distribuição (GARCIA, M. L., 2023).

Figura 31 - Modelo do sistema armazenador de energia no OpenDss.



A Tabela 10 apresenta os principais parâmetros que compõem o elemento *storagecontroller* e como pode ser modelado o OpenDSS para utilização do sistema de armazenamento de energia em análises de redes elétricas. Após configurado esse elemento, o mesmo pode realizar o controle simultâneo dos armazenadores conectados ao alimentador, podendo ser monitorado ao barramento que está conectado.

Tabela 10 - Parâmetros utilizados para configuração do sistema armazenador no OpenDss.

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Nº de fases do sistema de armazenamento.
<i>bus</i>	Barramento ao qual o sistema está conectado.
<i>kV</i>	Tensão nominal do sistema em (kV). Especificar a tensão de linha caso o sistema seja trifásico ou bifásico.
<i>FP</i>	Fator de potência nominal para o sistema de armazenamento (carga e descarga).
<i>FPBand</i>	Largura da banda morta em torno do fator de potência alvo do elemento monitorado.
<i>%kWBand</i>	Largura (em % da potência alvo [kW]) da banda morta em torno da potência alvo.
<i>kW rated</i>	Potência nominal do elemento.
<i>KWhrated</i>	Capacidade nominal do sistema armazenador.
<i>conn</i>	Tipo de conexão, <i>wye e delta</i> .
<i>Model</i>	Modelo para utilização da potência do elemento com a tensão (potência constante com fator de potência fixo, impedância constante e modelo inserido pelo usuário).
<i>state</i>	Atribui o estado atual do sistema de armazenamento (charging : carregando, discharging : descarregando e idling : inativo).
<i>dispmode</i>	Modo de despacho do sistema armazenador (default , follow , external , loadlevel e price)
<i>%stored</i>	Quantidade (%) de energia armazenada com relação ao parâmetro <i>kwhrated</i> .
<i>%reserve</i>	Quantidade (%) da capacidade nominal do banco de baterias que deve ser mantida durante a operação.
<i>%effcharge</i>	Eficiência de carga do sistema armazenador
<i>%effdischarge</i>	Eficiência de descarga do sistema armazenador

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2018)

Devido à sua capacidade de armazenamento e liberação de energia conforme a demanda, os bancos de bateria têm sido cada vez mais implementados em sistemas elétricos. Esses sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias desempenham um papel crucial na mitigação do impacto da inserção de fontes intermitentes de energia renovável, permitindo a viabilidade do uso de geração renovável (DOE, J., 2022).

Para os consumidores, o uso de bancos de bateria possibilita a redução de custos e o gerenciamento da demanda no mercado de tarifação horária sazonal. Sob a perspectiva das concessionárias de distribuição, os bancos de bateria oferecem uma solução viável ao adiar

investimentos na rede, uma vez que podem ser utilizados durante períodos de alta demanda no sistema elétrico.

3.3 DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR

Foi utilizado um alimentador real do sistema de distribuição local, que fornece energia através de uma rede elétrica primária em média tensão (MT) e os circuitos secundários em baixa tensão (BT), como mostra a Figura 32. A rede primária origina-se de uma subestação elétrica (SE) a partir de um transformador com potência nominal de 5MVA, relação de transformação de 69,0/13,8 kV, e fornece energia em regime permanente para cinco transformadores de distribuição secundários. Dentre eles, um pertence a uma unidade consumidora privada com potência nominal de 75kVA e quatro com potência nominal de 112,5kVA pertencem à concessionária; Todos os transformadores têm uma relação de transformação de 13,8 kV/380 V e uma conexão do tipo "Delta-Estrela".

As redes elétricas radiais de BT partem dos transformadores de distribuição com nível de tensão de operação Fase-Fase de 380 V (tensão de linha trifásica) e tensão monofásica Fase-Neutro de 220 V e apresentam em sua estrutura linhas aéreas trifásicas que operam em condições desbalanceadas, transmitindo energia elétrica no modelo a 4 fios para as unidades consumidoras conectadas. Para isso, um total de 107 barramentos (barramentos e/ou nós) estão alocados em suas posições reais conforme dados coletados, dispostos de forma a executar as ramificações e o suporte da rede de distribuição elétrica. O espaçamento médio adotado entre os barramentos (postes) foi de 35 m, enquanto a distância dos ramais de conexão, “barramento concessionária” e “barramento consumidor”, variaram entre 5 e 20 m. O valor de 20 m foi aplicado quando a unidade consumidora estava localizada no lado oposto à distribuição do barramento unilateral, caracterizando uma distribuição bilateral.

Figura 32 - Rede elétrica de distribuição de Baixa e Média Tensão.



Fonte: Autor (2020)

O número de unidades consumidoras conectadas a um único barramento (poste) é de seis cargas, conforme distribuição real. Para realizar essas conexões, foram considerados alguns fatores, como a disposição dos cabos, a distância entre as unidades consumidoras e os obstáculos (árvores, casas, telhados, entre outros). Quando a distribuição da rede elétrica é unilateral na rua, é realizada a conexão de três unidades consumidoras do mesmo lado do barramento e três unidades consumidoras do lado oposto ao barramento. Para o arranjo bilateral na mesma rua, para a ligação do ramal de ligação, são consideradas apenas três unidades consumidoras por barramento (poste).

A rede elétrica apresentada na Figura 32 possui um total de 601 unidades consumidoras conectadas, com diferentes perfis de consumo. Dessas, 548 são cargas com perfil residencial e 53 com perfil comercial.

Na Tabela 11, são apresentadas as características elétricas que especificam o tipo de conexão, o quantitativo numérico (balanceamento) das unidades consumidoras que estão conectadas a cada fase de seu respectivo transformador e a identificação de cada transformador (Trafo) juntamente com o total de cargas conectadas a eles. Vale salientar, que são dados reais e a modelagem no software seguirá os padrões estabelecidos nos dados coletados, mesmo evidenciando um número exagerado de cargas na fase A da subestação elétrica. Como os dados

são reais, acredita-se que essa deve ser uma forma de balanceamento estipulado pelo sistema distribuidor da concessionária local, para atendimento das cargas locais.

Tabela 11 - Quantidade de unidades consumidoras conectadas por fase em cada transformador.

Identificação dos transformadores	Unidades consumidoras monofásicas			Unidades consumidoras bifásicas	Unidades consumidoras Trifásicas	Total De unidades consumidoras
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase AB	Fase ABC	
TRAFO-A	122	-	5	-	1	128
TRAFO-B	144	3	2	1	15	165
TRAFO-C	120	6	6	-	10	142
TRAFO-D	100	20	20	5	20	165
TRAFO-E	-	-	-	-	-	1
Total	486	29	33	6	46	601

Fonte: Autor (2021)

O “transformador E” apresentado na Figura 32, é um equipamento particular de uma unidade consumidora comercial, que possui uma relação de transformação 13,8kV/380V com potência aparente nominal de 75kVA. O mesmo está sendo alimentado por uma derivação da rede primária que fornece energia em média tensão 13,8kV aos demais transformadores.

As cargas conectadas a rede secundária são de potência constante (PQ) e apresentam um fator de potência igual a 0,92. Foi estipulado, por ser um sistema de distribuição, considerar a produção de potência reativa em condições mínimas para a rede secundária, para realizar os estudos, mesmo sabendo que na realidade este fator é desprezado pelas concessionárias para o sistema de distribuição secundário.

Os parâmetros elétricos dos reguladores de tensão conectados à rede são apresentados na Tabela 12. Todos os reguladores são trifásicos configurados como regulador de tensão com compensação de tensão de linha (Line Drop Compensation (LDC)) e possuem um TP com uma relação de transformação de 20:1, conforme padrões normativos da concessionária. Os reguladores alocados nas linhas, foram configurados no modo reverso, para verificar o comportamento dos níveis de tensão a jusante e a montante do barramento ao qual está conectado.

Tabela 12 - Reguladores de tensão.

Reguladores	Nº de Fases	Tensão de			R Linha	X Linha	CT Primário	Fase Monitorada
		Referência do secundário	Band	Delay				
REGTRA_AB	3	120	1	2	0.4	0.6	20	ABC
REGTRA_C	3	120	2	2	0.4	0.6	20	C
REGFASE_A	1	120	2	2	0.4	0.6	20	A
REGFASE_B	1	120	2	2	0.4	0.6	20	B
REGFASE_C	1	120	2	2	0.4	0.6	20	C

Fonte: Autor (2022).

3.3.1 Interface do software com os parâmetros da rede de distribuição

Para realizar a parametrização das características da rede de distribuição e a disposição dos condutores no software OpenDSS, será necessário definir as suas matrizes de admitâncias nodais a partir das informações de suas impedâncias sequenciais, pelas matrizes de resistências e de reatâncias. Após definir os parâmetros da rede de distribuição será composto o “arranjo de linha” com os principais elementos utilizados que estão dispostos na Tabela 13.

Tabela 13 - Parâmetros utilizados para definir a linha de distribuição no OpenDSS.

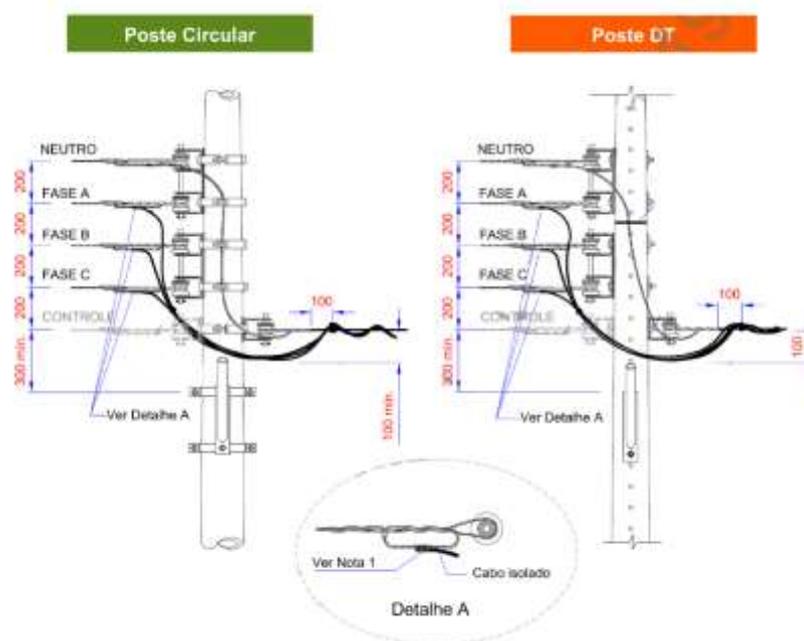
Parâmetro	Descrição
<i>Nphases</i>	Número de fases
<i>BaseFreq</i>	Frequência base das reatâncias
R1	Resistência de sequência positiva em Ω por unidade de distância
R0	Resistência de sequência zero em Ω por unidade de distância
X1	Reatância de sequência positiva em Ω por unidade de distância
X0	Reatância de sequência zero em Ω por unidade de distância
C1	Capacitância total de sequência positiva em nF por unidade de distância
C0	Capacitância total de sequência zero em nF por unidade de distância
<i>Rmatrix</i>	Matriz de resistências da linha por unidade de distância
<i>Xmatrix</i>	Matriz de reatâncias da linha por unidade de distância
<i>units</i>	Unidade de distância utilizada
<i>Normamps</i>	Corrente nominal da linha

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

Para determinar a disposição dos cabos no sistema de distribuição foi necessário segundo (NEOENERGIA, 2018, 2020) adotar as características básicas das redes de distribuição aéreas primária e secundária. No entanto, o modelo estrutural que corresponde à instalação e disposição dos cabos, já existentes na rede elétrica utilizada, são apresentados na

Figura 33, que evidencia a configuração geométrica, o espaçamento dos cabos e o modelo estrutural do barramento (poste). No Apêndice A, são apresentadas as mesmas características citadas, para a interface dos transformadores de distribuição com a rede primária e secundária.

Figura 33 - Representação da geometria espacial dos espaçamentos aéreos e configuração dos condutores elétricos para o modelo multiplexado e convencional.



Fonte: (NEOENERGIA, 2018, 2020)

Para o modelamento da configuração estrutural no software, foi atribuído o modelo do barramento (poste) convencional trifásico com 4 (quatro) condutores, conforme Figura 33 onde é possível verificar os componentes que fazem parte do conjunto da instalação. Além dos componentes, evidencia as distâncias simétricas entre os condutores fases A, B, C e o condutor neutro para o modelo convencional, distanciados de 200 mm, e para o modelo multiplexado a disposição helicoidal. Dessa maneira, foi configurado no software e determinado a seção transversal dos condutores para análises dos estudos do condutor conforme Tabela 14.

As seções transversais “bitolas” dos cabos da rede secundária e primária em estudo, foram selecionadas levando em consideração os valores mínimos recomendados na norma de construção da concessionária de energia de acordo com (NEOENERGIA, 2018). As características elétricas dos condutores considerados para cabos “multiplexados” e “nus” estão indicadas na Tabela 14, e onde são especificados, a resistência elétrica e reatância indutiva por quilometro (km) de cada cabo e suas seções específicas.

Tabela 14 - Características elétricas dos condutores.

	Cabos de cobre nu	Cabos cobre nu	Cabos multiplexados
	Alimentador principal	Derivação Rede secundária	Derivação Rede secundária
Condutor (mm ²)	3x1x120+70	3x1x70+50	3x1x70+50
Capacidade de condução de corrente (A)	581	181	181
Resistência elétrica - R (Ω/km)	0,210	0,513	0,513
Reatância indutiva - XL (Ω/km)	0,2635	0,098	0,098

Fonte: modificado (NEOENERGIA, 2018, 2020).

3.3.1.1 Condutores do alimentador

Ao realizar análises “in loco” através de um levantamento de campo, foi possível observar que a rede de distribuição elétrica secundária utilizada nesta tese, sofreu mudanças ao longo do tempo no modelo de instalação e cordoamento. Nota-se em alguns trechos do circuito, que a rede elétrica é estruturada no modelo convencional fazendo uso do cabeamento em cobre nú e no modelo multiplexado com uso de cabos de alumínio. Segundo ((NEOENERGIA, 2019a), essa migração é uma estratégia de melhoramento para redução de perdas na rede elétrica, configurando um circuito “misto”, por possuir circuitos que fazem uso dois modelos de instalação e dois tipos de cordoamentos. Na Figura 32 é apresentado a disposição dos cabos multiplexados utilizados em redes aéreas secundárias de acordo com (NEOENERGIA, 2018, 2019a). São constituídos por três condutores fase de alumínio de seção compacta, com isolamento sólida extrudada de polietileno reticulado (XLPE), nas cores preto, cinza e vermelho, classe de tensão 0,6/1 kV, dispostos helicoidalmente em torno de um condutor neutro em liga de alumínio isolado (XLPE).

De acordo com as recomendações da (NEOENERGIA, 2018, 2019a, 2020), o cabo do primeiro trecho da rede secundária a ser considerado para configuração dos parâmetros elétricos no software, à direita e a esquerda do transformador, foi determinado em função da potência do transformador, conforme definido no Tabela 15. Os demais trechos do circuito foram determinados a partir do cálculo de queda de tensão e corrente no barramento.

