

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Análise de Impactos, Custos e Benefícios da Penetração de Fontes  
Renováveis na Rede de Distribuição de Itajubá - MG**

**Fernanda Alyne Cardoso e Silva**

**Novembro de 2024**  
**Itajubá – MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Fernanda Alyne Cardoso e Silva**

**Análise de Impactos, Custos e Benefícios da Penetração de Fontes  
Renováveis na Rede de Distribuição de Itajubá - MG**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência – Geração, Transmissão e Distribuição Da Energia Elétrica

**Orientador: Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto**  
**Coorientador: Dr. Tiago Rodarte Ricciardi**

**Novembro de 2024**  
**Itajubá – MG**

# DEDICATÓRIA

*Dedico essa dissertação aos meus pais, Luis  
Fernando e Sandra. Agradeço e honro todos os  
dias a criação que me deram.  
Se sou, é porque somos.*

## **Agradecimentos**

Agradeço aos meus pais, Luis Fernando e Sandra, por todo o amparo, amor incondicional e dedicação. Sem os seus esforços e sacrifícios, esta conquista não seria possível. Agradeço também ao meu irmão, Wallyson, pelo incentivo e apoio de sempre. Minha gratidão ao meu companheiro, Renato, por estar ao meu lado diariamente, aliviando minhas demais tarefas e equilibrando meus excessos e cobranças exageradas com paciência e afeto. Dedico este trabalho integralmente à minha família.

Aos meus orientadores, Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto e Dr. Tiago Rodarte Ricciardi, agradeço por me incentivarem e acreditarem no meu potencial, por serem profissionais compreensivos e generosos, que sempre me deram suporte e estavam dispostos a ouvir e aconselhar. Em especial, meus sinceros agradecimentos ao Dr. Tiago pela paciência e pelo tempo dedicados a este trabalho. Esta dissertação não existiria sem as nossas reuniões semanais, que foram verdadeiras aulas de programação, OpenDSS e setor elétrico. Ao professor Bonatto, não poderia deixar de enfatizar minha gratidão pela trajetória que trilhamos juntos desde a minha graduação até este mestrado. Sua fé no meu potencial e as oportunidades que me proporcionou abriram caminhos que eu não poderia imaginar trilhar sozinha, impulsionando minha carreira e evolução pessoal.

Também não poderia deixar de citar meus colegas de UNIFEI e do aPTIs SG<sup>2</sup> que sempre contribuíram com ideias, indicações de artigos, incentivos e parceria para produções acadêmicas; especialmente Dr. Vinicius Braga pela colaboração nas disciplinas, e Ana Clara e Conrado, que tive o prazer de acompanhar durante suas iniciações científicas e trabalhos finais de graduação.

É também fundamental registrar aqui o agradecimento pelo apoio financeiro em parte da UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, Brasil - Código Financeiro 001, CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, Brasil, FAPEMIG - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais, projeto APQ-02845-2021 e projeto APQ-03609-17 para o INERGE - Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energia Elétrica, ao CPTEn - Centro Paulista de Estudos da Transição Energética no âmbito dos projetos 2021/11380-5, 2023/12547-6, e ao CePIL - Centro Paulista de Inovação em Serviços de Iluminação Pública, projeto 2024/01110-9, ambos apoiados pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. Registra-se aqui também

um especial agradecimento a toda a equipe da ERA – *Energy Research and Analytics*, empresa especializada *spin-off* da UNICAMP, cujo conhecimento integrado repercutiu neste trabalho e principalmente pela contribuição ao setor elétrico brasileiro por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) avançados, especialmente na CPFL, patrocinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Todos os conhecimentos se integraram entre os orientadores e alunos objetivando a busca de soluções de desenvolvimento sustentáveis ao país.

## Resumo

A crescente demanda por soluções sustentáveis no setor elétrico, aliada aos desafios impostos pelas mudanças climáticas, tem impulsionado o uso de tecnologias de geração distribuída e suscitado debates sobre a melhor alocação deste tipo de projeto de forma a promover uma integração justa. Nesse contexto, fica evidente a relevância de estudos que possam promover informações para orientar a tomada de decisão dos agentes do setor. Assim, neste estudo, utilizando-se o software *OpenDSS/DSS-Extensions*, fez-se uma análise de impactos, custos e benefícios da penetração de fontes renováveis na rede de distribuição do município de Itajubá-MG. Através de simulações que consideram a carga das unidades do Poder Público local, foram modelados cenários de autoconsumo local e geração compartilhada, com geração distribuída conectada em diferentes alimentadores e locais específicos, como a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Investigou-se os impactos sobre perdas técnicas, transgressões de tensão, carregamento, fluxo reverso e os custos associados a possíveis reforços de rede, propondo medidas para mitigar esses desafios e garantir uma operação segura e eficiente do sistema de distribuição. Espera-se com este trabalho contribuir para o desenvolvimento de um *framework* para estudos de sustentabilidade energética com metodologia replicável, que pode ser aplicada em outros municípios para a avaliação dos impactos da penetração de energias renováveis, contribuindo para a transição energética em diversas regiões do país. Além disso, busca-se promover o incentivo à colaboração entre pesquisadores e a comunidade, demonstrando como o acesso a dados abertos pode gerar conhecimento prático e relevante para o desenvolvimento de soluções energéticas que beneficiem a população local e o meio ambiente.

**Palavras-chave:** geração distribuída; inserção de fontes renováveis; rede de distribuição; Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD); OpenDSS; sustentabilidade energética.

# Abstract

The growing demand for sustainable solutions in the electrical sector, coupled with the challenges posed by climate change, has driven the use of distributed generation (DG) technologies and sparked debates on optimal project allocation to promote fair integration. In this context, the importance of studies that provide insights to guide decision-making among sector agents becomes clear. This study, utilizing OpenDSS/DSS-Extensions software, analyzed the impacts, costs, and benefits of renewable energy penetration in the Itajubá-MG distribution network. Through simulations that consider the load of local Public Authority units, scenarios of local self-consumption and shared generation were modeled, with DG connected across different feeders and specific locations, such as the Federal University of Itajubá (UNIFEI). The analysis examined the impacts on technical losses, voltage violations, loading, reverse power flow, and the costs associated with potential network reinforcements, proposing measures to mitigate these challenges and ensure safe and efficient distribution system operation. This work is expected to contribute to the development of a framework for energy sustainability studies with a replicable methodology, which can be applied in other municipalities to assess the impacts of the penetration of renewable energy, contributing to the energy transition in different regions of the country. Additionally, it seeks to encourage collaboration between researchers and the community, demonstrating how open data access can generate practical and relevant knowledge for developing energy solutions that benefit the local population and the environment.

**Keywords:** distributed generation; integration of renewable sources; distribution network; Geographic Database of the Utility; OpenDSS, energy sustainability.

## Lista de Figuras

Figura 1.1 – Participação das fontes na capacidade instalada .....	25
Figura 1.2 – Matriz Elétrica Brasileira 2024 .....	26
Figura 2.1 – Faixas de tensão em relação à de referência .....	47
Figura 2.2 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação .....	50
Figura 2.3 – Instituições Reguladoras do Setor Elétrico .....	63
Figura 2.4 – Ampliação de acesso ao Mercado Livre para Grupo A .....	64
Figura 2.5 – Cronograma de abertura Mercado Livre .....	64
Figura 2.6 – Modelo brasileiro atual de comercialização de energia .....	65
Figura 2.7 – Visão geral do nível de liberalização dos mercados de eletricidade no mundo ...	66
Figura 2.8 – Mercado P2P Completo .....	68
Figura 2.9 – Mercado Comunitário .....	68
Figura 2.10 – Mercado Híbrido P2P .....	68
Figura 2.11 – Histórico de Vendas de Veículos Leves Eletrificados no Brasil .....	71
Figura 2.12 – Geração Centralizada .....	74
Figura 2.13 – Geração Distribuída .....	74
Figura 2.14 – Classificação de Tecnologias de GD .....	76
Figura 2.15 – Principais opções de painéis solares no mercado .....	78
Figura 2.16 – Configuração de um sistema fotovoltaico isolado .....	79
Figura 2.17 – Configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede .....	79
Figura 2.18 – Fluxo de potência unidirecional .....	81
Figura 2.19 – Fluxo de potência bidirecional e inverso com geração distribuída .....	81
Figura 2.20 – Cronograma resumido da GD no Brasil .....	85
Figura 2.21 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica .....	89

Figura 2.22 – Participação CP nº 25/2019.....	92
Figura 2.23 – Componentes Tarifárias Consideradas Por Alternativa .....	93
Figura 2.24 – Compensação introduzida pela Lei 14.300/2022 .....	96
Figura 3.1 – Interface própria OpenDSS .....	105
Figura 3.2 – QGIS: Divisão municipal de Minas Gerais e foco em Itajubá com a rede MT .	106
Figura 3.3 – Estrutura OpenDSS .....	107
Figura 3.4 – Barra com N nós.....	107
Figura 3.5 – Terminal com N conectores .....	108
Figura 3.6 – Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com $N$ conectores e o segundo com $M$ conectores.....	108
Figura 3.7 – Elemento de conversão de energia.....	109
Figura 3.8 – Zonas de Atuação do <i>Energymeter</i> .....	118
Figura 3.9 – Correlação entidades BDGD com elementos OpenDSS.....	120
Figura 3.10 – Esquema para o uso de dados públicos e abertos e ferramentas de código aberto para modelagem e simulação de redes de distribuição ativas .....	121
Figura 4.1 – Mapa Geoelétrico de Minas Gerais.....	122
Figura 4.2 – Alimentadores IJAU .....	124
Figura 4.3 – Estratificação carga média subestação Itajubá 1 .....	126
Figura 4.4 – Curva de carga MT1_1.....	129
Figura 4.5 – Curva de carga COM1_5 .....	130
Figura 4.6 – Curva de carga COM1_4 .....	130
Figura 4.7– Curva de carga COM1_21 .....	131
Figura 4.8 – Estratificação carga média das UCs do Poder Público .....	132
Figura 4.9 – Esquema de ligação monofásico .....	134
Figura 4.10 – Esquema de ligação bifásico .....	135

Figura 4.11 – Esquema de ligação trifásico.....	135
Figura 4.12 – Pontos de conexão das GDs de autoconsumo local nos alimentadores .....	143
Figura 4.13 – Alternativa conexão próxima à subestação .....	144
Figura 4.14 – Perfil de elevação - Alternativa conexão próxima à subestação .....	145
Figura 4.15 – Alternativa conexão distante da subestação .....	146
Figura 4.16 – Perfil de elevação - Alternativa conexão distante da subestação .....	146
Figura 4.17 – Planta Baixa do campus UNIFEI Itajubá.....	148
Figura 4.18 – Alternativa de conexão na UNIFEI.....	149
Figura 4.19 – Localização das Gerações Compartilhadas Simuladas .....	150
Figura 4.20 – Etapas de simulação computacional e cenários .....	150
Figura 5.1 – Fluxo de carga alimentador IJAU04 .....	151
Figura 5.2 – Fluxo de carga alimentador IJAU05 .....	152
Figura 5.3 – Fluxo de carga alimentador IJAU14 .....	153
Figura 5.4 – Fluxo de carga alimentador IJAU06 .....	153
Figura 5.5 – Fluxo de carga alimentador IJAU13 .....	154
Figura 5.6 – Fluxo de carga alimentador IJAU15 .....	154
Figura 5.7 – Fluxo de carga alimentador IJAU07 .....	155
Figura 5.8 – Fluxo de carga alimentador IJAU10 .....	155
Figura 5.9 – Fluxo de carga alimentador IJAU11 .....	156
Figura 5.10 – Fluxo de carga da subestação.....	157
Figura 5.11 – Fluxo de carga – Usina centralizada próxima a SE.....	159
Figura 5.12 – Fluxo de carga – Usina centralizada distante da SE .....	160
Figura 5.13 – Fluxo de carga 24 horas – Usina centralizada distante da SE.....	160
Figura 5.14 – Fluxo de carga – Usina centralizada na UNIFEI .....	161
Figura 5.15 – Fluxo de carga 24 horas – Usina centralizada UNIFEI.....	162

Figura 5.16 – Registros de Tensão GD Nº 5 Conectada na BT.....	180
Figura 5.17 – Registros de Tensão GD Nº 5 Conectada na BT - Domingo .....	181
Figura 5.18 – Registros de Tensão GD Nº 5 Conectada na MT.....	181
Figura 5.19 – Registros de Tensão GD Nº 8 IJAU10.....	182
Figura 5.20 – Registros de Máximas Tensões GD Nº 8 IJAU10 .....	182
Figura 5.21 – Registros de Tensão Sem Conexão da GD Nº 8 IJAU10.....	183
Figura 5.22 – Registros de Tensão GD Nº 13 IJAU06.....	183
Figura 5.23 – Registros de Máximas Tensões GD Nº 13 IJAU06 .....	184
Figura 5.24 – Registros de Tensão Sem Conexão da GD Nº 13 IJAU06.....	184
Figura 5.25 – Registros de Tensão de Linha – Geração Compartilhada IJAU06 .....	185
Figura 5.26 – Registros de Tensão de Linha – Geração Compartilhada IJAU11 .....	186
Figura 5.27 – Registros de Tensão de Linha – Geração Compartilhada IJAU13 .....	186
Figura 5.28 – Registros de Sobrecarga na Rede Secundária IJAU10 – Mini GD na BT .....	189
Figura 5.29 – Registros de Sobrecarga na Rede Secundária IJAU10 – Mini GD na MT .....	189
Figura 5.30 – Registro Semanal de Sobrecarga no Secundário – IJAU10.....	190
Figura 5.31 – Registro Semanal de Sobrecarga nos Ramais – IJAU10 .....	190
Figura 5.32 – Registro Diário de Sobrecarga no Secundário – IJAU10.....	191
Figura 5.33 – Registro Diário de Sobrecarga nos Ramais – IJAU10.....	191
Figura 5.34 – Diagrama Unifilar Trafo 1496207 .....	192
Figura 5.35 – Trecho com Sobrecarga IJAU13.....	194
Figura 5.36 – Registros de Corrente de Linha – Geração Compartilhada IJAU13 .....	194
Figura 5.37 – Curva Teórica – CH .....	195
Figura 5.38 – Mapa Capacidade de Hospedagem Itajubá .....	197
Figura 5.39 – Capacidade de Hospedagem Conexão no IJAU06.....	199
Figura 5.40 – Capacidade de Hospedagem Conexão no IJAU13.....	199