Tabela 15 - Cabo do primeiro vão da rede secundária

Potência do Transformador (kVA) Aérea Multiplexada de Baixa Tensão	Tensão Secundária (V)	1º Vão da Rede Multiplexada (mm ²)	Ampacidade (A)
10	127		
15		1x1x25+25	130
10	220		
15			
15			
30		3x1x35+35	116
45	220/127		
75		3x1x70+50	181
112,5		3x1x120+70	265
15			
30		3x1x35+35	116
45	380/220		
75		3x1x70+50	181
112,5		3x1x120+70	265

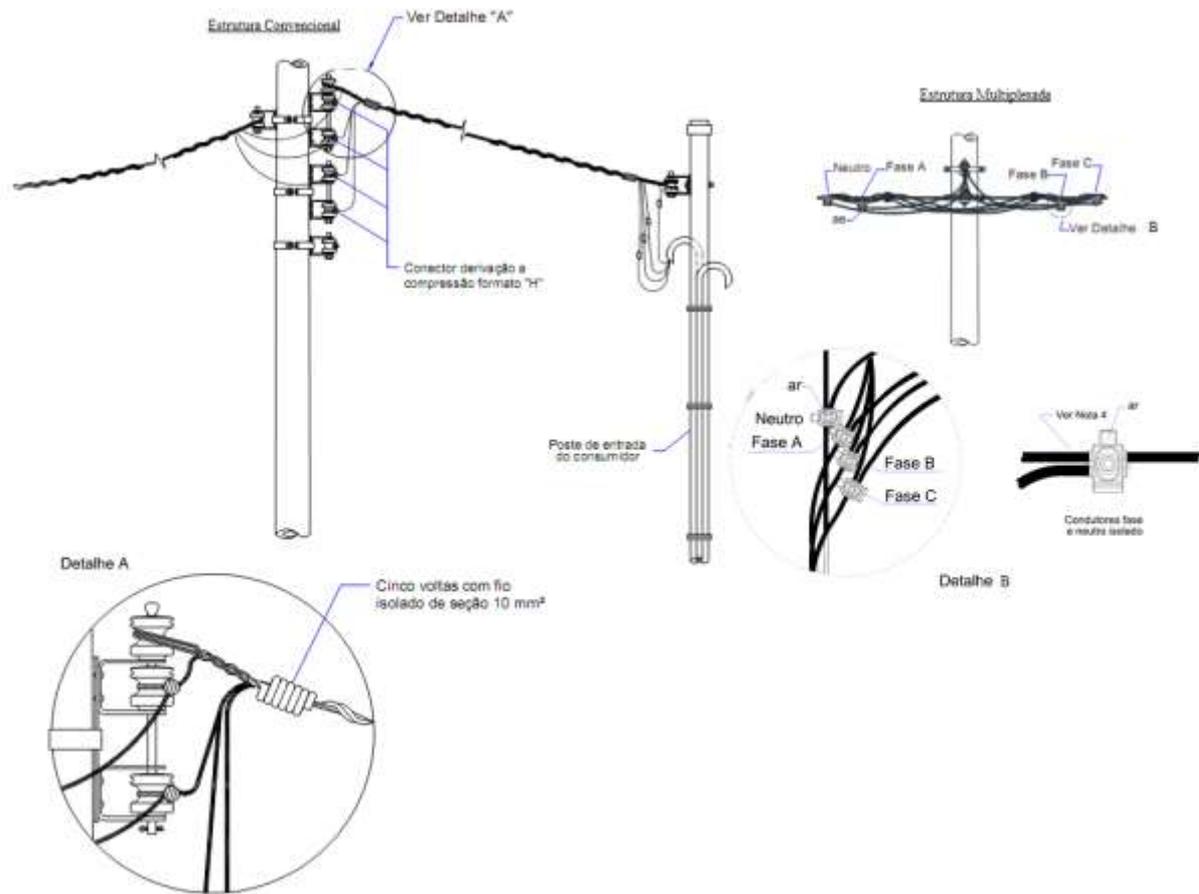
Fonte: modificado (NEOENERGIA, 2018, 2020).

3.3.1.2 Ramal de ligação

Segundo (NEOENERGIA, 2018, 2019a, 2020), o ramal de ligação é o conjunto de condutores e acessórios instalados entre o ponto de derivação da rede da distribuidora e o ponto de entrega, conforme é apresentado na Figura 34, como “padrão de entrada” do ramal de ligação de unidades consumidoras monofásicas e trifásicas. Em Apêndice A, são apresentados os demais ramais de ligações com sua variedade de perfis estruturais e formas de ligações, seja ela monofásica, bifásica e trifásica.

Para realizar a parametrização do condutor do ramal de ligação das unidades consumidoras, no software, serão utilizadas as características expressas pela Tabela 16. Onde são apresentadas as variáveis para escolha correta da seção transversal, que depende de fatores como a potência ativa (kW) e aparente (kVA) para grupos de cargas monofásicas e trifásicas respectivamente, além de ser considerado o distanciamento do ramal de ligação. Dessa maneira, para cada unidade consumidora foi determinado seu valor de demanda e atribuído seu ramal de ligação com a seção determinada, de acordo com (NEOENERGIA, 2018), com valores apresentados na Tabela 16.

Figura 34 - Ramal de ligação padrão da rede secundária monofásico e trifásico



Fonte: (NEOENERGIA, 2018, 2020)

Para realizar a conexão de geradores distribuídos fotovoltaicos ao sistema de distribuição estudado nesta tese e configurá-lo no software, serão considerados os padrões normativos e parâmetros técnicos necessários para a conexão de microgeradores à rede elétrica de distribuição, conforme recomenda (NEOENERGIA, 2016). O valor da seção transversal do ramal de ligação a ser configurado, são apresentados na Tabela 16, que propõem ao projetista informações para escolha correta do condutor do ramal de ligação da unidade consumidora. Para realizar esta escolha, deve ser considerada a potência do sistema FV a ser conectado, seja ela, em kW (Potência Ativa) e ou kVA (Potência Aparente) e a sua forma de ligação aérea ou subterrânea.

Tabela 16 - Parâmetros elétricos para determinação da entrada de serviço de unidades consumidoras ligadas ao sistema 380/220V.

Tipo da ligação (Sistema 380-220V)	Carga Instalada (kW)	Demanda (kVA)	Responsabilidade do Consumidor							
			Eletroduto		Condutor de Cobre PVC 70 (mm ²)		Disjuntor (A)	Aterramento		
			PVC (mm)	Aço (mm)	Subt.	Embut.		Condutor de cobre (Nu ou isolado)	Eletroduto PVC (mm)	
Monofásica	0 - 8	-	25	25	6	6	40	6	20	monofásico
	8,1 - 15	-	25	25	16	16	70	16	20	
		0 - 32	40	32	10	10	50	10	20	
Trifásica	Até 75kW	32,1 - 42	40	32	16	16	70	16	20	polifásico
		42,1 - 60	40	32	35	35	100	16	20	
		60,1 - 75	50	40	50	50	125	25	20	

Fonte: (NEOENERGIA, 2018, 2020)

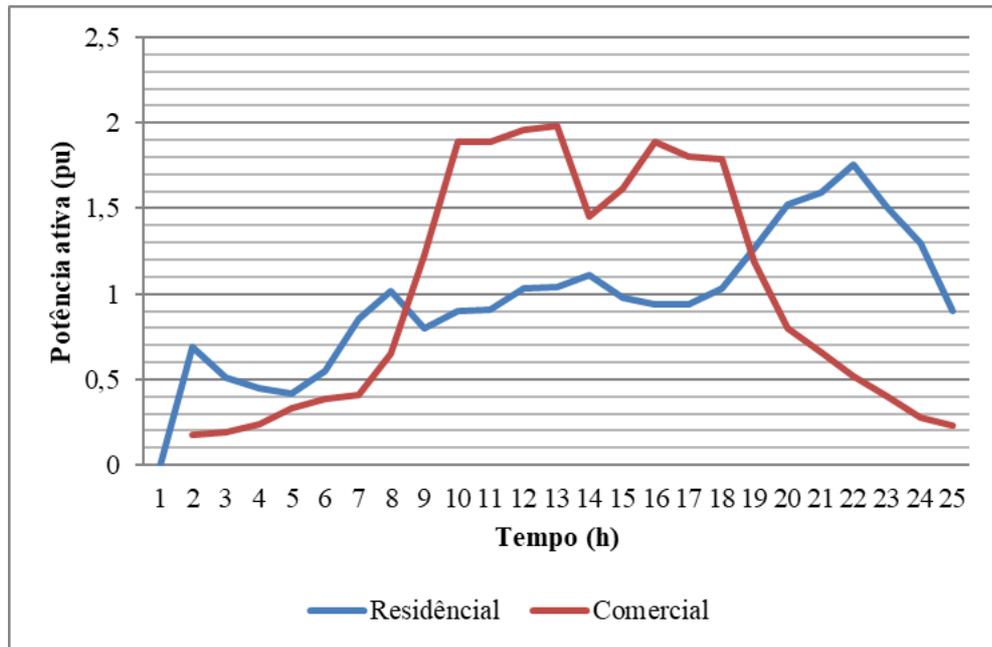
A descrição dos demais componentes envolvidos na composição da rede elétrica utilizada como: parâmetros da subestação, transformadores de distribuição, conexão de cargas, configuração de linhas, estão melhor detalhados no APÊNDICE A.

3.3.2 Parâmetros de simulação no OpenDSS

3.3.2.1 Curvas de cargas

Com o objetivo de aumentar a autenticidade do ambiente de simulação, mesmo utilizando um sistema de distribuição real, foi adotado o comportamento diário para as curvas de carga dos consumidores e o perfil de geração dos sistemas fotovoltaicos. Foram atribuídos e definidos parâmetros para cada unidade consumidora conectada à rede de distribuição para realizar as análises. Para isso, foram utilizadas para este trabalho as curvas típicas que classificam cada consumidor de acordo com seu perfil residencial ou comercial, conforme ilustrado na Figura 35.

Figura 35 - Curvas de cargas do perfil residencial e comercial.



Fonte: adaptada (JARDINI et al., 2000)

De acordo com JARDINI et al. (2000), as unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição de baixa tensão são estratificadas em classes de consumo residencial, comercial e industrial. Além da estratificação, essas unidades são divididas em faixas de consumo específicas para cada classe, como mostrado na Tabela 17. Com base nisso, foi utilizado um *script* no Matlab de forma randômica para distribuir tanto os dispositivos de geração fotovoltaica a serem conectados às cargas quanto seus respectivos consumos.

Tabela 17 - Estratificação das unidades consumidoras.

Classe	Faixa de consumo (Kwh)
Residencial	0-100
	100-200
	220-500
	500-1000
	>1000
Comercial	<500
	500-2000
	2000-5000
	>5000
Industrial	>1000
	1000-3000
	3000-7000
	>7000

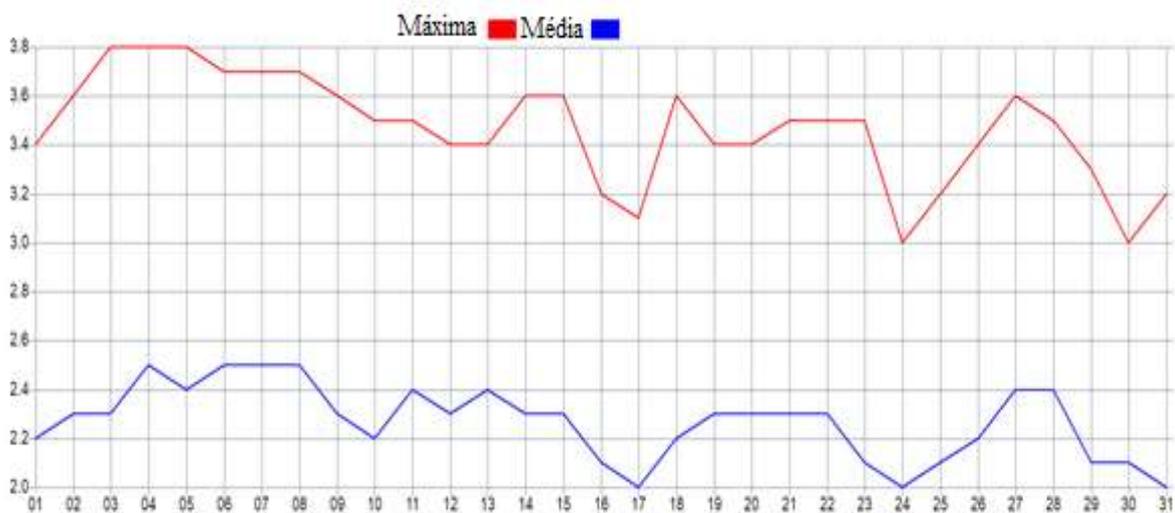
Fonte: adaptada (JARDINI et al., 2000)

No entanto, segundo JARDINI et al., (2000), para serem definidas as curvas representativas em um intervalo de tempo de uma unidade consumidora não é tão simples devido à grande variedade e às diferenças nas cargas e hábitos de consumo, o que acaba interferindo os parâmetros das curvas de cargas com índices de pico ou afundamento de carga em horários aleatórios. Para traçar o perfil de cada unidade consumidora através das curvas de carga, foram adotadas medidas típicas das curvas de carga de consumidores individuais monofásicos, bifásico e trifásicos, considerando parâmetros arbitrários para cada unidade consumidora conectada ao sistema real simulado.

3.3.2.2 Perfil de carregamento do alimentador

Para apresentar o comportamento do perfil de consumo de carga, será utilizada a curva de carga do alimentador, que fornece energia aos transformadores de distribuição responsáveis por reduzir a tensão de média tensão (MT) para baixa tensão (BT) no nível de distribuição secundária. Foram coletados dados de 1 ano de medição captados através de um sistema de monitoramento alocado no barramento após a saída do transformador da subestação elétrica. Através da análise dos dados foi utilizado para este trabalho as curvas com valores máximos e médios para o dia dos meses do ano que ocorreu o maior valor de demanda registrado e o menor valor conforme é apresentado na Figura 36.

Figura 36 - Curva do alimentador de distribuição com valores máximos e mínimos registrados.

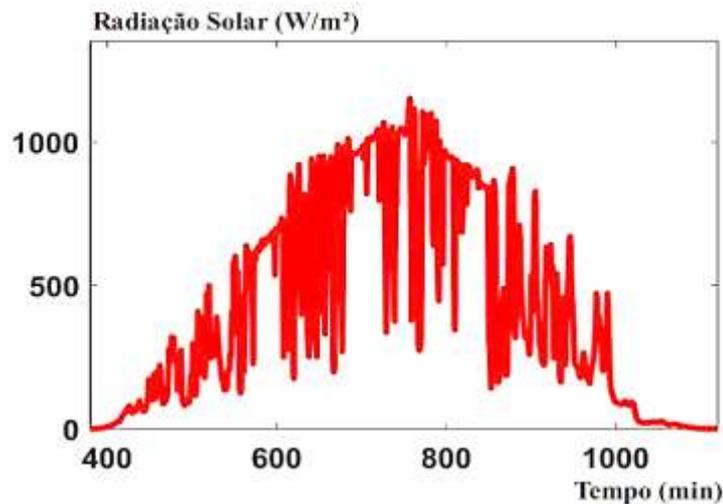


Fonte: Autor (2020)

3.3.2.3 Curvas de Irradiação e temperatura para o sistema fotovoltaico

Para realizar as análises temporais das variações de potência do sistema fotovoltaico foi necessário considerar curvas tanto da irradiação solar diária quanto da temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos. No entanto, para definir estes parâmetros de caracterização das variáveis do sistema fotovoltaico, foi necessário utilizar os códigos específicos do software OpenDSS baseados em (DUGAN, 2011), para esboçar a curva apresentada na Figura 37, onde é retratada a irradiação horária durante o período de 24 horas. O perfil diário de irradiação solar utilizado foi determinado a partir da média mensal, e assim, considerado o mês com maior nível de irradiação que resultou em um valor de pico às 13 horas do dia. O perfil de irradiação solar utilizado foi de um dia ensolarado apresentando variações no clima, como nuvens passageiras, garantindo um dia com geração intermitente.

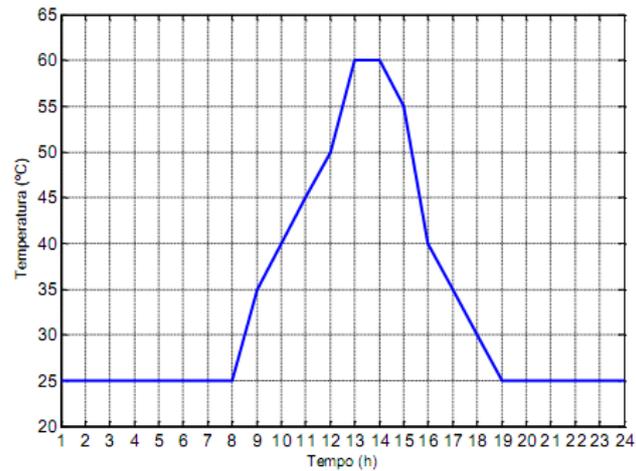
Figura 37 - Perfil diário, médio mensal para o mês com máxima irradiação solar.



Fonte: Autor (2022)

Para a curva de temperatura foi adotado também o perfil diário, com a variação de temperatura ao longo de 24 horas por dia, conforme é apresentado na Figura 38. Para as simulações nesta tese, foram utilizados os valores para as curvas com intervalos de 5 minutos.

Figura 38 - Curva de variação de temperatura diária.



Fonte: Autor (2022)

3.4 METODOLOGIA PARA ANÁLISES DOS IMPACTOS DOS SISTEMAS FV

3.4.1 Descrição dos Cenários para simulações

Nesta seção são abordados os cenários a serem simulados neste trabalho, com objetivo de analisar o comportamento das características elétricas do sistema de distribuição primário e secundário, quando ao alimentador forem conectados geradores distribuídos fotovoltaicos de forma massiva. Através dos resultados obtidos fornecer soluções modernas com base em estratégias de gerenciamento dos serviços ancilares para mitigar as variações de tensão e os problemas de desequilíbrio de tensão nos barramentos, fluxo de potência e as perdas técnicas gerais do circuito. De maneira geral, estes procedimentos serão realizados através da presença massiva de GD fotovoltaicos e com ausência dos mesmos conectados ao alimentador.

Os resultados serão comparados aos critérios e valores operacionais segundo ANEEL, (2017d) e também aos padrões e procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica de acordo com (ANEEL 2019), anteriormente destacados.

3.4.1.1 Cenário 1 - Alimentador sem conexão de GDFV's.

Será realizada a simulação do sistema de distribuição em análise, com ausência da contribuição de potência oriunda dos geradores distribuídos fotovoltaicos, com objetivo de verificar o comportamento da rede elétrica primária e secundária e formar através dos resultados obtidos um caso base de referência para comparações posteriores. O circuito será modelado no

software, a partir dos parâmetros elétricos dos condutores, impedâncias, susceptâncias, capacitâncias, dados da subestação, transformadores, TAP's dos reguladores de tensão entre outros e configurado através de uma série de comandos. Entre estes comandos, que são necessários para realizar a interface do alimentador no software, cabe destacar a importância da utilização do comando “*daily*” (diário). Este comando em específico, quando habilitado no software, possibilita que os estudos sejam realizados através das análises temporais e as simulações aconteçam de acordo com o perfil da curva de carga diária atribuída às unidades consumidoras que serão conectadas ao alimentador.

O perfil de consumo das unidades consumidoras conectadas à rede elétrica de baixa tensão e média tensão, serão configuradas atribuindo valores de consumo aleatórios para cada carga em específico (Monofásica, Trifásica e Bifásica), para atender ao perfil de consumo da curva de carga do alimentador. Vale salientar de acordo com a seção 3.3.4.2, que as curvas de cargas do alimentador serão configuradas no software e realizadas as simulações, considerando um regime de operação com nível de carregamento máximo e mínimo. As unidades consumidoras serão configuradas com perfil residencial e comercial de acordo com a Tabela 11 e serão atribuídas as fases e os barramentos (postes) especificados para conexão das mesmas.

Visando obter parâmetros elétricos e funcionalidades específicas de operação do alimentador, são atribuídos sistemas de monitoramentos alocados em posições estratégicas nas linhas de distribuição de média e baixa tensão, nos barramentos ao longo do alimentador, transformadores, reguladores de tensão além de outros equipamentos. Os resultados obtidos serão processados pelos monitores e projetarão o comportamento dos parâmetros elétricos ao longo da rede elétrica sobre análise, com objetivo de verificar se os limites críticos de tensão definidos em norma foram atingidos.

3.4.1.2 Cenário 2 - Alimentador com inserção massiva de GDFV

Para este cenário serão realizadas as mesmas simulações, parametrizações e configurações apresentadas pelo cenário 1 na seção 3.4.1.1. Além disso, alimentador será submetido à conexão massiva de geradores distribuídos fotovoltaicos monofásicos, bifásicos e trifásicos. As características elétricas de cada gerador fotovoltaico instalado em sua respectiva unidade consumidora, terão configurações e parâmetros elétricos variados. De tal forma, que os modelos de placas e inversores, proteções, eficiências e capacidades serão diversificadas e irão variar de acordo com cada perfil de consumo e potência disponibilizada pela concessionária para cada UC em específico. As curvas de irradiância, temperatura e eficiência

do inversor serão atribuídas aos sistemas fotovoltaicos, de modo que cada sistema irá injetar uma potência no alimentador de forma diferente.

O perfil de consumo das unidades consumidoras, será abordado de duas maneiras; nível de carregamento máximo e médio. Vale salientar que não foi considerado o baixo carregamento da rede, já que tipicamente esta condição ocorre durante o período noturno, estendendo pela madrugada, e durante estes horários a geração FV se encontra inoperante.

Para se ter uma maior clareza nos resultados e determinar os problemas ocorridos de cada sistema de forma mais distinta e específica. Este cenário terá o objetivo de analisar as características elétricas e os impactos dos geradores distribuídos monofásicos, bifásicos e trifásicos de forma separada ao alimentador. No entanto, os estudos e análises terão foco na conexão de geradores distribuídos aos barramentos do sistema de forma individual e recolhida as informações separadamente.

3.4.1.3 Cenário 3 - Alimentador com inserção massiva de GDFV com limites estabelecidos

Nesta etapa conforme cenário 2 são consideradas as mesmas características de configuração do alimentador inseridas no cenário 1 e realizadas as simulações. Admitido os resultados obtidos no cenário 2, que evidenciaram o comportamento do sistema distribuidor após a inserção massiva de GDFV separadamente. Neste cenário, os sistemas monofásicos e trifásicos são conectados de forma simultânea, obedecendo os limites de capacidade dos transformadores conectados na rede de distribuição baixa tensão. Foram utilizadas estratégias operacionais comumente realizadas pelas concessionárias, para sobrecarregar os transformadores de distribuição. Essas estratégias, são determinadas em situações ocasionais e por períodos de tempo (horas) limitados, dentro das especificações normativas até uma possível relocação de área ou substituição do equipamento. Dentre estas estratégias destaca-se o ajuste realizado no relé de sobrecarga dos transformadores, modificando seus parâmetros de acordo com o nível de carregamento de cada circuito ao qual está conectado, utilizando ao máximo o fator de sobrecarga do mesmo.

As análises serão realizadas, considerando o somatório de todas as potências ativas dos GFV conectados, de tal forma, a mesma corresponderá os valores máximos de 20% e 40% da capacidade nominal dos transformadores de distribuição utilizados. Sendo restrita pelo máximo nível de carregamento em regime permanente e temporário suportável em condições favoráveis dos padrões normativos e de projeto.

Os resultados obtidos nesta etapa irão projetar o comportamento de operação do alimentador quando ao mesmo for conectado GDFV massivamente e os impactos aos parâmetros técnicos de qualidade de energia, fluxo de potência, níveis de tensão, perdas elétricas e a operação dos reguladores de tensão. Além de comparar todas estas características aos procedimentos e padrões normativos do PRODIST módulos 3 e 8.

Na Tabela 18, se verifica os geradores fotovoltaicos conectados no alimentador e as características elétricas como fase, transformador conectado, nível de tensão de operação e potência instalada. A potência dos geradores seguiu um perfil de variação de acordo com os percentuais mencionados no parágrafo anterior, possibilitando extrair o máximo dos alimentadores aos quais esses geradores fotovoltaicos estão conectados.

Tabela 18 - Descrição dos geradores distribuídos conectados ao alimentador.

Sistema FV	Fase	Barramento	Tensão (V)	Potência (kW)	Sistema FV	Fase	Barramento	Tensão (V)	Potência (kW)
PV1TRA	1	01BT_TRA.1	220	8	PV20TRA	1	20BT_TRA.1	220	10
PV2TRA	1	02BT_TRA.1	220	6	PV21TRA	3	17BT_TRA	380	25
PV3TRA	1	03BT_TRA.1	220	7	PV1TRB	3	01BT_TRB	380	40
PV4TRA	1	04BT_TRA.1	220	10	PV2TRB	3	03BT_TRB	380	35
PV5TRA	1	05BT_TRA.1	220	9	PV3TRB	3	06BT_TRB	380	50
PV6TRA	1	06BT_TRA.1	220	7	PV1TRD	3	CLIENTEBT_TRD	380	120
PV7TRA	1	07BT_TRA.1	220	10	PV2TRD	3	CLIENTEBT_TRD	380	120
PV8TRA	1	08BT_TRA.1	220	8	PV1TRC	3	21BT_TRC	380	28
PV9TRA	1	09BT_TRA.1	220	10	PV2TRC	3	19BT_TRC	380	18
PV10TRA	1	10BT_TRA.1	220	11	PV3TRC	1	18BT_TRC	220	12
PV11TRA	1	11BT_TRA.1	220	2	PV4TRC	1	14BT_TRC	220	10
PV12TRA	1	12BT_TRA.1	220	6	PV5TRC	1	15BT_TRC	220	12
PV13TRA	1	13BT_TRA.1	220	10	PV6TRC	1	16BT_TRC	220	12
PV14TRA	1	14BT_TRA.1	220	8	PV7TRC	1	17BT_TRC	220	10
PV15TRA	1	15BT_TRA.1	220	9	PV1TRE	3	CLIENTEBT_TRE	380	50
PV16TRA	1	16BT_TRA.1	220	10	PV2TRE	3	CLIENTEBT_TRE	380	35
PV17TRA	1	17BT_TRA.1	220	7	PV3TRE	3	CLIENTEBT_TRE	380	35
PV18TRA	1	18BT_TRA.1	220	6	PV4TRE	3	CLIENTEBT_TRE	380	55
PV19TRA	1	19BT_TRA.1	220	9					

Fonte: Autor (2022)

3.5 MITIGAÇÃO

A fim de minimizar a carga de trabalho dos reguladores, é essencial implementar algum tipo de filtro que possa atenuar as sobretensões presentes no sistema. Essa flutuação é causada pela oscilação da potência gerada pelo sistema fotovoltaico, que é altamente variável devido às condições estocásticas. Do ponto de vista técnico, uma solução viável para essa compensação é a utilização de baterias em conjunto com os painéis solares, conectadas em paralelo. As

baterias são capazes de responder em questão de centésimos de segundo, o que as torna uma opção adequada para esse propósito segundo (SUN et al., 2020).

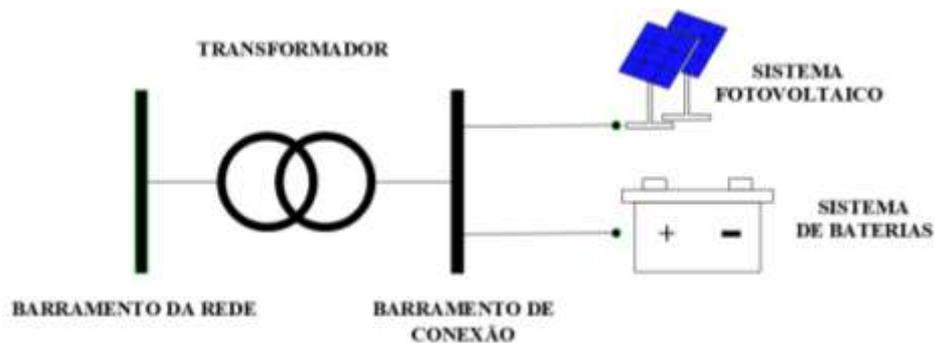
Neste estudo, foi apresentada uma solução baseada no uso de baterias como dispositivos de armazenamento de energia e compensadores da potência injetada pelo sistema fotovoltaico. Os resultados das simulações foram obtidos, quando o sistema de armazenamento de energia foi dimensionado e alocado na mesma barra onde a usina fotovoltaica foi instalada, visando uma melhor observação dos efeitos desse sistema. Durante a descarga da bateria, ocorreu apenas a injeção de potência no sistema, e posteriormente foi analisado se houve alteração no nível de tensão. Na Figura 39 é ilustrado o esquema de conexão da bateria e do sistema fotovoltaico à rede elétrica, no qual a bateria deve ser capaz de fornecer potência de forma que a potência injetada na rede resultante atinja um valor desejado. O objetivo principal consiste em mitigar as flutuações da potência gerada pelo sistema fotovoltaico, de modo que a potência fornecida pela bateria seja idealmente equivalente à potência gerada pelo sistema em condições ideais, sem interferências externas. No entanto, devido à natureza variável da curva de irradiação, influenciada pelas condições climáticas locais, foi necessário o desenvolvimento de métodos de previsão da curva de irradiação. Estudos e propostas na literatura, como o trabalho de (LUO et al., 2020) têm se concentrado nesse aspecto, visando minimizar as flutuações de potência decorrentes dessa variabilidade.