Figura 5.41 – Capacidade de Hospedagem Conexão no IJAU11.....	200
---	-----

## Lista de Tabelas

Tabela 2-1 – Marcos na estruturação do setor elétrico brasileiro .....	33
Tabela 2-2 – Estratificação das unidades consumidoras .....	36
Tabela 2-3 – Resumo das etapas de acesso .....	41
Tabela 2-4 – Faixa de variação de tensão primária (Tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV) .....	47
Tabela 2-5 – Faixa de variação de tensão secundária (Tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/127)) .....	47
Tabela 2-6 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) .....	49
Tabela 2-7 – Limites para os desequilíbrios de tensão .....	49
Tabela 2-8 – Limites para flutuação de tensão .....	50
Tabela 2-9 – Entidades BDGD .....	55
Tabela 2-10 – Itens codificados no DDA .....	56
Tabela 2-11 – Etapas de validação da BDGD .....	59
Tabela 2-12 – Principais diferenças entre PPRD, PRVD e PERD .....	72
Tabela 2-13 – Resumo de características das principais opções de painéis solares .....	78
Tabela 2-14 – Evolução da Geração Distribuída – 2012 a 2023 .....	90
Tabela 2-15 – Dados Gerais Sobre as Contribuições Recebidas CP nº 25/2019 .....	91
Tabela 3-1 – Parâmetros básicos do objeto <i>Circuit</i> .....	110
Tabela 3-2 – Parâmetros básicos do objeto <i>Transformer</i> .....	111
Tabela 3-3 – Parâmetros básicos do objeto <i>WireData</i> .....	111
Tabela 3-4 – Parâmetros básicos do objeto <i>LineGeometry</i> .....	112
Tabela 3-5 – Parâmetros básicos do objeto <i>LineCode</i> .....	112
Tabela 3-6 – Parâmetros básicos do objeto <i>Line</i> .....	113

Tabela 3-7 – Principais modelos de carga .....	113
Tabela 3-8 – Parâmetros básicos do objeto <i>Loadshape</i> .....	114
Tabela 3-9 – Parâmetros básicos do objeto <i>Load</i> .....	114
Tabela 3-10 – Parâmetros básicos do objeto <i>RegControl</i> .....	115
Tabela 3-11 – Parâmetros básicos do objeto <i>Capacitor</i> .....	116
Tabela 3-12 – Parâmetros básicos do objeto <i>Generator</i> .....	116
Tabela 3-13 – Parâmetros básicos do objeto <i>Monitor</i> .....	117
Tabela 4-1 – Municípios com cargas atendidas pela Subestação Itajubá 1.....	124
Tabela 4-2 – Elementos de rede .....	125
Tabela 4-3 – Classes UC BDGD .....	127
Tabela 4-4 – Curvas típicas aplicadas a UCs do poder público .....	128
Tabela 4-5 – GDs instaladas em Itajubá no poder público.....	133
Tabela 4-6 – Geradores criados conectados à carga.....	136
Tabela 4-7 – Divisão das GDs de autoconsumo local nos alimentadores.....	142
Tabela 4-8 – Informações sobre o campus UNIFEI Itajubá.....	147
Tabela 5-1 – Energia Injetada pela SE – Autoconsumo Local.....	157
Tabela 5-2 – Energia Injetada pela SE – Centralizada .....	162
Tabela 5-3 – Perdas Totais e no Primário – Minigeração na BT .....	167
Tabela 5-4 – Perdas no Secundário e no Transformador – Minigeração na BT .....	167
Tabela 5-5 – Energia e Perdas Percentuais – Minigeração na BT.....	168
Tabela 5-6 – Energia e Perdas Percentuais – Minigeração na MT.....	168
Tabela 5-7 – Perdas Totais e no Primário – Minigeração na MT.....	169
Tabela 5-8 – Perdas no Secundário e no Transformador – Minigeração na MT.....	169
Tabela 5-9 – Comparação entre os Cenários – Perdas e Energia .....	171
Tabela 5-10 – Perdas Totais e no Primário – Centralizada IJAU06.....	174

Tabela 5-11 – Perdas no Secundário e no Transformador – Centralizada IJAU06.....	174
Tabela 5-12 – Energia e Perdas Percentuais – Centralizada IJAU06.....	175
Tabela 5-13 – Energia e Perdas Percentuais – Centralizada IJAU13.....	175
Tabela 5-14 – Perdas Totais e no Primário – Centralizada IJAU13.....	176
Tabela 5-15 – Perdas no Secundário e no Transformador – Centralizada IJAU13.....	176
Tabela 5-16 – Perdas Totais e no Primário – Centralizada IJAU11.....	177
Tabela 5-17 – Perdas no Secundário e no Transformador – Centralizada IJAU11.....	177
Tabela 5-18 – Energia e Perdas Percentuais – Centralizada IJAU11.....	178
Tabela 5-19 – Registros de Tensão – Minigeração conectada na BT .....	180
Tabela 5-20 – Registros de Tensão – DRP e DRC.....	187
Tabela 6-1 – Comparativo Entre os Cenários.....	202

## Lista de Abreviaturas e Siglas

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
AT	Alta Tensão
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
CH	Capacidade de Hospedagem
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COM	<i>Component Object Model</i>
CP	Consulta Pública
DDA	Dicionário de Dados ANEEL
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FF	Fase-fase
FN	Fase-neutro

GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDE	<i>Integrated Development Environment</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
P2P	<i>Peer-to-peer</i>
PC	<i>Power Conversor</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PD	<i>Power Delivery</i>
PERD	Programa Estrutural de Resposta à Demanda
PPRD	Programa Piloto de Resposta à Demanda
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída
PRVD	Programa de Redução Voluntária da Demanda
PST	<i>Probability Short Term</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
QGIS	<i>Quantum GIS</i>
RD	Resposta à Demanda
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SIG-R	Sistema de Informação Geográfica Regulatório
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCU	Tribunal de Contas da União
TE	Tarifa de Energia
TOU	<i>Time Of Use</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UG	Unidade Geradora
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
VE	Veículos Elétricos
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

## Lista de Símbolos

$\bar{D}$	Demanda Média
$D_{max}$	Demanda Máxima
dbf	Data Base File
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DTT	Distorção Harmônica Total de Tensão
Ec	Consumo Médio Mensal das UCs
Eg	Produção Média Mensal da Microgeração ou Minigeração Distribuída
FC	Fator de Carga
FCS	Fator de Capacidade para Fonte Solar
FDT	Fator de Desequilíbrio de Tensão
FP	Fator de Potência
gdb	Geodatabase
h	horas
Hz	Hertz
km	Quilômetros
km <sup>2</sup>	Quilômetros ao Quadrado
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-ampère
kVAr	Quilovolt-ampère-reativo
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico

MVA	Megavolt-ampère
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
<i>n<sub>lc</sub></i>	Número de Leituras Críticas
<i>n<sub>lp</sub></i>	Número de Leituras Precárias
P	Potência Ativa
p.p.	Pontos Percentuais
P <sub>g</sub>	Potência Instalada da Microgeração ou Minigeração Distribuída
PP	Poder Público
P <sub>u</sub>	Por unidade
Q	Potência Reativa
R\$	Real
shp	Shapefile
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
V	Volts
V <sub>max</sub>	Tensão Máxima
V <sub>n</sub>	Tensão Nominal
W <sub>p</sub>	Watt-pico
Ω	Ohms

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>24</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivações.....</b>	<b>26</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos e Contribuições do Trabalho.....</b>	<b>28</b>
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do Trabalho .....</b>	<b>30</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>31</b>
<b>2.1</b>	<b>Considerações Iniciais .....</b>	<b>31</b>
<b>2.2</b>	<b>Estruturação e Modernização do Setor Elétrico Brasileiro.....</b>	<b>31</b>
2.2.1	Concessão e Prestação de Serviços Públicos.....	31
2.2.2	Procedimentos de Distribuição – PRODIST .....	34
2.2.2.1	Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição .....	36
2.2.2.2	Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.....	39
2.2.2.3	Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição .....	42
2.2.2.4	Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica .....	44
2.2.2.5	Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R) e Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) .....	53
2.2.3	Modelo Regulatório e Mercado de Energia.....	60
2.2.4	Desafios Futuros para o Setor Elétrico Brasileiro .....	66
<b>2.3</b>	<b>Geração Distribuída .....</b>	<b>73</b>
2.3.1	O Conceito de Geração Distribuída.....	73
2.3.2	Tecnologias.....	75
2.3.2.1	Sistema Fotovoltaico .....	76
2.3.3	Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição .....	80
2.3.3.1	Fluxo de Potência .....	80
2.3.3.2	Variações de Tensão .....	81
2.3.3.3	Injeção de Harmônicos .....	82
2.3.3.4	Desequilíbrio de Tensão .....	82
2.3.3.5	Fator de Potência .....	82
2.3.3.6	Intermitência na Geração.....	82
2.3.3.7	Redução das Perdas na Distribuição.....	82
2.3.3.8	Capacidade de Alívio da Carga .....	83
2.3.3.9	Impacto no Planejamento da Rede .....	83

<b>2.4</b>	<b>Histórico da Legislação Brasileira sobre Geração Distribuída .....</b>	<b>83</b>
2.4.1	Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015 .....	85
2.4.2	Consulta Pública nº 025/2019 – Revisão das regras aplicáveis à MMDG .....	90
2.4.3	Lei nº 14.300 de 2022 – Marco Legal da GD .....	94
2.4.4	Consulta Pública 129/2022 e Resolução nº 2/2024 do CNPE .....	98
<b>2.5</b>	<b>Gestão e Sustentabilidade Energética em Prédios Públicos .....</b>	<b>100</b>
<b>2.6</b>	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>101</b>
<b>3</b>	<b>SIMULAÇÕES .....</b>	<b>103</b>
<b>3.1</b>	<b>Considerações Iniciais .....</b>	<b>103</b>
<b>3.2</b>	<b>Análise Técnica: Softwares de Simulação .....</b>	<b>103</b>
3.2.1	OpenDSS e Python .....	103
3.2.2	QGIS .....	105
<b>3.3</b>	<b>Modelos e Elementos do Sistema – OpenDSS .....</b>	<b>106</b>
3.3.1	Modelos Básicos .....	107
3.3.2	Barras .....	107
3.3.3	Terminais .....	108
3.3.3.1	Transporte de energia .....	108
3.3.3.2	Conversão de Energia .....	108
3.3.4	Elementos Básicos .....	109
3.3.4.1	Subestação .....	109
3.3.4.2	Transformador .....	110
3.3.4.3	Linhas .....	111
3.3.4.4	Cargas .....	113
3.3.4.5	Regulador de tensão .....	115
3.3.4.6	Capacitor .....	115
3.3.4.7	Gerador .....	116
3.3.5	Elementos Medidores .....	116
3.3.5.1	Monitor .....	116
3.3.5.2	Medidor .....	117
<b>3.4</b>	<b>Conversão BDGD para. DSS .....</b>	<b>118</b>
<b>3.5</b>	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>120</b>
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>122</b>
<b>4.1</b>	<b>Considerações Iniciais .....</b>	<b>122</b>
<b>4.2</b>	<b>Modelagem da Rede de Distribuição de Itajubá .....</b>	<b>122</b>

4.2.1	Descrição Geral .....	122
4.2.2	Descrição da Rede de Distribuição.....	123
4.2.3	Demandas .....	125
4.2.4	Curvas de Carga Típicas – Consumidores CEMIG.....	127
<b>4.3</b>	<b>Metodologia de Dimensionamento e Modelagem dos Sistemas de Geração ...</b>	<b>131</b>
<b>4.4</b>	<b>Cenários.....</b>	<b>136</b>
4.4.1	Autoconsumo Local.....	136
4.4.2	Geração Compartilhada Próxima ou Distante da Subestação .....	143
4.4.3	Geração Compartilhada Instalada na UNIFEI.....	147
<b>4.5</b>	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>149</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADO E DISCUSSÃO.....</b>	<b>151</b>
<b>5.1</b>	<b>Fluxo de potência .....</b>	<b>151</b>
5.1.1	Fluxo de potência – Autoconsumo Local .....	151
5.1.2	Fluxo de Potência – Geração Compartilhada .....	158
<b>5.2</b>	<b>Perdas Técnicas .....</b>	<b>163</b>
5.2.1	Perdas Técnicas – Autoconsumo Local.....	164
5.2.2	Perdas Técnicas – Geração Compartilhada .....	170
5.2.3	Perdas Técnicas – Comparação de Cenários .....	171
<b>5.3</b>	<b>Transgressão de Tensão .....</b>	<b>179</b>
<b>5.4</b>	<b>Carregamento .....</b>	<b>188</b>
<b>5.5</b>	<b>Capacidade de Hospedagem.....</b>	<b>195</b>
<b>5.6</b>	<b>Necessidade e Custos de Reforço de Rede.....</b>	<b>200</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>202</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>207</b>
	<b>APÊNDICE A – SCRIPTS DE SIMULAÇÃO OPENDSS E PYTHON.....</b>	<b>221</b>

# 1 Introdução

As mudanças climáticas e o aquecimento global emergem como um dos maiores desafios da atualidade, impactando profundamente os ecossistemas, a biodiversidade e a vida humana em todo o planeta. Esse cenário pressiona governos, empresas e a sociedade como um todo a adotarem medidas urgentes para mitigar os impactos ambientais e garantir um futuro sustentável (ENGIE BRASIL, 2024; NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2022).