A média móvel é utilizada para prever a variabilidade da irradiação solar e auxiliar no controle do despacho de energia pelo sistema de bateria (armazenamento) instalado em paralelo com os sistemas fotovoltaicos.

Nesse contexto, a média móvel é aplicada aos dados históricos de irradiação solar, calculando a média dos valores anteriores ao longo de um determinado período de tempo. Essa média móvel é usada para estimar a tendência de variação da irradiação solar, fornecendo uma previsão mais suave e estável do comportamento solar. Ao obter previsões mais confiáveis da irradiação solar, é possível melhorar o controle do despacho de energia pelo sistema de bateria. Por exemplo, se a média móvel indicar uma tendência de queda na irradiação solar, o sistema de bateria pode ser acionado para compensar a redução da geração fotovoltaica e garantir a continuidade do fornecimento de energia. Da mesma forma, se a média móvel mostrar um aumento na irradiação solar, o sistema de bateria pode ser programado para armazenar o excesso de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, aproveitando ao máximo as condições favoráveis de geração solar. Ao utilizar a média móvel para prever a variabilidade da irradiação solar, o sistema de bateria pode ajustar o despacho de energia de forma mais precisa e eficiente, maximizando a utilização da energia solar disponível e otimizando o equilíbrio entre geração e

armazenamento. Em resumo, a média móvel é uma ferramenta importante para prever a variabilidade da irradiação solar e auxiliar no controle do despacho de energia pelo sistema de bateria. Essa abordagem permite uma gestão mais eficiente da energia solar e um melhor aproveitamento dos recursos de armazenamento, contribuindo para a otimização do sistema e a maximização do uso de energia renovável.

Figura 39 - Esquema de conexão do sistema de bateria e do sistema fotovoltaico ao barramento da rede elétrica.

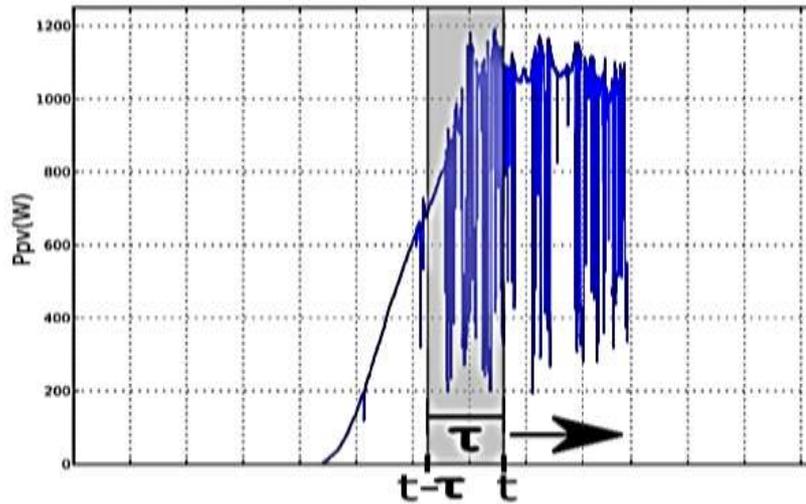


Fonte: O autor (2023)

A estratégia adotada para o controle do despacho da bateria foi fundamentada em um método que emprega a média móvel da potência gerada pelo sistema fotovoltaico, com o objetivo de otimizar o aproveitamento da bateria. Essa abordagem foi escolhida devido à indisponibilidade de métodos em tempo real para previsão de irradiação solar e sombreamento. Para a modelagem da bateria e a implementação do algoritmo de controle, utilizou-se o software OpenDSS. Foi atribuída à bateria uma capacidade substancial de potência e energia, com potência nominal fixada em 2000 kW e capacidade de carga de 20000 kWh, garantindo que fosse capaz de suprir totalmente as demandas requeridas pelo algoritmo de controle.

Essa abordagem se baseou na utilização de registros históricos de potência gerada pelos módulos fotovoltaicos para estimar a potência atual, desconsiderando o sombreamento. A estimativa é obtida por meio do cálculo da média dos dados coletados em um intervalo de tempo prévio específico, como representado na Figura 40.

Figura 40 - Apresentação de um exemplo de janela móvel.



Fonte: O autor (2023)

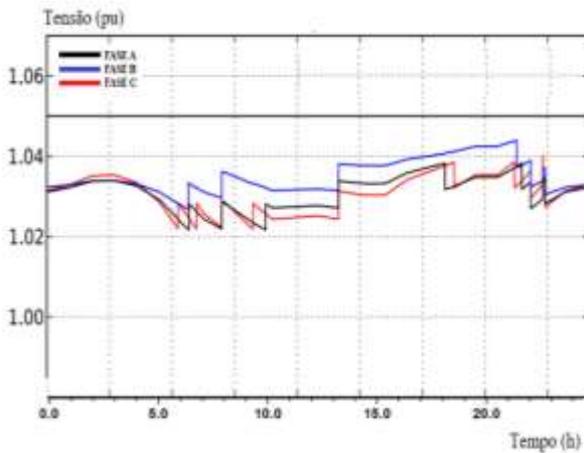
Uma janela móvel é empregada para delimitar os dados históricos utilizados no cálculo da média. Operando de maneira que, o algoritmo de controle assume que a bateria possui um tempo de resposta inferior ao intervalo de simulação de 1 segundo, eliminando qualquer atraso na atualização do despacho da bateria. A determinação da potência de saída da bateria em um determinado instante " t " depende da potência gerada pelo sistema fotovoltaico no mesmo instante de tempo. Portanto, a atualização da potência de saída da bateria ocorre somente após o algoritmo estimar o próximo valor de potência e seu novo valor ficar disponível.

4 RESULTADOS

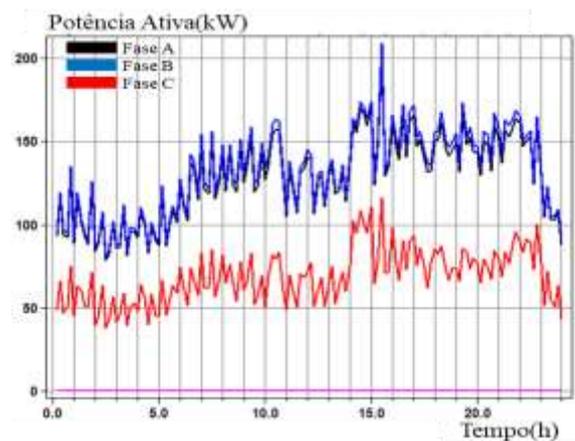
Ao realizar a análise dos resultados, foi possível constatar que os parâmetros elétricos obtidos nas simulações se aproximaram das características reais de operação do sistema. Especificamente, observou-se essa semelhança nos níveis de tensão, potência ativa e potência reativa, como evidenciado nas Figuras 41(a), (b) e (c). Considerando que o circuito em estudo é desequilibrado, conforme indicado na Tabela 11, na qual a maioria das cargas conectadas aos circuitos de baixa tensão está concentrada nas Fases A e B, era esperado que as simulações refletissem esse desequilíbrio significativo entre as fases. Nas Figuras 41(b) e 41(c), destacam-se os valores de demanda ativa e reativa "solicitadas" pelas unidades consumidoras à subestação elétrica, respectivamente. Em particular, a Figura 41(c) apresenta os valores de potência reativa presentes no sistema.

É importante notar que, na baixa tensão, os consumidores estão conectados ao alimentador com um fator de potência de 0,92. Essa condição justifica o desequilíbrio existente no circuito e a predominância de potência reativa na Fase A da rede elétrica. Esses resultados corroboram a análise da carga e seu comportamento em relação aos parâmetros elétricos. Os resultados obtidos nas simulações e análises realizadas fornecem informações valiosas e conhecimentos sobre o funcionamento e desempenho do sistema elétrico que está sendo investigado. Essas informações podem ser utilizadas para compreender melhor o comportamento dos parâmetros elétricos, identificar possíveis problemas ou desequilíbrios no sistema e, assim, tomar decisões e implementar soluções adequadas para otimizar o desempenho e a eficiência do sistema elétrico em questão.

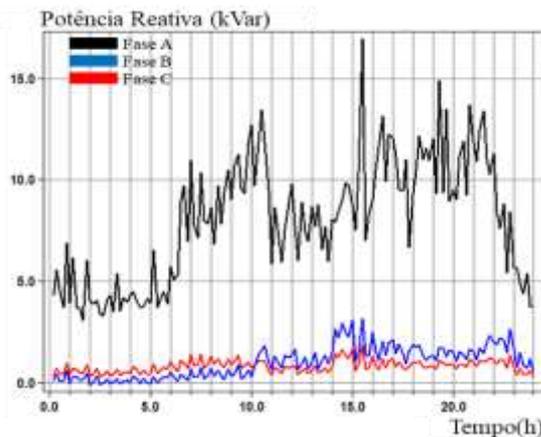
Figura 41 - Resultados obtidos durante a simulação considerando o caso base.



a) Nível de tensão



b) Potência fornecida pela subestação

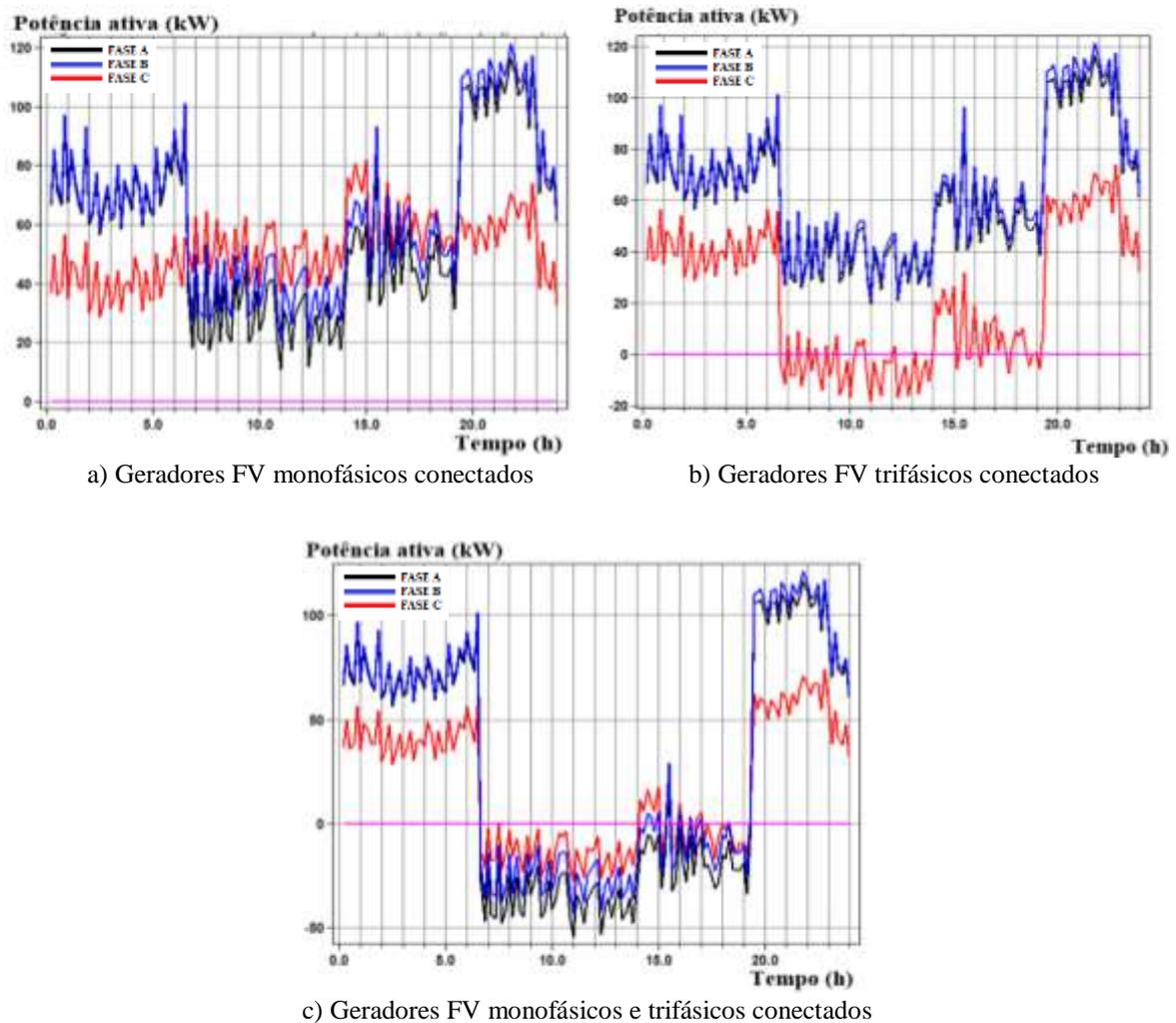


c) Potência reativa vista pela subestação

Fonte: O autor (2023)

As Figuras 42(a), (b) e (c) apresentam as potências ativas do alimentador, registradas por um monitor localizado na saída da subestação elétrica, durante a conexão de geradores distribuídos FV monofásicos, trifásicos e ambos simultaneamente ao circuito. A distribuição dos geradores FV nas unidades consumidoras foi realizada de forma assimétrica, levando em consideração a disponibilidade de potência e a compatibilidade de cada prosumidor. Apesar do desequilíbrio presente no alimentador, onde a fase A concentra um maior número de unidades consumidoras em comparação com as fases B e C, a conexão dos geradores FV foi realizada sem causar alterações nos parâmetros técnicos da rede, como os limites de tensão e o perfil de qualidade de energia estabelecidos pelas normas. Entretanto, se constatou que os limites não foram ultrapassados durante a operação da rede, evidenciando que os reguladores de tensão foram eficientes em manter a tensão dentro dos níveis adequados para o fornecimento de energia.

Figura 42 - Resultados das simulações com penetração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.



Fonte: O autor (2023)

Nas Figuras 42(a), (b) e (c), foi possível verificar que, durante o período de contribuição dos geradores fotovoltaicos distribuídos ao alimentador, que ocorreu das 5h às 17h30, houve uma compensação de potência em relação ao caso base. Observou-se um desequilíbrio entre as fases, sendo a Fase A mais afetada devido ao elevado número de unidades consumidoras conectadas a ela. Em contrapartida, a Fase C apresentou poucas variações ao longo do dia, mantendo-se praticamente estável em comparação com o caso base, conforme ilustrado na Figura 41(b).

Na Figura 42(b), ao analisar a instalação de geradores fotovoltaicos trifásicos, observou-se um equilíbrio nas potências ativas entre todas as fases, conforme esperado. No entanto, surpreendentemente, foi observado um desequilíbrio entre a fase C em relação às fases A e B. Essa situação não era esperada quando se trata da conexão de geradores trifásicos à rede elétrica. Essa discrepância ocorreu devido à distribuição desigual de cargas ao longo do alimentador, conforme indicado na Tabela 11, onde a fase C possui um menor número de unidades consumidoras conectadas, tornando-a menos demandada em comparação com as outras fases. Isso resultou no fluxo de potência reverso na linha durante o período das 7h às 14h, com picos variados às 15h e 16h, indicando um excesso de potência ativa nessa fase durante a operação dos geradores fotovoltaicos.