Nesse contexto, a transição energética desempenha um papel crucial. A substituição gradual de fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis – como petróleo, carvão e gás natural – por energias renováveis e limpas, como solar, eólica e hidrelétrica, surge como uma das principais estratégias para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. As questões relacionadas à energia passam a ser pautadas em quatro dimensões, 4Ds: descarbonização, descentralização, digitalização e democratização (FIANDER et al., 2024; KAMWA, 2023).

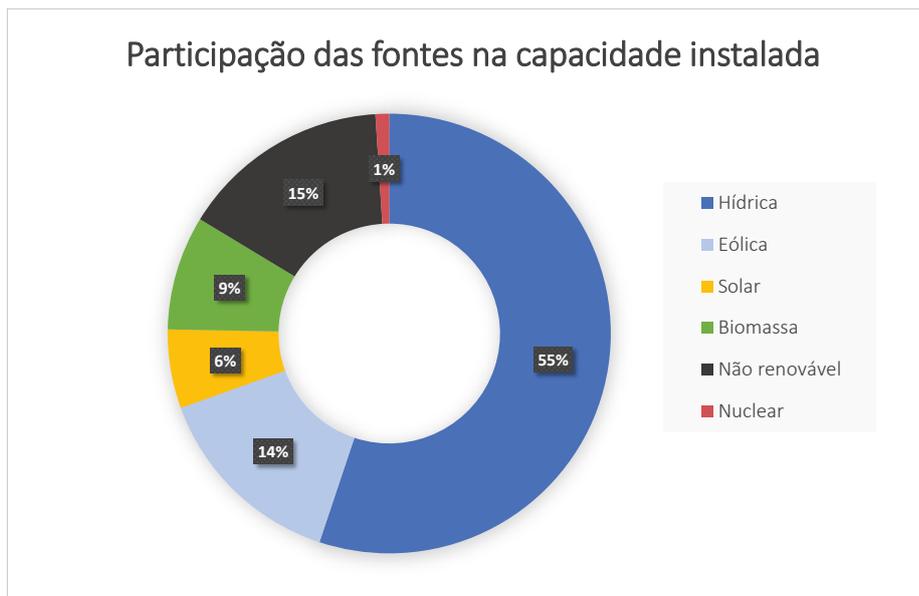
O desenvolvimento e o aperfeiçoamento de tecnologias inovadoras, rearranjos políticos e regulatórios, novas linhas de investimento, entre outros aspectos, são fundamentais para que a transição ocorra de forma sustentável. A cada ano, essas tendências ganham mais relevância no debate internacional e o Brasil vêm ganhando notoriedade, sendo um dos países que mais avança na implementação de ações para a transição energética. Atualmente, o país já utiliza em sua matriz energética 48% de energia renovável, sendo este número bem acima da média mundial que é de 15%. De acordo com um relatório do Fórum Econômico Mundial, o Brasil está na 12ª posição do Índice de Transição Energética (ETI), ficando em primeiro lugar entre os países emergentes, entre todos os países da América e em terceiro, entre as nações participantes do G20 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024).

Em termos de matriz elétrica o país firma ainda mais suas vantagens competitivas e seu protagonismo, tendo 83,7% da energia elétrica gerada centralizada sendo proveniente de fontes renováveis, conforme estudos do Balanço Energético Nacional com ano base de 2023, apresentados na Figura 1.1 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024a).

Interessante notar que considerando geração centralizada as três principais fontes renováveis são hídrica, eólica e biomassa. Entretanto, se forem consideradas as micro e minigerções distribuídas a energia solar fotovoltaica torna-se a segunda maior fonte do país, conforme fechamento de agosto de 2024 de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Associação Brasileira De Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2024), Figura 1.2. O Brasil conta mais de 2,8 milhões de sistemas conectados à rede de distribuição de energia

elétrica que beneficiam mais de 4 milhões de unidades consumidoras com a utilização dos excedentes e dos créditos da energia gerada. Somente em 2023 foram instalados mais de 625 mil sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, com um acréscimo de mais de 830 mil unidades consumidoras beneficiadas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a, 2024c).

Figura 1.1 – Participação das fontes na capacidade instalada

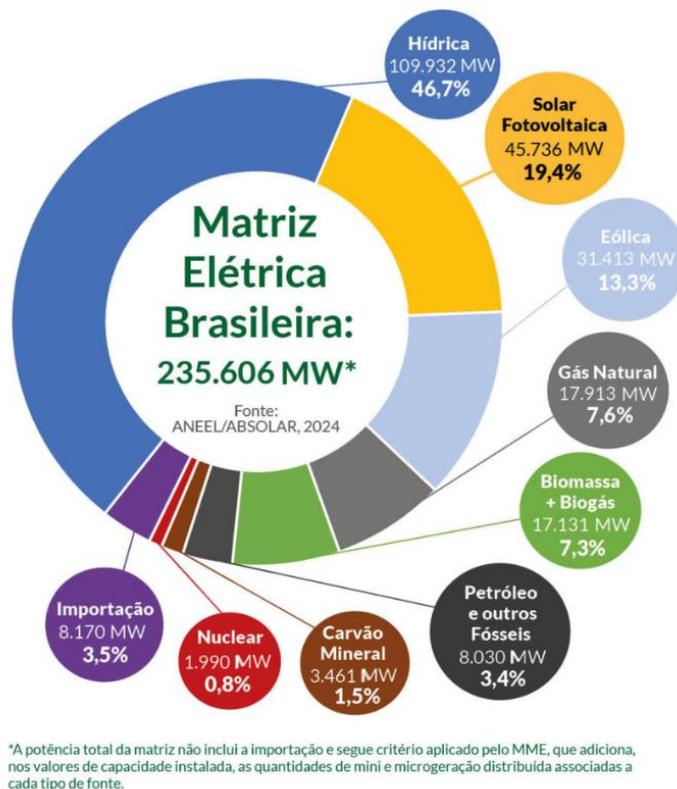


Fonte: Adaptado de (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024a).

Tais números demonstram que a Política Nacional de Transição Energética do Brasil tem focado na expansão de energias renováveis, firmando um compromisso de longo prazo com a energia hidrelétrica e biocombustíveis e visando avanços significativos na geração de energia solar (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024).

A transição energética é um conjunto de políticas fundamentais para o setor energético e para o desenvolvimento socioeconômico do país. Dessa forma, tal processo exige investimento em infraestrutura, adaptação de mercados e políticas públicas consistentes. O desafio está na gestão dos agentes do setor, de forma a conciliar conflitos de interesses, visando garantir uma transição energética sustentável, que promova a descarbonização, a descentralização e a digitalização, mas também desenvolva o aspecto da democratização. Para tal, as políticas públicas devem estar atentas a redução da pobreza energética e, através do processo de transição energética, buscar promover a geração de emprego, renda, inclusão social, combate às desigualdades, melhoria da qualidade de vida do brasileiro e preservação do meio ambiente. A garantia desses pilares é imprescindível para um setor energético mais sustentável, inteligente e acessível.

Figura 1.2 – Matriz Elétrica Brasileira 2024



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2024).

## 1.1 Motivações

No contexto da transição energética e com a implementação de diversas políticas públicas que incentivam as fontes renováveis, o setor elétrico brasileiro está passando por transformações profundas, impulsionadas especialmente pela crescente adoção da geração distribuída (GD). A expansão da quantidade de micro e minigeradores conectados à rede teve uma aceleração a partir de 2015, devido a programas de incentivo como o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD) e a publicação da Resolução Normativa (REN) nº 687 (SILVA et al., 2024).

Esse aumento da penetração de GDs no sistema elétrico trouxe uma série de desafios técnicos e regulatórios para o setor, pressionando o órgão regulador, ANEEL, a rever a regulamentação de forma a equilibrar os benefícios e os custos da implementação desta tecnologia, bem como gerenciar os interesses e obrigações dos agentes envolvidos. Em meio a intensos debates, em 2022 foi instituído o marco legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) através da Lei nº 14.300 (BRASIL, 2022a). O marco legal propõe uma série de mudanças, em especial quanto ao sistema de compensação de créditos e a aplicação de uma nova regra tarifária que estabelece compensações pelo uso da infraestrutura da rede elétrica. O

grande catalisador das discussões é o entendimento de que conforme o segmento cresce, se faz necessário a redução gradativa de incentivos. Com a prerrogativa de uma regra de transição para a aplicação da nova lei, o marco legal disparou um processo que foi chamado de “Corrida do Ouro da GD” de 2022, uma vez que acessantes que protocolassem suas solicitações de acesso até janeiro de 2023 manteriam a isenção de encargos até 2045 (MONTENEGRO, 2022). Em meio a esse processo intenso vivido pelo setor após a promulgação da lei, a ANEEL promoveu uma série de consultas públicas para debater os aspectos econômicos relacionados a lei. Em 2024, o Conselho Nacional de Políticas Energéticas publicou as diretrizes para embasar os cálculos da ANEEL para valoração dos custos e benefícios da GD ao sistema elétrico (BRASIL, 2024a). Esse contexto reforça a necessidade urgente de uma abordagem mais transparente e abrangente para o futuro dessa tecnologia no Brasil.

O mercado se mobiliza para alavancar iniciativas lucrativas de GD no país, mas se faz necessário explorar projetos que contribuam para uma transição energética mais justa, coletivizando os benefícios deste tipo de tecnologia. Essas iniciativas vêm sendo debatidas através de um novo conceito de “GD Social” (CASTRO; ROSENTAL, 2024). Projetos emblemáticos, como o de Hortolândia, que prevê a instalação de 21 usinas de energia solar para substituir 80% da iluminação pública em prédios do município (G1 CAMPINAS, 2023), e iniciativas como “Energia Limpa para o Minha Casa, Minha Vida” com o objetivo de reduzir gastos com energia para as famílias beneficiárias a partir da instalação de GD de energia renovável (BRASIL, 2021), são exemplos concretos de como a GD pode ser utilizada para promover eficiência energética em larga escala e promover o bem-estar social. Além disso, programas como o “Energia Zero no Setor Público”, anunciado pelo governo federal, reforçam o compromisso com a sustentabilidade e a redução de custos operacionais no setor público (PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024). Esses projetos destacam a necessidade de estudos aprofundados que levem em consideração tanto os benefícios econômicos quanto os impactos na qualidade do fornecimento de energia.

Entretanto, à medida que a GD se expande, surgem também preocupações sobre a capacidade das distribuidoras em acomodar essa crescente demanda. A Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), uma das maiores distribuidoras do país, já alertou que sua rede está saturada com a penetração de GD, e que não será possível atender a toda a demanda de novos projetos de geração distribuída sem comprometer a estabilidade do sistema (CANAL SOLAR, 2023). Isso evidencia a necessidade de simulações mais precisas e estudos holísticos que não

apenas avaliem os impactos técnicos da GD, mas também considerem aspectos econômicos, sociais e regulatórios.

Nesse cenário, o uso de dados públicos e ferramentas de modelagem aberta, como o OpenDSS, ganham ainda mais relevância. Esses instrumentos permitem que instituições de ensino, pesquisadores e agentes do setor possam realizar análises detalhadas e transparentes, contribuindo para o desenvolvimento de soluções que promovam o bem comum e o bem-estar da sociedade. Estudos que integrem a avaliação de perdas técnicas, transgressão de tensão, fluxo reverso e custos de reforço de rede são essenciais para orientar políticas públicas mais assertivas e eficazes.

Por fim, a crescente adoção de GD no Brasil deve ser acompanhada de uma avaliação crítica e baseada em dados concretos. A sustentabilidade do sistema elétrico depende de projetos e políticas que equilibrem os benefícios de uma matriz energética mais limpa e diversificada com a segurança e a eficiência do fornecimento de energia a toda a população. É nesse contexto que esta dissertação busca contribuir, oferecendo uma análise detalhada e fundamentada dos impactos, custos e benefícios da penetração de fontes renováveis na rede de distribuição, considerando um cenário de instalação de GDs em prédios públicos do município de Itajubá, mas com resultados que podem ser aplicados e replicados para diversas regiões e contextos.

## 1.2 Objetivos e Contribuições do Trabalho

A crescente demanda por soluções sustentáveis no setor elétrico, aliada aos desafios impostos pelas mudanças climáticas, tem impulsionado o uso de tecnologias de geração distribuída e suscitado debates sobre a melhor alocação deste tipo de projeto de forma a promover uma integração justa. Nesse contexto, fica evidente a relevância de estudos que possam promover informações para orientar a tomada de decisão dos agentes do setor. Assim, a modelagem de redes de distribuição utilizando dados públicos permite uma análise mais realista dos impactos da inserção de energias renováveis, como a fotovoltaica, em cenários locais e regionais. O uso de dados abertos garante transparência e acessibilidade, permitindo que pesquisadores possam avaliar e propor melhorias no planejamento e operação de redes elétricas com foco na eficiência energética e na redução de perdas técnicas.

Dessa forma, o **objetivo geral** deste trabalho de dissertação propõe a utilização de dados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) para a modelagem e simulação da rede de distribuição do município de Itajubá, no software OpenDSS. Este município está localizado no sul de Minas Gerais e tem o potencial de utilizar sistemas de geração fotovoltaica em prédios

públicos como uma forma de promover a sustentabilidade e reduzir os custos energéticos. As simulações terão por objetivo avaliar os impactos da inserção de fontes renováveis, com ênfase na instalação de sistemas fotovoltaicos vinculados a consumidores do poder público. A análise abrangerá aspectos técnicos e econômicos, considerando cenários de expansão do uso de energia renovável e os desafios associados à integração dessa tecnologia na rede de distribuição existente.

Especificamente, este estudo visa investigar os impactos sobre perdas técnicas, transgressões de tensão, carregamento, fluxo reverso e os custos associados a possíveis reforços de rede, propondo medidas para mitigar esses desafios e garantir uma operação segura e eficiente do sistema de distribuição. Espera-se com este trabalho o desenvolvimento de uma metodologia replicável, que pode ser aplicada em outras localidades para a avaliação dos impactos da penetração de energias renováveis, contribuindo para a transição energética em diversas regiões do país. Além disso, promover o incentivo à colaboração entre pesquisadores e a comunidade, demonstrando como o acesso a dados abertos pode gerar conhecimento prático e relevante para o desenvolvimento de soluções energéticas que beneficiem a população local e o meio ambiente.

Para alcançar este objetivo geral, os seguintes **objetivos específicos** serão abordados:

- Modelar a rede de distribuição do município de Itajubá no software OpenDSS, com base em dados públicos disponíveis, garantindo uma representação fiel das condições atuais da rede;
- Simular cenários com e sem a penetração de fontes renováveis (sistemas fotovoltaicos em prédios públicos), avaliando os impactos na qualidade do fornecimento de energia;
- Analisar o fluxo reverso de potência, verificando as condições sob as quais a injeção de energia excedente gerada pelos sistemas fotovoltaicos pode impactar a estabilidade e segurança do sistema;
- Estimar os custos e a necessidade de reforços na rede em função da penetração de sistemas renováveis;
- Explorar o uso de dados públicos como ferramenta fundamental para a pesquisa e para o desenvolvimento de estudos que busquem promover um setor elétrico mais sustentável, contribuindo para o bem-estar social e para políticas de incentivo ao uso de fontes renováveis.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

O presente trabalho tem seus conceitos, resultados e discussões organizados e divididos em 6 capítulos. O capítulo 1 faz a introdução dos temas abordados, apresentando o contexto, motivações e objetivos desta pesquisa, assim como a sua organização estrutural.

O capítulo 2 refere-se à revisão bibliográfica do tema de pesquisa e é dividido em 5 itens: Considerações Iniciais, Estruturação e Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, Geração Distribuída, Histórico da Legislação Brasileira sobre Geração Distribuída e Considerações Finais. As considerações iniciais e finais estão presentes no capítulo 2,3,4 e são sínteses do conteúdo abordado ao longo do capítulo e têm por finalidade proporcionar uma breve introdução e conclusão, respectivamente, para situar a leitura. No item de Estruturação e Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, é apresentada a formação do setor elétrico brasileiro e a construção do mercado de energia até os dias atuais, bem como os desafios esperados. Além disso, também é exposta uma breve apresentação dos módulos dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), dando foco para o módulo referente a conexões ao sistema de distribuição, BDGD, qualidade da energia, perdas e planejamento da distribuição. Em Geração Distribuída este conceito é explorado e definido, são apresentadas suas principais características e tecnologias os impactos na rede de distribuição inerentes à sua inserção. A seção sobre o Histórico da Legislação Brasileira sobre Geração Distribuída apresenta o histórico das resoluções normativas nacionais que tratam sobre GD e suas principais diretrizes.

O capítulo 3 aborda a metodologia aplicada na pesquisa, apresentando uma breve revisão sobre softwares amplamente utilizados para análise técnica deste tipo de sistema elétrico e definido as ferramentas que serão empregadas na modelagem e simulação do estudo de caso.

No capítulo 4 é apresentado o estudo de caso proposto na pesquisa, trazendo levantamentos sobre o município de Itajubá, a rede de distribuição da concessionária Cemig, as variáveis consideradas para elaboração do modelo e simulações e os cenários avaliados. O capítulo 5 complementa o 4, trazendo os resultados obtidos com as simulações, bem como análise e discussão destes.

Por fim, o capítulo 6 conclui o trabalho fazendo os últimos apontamentos e considerações sobre a temática pesquisada e os resultados obtidos, e finaliza com a proposição de trabalhos futuros decorrentes deste.

## **2 Revisão Bibliográfica**

### **2.1 Considerações Iniciais**

Neste capítulo são apresentados os conceitos e as fundamentações básicas empregados nesta pesquisa. Essencialmente é apresentado o histórico do setor elétrico brasileiro e a atuação da regulação quanto a gestão dos ativos e a qualidade do serviço prestado na concessão. Além disso, são apresentadas as tecnologias de GD e a evolução do regulatório vinculado ao tema. Cada capítulo se aprofunda em contextos tecnológicos, técnicos, regulatórios ou econômicos dos temas abordados.

Os tópicos se relacionam diretamente com o tema deste trabalho, uma vez que compõem o conhecimento previamente necessário para a abordagem do estudo de caso que será proposto nos capítulos seguintes.

### **2.2 Estruturação e Modernização do Setor Elétrico Brasileiro**

A energia elétrica foi introduzida no Brasil por volta de 1880, inicialmente limitada a serviços públicos e atividades industriais. Ao final do século XIX, empresas locais e independentes prestavam esses serviços, sem uma estrutura organizacional consolidada (GOMES; VIEIRA, 2009).

A partir da década de 1990, com a redefinição das políticas econômicas na América Latina, o modelo estatal começou a dar lugar a um modelo baseado no investimento privado, influenciado por pressões tanto nacionais quanto internacionais (LEME, 2009). A partir daí o setor elétrico brasileiro passou por uma série de reestruturações que consolidaram o cenário atual, de uma atividade de monopólio natural em um ambiente de serviços públicos regulamentados, e se encontra cada vez mais exposto a tendências e novas tecnologias que pressionam uma modernização com a revisão e adoção de novas regulamentações, estruturas e mercados.

#### **2.2.1 Concessão e Prestação de Serviços Públicos**

Até meados da década de 1970, o desenvolvimento econômico na América Latina, incluindo o Brasil, foi fortemente impulsionado pelo Estado. No entanto, a partir dos anos 1990, esse modelo começou a ser substituído por um novo paradigma centrado no investimento privado, tanto nacional quanto internacional, com foco na abertura externa e no mercado como o principal motor da economia. Essa mudança foi influenciada por pressões internas e externas, que apontavam para a necessidade de reformas liberalizantes de maneira a acompanhar o mercado globalizado (GOMES; VIEIRA, 2009; LEME, 2009).

No Brasil, o setor elétrico passou por várias transformações importantes ao longo do tempo. No Estado Novo de Getúlio Vargas, em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), e, em 1945, fundada a Chesf, a primeira estatal de geração de energia. No segundo governo Vargas, a criação de fundos setoriais e o projeto da Eletrobrás marcaram tentativas de reorganizar a infraestrutura elétrica (FERREIRA; ASSED, 2020; GOMES; VIEIRA, 2009).

Durante o governo Juscelino Kubitschek, o setor elétrico ganhou ainda mais destaque, com a construção de grandes usinas hidrelétricas e a criação de Furnas, além de planos de expansão de empresas estaduais. O modelo estatal se consolidou com a criação da Eletrobrás em 1962, que passou a controlar várias empresas, como Furnas e Chesf. No período militar, a Eletrobrás ampliou sua participação, nacionalizando empresas estrangeiras e adquirindo grupos como a Amforp e a Light, consolidando o papel do Estado no setor. Durante esse período, a Eletrobrás era a principal entidade do setor elétrico, exercendo grande influência sobre outros agentes. Isso se devia ao fato de ser proprietária das maiores empresas de geração e transmissão de energia elétrica, além de atuar como responsável pelo financiamento, planejamento setorial e pela operação do sistema elétrico em quase todo o país. Essa posição lhe conferia uma clara predominância sobre outras organizações, com exceção do Ministério de Minas e Energia (MME), que representava o poder concedente e ao qual a Eletrobrás estava formalmente subordinada (GOMES; VIEIRA, 2009; GREMAUD et al., 2023).

Com a promulgação da Constituição Federal de 1988, redemocratização e legitimação dos governos estaduais, empresas de distribuição estaduais começaram a atrasar tributos e o pagamento de energia às geradoras federais, iniciando um processo de inadimplência que agravou a crise no setor elétrico. No início dos anos 1990, o setor estava endividado e o governo brasileiro enfrentava dificuldades para investimentos, surgindo a privatização como uma possível solução para o problema. Ao final de 1992, o setor estava à beira do colapso, com a crise institucional evidenciada (CAMPOS et al., 2020).

Em 1995 iniciou-se o processo de concessão e permissão de prestação de serviços públicos no Brasil, sendo realizadas as primeiras privatizações do setor elétrico no país. As privatizações começaram pela Escelsa, no Espírito Santo, em 1995, prosseguindo em 1996, com a venda da Light e da Cerj, no Rio de Janeiro (GOMES; VIEIRA, 2009; GREMAUD et al., 2023). Ainda em 1995, foi lançado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), considerado o marco inicial do regime regulatório para o setor (ANTUNES, 2006).

No ano seguinte, 1996, visando garantir que as concessões atendessem às políticas e diretrizes do governo federal foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). É função da ANEEL regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (FIGUEIRÊDO, 2019). Com as privatizações já iniciadas, o governo começou a implantar um conjunto de medidas que alteraram profundamente o setor elétrico, como a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS) (em 1998), que tinha a finalidade de realizar a operação interligada dos sistemas elétricos nacionais, a transferência do órgão financiador do setor elétrico da Eletrobrás para o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a transferência do planejamento setorial da Eletrobrás para o MME e a inclusão da Eletrobrás e de suas empresas controladas no Programa Nacional de Desestatização (CAMPOS et al., 2020).

A Tabela 2-1 apresenta os principais marcos desse processo de estruturação do setor elétrico brasileiro, o período atual, de reestruturação e modernização será mais detalhado nas seções 2.2.3 e 2.2.4.

Tabela 2-1 – Marcos na estruturação do setor elétrico brasileiro

<b>Período</b>	<b>Principais Eventos</b>
1880-1930	Monopólio privado – Na República Velha, uso da energia elétrica no Brasil foi marcado por um monopólio privado, com a implantação dos primeiros empreendimentos, tanto nacionais quanto estrangeiros. A partir da década de 1920, o setor passou a ser dominado por empresas de capital estrangeiro, que controlavam grande parte dos serviços de geração e distribuição de energia no país.
1931-1945	Intervenção Estatal – O Estado começou a estabelecer as primeiras regulamentações no setor elétrico, com a criação do Código de Águas em 1934. Durante o governo de Getúlio Vargas, o acelerado desenvolvimento econômico brasileiro gerou um aumento significativo na demanda por energia, que não foi acompanhado por investimentos suficientes no setor.
1946-1962	Estado mais presente – Após a queda de Vargas, o Estado ampliou sua participação no setor elétrico, com um aumento significativo nos investimentos públicos, especialmente nas concessionárias estaduais. Em 1962, foi criada a Eletrobrás, consolidando esse papel de liderança estatal no desenvolvimento do setor.
1963-1979	Modelo estatal — A Eletrobrás se torna a principal força motriz no processo de nacionalização e estatização do setor elétrico, realizando grandes investimentos. Um novo modelo institucional é consolidado, atingindo seu auge em 1979.
1980-1992	Crise institucional — Com o agravamento da crise econômica, o crescimento do setor elétrico é comprometido. Em 1992, a inadimplência se torna

	generalizada e o modelo estatal começa a ser questionado.
1993-2002	Modelo híbrido — Com a promulgação da Lei nº 8.631/93, que resolve os débitos, inicia-se a transformação institucional no setor elétrico brasileiro. Até o final de 2002, a geração e transmissão de energia eram majoritariamente realizadas por empresas estatais, enquanto a distribuição estava, em grande parte, nas mãos da iniciativa privada.
2003-2024	Reestruturação e modernização – A partir de 2003, o governo investe na universalização da energia, com programas como "Luz para Todos", e a ANEEL fortalece seu papel regulador. O setor foca na transição energética, com maior participação de fontes renováveis e geração distribuída (GD). A privatização da Eletrobrás, no final de 2010 e início de 2020, marca um novo ciclo de liberalização com desafios à regulação e acessibilidade dos serviços.

Fonte: Adaptado de (LEME, 2009).

Hoje o campo organizacional do setor elétrico brasileiro apresenta um alto grau de institucionalização, com aumento significativo do número de agentes. Esse cenário é composto, principalmente, pelo agente público regulador, pelas concessionárias de energia elétrica de capital estatal e privado, pelo órgão financiador, pela entidade operadora do sistema interligado, por uma grande quantidade de associações de classe e pelos diversos fornecedores de bens e serviços (SILVA et al., 2024).

Neste contexto, o principal agente é a ANEEL, a agência reguladora do setor, que arbitra os conflitos entre os demais interessados. É função da ANEEL regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Este trabalho irá focar nas concessionárias de distribuição de energia elétrica, sendo abordados os aspectos de regulação mais intimamente ligados a este agente (SILVA et al., 2024).

Com o massivo investimento e expansão do sistema elétrico realizado pelas concessionárias é de extrema relevância que a ANEEL garanta um controle eficiente dos ativos elétricos e dos serviços gerenciados por essas empresas. Nas seções 2.2.2 e 0 serão apresentadas e discutidas as principais ferramentas regulatórias utilizadas para controle da concessão de distribuição no Brasil.

### **2.2.2 Procedimentos de Distribuição – PRODIST**

A ANEEL define os Procedimentos de Rede de Distribuição como sendo documentos elaborados, com a participação de diversos agentes do setor, com a finalidade de normatizar e padronizar as atividades técnicas que estão relacionadas com a operação e o desempenho dos sistemas de distribuição de energia presentes no Sistema Elétrico Nacional.

O PRODIST engloba as macros áreas das ações técnicas de responsabilidade dos agentes da distribuição e são organizadas em onze módulos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018a) :

- MÓDULO 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST
- MÓDULO 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- MÓDULO 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
- MÓDULO 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
- MÓDULO 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura
- MÓDULO 6 – Informações Requeridas e Obrigações
- MÓDULO 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
- MÓDULO 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica
- MÓDULO 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos
- MÓDULO 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório
- MÓDULO 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

As orientações presentes no PRODIST têm como objetivos:

- a) garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- b) propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- c) disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- d) estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais e entre eles e os consumidores;
- e) assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- f) disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018b, p.3.).