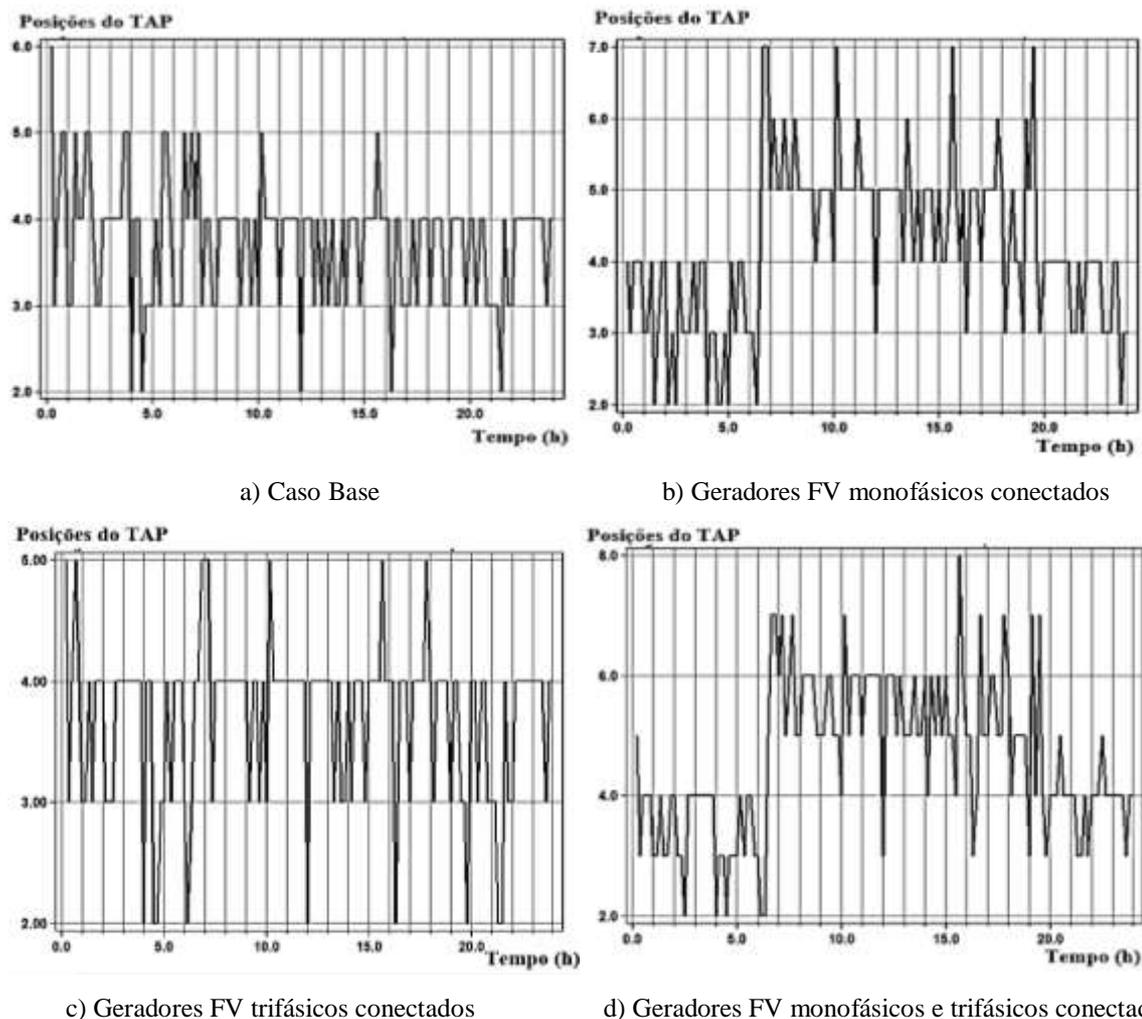
Na Figura 42(c), os resultados revelam o comportamento do fluxo de potência no alimentador quando geradores fotovoltaicos monofásicos e trifásicos são conectados simultaneamente. Durante o período de contribuição desses geradores, que compreende das 5h às 17:30h, foi observado um excesso de fluxo de potência nas três fases do circuito, conforme evidenciado na Figura 42(c). Especificamente, houve um fluxo de potência reverso nas Fases A (-50kW), B (-40kW) e C (-15kW) aproximadamente. Além disso, durante a operação da rede, se notou um desequilíbrio entre as fases durante o período de contribuição dos geradores fotovoltaicos, embora a amplitude do fluxo de potência reverso entre as fases tenha diminuído. O fluxo de potência reverso diminuiu devido à contribuição de potência proveniente dos geradores fotovoltaicos durante o período em que estavam em operação. Quando os geradores estão gerando energia, eles fornecem potência ativa ao sistema elétrico, o que pode contrabalancear o fluxo de potência reverso que ocorre em condições normais. Portanto, a presença dos geradores FV contribuiu para reduzir o fluxo de potência reverso entre as fases, levando a um melhor equilíbrio do sistema.

A presença significativa do fluxo de potência reverso reflete um excesso de potência nas linhas de distribuição do alimentador, causado pelo perfil de demanda com carregamento médio. Isso afetou os parâmetros elétricos de qualidade de energia da rede, principalmente o

desequilíbrio nos níveis de tensão. Como resultado, os reguladores de tensão instalados no alimentador tiveram que realizar ajustes frequentes nos TAP's dos transformadores durante a operação para manter os níveis de tensão regulados. Esses ajustes frequentes resultaram em variações de tensão de curta duração.

Quando há geradores fotovoltaicos distribuídos na rede, os dispositivos reguladores de tensão automaticamente ajustam seus TAP's para acomodar o aumento de tensão causado por esses geradores. Entretanto, se os sistemas fotovoltaicos se desconectarem da rede elétrica, as novas posições dos TAP's podem levar a quedas de tensão inesperadas, afetando negativamente a qualidade da energia fornecida às cargas. Além disso, a resposta do regulador de tensão é relativamente lenta, podendo levar vários segundos para recuperar a tensão para o valor desejado.

Figura 43 - Variação das posições do TAP do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição, no período de um dia.



Fonte: O autor (2023)

Nas Figuras 43(a), (b), (c) e (d), são apresentados os resultados das manobras dos TAP's dos transformadores realizadas pelos reguladores de tensão, considerando diferentes cenários: caso base (sem a conexão de geradores fotovoltaicos), apenas com geradores monofásicos conectados, apenas com geradores trifásicos conectados e com ambos simultaneamente. Para o caso base, as manobras de ajustes dos TAP's que ocorreram durante o período diário, foram justificadas, pelo desequilíbrio de tensão natural presente no alimentador e se mantiveram em níveis com patamares mais estáveis sem alterações características. As maiores solicitações de ajustes ocorreram no período de maior solicitação de demanda de carga ao alimentador, observada no período noturno.

Ao analisar a Figura 43(b) em comparação ao caso base, é evidente que a adição de geradores fotovoltaicos monofásicos causou um impacto significativo nas mudanças das posições de TAP do transformador. Durante o período de geração solar, foram realizadas manobras com índices elevados de regulação. No caso da conexão de geradores fotovoltaicos trifásicos, conforme apresentado na Figura 43(c), também ocorreram alterações nos TAP's, porém com uma demanda menor de ajustes. As posições variaram entre +3 e +4, sendo observados picos nos horários de 7h, 10h e 15h, seguidos de regressão para as posições originais do caso base. Esses resultados indicam a ocorrência de desequilíbrios de curta duração na tensão do sistema.

Os indicadores de desequilíbrio de curta duração na tensão do sistema são observados devido às variações nas posições do TAP do transformador durante a operação dos geradores fotovoltaicos. Essas variações são necessárias para compensar as alterações de fluxo de potência e assegurar a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites adequados. No entanto, a ocorrência de picos nos horários específicos mencionados indica que houve desequilíbrio momentâneo na distribuição de tensão, afetando a estabilidade do sistema elétrico. Esses desequilíbrios de curta duração podem ser atribuídos a fatores como a resposta lenta dos reguladores de tensão e a presença de cargas desbalanceadas no sistema.

A Figura 43(d) apresentou os resultados quando ocorreu a conexão massiva de geradores fotovoltaicos (FV) distribuídos, tanto monofásicos quanto trifásicos, de forma simultânea. Um aspecto relevante observado foi a alta demanda por ajustes nos reguladores de tensão para a realização de manobras no TAP do transformador, visando regularizar as variações nos níveis de tensão da rede elétrica. Esse cenário foi causado pelo excesso de potência circulante, proveniente da injeção de energia pelos geradores FV conectados, o que contribuiu para o desequilíbrio de tensão nas linhas e, conseqüentemente, aumentou a frequência de operações dos reguladores de tensão.

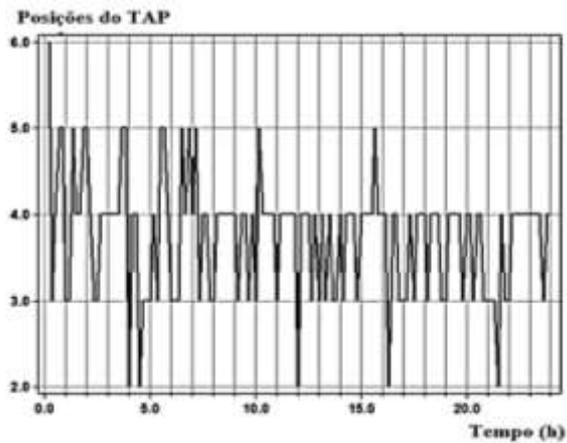
Após análise minuciosa dos resultados, constatou-se que a conexão dos sistemas fotovoltaicos resultou em um impacto significativamente baixo a rede elétrica. Evidenciando que os reguladores de tensão foram capazes de efetuar os ajustes de forma eficiente e sem maiores complicações. Isso se deve principalmente à elevada capacidade de curto-circuito trifásico da subestação elétrica, que possui uma reserva de potência suficiente para absorver os desequilíbrios gerados pelos geradores fotovoltaicos conectados. Além disso, os reguladores automáticos de tensão localizados na subestação (REGFASE A, REGFASE B e REGFASE C) desempenharam um papel crucial na manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis.

Com objetivo de retratar as elevadas mudanças de operações nas posições dos TAP's dos demais equipamentos reguladores de tensão deste alimentador. Foi necessário realizar as simulações não considerando apenas a inserção de geradores FV distribuídos, mas também para diferentes variações na curva de demanda do alimentador. A partir disso, além dos cenários atribuídos na subseção 3.4.1, foram implementadas curvas de demanda de carga variando-se entre o carregamento baixo e médio, projetando uma elevação de consumo de 20% e 40% respectivamente para cada período de avaliação do sistema. Dessa forma, elevou as possibilidades de simulações, atendendo aos objetivos de estudo, buscando verificar o “stress” na regulação do nível de tensão na rede de distribuição, causado pela inserção massiva de geradores FV distribuídos ao longo do alimentador.

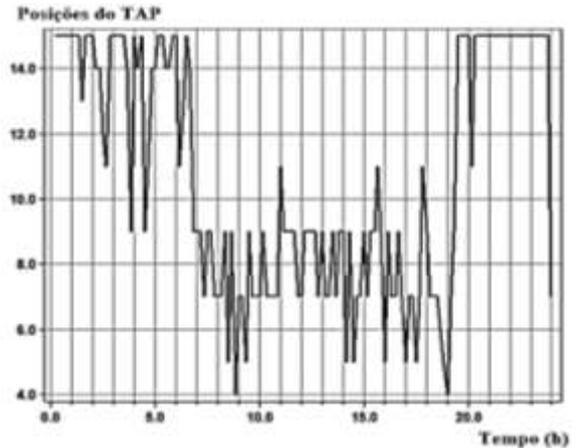
Com base nos resultados da Figura 43, concluiu-se que o maior número de operações realizadas para regulação de tensão pelos equipamentos reguladores, ocorreu mais efetivamente, no período diurno com a maior inserção de geradores distribuídos FV com grande oscilação na geração.

No entanto na Figura 44, é possível observar os resultados das operações dos reguladores de tensão conectados na subestação elétrica, assim como seu funcionamento. Comparado ao caso apresentado na Figura 43, fica evidente um aumento no número de operações realizadas pelos reguladores de tensão. Esse aumento pode ser atribuído às condições específicas do sistema, como a conexão massiva de geradores fotovoltaicos (GFV) monofásicos e trifásicos, que contribuíram para o desequilíbrio de tensão nas linhas. Resultando em solicitações mais frequentes ao regulador de tensão, visando ajustar o TAP do transformador e normalizar as alterações nos níveis de tensão da rede elétrica. Dessa forma, os resultados da Figura 44 indicam uma maior atividade dos reguladores de tensão para manter a estabilidade e a necessidade de manter a qualidade no fornecimento de energia elétrica.

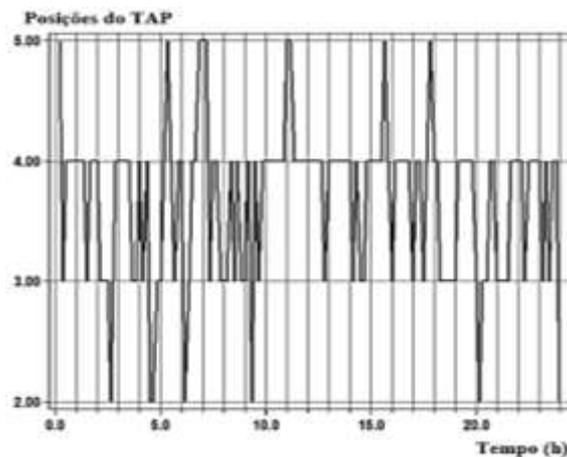
Figura 44 - Variação das posições do TAP do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição com elevação de 20% da curva de carga.



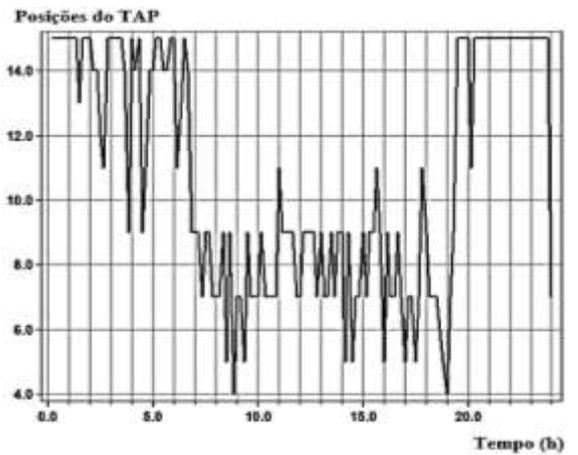
a) Caso Base



b) Geradores FV monofásicos conectados



c) Geradores FV trifásicos conectados



d) Geradores FV monofásicos e trifásicos conectados

Fonte: O autor (2023)

Ao implementar a elevação de 20% no perfil de carga dos prosumidores conectados ao alimentador, foi possível verificar o comportamento dos reguladores de tensão, através do número de operações realizadas para manter o nível de tensão nos padrões normativos. A Tabela 19, evidencia esse quantitativo de manobras realizadas nos TAP's dos transformadores pelos reguladores de tensão por fase da rede elétrica. Além disso, pode-se verificar os diferentes comportamentos dos reguladores de tensão, para cada perfil de geradores FV conectados à rede, evidenciando a importância dos equipamentos reguladores para uma rede elétrica de distribuição.

Ao comparar os resultados do caso base com a conexão de geradores fotovoltaicos (GDFV) monofásicos, observa-se que houve um aumento no número de operações realizadas pelos reguladores. Indicando que a conexão dos GDFV monofásicos afetou o perfil de tensão

da rede, obrigando os reguladores de tensão realizar ajustes mais frequentes nos TAP's dos transformadores.

Tabela 19 - Número de operações registradas pelos reguladores de tensão conectados à rede elétrica de distribuição com a curva de carga de consumo com 20%.

Reguladores	Caso base			GDFV monofásicos			GDFV Trifásicos			GDFV monofásicos e trifásicos		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
REGTRA_AB	7	3	2	6	4	3	8	5	4	9	4	2
REGTRA_C	7	3	2	8	3	2	9	8	3	12	4	3
REGFASE_A	5	3	3	6	3	4	8	6	4	8	3	2
REGFASE_B	6	4	2	8	2	2	4	4	6	9	6	6
REGFASE_C	6	4	2	9	2	2	4	4	6	9	6	6
TOTAL	31	17	11	37	14	13	33	27	23	47	23	19

Ao observar a Tabela 19, verifica-se entre o caso base e quando houve GDFV monofásicos que o aumento do número de manobras realizadas pelos reguladores de tensão não foi significativo, indicando que os reguladores foram capazes de lidar de forma adequada com as variações de tensão causadas pela conexão dos GDFV monofásicos.

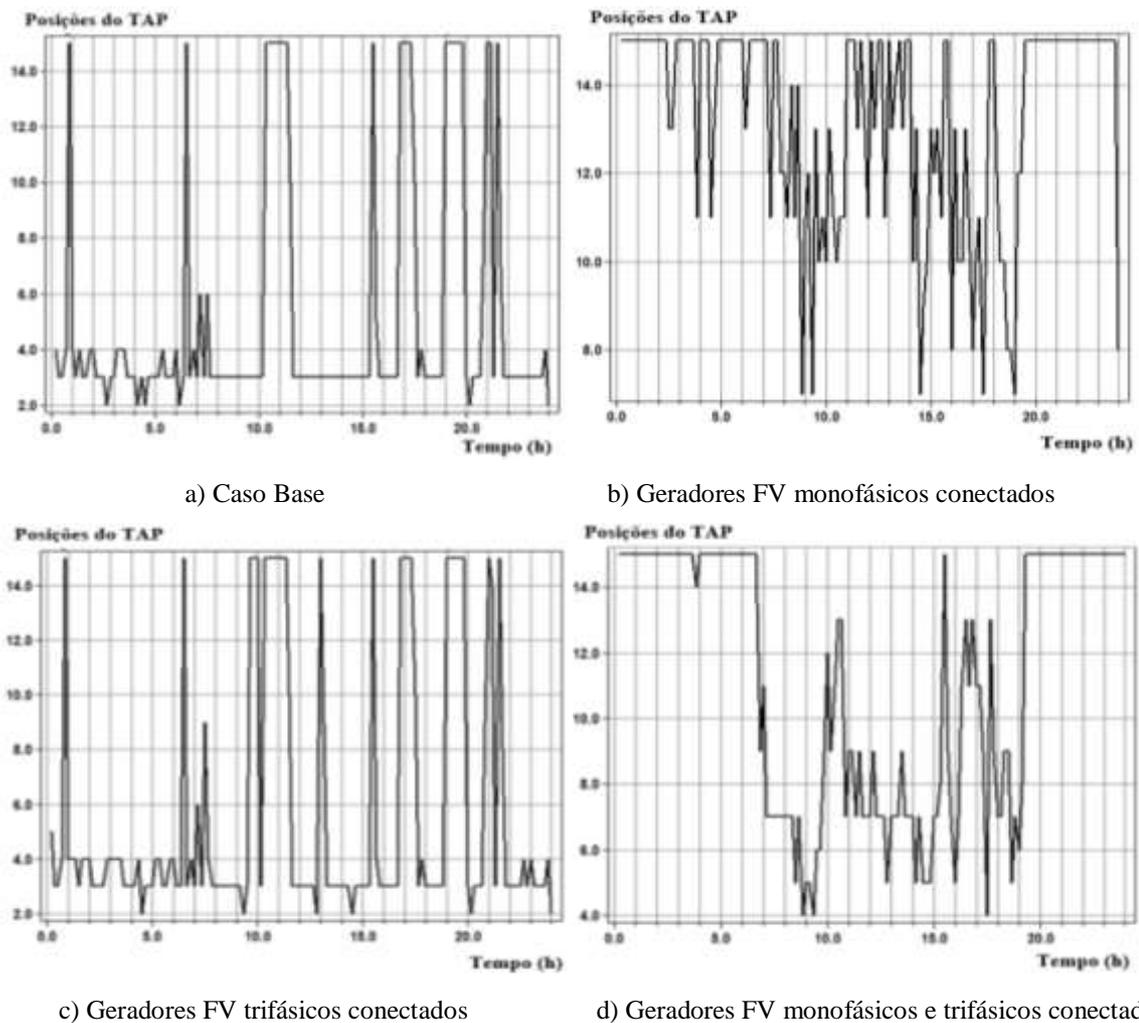
Por outro lado, quando foram conectados os GDFV trifásicos, se observou um número ainda menor de operações realizadas pelos reguladores de tensão em comparação com os GDFV monofásicos. Isso sugere que a conexão dos GDFV trifásicos teve um impacto ainda menor nas condições de tensão da rede elétrica, indicando que os reguladores foram capazes de manter a tensão dentro dos limites adequados com menos ajustes nos TAP's dos transformadores. Quando ocorreu a conexão simultânea de GDFV monofásicos e trifásicos, houve um aumento no número de operações nos reguladores em comparação com os cenários anteriores. Isso indica que a combinação de GDFV monofásicos e trifásicos resultou em maiores variações de tensão na rede, exigindo ajustes mais frequentes nos reguladores para manter a tensão dentro dos limites adequados.

Na Figura 45, foram analisados os resultados das simulações realizadas nos reguladores da subestação elétrica quando a curva de demanda de carga do alimentador foi elevada em 40% em relação à sua potência instalada. Para este cenário se observou que a variação de tensão de longa duração não foi devidamente compensada pela injeção de potência ativa proveniente dos geradores distribuídos fotovoltaicos conectados, resultando em um número similar de operações de regulação pelos reguladores de tensão.

No entanto, à medida que a conexão dos geradores distribuídos aumentava progressivamente e a curva de demanda apresentava um comportamento de carga média com 40% de elevação, a variação de tensão de curta duração passou a ser significativa. Indicando que os reguladores de tensão precisaram realizar um maior número de operações para controlar e estabilizar os níveis de tensão na rede elétrica.

Esses resultados destacam a importância de considerar tanto a potência circulante proveniente dos geradores distribuídos quanto as variações na curva de demanda ao analisar o desempenho dos reguladores de tensão. A fim de garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica, é necessário um equilíbrio adequado entre a geração distribuída, a demanda de carga e a capacidade dos reguladores de tensão em responder às variações de tensão de curta e longa duração.

Figura 45 - Variação das posições do TAP do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição com elevação de 40% da curva de carga.



Fonte: O autor (2023)

Esta situação ocorreu, devido à elevada intermitência contida na curva de irradiação solar local, o que proporcionou a sobreposição das variações de tensão de longa duração, contribuindo diretamente para elevação da quantidade de operações de ajustes pelos equipamentos reguladores. As manobras realizadas pelos reguladores de tensão, podem ser observadas na Tabela 20, quando houve principalmente o elevado índice de instalações de geradores distribuídos com diversos níveis de potência monofásicos e trifásicos simultaneamente à FASE A.

Tabela 20 - Número de operações registradas pelos reguladores de tensão conectados à rede elétrica de distribuição com a curva de carga de consumo com 40%.

Reguladores FASES	Caso base			GDFV monofásicos			GDFV Trifásicos			GDFV monofásicos e trifásicos		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
REGTRA_AB	7	3	2	8	5	3	8	6	3	9	5	4
REGTRA_C	7	3	2	9	4	4	11	7	5	12	5	3
REGFASE_A	5	3	3	8	5	4	8	6	4	9	3	3
REGFASE_B	6	4	2	11	4	4	5	5	7	11	6	7
REGFASE_C	6	4	2	12	3	3	5	4	8	12	6	7
TOTAL	31	17	11	48	21	18	37	28	27	53	25	24

Com a elevação de 40% na curva de carga, os resultados apresentados na Tabela 20, evidenciam um aumento considerável nas operações dos reguladores de tensão em todas as fases. Esse aumento é ainda mais significativo em comparação com a situação anterior com 20% de elevação na curva de carga. Os reguladores de tensão são acionados com maior frequência para realizar as manobras de ajuste nos TAP's dos transformadores, buscando manter os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis. A presença dos sistemas fotovoltaicos, tanto monofásicos quanto trifásicos, contribuíram para o aumento das operações dos reguladores, devido à injeção de potência e às variações na geração de energia solar.

A inserção de geradores FV monofásicos e trifásicos é considerada um dos motivos da elevação das operações dos reguladores, pois a conexão dos sistemas fotovoltaicos distribuídos introduziu uma quantidade adicional de potência na rede elétrica. Essa injeção de energia, juntamente com suas variações de geração solar, pode causar desequilíbrios na tensão das linhas, levando os reguladores a realizarem ajustes mais frequentes nos TAP's dos transformadores.

Outro motivo é a necessidade de estabilidade do sistema, ou seja, os reguladores de tensão desempenham um papel crucial na manutenção da estabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica. Com as alterações nas condições de carga e a presença de

geradores FV, é necessário que os reguladores operem de forma mais ativa para controlar as variações de tensão e garantir um fornecimento adequado aos consumidores.

Portanto, o aumento das operações de regulação de tensão observado nos resultados reflete a necessidade de adaptação e controle mais rigoroso do sistema elétrico diante das novas condições de carga e da integração de fontes de geração distribuída, como os sistemas fotovoltaicos.

4.1 RESULTADOS DA MITIGAÇÃO

Com o objetivo de avaliar os resultados da solução proposta neste estudo, foi necessário utilizar os dados obtidos nas simulações iniciais, como evidenciado nas Figuras 41, 42, 43, 44 e 45. Esses resultados das simulações iniciais foram adotados como caso base para a proposta de mitigação. Para essa finalidade, foram estabelecidos dois cenários distintos nas simulações de mitigação, a fim de explorar diferentes características e abordar os problemas relacionados à regulação de tensão.

Cenário 1(Caso base): Utilizar as simulações conforme subitem 3.4.1 especificamente com a conexão de geradores distribuídos monofásicos e trifásicos simultâneos, com elevação de 40% na curva de demanda de carga.

Cenário 2: Inserção fotovoltaica conforme subitem 3.4.1 com regulador ativo e o sistema de armazenamento operando em janela móvel de 5 min, 8 min e 10 min.

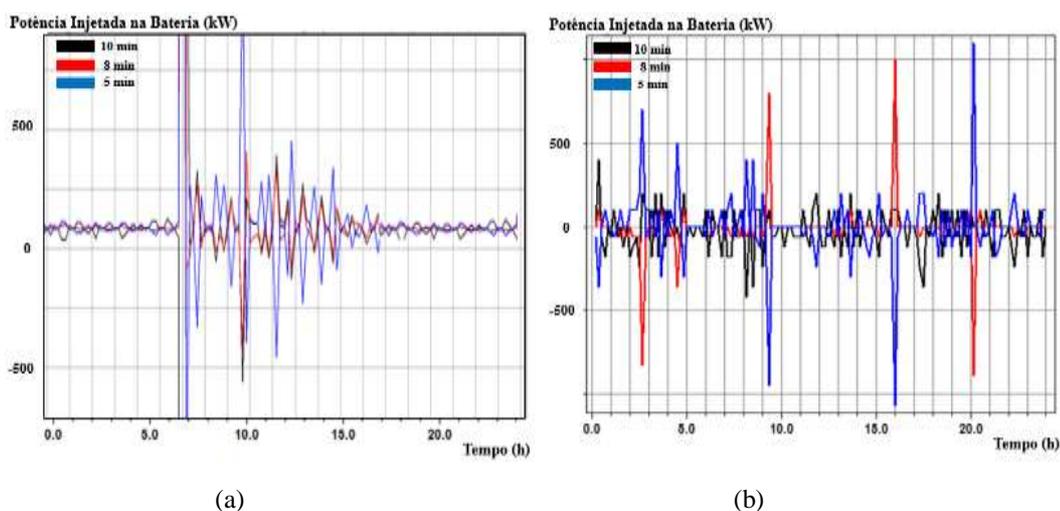
No contexto mencionado, foi implementado o sistema ilustrado na Figura 46, mantendo os transformadores reguladores existentes na rede elétrica com as mesmas configurações e ajustes utilizados nas simulações anteriores. No entanto, foi adotado o cenário com um aumento de 40% no perfil de demanda de carga dos prosumidores, juntamente com a modificação das curvas de geração dos geradores fotovoltaicos monofásicos e trifásicos conectados simultaneamente, a fim de criar uma alta variabilidade. Essa condição foi estabelecida para gerar sobrecarga no alimentador e avaliar o desempenho dos reguladores de tensão na rede elétrica de potência.

Vale salientar que os reguladores de tensão durante as simulações considerando o incremento de 40% demonstraram uma resposta mais sensível às oscilações de tensão na rede elétrica, devido à considerável variabilidade da irradiação solar incidente nos painéis fotovoltaicos. Com base nos resultados das simulações, verificou-se que o tamanho das janelas

de média móvel influencia significativamente a capacidade de suavização das flutuações na potência injetada. Constatou-se, quanto maior for o intervalo de tempo utilizado na média móvel, maior será a capacidade de mitigar as variações de potência. No entanto, essa abordagem acarreta um aumento no atraso de resposta para atingir a potência desejada em relação à potência gerada pelos geradores fotovoltaicos. Nesse contexto, foram realizadas análises comparativas com diferentes tamanhos de janelas a fim de correlacionar a redução do número de operações dos reguladores de tensão com o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia conectado ao barramento.