Após a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº1.000, em dezembro de 2021, que estabeleceu as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, o PRODIST passa a servir mais como um complemento ao que é detalhado na REN nº 1.000.

Entre os onze módulos apresentados no PRODIST, o foco deste trabalho será o Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica e o Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório, nos quais são realizadas as diretrizes para o planejamento de redes e campanha de medidas, os critérios para o acesso à redes de distribuição do sistema, as definições

e regras para o cálculo de perdas, os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica (QEE) e a base de informações geográficas das distribuidoras, respectivamente.

### 2.2.2.1 Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição

O Módulo 2 do PRODIST, abrange diversas seções detalhando os procedimentos para previsão de demanda, caracterização de carga, critérios de planejamento e desenvolvimento da distribuição. A seguir está a síntese por seção, com foco na parte referente à campanha de medição para criação de curvas típicas de carga, que tem um impacto significativo na metodologia empregada neste trabalho.

#### Seção 2.1 - Previsão de Demanda

Nesta seção são abordados os procedimentos para a previsão da demanda, que deve ser compatível com planos diretores municipais e regionais.

Este item detalha os procedimentos para elaboração dos estudos de previsão de demanda separando entre Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) e Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT). O horizonte de previsão de demanda deve abranger o período de 5 anos para SDMT e 10 anos para SDAT. A carga na MT deve ser caracterizada em patamares e em períodos ponta e fora ponta, enquanto que na AT a segregação se dá em patamares de carga leve, média e pesada. Em ambos os casos a GD deve ser incluída e considerada nos estudos de previsão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c).

#### Seção 2.2 - Caracterização da Carga e do Sistema Elétrico

Esta seção é essencial para a criação de curvas típicas de carga, trazendo a definição que a distribuidora deve realizar campanhas de medição a cada revisão tarifária periódica. As unidades consumidoras são estratificadas por nível de tensão e classe de consumo, conforme Tabela 2-2, e as medições devem ser feitas em amostras representativas de cada estrato. A escolha dos locais de medição e das unidades consumidoras que participarão da pesquisa sobre equipamentos e hábitos de consumo deve ser feita de forma a garantir representatividade estatística, com critérios de erro amostral máximo de 20% e nível de confiança de 95%, levando em conta as características das unidades e das redes em toda a área de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c).

Tabela 2-2 – Estratificação das unidades consumidoras

Nível de Tensão	Estratificação por Classe e/ou potência demandada
SDAT - 230 kV	-
SDAT - 88 kV a 138 kV	-
SDAT - 69 kV	-
SDMT ( $\geq 2,3$ kV e $< 69$ kV)	Até 50 kW
	Acima de 50 kW até 150 kW

	Acima de 150 kW até 300 kW
	Acima de 300 kW até 800 kW
	Acima de 800 kW
SDBT (< 2,3 kV)	<b>Classe Residencial</b>
	Até 100 kWh
	Acima de 100 kWh até 220 kWh
	Acima de 220 kWh até 500 kWh
	Acima de 500 kWh até 1.000 kWh
	Acima de 1.000 kWh
	<b>Classe Rural</b>
	Até 300 kWh
	Acima de 300 kWh até 1.000 kWh
	Acima de 1.000 kWh até 5.000 kWh
	Acima de 5.000 kWh
	<b>Classe Industrial</b>
	Até 1.000 kWh
	Acima de 1.000 kWh até 3.000 kWh
	Acima de 3.000 kWh até 7.000 kWh
	Acima de 7.000 kWh
	<b>Comercial, Poder Público e Consumo Próprio</b>
	Até 500 kWh
	Acima de 500 kWh até 2.000 kWh
	Acima de 2.000 kWh até 5.000 kWh
	Acima de 5.000 kWh
	<b>Serviço Público</b>
	Até 2.000 kWh
	Acima de 2.000 kWh até 5.000 kWh
	Acima de 5.000 kWh até 10.000 kWh
	Acima de 10.000 kWh
	<b>Iluminação Pública</b>
	<b>Outras Classes (Subgrupo Tarifário AS (Subterrâneo))</b>
	Até 50 kW
	Acima de 50 kW até 150 kW
	Acima de 150 kW até 300 kW
Acima de 300 kW até 800 kW	
Acima de 800 kW	

Fonte: Autoria própria.

As redes do sistema de distribuição são classificadas conforme o nível de tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c):

- a) SDAT - 230 kV;
- b) SDAT - 88 kV a 138 kV;
- c) SDAT - 69 kV;
- d) SDMT - igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV; e

e) SDBT - inferior a 2,3 kV.

O módulo estabelece as diretrizes a serem consideradas para a realização da campanha de medição, que tem por finalidade compor a caracterização da curva de carga. Em suma, as distribuidoras devem (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c):

a) Realizar medições em todas as unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 69 kV e por amostragem nos demais níveis de tensão.

b) Medir todas as transformações com tensão secundária igual ou superior a 2,3 kV e por amostragem nas demais transformações.

c) Medir todas as injeções de potência nos pontos de fronteira com a Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão (DIT), outras distribuidoras e centrais geradoras.

d) Medir todos os demais usuários do sistema de distribuição.

e) Utilizar dados de medidores eletrônicos existentes e complementar com a campanha de medição, se necessário.

f) Considerar no processo amostral os diversos segmentos de unidades consumidoras por tarifas, classes e consumo.

g) Caracterizar a carga e redes com curvas de carga típicas para dias úteis, sábados e domingos, considerando as estratificações definidas.

As curvas de carga típicas elaboradas através da campanha de medição são fundamentais para a caracterização das redes e do comportamento das cargas, representando o comportamento médio do consumo de energia de uma determinada classe de consumidores ao longo de um dia ou de períodos específicos, como dias úteis, finais de semana ou períodos sazonais. A correta caracterização da carga é fundamental para garantir a eficiência do sistema de distribuição, a qualidade do fornecimento de energia elétrica e dos estudos de planejamento de redes.

Normalmente, as curvas de carga dos clientes e redes são levantadas no(s) mês (meses) de carga máxima anual do sistema, e o objetivo é compor a curva das redes e transformadores a partir da curva dos clientes, de forma a determinar a responsabilidade de cada consumidor na formação da demanda máxima anual das redes (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2014).

Todos os dados coletados pela distribuidora devem ser enviados para a ANEEL, conforme as definições do Módulo 6 do PRODIST, como o relatório da pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo e o relatório final da campanha de medição com as curvas típicas definidas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c).

### **Seção 2.3 - Critérios e Estudos de Planejamento**

Define os critérios técnicos e econômicos para o planejamento da expansão do sistema, como segurança, continuidade, carregamento, qualidade do produto e viabilidade ambiental. Estabelece horizontes de planejamento, detalha os estudos necessários e os critérios a serem empregados conforme nível de tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c).

### **Seção 2.4 - Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD)**

O Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) apresenta o resultado dos estudos de planejamento, incluindo planos de expansão e obras. Ele é atualizado anualmente e enviado à ANEEL, sendo uma ferramenta para a coordenação entre distribuidoras e transmissoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c).

## **2.2.2.2 Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**

O Módulo 3 tem por objetivo:

Estabelecer as instruções detalhadas e os requisitos complementares sobre a regulação da conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica disposta nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b, p. 1).

O Módulo 3 do PRODIST da ANEEL, conforme a Resolução Normativa nº 956/2021, traz as diretrizes para a conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica, devendo estas diretrizes serem observadas pela distribuidora acessada e pelos acessantes do sistema. As seções que compõem o Módulo 3 são apresentadas de forma resumida a seguir (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d).

### **Seção 3.1 – Requisitos para Conexão de Microgeração e Minigeração Distribuída**

Estabelece os requisitos técnicos para a conexão de microgeração ( $\leq 75$  kW) e minigeração distribuída ( $> 75$  kW até 5 MW). As distribuidoras devem observar normas técnicas e os usuários precisam apresentar o formulário de solicitação de acesso com os documentos pertinentes. São definidos critérios como o uso de elementos de interrupção e proteção, como relés de sincronismo e anti-ilhamento, além de medição bidirecional para monitorar o consumo e a energia injetada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d).

### **Seção 3.2 – Requisitos para Conexão de Central Geradora**

Regula a conexão de centrais geradoras ao sistema de distribuição. A operação deve ser segura e não comprometer a rede de distribuição. Entre os requisitos estão a comunicação entre

distribuidora e gerador, sincronização correta, e ajuste das proteções para desfazer paralelismos em caso de desligamento. A central geradora deve operar dentro de limites estabelecidos para frequência e tensão, conforme regulamentos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d).

### **Seção 3.3 – Requisitos de Projeto das Instalações de Conexão do Usuário**

Estabelece os requisitos para o projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo das instalações, normas técnicas de referência e especificações sobre redes, subestações e linhas. Devem ser considerados aspectos como o dimensionamento dos cabos, proteção contra sobretensões, sistema de aterramento e especificação de materiais e equipamentos, com atenção aos padrões de segurança e qualidade (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d).

### **Seção 3.4 – Requisitos de Sistema de Proteção para demais Usuários**

Define os sistemas de proteção para usuários que não sejam centrais geradoras, microgeração ou minigeração distribuída. O sistema de proteção deve ser compatível com os requisitos da distribuidora, e as proteções precisam ser ajustadas para as correntes de curto-circuito no ponto de conexão. A proteção deve garantir sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d).

### **Seção 3.5 – Requisitos de Operação, Manutenção e Segurança da Conexão**

Apresenta diretrizes para garantir a segurança das instalações e do pessoal envolvido na operação e manutenção das conexões. Inclui a necessidade de um acordo operativo entre a distribuidora e o usuário, com detalhes sobre as condições de manutenção, intervenções e segurança. O acordo deve prever a comunicação formal sobre alterações nas instalações e o intercâmbio de informações operacionais, entre outros itens.

Essas seções estabelecem os principais parâmetros para assegurar a confiabilidade e segurança na conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica, tanto para micro e minigeradores quanto para centrais geradoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d).

### **Alterações pela REN nº1.000**

Em dezembro de 2021 a ANEEL publicou a REN nº 1.000, que consolida o conteúdo de 61 normas anteriormente publicadas pela agência. O módulo 3 do PRODIST teve alguns de seus conteúdos incorporados pela nova resolução. Para este trabalho, é relevante as modificações nas regras de conexão de micro e minigeradores, que foram aprimoradas pela REN nº 1.059, em 2023. Assim, os principais processos e prazos definidos para a solicitação de conexão de MMGD, de acordo com a resolução vigente, são apresentados na Tabela 2-3.

Tabela 2-3 – Resumo das etapas de acesso

<b>Etapa</b>	<b>Processo</b>	<b>Ação</b>	<b>Responsável</b>	<b>Prazo</b>
<b>1 - Solicitação do orçamento estimado</b>	Opcional	(a) Formalizar a solicitação de orçamento estimado, conforme premissas descritas no padrão da Resolução 1.000 e da distribuidora acessada.	Acessante	-
		(b) Receber a solicitação de orçamento estimado e deferir ou indeferir o protocolo de solicitação da mesma.	Distribuidora	5 dias
		(c) Solucionar pendências relativas às informações solicitadas em 1(b).	Acessante	-
<b>2 - Orçamento Estimado</b>	Opcional	(a) Elaborar e fornecer o orçamento estimado.	Distribuidora	30 dias
		(b) Aprovar o orçamento estimado.	Acessante	-
<b>3 - Solicitação de orçamento de conexão</b>	Obrigatório	(a) Formalizar a solicitação de orçamento de conexão, conforme premissas descritas no padrão da Resolução 1.000 e da distribuidora acessada.	Acessante	-
		(b) Receber a solicitação de orçamento de conexão e deferir ou indeferir o protocolo de solicitação da mesma.	Distribuidora	5 dias
		(c) Solucionar pendências relativas às informações solicitadas em 3(b).	Acessante	-
<b>4 - Orçamento de conexão</b>	Obrigatório	(a) Elaborar e fornecer o orçamento de conexão.	Distribuidora	i. Microgeração sem necessidade de melhorias: até 15 dias após 1(b) ou 1(c). ii. Microgeração com melhorias necessárias: até 30 dias após 1(b) ou 1(c). iii. Minigeração: até 45 dias após 1(b) ou 1(c).
		(b) Aprovar o orçamento de conexão.	Acessante	Conforme REN ANEEL N° 1000/2021
<b>5 - Implantação da conexão</b>	Obrigatório	(a) Solicitar vistoria.	Acessante	Conforme REN ANEEL N° 1000/2021
		(b) Realizar vistoria, adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia, liberando a conexão.	Distribuidora	i. Até 5 dias úteis para tensão < 2,3 kV.
				ii. Até 10 dias úteis para tensão ≥ 2,3 kV e < 69 kV.
iii. Até 15 dias úteis para tensão ≥ 69 kV.				

		(c) Entregar o Relatório de Vistoria para o acessante, se houver pendências.	Distribuidora	Até 3 dias após a vistoria (3(b)).
		(d) Adequar as condicionantes do Relatório de Vistoria se houver pendências.	Acessante	Conforme REN ANEEL N° 1000/2021
<b>6 - Contratos (Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional)</b>	Obrigatório	(a) Enviar o "contrato" para o acessante.	Distribuidora	Até 5 dias após aprovação do orçamento de conexão.
		(b) Devolver o "contrato" assinado.	Acessante	Até 30 dias.

Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021e; EDP DISTRIBUIÇÃO, 2024).

### 2.2.2.3 Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição

O Módulo 7 do PRODIST trata dos procedimentos de cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica e tem por finalidade:

1. Definir os procedimentos para a obtenção dos dados necessários para o cálculo das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
2. Estabelecer os parâmetros regulatórios, a metodologia e os procedimentos para a apuração das perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica.
3. Definir o tratamento regulatório a ser empregado em caso de impossibilidade de realização do cálculo das perdas.
4. Definir o período de realização e o método de cálculo de perdas técnicas, empregado em cada segmento e equipamento do sistema de distribuição.
5. Estabelecer a forma de caracterização da carga para fins de aplicação do método de fluxo de potência.
6. Definir os indicadores para a avaliação das perdas na distribuição de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c, p. 1).