As Figuras 46 (a) e (b) apresentam as potências despachadas pela bateria nos diferentes casos analisados. Observa-se que ao longo do dia, a bateria passa por ciclos de carga e descarga, com base na diferença entre a potência despachada e a potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos. No caso apresentado na Figura 46(a), que corresponde ao caso base, é perceptível que a bateria mantém uma potência de perdas essencialmente constante quando não está em processo de carga ou descarga. Além disso, a bateria atua como um filtro para a potência injetada na rede, suavizando as flutuações de curta duração. Essa potência é fornecida pela rede, garantindo a manutenção do estado de carga da bateria quando não há atividades de carga ou descarga. Já na Figura 46(b), fica evidente a variação nos ciclos de carga e descarga da bateria para cada caso analisado, onde a amplitude desses ciclos varia conforme o tamanho da janela móvel. Concluindo que quanto maior a janela móvel, mais suavizada é a potência injetada pela bateria.

Figura 46 - Apresentação da potência despachada pelo sistema de bateria no caso base e para o caso com sistemas FV conectados, com média móvel.



Com base na análise dos resultados do comportamento operacional do sistema de baterias, foi necessário examinar o desempenho dos reguladores de tensão em relação ao dimensionamento das baterias e aos requisitos mínimos de operação. A Tabela 20 apresenta a evolução do número de comutações dos reguladores de tensão ao longo do dia, considerando diferentes cenários. O cenário base foi gerado a partir das primeiras soluções que envolviam a utilização de geradores fotovoltaicos monofásicos e trifásicos simultaneamente, além de um aumento de 40% na demanda de energia. Foram também considerados diferentes tamanhos de janelas móveis.

Através da análise da Tabela 21, é possível observar que todas as janelas móveis analisadas foram efetivas na redução do número de comutações dos reguladores de tensão, que têm como função controlar os níveis de tensão na rede elétrica. No entanto, a janela móvel de 10 minutos se destacou por apresentar uma maior capacidade de filtragem em relação às demais opções. Isso significa que, ao utilizar uma janela móvel de 10 minutos, foi possível mitigar de forma mais eficiente as perturbações na rede elétrica, resultando em uma redução significativa no número de comutações dos reguladores de tensão.

Tabela 21 - Número de operações registradas pelos reguladores de tensão conectados à rede elétrica de distribuição com a curva de carga elevada o consumo de 40% mais incremento do sistema de baterias operando através da janela móvel com intervalos de 5, 8 e 10 min.

Reguladores	GDFV monofásicos e trifásicos			GDFV monofásicos e trifásicos + Uso de sistema de bateria Janela movel de 5 min			GDFV monofásicos e trifásicos + Uso de sistema de bateria Janela movel de 8 min			GDFV monofásicos e trifásicos + Uso de sistema de bateria Janela movel de 10 min		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
REGTRA_AB	9	5	4	6	4	3	5	3	3	4	3	2
REGTRA_C	12	5	3	10	3	2	9	3	2	8	2	1
REGFASE_A	9	3	3	8	3	3	8	2	1	6	2	2
REGFASE_B	11	6	7	9	5	6	8	5	5	7	3	4
REGFASE_C	12	6	7	10	5	5	9	4	4	5	4	5
TOTAL	53	25	24	43	20	19	39	17	15	30	14	14

Após a análise realizada, constatou-se que a aplicação de uma janela móvel de 10 minutos apresentou-se como a melhor opção em termos de redução no número de operações dos reguladores de tensão. No entanto, é importante ressaltar que essa escolha demanda um sistema de armazenamento de energia com maior capacidade. Nesse sentido, estabeleceu-se uma correlação entre a capacidade requerida da bateria e a diminuição na quantidade de operações dos reguladores de tensão.

5 CONCLUSÃO

A injeção de potência ativa por parte dos geradores fotovoltaicos causa a elevação das tensões nodais em todas as fases se a mesma for feita de forma balanceada entre as fases do sistema elétrico. Essas constatações podem ser justificadas pelos fatos retratados neste trabalho, primeiramente pela característica singular desse alimentador em estudo, por ser uma rede desequilibrada, com a fase A sendo significativamente mais carregada que as outras. Por esse motivo, os reguladores de tensão conectados à Fase A são os mais afetados às variações de tensão do alimentador.

Para o caso da conexão de geradores monofásicos, foi possível concluir que as tensões das três fases do sistema são afetadas, e não somente a tensão da fase em que estes se encontram instalados. Isso acontece devido ao deslocamento da posição do neutro, causada pela variação do nível de desbalanço, e à existência do acoplamento mútuo entre as fases. Um aspecto de grande relevância é que o aumento da geração distribuída em uma das fases pode provocar a redução da tensão em outra fase.

Os geradores distribuídos influenciam a atuação dos reguladores automáticos de tensão causando mudanças adicionais de taps do dispositivo. Um ponto positivo relevante é que a atuação do regulador de tensão evitou a violação dos limites de tensão de regime permanente à medida que se elevava a potência ativa injetada pelos geradores. Portanto, de maneira geral, os reguladores de tensão podem permitir um aumento no nível de penetração de geração distribuída sem que haja violações dos limites de tensão em regime permanente;

O aumento de potência da geração fotovoltaica reduziu o índice de desbalanço de tensão, quando foram considerados os geradores trifásicos e máximo carregamento. Para os geradores monofásicos, o índice de desbalanço de tensão aumentou significativamente, atingindo valores muito próximos dos limites normativos. No entanto, quando foram considerados múltiplos geradores distribuídos em diferentes barras e fases, o aumento do nível de desbalanço foi mais modesto quando comparado com o valor calculado quando os geradores estavam concentrados em uma única barra monofásica. Isto mostra, mais uma vez, o benefício de prover um balanceamento entre as fases quando da conexão dos geradores fotovoltaicos. No período em que o sistema fotovoltaico fornece potência ativa máxima, há uma demanda de carga média no sistema de distribuição. Dessa forma, situações de fluxo de potência reversa são possíveis quando o grau de penetração dos geradores fotovoltaicos é elevado.

Vale salientar que a análise deste trabalho foi realizada em uma rede elétrica de distribuição real, possibilitando observar várias informações pertinentes a respeito do

comportamento dos equipamentos reguladores de tensão presentes no alimentador, diante da conexão massiva de geradores distribuídos fotovoltaicos. A partir dos resultados obtidos, conclui-se que as concessionárias de energia necessitam realizar um planejamento e estudos da rede elétrica antecipadamente à conexão dos geradores FV, com objetivo de determinar a distribuição das unidades consumidoras de forma balanceada entre as fases do alimentador. Aliado a isso, realizar os ajustes e atualizar as cargas instaladas de cada unidade consumidora conectada, visto que na atualidade, muitas unidades não possuem na base de dados, sua carga coerente aos geradores FV a serem instalados em sua residência. Dificultando que o planejamento e o dimensionamento da infraestrutura da rede elétrica seja realizado pela concessionária de forma mais precisa.

No entanto, com base nos resultados obtidos nesta pesquisa, pode-se concluir que a solução proposta, que envolve a utilização de um sistema de armazenamento de energia com regulador ativo e uma janela móvel de 10 minutos, demonstrou ser altamente eficaz na mitigação das flutuações de potência e no controle dos níveis de tensão na rede elétrica. A análise comparativa entre diferentes cenários e tamanhos de janelas móveis revelou que a abordagem com uma janela móvel de 10 minutos resultou na redução mais significativa no número de comutações dos reguladores de tensão.

Ao adotar essa configuração, foi possível observar uma considerável redução no número de operações dos reguladores de tensão ao longo do dia, indicando uma maior estabilidade e eficiência do sistema elétrico. Além disso, a utilização dessa janela móvel de 10 minutos permitiu uma melhor suavização das flutuações na potência injetada pela bateria, garantindo um fornecimento de energia mais consistente e confiável para a rede.

É importante ressaltar que, embora essa abordagem tenha se mostrado altamente eficaz na redução do número de comutações dos reguladores de tensão, ela demanda um sistema de armazenamento de energia com maior capacidade. Portanto, um dimensionamento adequado do sistema de armazenamento é crucial para garantir um desempenho ótimo do sistema como um todo.

Em suma, os resultados obtidos nesta pesquisa fornecem uma contribuição significativa para o campo da regulação de tensão em sistemas de geração distribuída. A utilização da combinação de geradores fotovoltaicos, sistemas de armazenamento de energia e reguladores de tensão, juntamente com uma janela móvel de 10 minutos, demonstrou ser uma estratégia eficaz na mitigação das flutuações de potência e no controle dos níveis de tensão na rede elétrica. Esses achados têm implicações práticas importantes para a implementação de sistemas de geração distribuída, promovendo uma integração mais eficiente de fontes de energia

renovável e contribuindo para a melhoria da qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Contudo, observa-se que este trabalho, expõe as análises sobre a operação da rede elétrica com foco no desempenho dos equipamentos reguladores de tensão, quando são conectados geradores distribuídos FV.

REFERÊNCIAS

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica N° 0026/2015 - SRD/ANEEL**. . Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2015a.

_____. Nota Técnica N° 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. p. 1–26, 2017a. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica -PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. v. 9, n. Resolução Normativa n° 767/2017, p. 1–76, 2019.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição Revisão. v. 7, n. Resolução Normativa n° 724/2016, p. 1–74, 2017b.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição**. . Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2018.

_____. **Relatórios sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>>.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414/2010**. . Brasília, DF, Brasil: ANEEL. , 2010

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012**. . Brasília, DF, Brasil: ANEEL. , 17 abr. 2012

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/2015**. . Brasília, DF, Brasil: ANEEL. , 2015b

_____. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>>.

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. The IEEE 8500-node test feeder. **2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Smart Solutions for a Changing World**, p. 1–6, 2010.

BRASIL. **LEI N° 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. . Brasília, DF: Diário Oficial da União, Seção 1, p.4, col. 1. , 2022

BRÜNDLINGER, Roland et al. High Penetration of PV in Local Distribution Grids: Subtask : Case-Study Colletion. n. Report IEA PVPS T14-02:2014, p. 1–206, 2014.

DOE, J., et al. Advances in Battery Energy Storage Systems for Power Grid Applications. **Journal of Renewable Energy Storage and Systems**, v. 15, p. 105–118, 2022.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical power systems quality**. second edi ed. [S.l: s.n.], 2004.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Inc. Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Electric Power Research Institute, Inc.**, v. 7, p. 1–199, mar. 2018.

DUGAN, Roger C. **OpenDSS PVSystem Element Model**. . 3420 Hillview Ave, Palo Alto, CA 94304, EUA: Electric Power Research Institute EPRI, 2011.

GARCIA, M. L., et al. Control Strategies for Energy Storage Systems in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38(1), p. 302–310, 2023.

GELLINGS, C. W.; SAMOTYJ, M.; HOWE, B. The future's smart delivery system [electric power supply]. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. v. 2, n. 5, p. 40–48, 2004.

GHAFFARIANFAR, Majid; HAJZADEH, Amin. Voltage stability of low-voltage distribution grid with high penetration of photovoltaic power units. **Energies**, v. 11, n. 8, 2018.

HOSSAIN, Md Shouquat et al. High Penetration of Solar Photovoltaic Structure on the Grid System Disruption: An Overview of Technology Advancement. **Sustainability (Switzerland)**, v. 15, n. 2, p. 1–25, 2023.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Solar Resource for High Penetration and Large-Scale Applications. **IEA PVPS**, n. 978-3-907281-44-44, p. 40, 2023.

_____. Trends 2016 in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015. n. Report IEA PVPS T1-30:2016, p. 1–72, 2016.

IEA PVPS REPORTING COUNTRIES, Becquerel Institute (BE). For the non-IEA PVPS countries: Izumi Kaizuka (RTS; CORPORATION), ARNULF JÄGER-WALDAU (EU-JRC), Jose Donoso (UNEF). **Snapshot of Global PV Markets 2023**. . [S.l: s.n.], 2023.

IEEE PES, Power & Energy Society. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society. **ANSI/IEEE Std. 519**, New York, 2014. , v. 2014, p. 29.

JARDINI, J a *et al.* Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, jan. 2000. , v. 15, n. 1, p. 375–380Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/847276/>>.

LUO, Liang et al. Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty. **Journal of Energy Storage**, v. 28, p. 101306, 2020.

MANSOURI, Nouha et al. Large photovoltaic power plants integration: A review of challenges and solutions. **Energies**, v. 12, n. 19, 2019.

MEEKER, Rick et al. **High Penetration Solar PV Deployment Sunshine State Solar Grid Initiative (SUNGRIN) Final Report**. . 2000 Levy Ave., Suite 140 Tallahassee, FL 32310:

Center for Advanced Power Systems High. , 2015

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** . Brasília, Brasil: MME, EPE. , 2015

MOHAMMADI, P; MEHRAEEN, S. Challenges of PV Integration in Low-Voltage Secondary Networks. v. 32, n. 1, p. 525–535, 2017.

NEGREIROS, G. F. et al. Impact on Voltage Regulation in Medium Voltage Distribution Networks Due to the Insertion of Photovoltaic Generators. **Energies**, v. 16, n. 3, p. 1–18, 2023.

_____. **IMPACTO DA INSTALAÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV DISTRÍBUÍDOS NO DESEMPENHO DA REDE ELÉTRICA.** 2018. 1–155 f. Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, 2018.

NEGREIROS, G. F.; TORRES, I. C.; TIBA, C. Impacto da instalação massiva de sistemas fv distribuídos no desempenho da rede de distribuição elétrica de baixa tensão. 2019.

NEOENERGIA. Conexão de Minigeradores ao Sistema de Distribuição. p. 1–21, 2017.

_____. Critérios para Elaboração de Projetos de Rede de Distribuição Aérea. v. 01, p. 1–139, 2020.

_____. Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição a Edificações Individuais. , 2018, p. 1–85.

_____. Norma de distribuição de energia: Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição. v. 0, n. NOR.DISTRIBU-ENGE-0002, p. 1–28, 2016.

_____. Projeto de Rede de Distribuição Aérea Multiplexada de Baixa Tensão. v. 01, p. 1–52, 2019a.

_____. Regulador de Tensão Monofásico. **Normas e padrões Neoenergia**, v. 0, p. 1–50, 2019b. Disponível em: <<https://servicos.neoenergiapernambuco.com.br/residencial-rural/Pages/Informações/normas-e-padroes.aspx>>.

PALMINTIER, Bryan et al. On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System. n. National Renewable Energy Laboratory. Nrel/Tp-5D00-6533, p. 1–99, 2016.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente.** 2014. 186 f. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

PINTO, Aimé; ZILLES, Roberto; BET, Ildo. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**, p. 1–8, 2012.

SAYEEF, Saad et al. Solar intermittency: Australia's clean energy challenge. p. 198, jun. 2012. Disponível em: <http://www.australiansolarinstitute.com.au/SiteFiles/australiansolarinstitutecomau/CSIRO_Solar_Intermittency_Report_June_2012_LR.pdf>.

SEGUIN, Rich et al. **High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers**. NREL - National Renewable Energy Laboratory. 15013 Denver West Parkway Golden, [s.n.], 2016. Disponível em: <www.nrel.gov/publications>.

SEXAUER, Jason. New User Primer: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Training Materials**, p. 35, 26 jul. 2012.

SHAH, R.;MITHULANANTHAN, N.;BANSAL, R.C.;RAMACHANDARAMURTHY, V.K. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. **Renew.Sustain**, v. 41, p. 1423–1436, 2016.

SHINDE, Kishor; MANE, P. B. Review on high penetration of rooftop solar energy with secondary distribution networks using smart inverter. **Energy Reports**, v. 8, p. 5852–5860, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.03.086>>.

SMITH, A. B., et al. Modeling and Simulation of Battery Energy Storage Systems in OpenDSS. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36(2), p. 789–798, 2021.
SMITH, J.W.;DUGAN, R.;SUNDERMAN, W. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 594–605, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>>.

SMITH,J.W.;DUGAN,R.;SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration pv. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, n. ISSN1932-5517, p. 1–7, 2011.

STEVENSON JÚNIOR, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. Ed. McGraw ed. 2, São Paulo: McGraw hill, 1986.

SUN, Yushu et al. Overview of energy storage in renewable energy power fluctuation mitigation. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 6, n. 1, p. 160–173, 2020.

TORRES, I.C.; NEGREIROS, G.F.; TIBA, C. Theoretical and Experimental Study to Determine Voltage Violation, Reverse Electric Current and Losses in Prosumers Connected to Low-Voltage Power Grid. **Energies**, v. v. 12, p. 4568, 2019.

WANG, Ziyu; YANG, Guangya. Static operational impacts of residential solar PV plants on the medium voltage distribution grids - A case study based on the danish island bornholm. **Energies**, v. 12, n. 8, 2019.

ZANETTA JR., Luiz C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. . ed. Livraria da Física, São Paulo: Câmara Brasileira do Livro, 2005.

APÊNDICE A – PARÂMETROS DA REDE ELÉTRICA

Neste apêndice são apresentadas as características elétricas dos componentes envolvidos na composição da rede de distribuição, que vão ser parametrizados ao software de simulação OpenDSS, complementando o conceito exposto na secção 3.3.2 deste trabalho.

A rede de distribuição é composta por um transformador alocado na subestação elétrica, que está presente no sistema com as características apresentadas na Tabela 23.

Tabela 22 - Parâmetros do transformador da subestação elétrica.

Transformador	kVA	Tensão primária (kV)	Tensão no secundário (kV)	Conexão	R (Resistência) - %	X (Reatância) - %	Potência de curto-circuito monofásica (MVA)	Potência de curto-circuito trifásica (MVA)
Subestação	5000	69	13,8	Delta - Estrela aterrada Δ - Y	1	5	1153,9	1914,6

Fonte: Autor (2021)

Na Tabela 24, são apresentadas as características dos transformadores de distribuição conectados à rede de distribuição elétrica, salientando que o “transformador E” pertence ao cliente comercial que está conectado diretamente a rede primária deste circuito.

Tabela 23 - Características dos transformadores de subestação elétrica.

Transformador	kVA	Tensão primária (kV)	Tensão no secundário (kV)	Conexão	X (Reatância) - %
Transformador - A	75	13,80	0,380	Delta - Estrela aterrada - (Δ - Y)	3,52
Transformador - B	112,5	13,80	0,380	Delta - Estrela aterrada - (Δ - Y)	3,55
Transformador - C	112,5	13,80	0,380	Delta - Estrela aterrada - (Δ - Y)	3,55
Transformador - D	112,5	13,80	0,380	Delta - Estrela aterrada - (Δ - Y)	3,55
Transformador - E	75,0	13,80	0,380	Delta - Estrela aterrada - (Δ - Y)	3,52

Fonte: Autor (2021)

A configuração apresentada na Tabela 24, indica os parâmetros que foram introduzidos no sistema do OpenDSS como a distância e dados dos cabos para realização das simulações,

trazendo como resultados o “arranjo de linha” representado no sistema através de suas matrizes resistências, impedâncias e capacitâncias evidenciados.

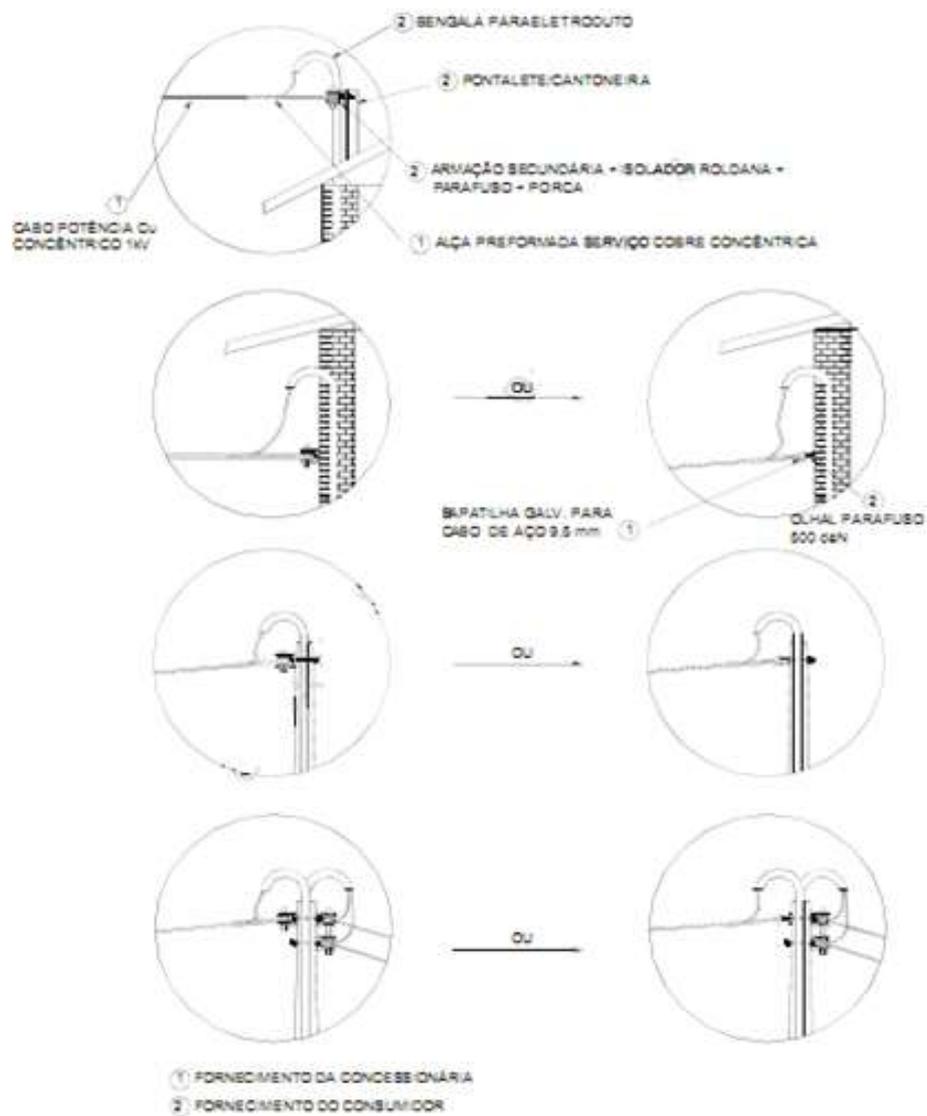
Tabela 24 - Representação do arranjo de linha com os valores das resistências, impedâncias e capacitâncias.

Valores dos Arranjos de linha		
Rmatrix	Xmatrix	Cmatrix
0,306059	0,0009989	0,0131578
5,92E-05	0,0006516	-0,00418545
0,306059	0,0009989	0,013164
5,92E-05	0,0005994	-0,00200961
5,92E-05	0,0006516	-0,0047286
0,306059	0,0009989	0,0114401
5,92E-05	0,0006516	-0,00474539
5,92E-05	0,0005994	-0,0020177
5,92E-05	0,0005688	-0,0016075
0,306059	0,0009989	0,0114059

Fonte: Autor (2021)

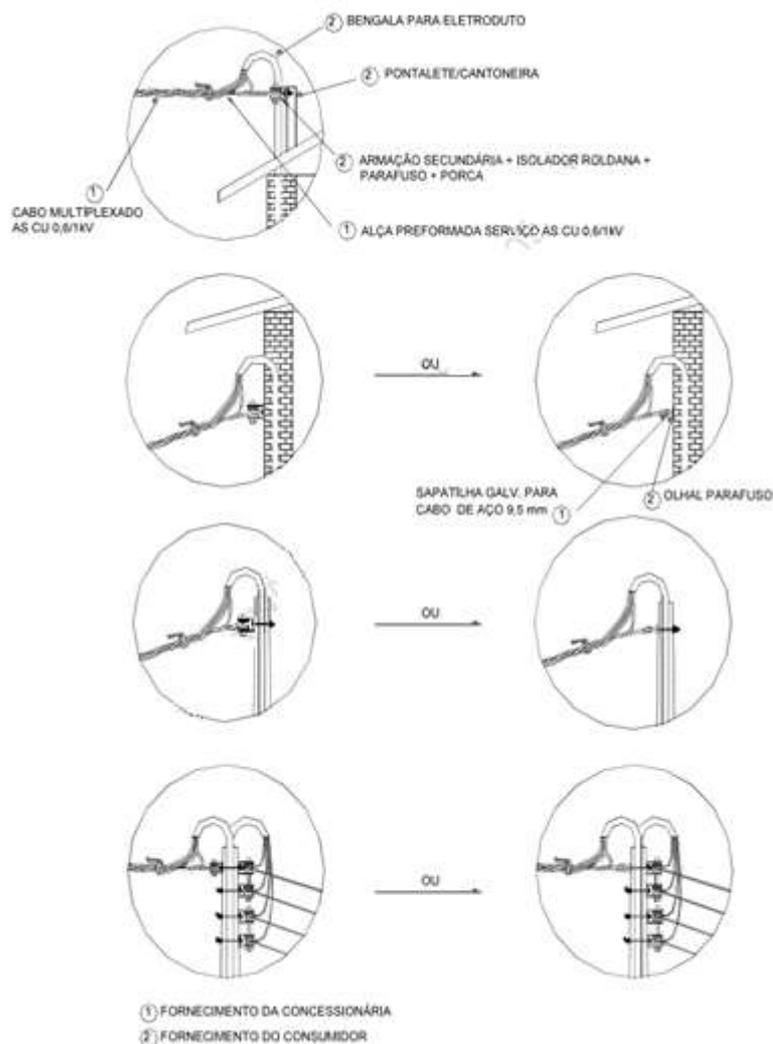
Nas Figuras 47 e 48 estão apresentados os modelos e formas de ligação dos ramais de ligação monofásicos, bifásicos e trifásicos, para cabeamento estruturados.

Figura 47 - Detalhes do ponto de entrega monofásico.



Fonte: (NEOENERGIA, 2020)

Figura 48 - Detalhes dos pontos de entrega Bifásico e Trifásico.

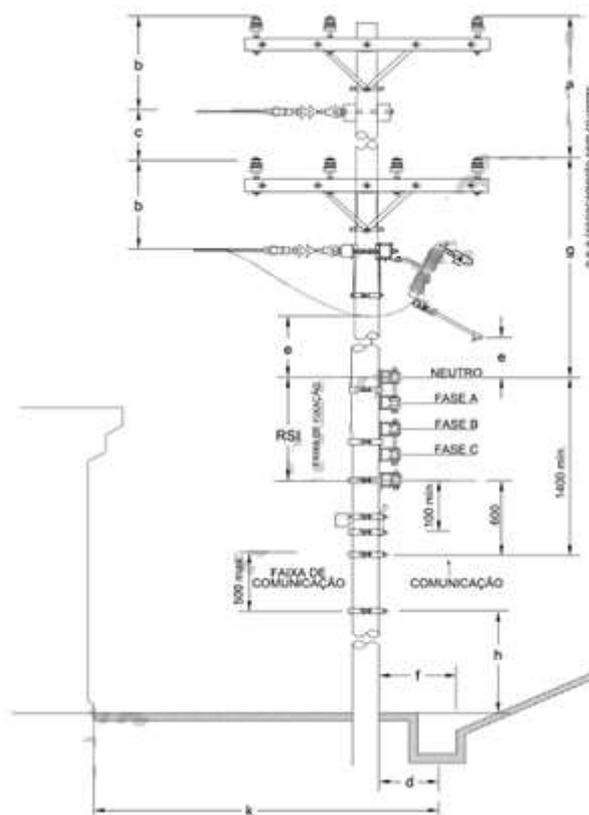


Fonte: (NEOENERGIA, 2020)

Na Figura 49 é apresentada a estrutura comum de um barramento (postes) contendo todos os parâmetros estruturais de interface do mesmo. Na Figura 49 é possível observar os afastamentos mínimos existentes entre a rede elétrica primária e a secundária, importantes para dimensionar e configurar o software na projeção da disposição dos cabos ao longo do alimentador. Seu valor numérico é expresso na Tabela 25, que contém o nível de tensão de operação primário até 15kV, onde se enquadra a tensão da rede de média tensão utilizada nesta tese.

Tabela 25 - Afastamentos mínimos.

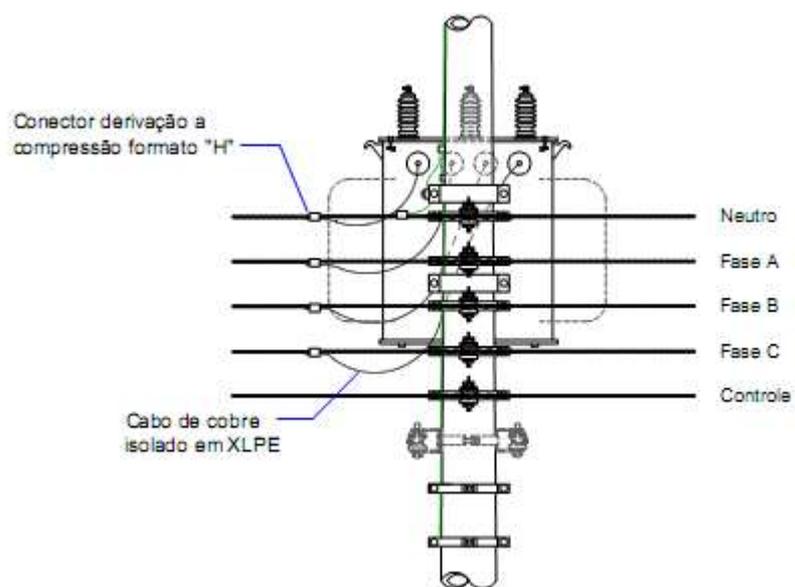
Tensão (KV)	Afastamentos mínimos (mm)								
	a	b	c	k<2500		k>2500		e	g
				d	f	d	f		
15	800	500	800	350	350	500	350	800	800
36,2	900	700	900					1000	1000

Figura 49 - Afastamento mínimos entre diferentes níveis e estruturas.

Fonte: (NEOENERGIA, 2020)

Já a Figura 50, apresenta a forma de ligação dos cabos elétricos que saem do transformador de distribuição e alimentam a rede elétrica secundária.

Figura 50 - Forma de ligação do transformador de distribuição.



Fonte: (NEOENERGIA, 2020)