#### Seção 7.1 – Disposições gerais para o cálculo de perdas na distribuição

Esta seção estabelece diretrizes para o cálculo das perdas técnicas, que são de responsabilidade das distribuidoras, incluindo sistemas de distribuição e DIT, quando aplicável. São informados os parâmetros regulatórios adotados pela ANEEL.

Não são consideradas as perdas de instalações de terceiros ou redes particulares que ainda não foram transferidas para as distribuidoras. As perdas técnicas em transformadores e ramais de ligação são incluídas no cálculo. Os dados físicos para o cálculo são extraídos da BDGD, incluindo redes, transformadores, reguladores e medidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f). A caracterização da carga é realizada a partir de dados da campanha de medição definida no Módulo 2 do PRODIST e os dados de energia são obtidos do sistema de medição das distribuidoras, de agentes supridores e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As distribuidoras devem fornecer um detalhamento da metodologia usada nos cálculos, e a ANEEL pode solicitar informações adicionais.

## **Seção 7.2 – Metodologia de cálculo de perdas técnicas**

Nesta seção é definida a metodologia para o cálculo das perdas técnicas, que devem ser apuradas anualmente, coincidindo com o ano civil. As perdas são calculadas mensalmente, levando em consideração dias úteis, sábados, domingos e feriados. São diferenciados três valores de perdas: um para dias úteis, outro para sábados, e o último para domingos e feriados. A metodologia envolve (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f):

- **Perdas apuradas por sistema de medição:** No caso do Sistema de Alta Tensão (SDAT), as perdas são calculadas pela diferença entre a energia injetada e a energia fornecida.
- **Perdas por fluxo de potência:** Para os Sistemas de Média e Baixa Tensão (SDMT e SDBT), as perdas são apuradas pelo método de fluxo de potência, que considera elementos como geradores e cargas, resolvendo o circuito por iterações sucessivas para chegar às tensões finais nas barras do sistema.

## **Seção 7.3 – Procedimento de cálculo das perdas de energia**

O procedimento de cálculo de perdas na distribuição utiliza dois métodos principais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f):

- **Top-down:** Aplicado ao SDAT, as perdas são obtidas subtraindo a energia injetada da energia medida nas subestações de distribuição.
- **Bottom-up:** Usado no SDMT e SDBT, as perdas são calculadas a partir da energia medida nos pontos de consumo, somada às perdas nos medidores, transformadores e segmentos de rede. As perdas de energia no SDMT e no SDBT são calculadas pelo método de fluxo de potência.

A partir do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódica (CRTP) das distribuidoras a ANEEL indicou o OpenDSS para os estudos de fluxo de potência. Foi desenvolvido o software ProgGeoPerdas utilizando a interface COM do OpenDSS através da linguagem C#. A ANEEL disponibiliza o aplicativo e o scripts deste software de maneira online (PAUL, 2021).

Além disso, a seção detalha o tratamento para alimentadores de Média Tensão (MT) com características específicas, como a presença de geração distribuída com potência significativa injetada ou redes subterrâneas.

#### Seção 7.4 – Indicadores de perdas

Os indicadores de perdas fornecem uma forma de avaliar as perdas nos sistemas de distribuição, considerando tanto perdas técnicas como não técnicas. Os principais indicadores são (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f):

- Energia Injetada (EI): Energia ativa medida proveniente de supridores e geração própria.
- Energia Fornecida (EF): Energia ativa entregue aos consumidores mais o consumo próprio.
- Perdas na Distribuição (PD): Diferença entre a energia injetada e a fornecida.
- Perdas Técnicas (PT): Energia dissipada devido a fenômenos físicos no sistema de distribuição.
- Perdas Não Técnicas (PNT): Diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

A partir desses montantes, calcula-se o percentual de: perdas técnicas, conforme Equação (2-1), perdas na distribuição, de acordo com Equação (2-2) e perdas não técnicas, na Equação (2-3).

$$PPT = \frac{PT}{EI} * 100 [\%] \quad (2-1)$$

$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) * 100 [\%] \quad (2-2)$$

$$PPT = PPD - PNT [\%] \quad (2-3)$$

#### Seção 7.5 – Premissas para o cálculo de perdas nas permissionárias

Nesta seção, são especificados os procedimentos aplicáveis às permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, os quais devem seguir a metodologia descrita para as distribuidoras. As permissionárias utilizam dados fornecidos pela distribuidora supridora, e os resultados são avaliados pela ANEEL, levando em conta particularidades regionais e os resultados obtidos por outras distribuidoras. O Coeficiente de Perdas é calculado com base em campanhas de medição, e, caso existam múltiplas distribuidoras supridoras, os dados da distribuidora com maior fornecimento de energia devem ser utilizados (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f).

##### 2.2.2.4 Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica

O Módulo 8 do PRODIST trata da qualidade do fornecimento de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional, estabelecendo critérios, procedimentos e limites técnicos para

garantir que a energia fornecida às unidades consumidoras tenha padrões adequados de qualidade. Esse módulo cobre diversos aspectos da qualidade do produto (energia), do serviço (atendimento e continuidade) e da interação entre distribuidoras e consumidores. Os objetivos deste módulo são:

1. Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição, no que se refere à qualidade do produto, à qualidade do serviço e à qualidade comercial.
2. Definir os fenômenos relacionados à qualidade do produto, aqui entendidos como aqueles relativos à conformidade da onda de tensão em regime permanente e transitório, estabelecendo seus indicadores, valores de referência, metodologia de medição e gestão das reclamações.
3. Definir fenômenos relacionados à qualidade do serviço, aqui entendidos como aqueles relativos à continuidade do fornecimento de energia elétrica, estabelecendo a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.
4. Estabelecer os procedimentos relacionados à apuração da qualidade comercial, aqui entendida como sendo a qualidade do atendimento telefônico, do tratamento das reclamações e outras demandas, e do cumprimento dos prazos;
5. Estabelecer os procedimentos para apuração e encaminhamento das informações relativas a acidentes do trabalho e a acidentes com terceiros.
6. Estabelecer os procedimentos para a realização da compensação e o envio dos relatórios de acompanhamento à ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d, p. 1 e 2).

### **Seção 8.1 – Qualidade do Produto**

A qualidade do produto refere-se às características da energia fornecida, especialmente no que tange à conformidade da onda de tensão. Essa seção detalha os principais fenômenos que afetam a qualidade da energia, estabelecendo os indicadores e os limites aplicáveis.

O módulo 8 divide os fenômenos entre os de regime permanente e os de regime transitório. Os fenômenos de regime transitório são as variações de tensão de curta duração (VTCD) e não serão abordados no escopo deste trabalho. A seção 8.1 considera os seguintes fenômenos de regime permanente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g):

- variações de tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão; e
- variação de frequência.

### Variações de tensão em regime permanente

A tensão em regime permanente deve ser monitorada, ao longo de toda a rede, para garantir que permaneça dentro dos padrões estabelecidos, que são classificados como adequados, precários ou críticos. A tensão em regime permanente deve ser analisada por meio de leituras obtidas através de medições apropriadas, de acordo com a metodologia estabelecida para os indicadores individuais e coletivos. Os indicadores coletivos não serão descritos neste trabalho. Os resultados das medições de tensão devem ser comparados à tensão de referência, que pode ser a nominal ou a contratada, dependendo do nível de tensão do ponto de conexão.

O módulo 8 classifica a tensão de atendimento associada às leituras de acordo com faixas em torno da tensão de referência (TR), conforme Figura 2.1 e sendo:

- Tensão adequada (verde): valor da tensão de atendimento em condições de operação normal;
- Tensão precária (amarelo): valor da tensão de atendimento em condições de operação precária, com pouca ou nenhuma estabilidade e registros próximos dos limites aceitáveis, a exigir medida de correção imediata;
- Tensão crítica (vermelho): valor da tensão de atendimento em condições de operação crítica, instável e ultrapassando limites aceitáveis, comprometendo o sistema, a exigir medida de correção imediata.

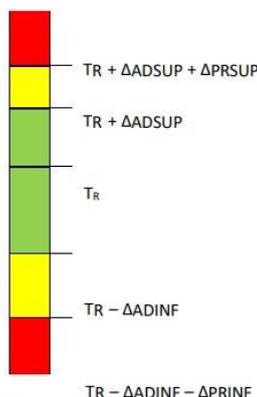
Para a composição dos indicadores individuais, Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), devem ser consideradas 1.008 leituras válidas, registradas em intervalos consecutivos de 10 minutos (período de integralização), totalizando 168 horas, exceto as leituras que possam ser descartadas conforme critérios previstos no módulo. Para o cálculo do DRP e DRC são utilizadas as Equações (2-4) e (2-5)(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (2-4)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (2-5)$$

O denominador refere-se ao registro de 1008 leituras válidas em intervalos de 10 minutos e o numerador *nlp* e *nlc* representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Figura 2.1 – Faixas de tensão em relação à de referência



sendo:

$T_R$ : Tensão de Referência;

Faixa Adequada de Tensão: intervalo entre  $(T_R - \Delta_{ADINF})$  e  $(T_R + \Delta_{ADSUP})$ ;

Faixas Precárias de Tensão: intervalo entre  $(T_R + \Delta_{ADSUP})$  e  $(T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$  ou intervalo entre  $(T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF})$  e  $(T_R - \Delta_{ADINF})$ ; e

Faixas Críticas de Tensão: valores acima de  $(T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$  ou abaixo de  $(T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF})$ .

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g)

Para a rede de distribuição primária, os limites de tensão e variações permitidas estão apresentados na Tabela 2.3 e para a rede secundária, são apresentados na Tabela 2-5. Vale ressaltar que a Tensão de Referência ( $T_R$ ) é igual à tensão nominal da rede.

Tabela 2-4 – Faixa de variação de tensão primária (Tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g)

Tabela 2-5 – Faixa de variação de tensão secundária (Tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/127))

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,92TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,87TR \leq TL < 0,92TR$
	$1,05TR < TL \leq 1,06TR$
Crítica	$TL < 0,87TR$ ou $TL > 1,06TR$

Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

O limite do indicador DRP é de 3% e o DRC é de 0,5% e diante da transgressão o PRODIST prevê um sistema de compensação aos consumidores. Para o cálculo da compensação deve ser utilizada a Equação (2-6) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

$$Comp_{Tensão} = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (2-6)$$

Onde:

$k_1 = 0$ , se  $DRP \leq DRP_{limite}$

$k_1 = 3$ , se  $DRP > DRP_{limite}$

$k_2 = 0$ , se  $DRC \leq DRC_{limite}$

$k_2 = 7$ , para BT, se  $DRC > DRC_{limite}$

$k_2 = 5$ , para MT, se  $DRC > DRC_{limite}$

$k_2 = 3$ , para AT, se  $DRC > DRC_{limite}$

$DRP$  = valor do  $DRP$  expresso em percentual, apurado na última medição

$DRC$  = valor do  $DRC$  expresso em percentual, apurado na última medição

$DRP_{limite} = 3\%$  e  $DRC_{limite} = 0,5\%$

$EUSD$  = valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição do mês de referência da última medição.

A compensação pela violação dos indicadores  $DRP$  e  $DRC$  deve ser mantida até a regularização da tensão, a ser comprovada por nova medição.

### Fator de Potência

O fator de potência deve ser mantido em níveis adequados para garantir a eficiência do sistema e evitar perdas energéticas excessivas. Para consumidores de alta e média tensão, grupo A, o fator de potência deve estar entre 0,92 indutivo e 1,00, ou entre 1,00 e 0,92 capacitivo. A distribuidora não pode cobrar a unidade consumidora do grupo B, que não tem fator de potência de referência, pelo consumo de energia elétrica reativa excedente.

O fator de potência (FP) é calculado a partir da potência ativa (P) e reativa (Q), conforme a Equação (2-7) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2-7)$$

Com relação a cobrança por excedentes de reativos a REN nº 1.000/2021 estabelece que para a apuração das variáveis que representam a energia elétrica reativa excedente:

Deve-se considerar:

I – no período de 6 horas consecutivas, definido pela distribuidora entre as 23h30 e 6h30: apenas os fatores de potência “fT” menores que 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”; e

II – no período diário complementar ao definido no inciso I: apenas os fatores de potência “fT” menores que 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d, p. 116) .

### Distorções Harmônicas

O Módulo 8 apresenta o cálculo de diversas grandezas relacionadas ao controle de distorções harmônicas na rede e os limites definidos correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição e são apresentados na Tabela 2-6 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

Tabela 2-6 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão nominal (Vn)		
	Vn ≤ 2,3 kV	2,3 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230 kV
<b>DTT95%</b>	10,0%	8,0%	5,0%
<b>DTT<sub>p</sub>95%</b>	2,5%	2,0%	1,0%
<b>DTT<sub>i</sub>95%</b>	7,5%	6,0%	4,0%
<b>DTT<sub>3</sub>95%</b>	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g)

Neste caso, DTT% é a distorção harmônica total de tensão; DTT<sub>P</sub>% é a distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3; DTT<sub>i</sub>% é a distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 e DTT<sub>3</sub>% é a distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3. Assim, o indicador com final 95% representa o valor que foi superado em apenas 5% das leituras válidas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

### Desequilíbrio de Tensão

A Equação (2-8) é apresentada para o cálculo de fator de desequilíbrio de tensão, baseada na magnitude da tensão eficaz de sequência negativa ( $V_-$ ) e positiva ( $V_+$ ) na frequência fundamental (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

$$FDT\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (2-8)$$

Os limites, assim como para distorções harmônicas, correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema e são mostrados na Tabela 2-7.

Tabela 2-7 – Limites para os desequilíbrios de tensão

Indicador	Tensão nominal (Vn)	
	Vn ≤ 2,3 kV	2,3 kV < Vn < 230 kV
<b>FDT95%</b>	3,0%	2,0%

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g)

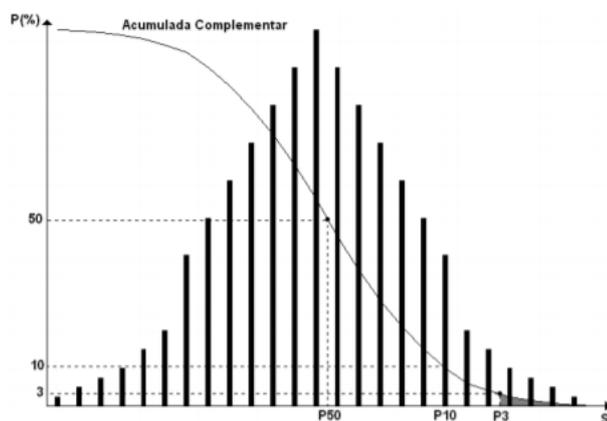
## Flutuação de Tensão

A grandeza de severidade de flutuação de tensão de curta duração, do inglês *Probability Short Term* (PST) representa os níveis de cintilação luminosa que estão associados à flutuação de tensão que é verificada em um período contínuo de 10 minutos. A expressão para o cálculo desta grandeza é mostrada na Equação (2-9) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2-9)$$

Onde,  $P_i$  ( $i = 0,1;1;3;10;50$ ) corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante  $i\%$  do tempo que é obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido nas Normas IEC (*International Electrotechnical Commission*): IEC 61000-4-15. *Flicker meter – Functional and Design Specifications*, conforme Figura 2.2.

Figura 2.2 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g)

Os limites utilizados na avaliação do desempenho do sistema quanto às flutuações de tensão são apresentados na Tabela 2-8.

Tabela 2-8 – Limites para flutuação de tensão

Indicador	Tensão nominal ( $V_n$ )		
	$V_n \leq 2,3\text{kV}$	$2,3\text{ kV} < V_n < 69\text{ kV}$	$69\text{ kV} \leq V_n < 230\text{ kV}$
$P_{st} 95\%$	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g)

### **Variação de Frequência**

As condições normais de operação do sistema de distribuição e das gerações conectadas a ele apresentam valores de frequência entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Além disso, o PRODIST também estipula que diante de um distúrbio, as instalações geradoras devem garantir que a frequência retorne para valores entre 59,5 Hz e 60,5 Hz em 30 segundos.

Além disso, em casos de necessidade de corte de geração ou carga, visando a recuperação do equilíbrio carga-geração, o Módulo 8 estabelece que a frequência:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 segundos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d, p. 14 e 15).

### **Seção 8.2 – Qualidade do Serviço**

A qualidade do serviço refere-se à continuidade do fornecimento de energia e ao atendimento de emergências. Esta seção estabelece os padrões de continuidade que as distribuidoras devem cumprir, além dos indicadores que medem a quantidade e a duração das interrupções (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

#### **Atendimento às ocorrências emergenciais**

As distribuidoras devem responder a ocorrências emergenciais dentro de prazos estabelecidos, que variam de acordo com a gravidade da situação e o número de consumidores afetados. Devem ser avaliados os tempos médios de preparação, deslocamento e execução das atividades de manutenção e operação. Com a soma desses tempos médios é possível verificar o Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE). Esses indicadores são apurados mensalmente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g) .

#### **Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica**

Os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são estabelecidos quanto à duração e frequência das interrupções e podem ser coletivos ou individuais. Os indicadores coletivos de continuidade do serviço, como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), refletem a quantidade média de horas que um consumidor fica sem energia ao longo do ano. Já a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) aponta a quantidade média de vezes que ocorre a interrupção do fornecimento de energia para os consumidores durante o mesmo período.

Os indicadores individuais, como a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) e a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)

medem, respectivamente, o tempo e a quantidade de interrupções enfrentadas por cada unidade consumidora. Outro parâmetro relevante é a Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC), que monitora o tempo máximo que uma unidade ficou sem energia em um evento específico. Esses indicadores são apresentados pelas distribuidoras nas contas mensais dos consumidores, fornecendo transparência sobre a qualidade do serviço (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g).

### **Seção 8.3 – Qualidade Comercial**

A qualidade comercial foca em assegurar que as distribuidoras de energia elétrica ofereçam um serviço eficiente, transparente e acessível em todos os canais de comunicação com os consumidores. Esse parâmetro inclui normas que determinam como deve ser o atendimento nas agências físicas, *call centers*, e nos meios eletrônicos (aplicativos, sites, etc.), visando melhorar a experiência do consumidor e garantir o cumprimento dos seus direitos. Módulo 8 especifica que esse atendimento também precisa atender a padrões de qualidade e compõe indicadores de acompanhamento relacionados à (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g):

- Acesso fácil e funcionalidade: Os canais online devem ser fáceis de usar, permitindo que o consumidor faça solicitações de serviços, reclamações e consultas a qualquer momento. A interface deve ser clara e intuitiva, oferecendo uma navegação sem complicações.
- Serviços oferecidos online: A distribuidora deve disponibilizar uma gama de serviços através de suas plataformas digitais, como consulta de faturas, pedido de ligação de energia, mudança de titularidade, solicitação de vistoria técnica, entre outros.
- Segurança e privacidade: A proteção dos dados dos consumidores é fundamental. As distribuidoras devem garantir que as informações pessoais e financeiras dos clientes estejam protegidas por meio de tecnologias de segurança, como criptografia, e que esses dados sejam utilizados de acordo com a legislação vigente.
- Tempo de resposta: As solicitações feitas por meio de plataformas digitais devem ser atendidas dentro dos prazos regulamentados, assim como acontece com os atendimentos presenciais ou telefônicos. O consumidor deve ser notificado sobre o status de sua solicitação e o prazo para sua conclusão.

## **Seção 8.4 – Segurança do Trabalho e Instalações**

Esta seção estabelece os procedimentos e requisitos para garantir a segurança nas operações de distribuição de energia elétrica. São acompanhados e monitorados indicadores e parâmetros referentes ao número de acidentes de trabalho, com e sem gravidade, de quadro próprio e terceirizado das distribuidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g). Este acompanhamento tem por finalidade garantir a existência de um ambiente de trabalho seguro com normas e procedimentos que garantam a proteção dos trabalhadores envolvidos na operação e manutenção das redes de distribuição.

### **2.2.2.5 Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R) e Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD)**

Os elementos da infraestrutura necessitam de dados descritivos e informações geográficas para que possam servir de insumos e apoiar o processo de tomada de decisões. No setor de energia elétrica, à medida que cresce a demanda por manutenções e novas instalações de redes, aumenta também a necessidade de produção de geoinformação. Nesse contexto, a ANEEL regulamenta diversos documentos com o objetivo de padronizar a apresentação das informações referentes aos ativos das distribuidoras de energia (BAROUCHE, 2017).

Com o intuito de acompanhar a evolução patrimonial das concessionárias através dos ativos elétricos da rede, em 2008 a ANEEL publica a primeira versão PRODIST, e em 2009 o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE). Ativos elétricos são máquinas, materiais e equipamentos empregados de forma exclusiva e permanente no serviço prestado, como postes, condutores, medidores, chaves, etc. (USIDA; FLAUZINO, 2023).

No PRODIST, são apresentadas as obrigatoriedades das distribuidoras referentes à implantação de um Sistema de Informação Geográfica (SIG) com parâmetros elétricos, estruturais e de topologia dos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão e as informações de todos os acessantes do sistema. Tais informações servem de suporte para diversas atividades regulatórias, além de serem utilizadas nos processos de revisão e reajuste tarifário, bem como nas fiscalizações técnicas e econômico-financeiras. Isso se deve ao fato de que os dados devem estar vinculados aos sistemas de controle patrimonial e aos registros contábeis das distribuidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014). Inicialmente, essas obrigações foram incluídas no Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações do PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021h; CRUZ; SILVA, 2014). Para padronizar o envio, a ANEEL definiu o formato, a estrutura e a

vinculação dos dados, além do conteúdo a ser incluído. Esse conjunto de padrões e dados ficou conhecido como Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). O conjunto de BDGD faz a composição do Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R) da ANEEL (FIGUEIRÊDO, 2019).

No ano de 2014, iniciou-se um processo de discussão a respeito dos campos contidos na BDGD, com o apontamento de necessidade de mudanças na regulamentação. Vários fatores motivaram a discussão, mas destaca-se a inclusão de campos que viabilizassem a extração direta de dados para o cálculo de fluxo de carga, necessário para a obtenção das perdas técnicas regulatórias (BAROUCHE, 2017; PAUL, 2021). Como resultado deste processo de discussão e avaliação pelos agentes, em 2016 é publicada, pela ANEEL, a REN N° 730 que prevê o Módulo 10 do PRODIST, dedicado ao Sistema de Informação Geográfica Regulatório – SIG-R. O Módulo 10 define (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021i):

- 1) Os conjuntos de informações da distribuidora que devem compor a BDGD e o SIG-R;
- 2) O conteúdo deste conjunto de informações, formato, prazos e forma de envio à ANEEL;
- 3) Os requisitos mínimos para envio e validação da BDGD;
- 4) As formas de uso e publicação das informações relativas ao SIG-R.

As primeiras bases neste novo formato estabelecido pelo Módulo 10 foram enviadas para a ANEEL a partir de 2018. Em 2021, a ANEEL criou um Manual de Instruções para detalhar as informações que compõe a BDGD, deixando de ser abordado no Módulo 10 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

O Módulo 10 estipula que o modelo geográfico da BDGD deve conter o seguinte: a) o traçado geométrico dos segmentos de rede de alta, média e baixa tensão localizado entre cada uma das estruturas de suporte da rede; b) a localização geográfica das estruturas de suporte; c) a localização geográfica dos usuários e equipamentos; e d) a delimitação das subestações e demais áreas de interesse. Tais informações são separadas em dois tipos de conjunto, chamados de Entidades Geográficas e Entidades Não Geográficas. As entidades são um modelo de dados que servem para representar um elemento específico e possuem campos abertos, de livre preenchimento ou com a aplicação de uma única regra de formação, ou fechados, com definições de preenchimento através de codificações pré-estabelecidas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021i).

Atualmente, o modelo de dados da BDGD define 23 Entidades Geográficas e 20 Entidades Não Geográficas. Conforme citado anteriormente, alguns desses campos podem ser de descrição fechada, tendo que seguir a codificação definida pelo Dicionário de Dados ANEEL (DDA). O DDA possui 39 itens que são informações consideradas constantes da BDGD e por isso, possuem um código específico para declaração, como por exemplo, o tipo de tensão (TTEN) que define valores de 0 a 100, para se referenciar ao valor da tensão nominal dos elementos. Uma UC que opera na tensão 13,8 kV, por exemplo, deve ter este campo preenchido com o número 49 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021i). A Tabela 2-9 apresenta a Entidades Geográficas e Não Geográficas e a quantidade de campos presentes nelas que são definidas pelo DDA e a Tabela 2-10 apresenta os atributos que são codificados no DDA.

Tabela 2-9 – Entidades BDGD

<b>Entidades Geográficas</b>		
<b>Sigla</b>	<b>Nome</b>	<b>Qtd. de Atributos DDA</b>
ARAT	Área de Atuação	-
CONJ	Conjunto	-
SUB	Subestação	1
UCBT	Unidade Consumidora de Baixa Tensão	7
UCMT	Unidade Consumidora de Média Tensão	7
UCAT	Unidade Consumidora de Alta Tensão	7
UGBT	Unidade Geradora de Baixa Tensão	4
UGMT	Unidade Geradora de Média Tensão	4
UGAT	Unidade Geradora de Alta Tensão	4
PONNOT	Ponto Notável	10
SSDBT	Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão	6
SSDMT	Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão	6
SSDAT	Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão	6
UNCRBT	Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão	6
UNCRMT	Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão	6
UNCRAT	Unidade Compensadora de Reativo de Alta Tensão	6
UNREMT	Unidade Reguladora de Média Tensão	5
UNREAT	Unidade Reguladora de Alta Tensão	5
UNSEBT	Unidade Seccionadora de Baixa Tensão	8
UNSEMT	Unidade Seccionadora de Média Tensão	8
UNSEAT	Unidade Seccionadora de Alta Tensão	8
UNTRAT	Unidade Transformadora de alta tensão	7
UNTRMT	Unidade Transformadora de média tensão	10
<b>Entidades Não Geográficas</b>		
RAMLIG	Ramal de Ligação	6
CTAT	Circuito de Alta Tensão	1

CTMT	Circuito de Média Tensão	1
BAR	Barramento	5
EQME	Equipamento Medidor	5
EQRE	Equipamento Regulador	8
EQSE	Equipamento Seccionador	7
EQTRAT	Equipamento Transformador de Alta Tensão	9
EQTRMT	Equipamento Transformador de Média Tensão	9
EQTRM	Equipamento Transformador de Medida	3
EQCR	Equipamento Compensador de Reativo	3
BAY	Bay	2
SEGCON	Segmento Condutor	6
BASE	Base	-
PIP	Ponto de Iluminação Pública	8
BE	Balanço de Energia	2
EP	Energia Passante	1
PT	Perda Técnica	1
PNT	Perda Não Técnica	1
CRVCRG	Curva de Carga	1

Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021i).

Tabela 2-10 – Itens codificados no DDA

<b>Nome</b>	<b>Sigla</b>
Tipo de Ponto Notável	TPONNOT
Tipo da Referência da Área de Localização	TARE
Tipo de Grupo de Tensão	TGRUTEN
Tipo de Grupo Tarifário	TGRUTAR
Tipo de Subgrupo	TSUBGRP
Tipo de Classe e Subclasse	TCLASUBCLA
Tipo de Estrutura	TESTR
Tipo de Altura da Estrutura	TESTALT
Tipo de Esforço da Estrutura	TESTESF
Tipo de Material da Estrutura	TESTMAT
Tipo de Bitola do Cabo	TCABOBIT
Tipo de Formação do Cabo	TCABOFOR
Tipo de Geometria do Cabo	TCABOGEOM
Tipo de Isolamento do Cabo	TCABOISO
Tipo de Material do Cabo	TCABOMAT
Tipo da Unidade	TUNI
Tipo de Tensão	TTEN
Tipo de Classe de Tensão	TCLATEN
Tipo das Fases de Conexão	TFASCON
Tipo da Configuração de Circuito	TCONFIG
Tipo de Meio Isolante	TMEIISO
Tipo de Ligação do Transformador	TLIG
Tipo do Transformador	TTRANF
Tipo de Nível de Alocação de Perdas	TALCPRD

Tipo do Regulador	TREGU
Tipo de Posto de Transformação	TPOSTOTRAN
Tipo de Capacidade de Elo Fusível	TCAPELFU
Tipo de Potência Reativa	TPOTRTV
Tipo de Potência Aparente	TPOTAPRT
Tipo de Relação de Transformação do Transformador de Potencial	TRELTP
Tipo de Relação de Transformação do Transformador de Corrente	TRELTC
Tipo de Corrente	TCOR
Tipo de Situação de Ativação	TSITATI
Tipo de Posição Normal de Operação	TNOROPE
Tipo de Posse	TPOS
Tipo da Situação Contábil	TSITCONT
Tipo da Origem da Energia	TORGENER
Tipo de Categoria de Perda Técnica	TCATPT
Tipo de Resistência Regulatória	TRESREGUL

Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021i).

A ANEEL define que "as entidades geográficas representam feições geográficas e estruturas de informação, às quais serão necessariamente representadas geograficamente, além de relacionarem-se com as demais entidades da BDGD" (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c, p.6.). Por outro lado, as entidades não geográficas não possuem uma representação espacial definida. Um ponto importante é que a maioria dos elementos da rede pertence às entidades geográficas, sendo declarados como Unidades – UN, e descritos com seus aspectos elétricos, como potência e tensão de operação. Cada UN também tem uma correspondência nas entidades não geográficas, chamadas Equipamentos – EQ, onde são detalhados outros atributos, como valores nominais, classificação contábil e a referência no MCPSE (PAUL, 2021; USIDA; FLAUZINO, 2023).

Cada elemento de uma entidade contém diversos detalhes, como o alimentador e a subestação aos quais pertence, o código de referência das fases de conexão, entre outros. Para o sequenciamento elétrico, e conseqüentemente para a modelagem de sistemas, o detalhamento mais relevante é o Ponto de Acoplamento Comum (PAC), que consiste em um código associado a outro objeto de uma entidade diferente, indicando onde haverá a conexão. Alguns elementos, como as cargas, possuem apenas um PAC. Outros, como os segmentos, precisam de dois PACs. Em casos específicos, como em transformadores com terciário, o elemento pode ter três PACs. De forma simplificada, pode-se dizer que o PAC representa um nó no sistema elétrico (PAUL, 2021).

Os prazos relacionados ao fornecimento da BDGD são definidos pelas datas de referência e de envio. O envio da BDGD pela distribuidora ocorre em duas modalidades: ordinária e extraordinária. A modalidade ordinária refere-se ao envio periódico da BDGD. Nessa modalidade, a BDGD deve ser enviada à ANEEL anualmente, até o dia 1º de março de cada ano, com dados referenciados em 31 de dezembro do ano anterior, conforme definido no Módulo 6 do PRODIST. Já a modalidade extraordinária refere-se ao envio não periódico da BDGD, feito pela distribuidora sob demanda da ANEEL, conforme condições estabelecidas no PRODIST. Nessa modalidade, a ANEEL define a data de referência dos dados constantes da BDGD e solicita o envio com pelo menos 30 dias de antecedência em relação à data de referência. A BDGD extraordinária também pode ser solicitada por outros meios em situações excepcionais, quando seu uso estiver previsto em outros regulamentos. A distribuidora tem até 60 dias, a partir da data de referência, para enviar os dados à ANEEL, podendo ser estabelecido um prazo diferente, mas não inferior a 30 dias, dependendo dos prazos definidos para processos específicos em que a BDGD pode ser aplicada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021h, 2021i).

O formato dos dados da BDGD deve seguir especificações técnicas quanto aos arquivos, indicando padrões e métodos de aquisição de dados. A BDGD deve ser fornecida em formato digital, sendo que as entidades geográficas devem estar no formato *shapefile* (shp), e as entidades não geográficas, no formato dBase (dbf). Tanto as entidades geográficas quanto as entidades não geográficas da BDGD devem ser geradas de acordo com os modelos definidos no Manual, seguindo as regras de preenchimento e os padrões estabelecidos. No caso do envio da BDGD em formato *shapefile*, o conjunto mínimo e obrigatório de arquivos a ser gerado para cada entidade geográfica inclui: DBF (tabela dBase), SHP (vetor), SHX (índice entre SHP e DBF) e PRJ (sistema de coordenadas). Para as entidades não geográficas, o arquivo a ser enviado deve estar no formato DBF, com o arquivo CPG como complemento. No caso do envio em formato File Geodatabase, deve haver apenas uma camada para cada entidade, totalizando 43 no Modelo V 1.0, considerado atualmente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b, 2021i).

A consistência da BDGD deve ser validada antes de sua aceitação pela ANEEL. As distribuidoras submetem suas bases, em formato Geodatabase (.gdb), ao sistema validador da ANEEL e o processo de validação ocorre em 18 etapas, que envolvem tanto critérios espaciais quanto alfanuméricos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

Na Validação Inicial, são verificados aspectos como entidades obrigatórias não declaradas, arquivos não encontrados ou corrompidos, tipos geométricos errados, projeções incompatíveis e dados fora da área geográfica da distribuidora.

Na Validação de Estrutura, são analisados campos ausentes, tipos de dados errados e tamanhos inadequados para as entidades fornecidas. Já na Cópia para GDB Padrão e na Preparação de Dados, é verificada a capacidade de copiar entidades fornecidas e exportá-las para XML para as etapas seguintes.

A Validação do Código da Distribuidora e a Validação de Código Único garantem que os códigos das entidades estão corretos e únicos, e na Validação de Sumário e GDB Padrão são analisadas possíveis perdas de registros ou erros de geometria.

Na Validação de Relacionamento entre Entidades, verifica-se a coerência dos códigos vinculados entre tabelas, por exemplo, se um trecho de rede está corretamente relacionado ao poste que o suporta. Já a Validação do Código de Conjunto de Unidades Consumidoras e a Validação do Código de Município (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)) certificam a conformidade dos códigos com os sistemas de qualidade e as bases de dados oficiais.

Nas etapas seguintes, como a Validação de Energia, verifica-se a coerência entre os dados de energia, demanda e potência. A Validação do Tamanho do Segmento de Rede analisa se os comprimentos dos segmentos estão dentro dos limites aceitáveis, enquanto as Validações de Domínios Especiais e DDA garantem que os campos e códigos estão de acordo com os sistemas da ANEEL.

A Validação de Relações Espaciais verifica a correspondência entre entidades geográficas e os conjuntos de unidades consumidoras, garantindo que as áreas de atuação estejam corretas e sem lacunas. Por fim, a Validação de Perdas Técnicas analisa os dados necessários para o cálculo de perdas técnicas, e a Validação de Posicionamento Espacial assegura que as entidades geográficas estão dentro da precisão exigida pelo PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b). Todas essas etapas são resumidas na Tabela 2-11.

Tabela 2-11 – Etapas de validação da BDGD

<b>Etapa</b>	<b>Descrição</b>
<b>1. Validação Inicial</b>	Verifica entidades obrigatórias, arquivos faltantes, tipos geométricos incorretos, projeções incompatíveis e dados fora da área da distribuidora.
<b>2. Validação de Estrutura</b>	Confirma a existência de campos/atributos, tipo e tamanho de dados conforme padrões do PRODIST.
<b>3. Cópia para GDB Padrão</b>	Avalia se as entidades declaradas como existentes foram copiadas com sucesso para o File Geodatabase Padrão.

4. Preparação de Dados	Verifica a exportação das entidades declaradas para o formato XML para as validações subsequentes.
5. Validação do Código DIST	Analisa se os códigos das distribuidoras estão corretos, conforme cadastro no SARI ou PRODIST.
6. Validação de Código Único	Checa se os códigos de identificação (COD_ID) são únicos para cada registro da entidade em análise.
7. Validação de Sumário e GDB	Verifica se houve perda de registros ou inconsistências na geometria ao copiar entidades para o GDB Padrão.
8. Validação de Relacionamento	Valida a correspondência entre chaves estrangeiras (vinculadas) e primárias (únicas) nas entidades relacionadas.
9. Validação do Código de Conjunto	Compara os códigos dos conjuntos de unidades consumidoras com os cadastrados no sistema INDQUAL da ANEEL.
10. Validação do Código de Município (IBGE)	Checa a conformidade dos códigos de municípios no campo IBGE_MUN (ou MUN) com os dados da Malha Municipal Digital do IBGE.
11. Validação de Energia	Compara os dados de energia dos acessantes com critérios de energia x demanda, potência instalada x energia e energia SIG-R x energia SAMP.
12. Validação do Tamanho do Segmento de Rede	Verifica se o comprimento dos segmentos de rede está dentro dos valores mínimos e máximos admitidos.
13. Validação de Domínios Especiais	Checa a consistência de valores de pontos de acoplamento (PAC) e de ancoragem (PN_CON) e outros campos conforme sistemas da ANEEL.
14. Validação de Domínios DDA	Valida a codificação dos campos DDA conforme o Dicionário de Dados da ANEEL do PRODIST.
15. Validação de Relações Espaciais	Analisa se as entidades geográficas estão corretamente associadas aos conjuntos de unidades consumidoras e áreas de atuação.
16. Validação de Perdas Técnicas	Verifica os dados necessários para calcular as perdas técnicas conforme o Módulo 7 do PRODIST.
17. Validação de Posicionamento Espacial	Avalia a precisão do posicionamento espacial das entidades geográficas conforme exigências do PRODIST.
18. Validação de Topologia e Conjunto	Checa se a área de atuação da distribuidora está preenchida corretamente e se os conjuntos de unidades consumidoras não se sobrepõem.

Fonte: Autoria própria.

### 2.2.3 Modelo Regulatório e Mercado de Energia

No setor elétrico brasileiro, o modelo regulatório funciona como um instrumento que deve assegurar o equilíbrio entre os interesses dos agentes que atuam nesse mercado. Esse equilíbrio é alcançado através da harmonização entre as dinâmicas internas do setor e as demandas do ambiente externo, criando condições propícias para a produção, transmissão, comercialização e distribuição de energia, de modo a beneficiar a sociedade como um todo.

Conforme já mencionado neste trabalho, na seção 2.2.1, os principais agentes reguladores do setor elétrico brasileiro foram estabelecidos através da institucionalização do setor elétrico que ocorreu através do RESEB, por volta de 1995 (ANTUNES, 2006).

Em virtude da escassez de suprimento de energia em 2001, resultante de investimentos insuficientes e de uma grave seca que afetou o país, foi estabelecida uma meta de racionamento de 20% no consumo de energia. Essa situação desencadeou a elaboração de uma nova política para o setor de energia no Brasil (PAIVA, 2021). Assim, oito anos depois das primeiras organizações institucionais no setor, em 2003, o MME apresenta uma Proposta de Modelo

Institucional do Setor Elétrico, que ficou conhecida como “Novo Modelo do Setor” (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2003). Essa proposta culmina na Leis nº 10.847/2004 e nº 10.848/2004, sendo a primeira estabelecendo a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2004a) e a segunda apresentando algumas alterações no modelo regulatório (ANTUNES, 2006; CUBEROS, 2008). Este marco regulatório apresentou os pilares que estão em vigor até o momento. O novo modelo foi estabelecido sob os pilares da universalização da eletricidade, da modicidade tarifária e do planejamento energético de longo prazo (BRASIL, 2004b).

Como principais pontos abordados pela Lei nº 10.848/2004, pode-se citar (BRASIL, 2004b):

1. Separação entre Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL)

A lei estabelece dois ambientes de comercialização de energia elétrica:

- ACR: Compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, para o atendimento aos consumidores regulados (consumo cativo dos distribuidores) por meio de contratos regulados (BRASIL, 2004b).
- ACL: Compra e venda da energia elétrica objeto de contratos bilaterais livremente negociados, para o atendimento aos consumidores livres (BRASIL, 2004b)

2. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Lei formalizou a criação da CCEE, que é responsável por operacionalizar o mercado de curto prazo e registrar os contratos de compra e venda de energia. A CCEE monitora a comercialização de energia tanto no ACR quanto no ACL, garantindo o cumprimento dos contratos (BRASIL, 2004b).

3. Contratação por Leilão

A lei estabelece que a compra de energia pelas distribuidoras deve ocorrer via leilões públicos organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da CCEE. Esses leilões asseguram que a energia seja contratada com antecedência e em condições competitivas, o que ajuda a estabilizar os preços e a evitar oscilações (BRASIL, 2004b).

4. Expansão da Geração e Leilões de Energia Nova

A Lei nº 10.848/2004 também introduz um mecanismo para a expansão da geração de energia elétrica. Para atender ao crescimento da demanda, foram instituídos leilões de energia nova, nos quais os investidores competem para construir novos empreendimentos de geração (hidrelétricas, termelétricas, e, mais recentemente, fontes renováveis como eólica e solar) (BRASIL, 2004b).

## 5. Contratos de Compra e Venda de Energia

A lei define que as distribuidoras devem contratar toda a energia necessária para atender seus consumidores de acordo com a demanda projetada. A contratação é obrigatória por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), estabelecidos em leilões promovidos pela ANEEL (BRASIL, 2004b).

## 6. Incentivo à Geração Distribuída e Fontes Renováveis

Embora a Lei 10.848/2004 não tenha sido criada diretamente para promover a geração distribuída e renovável, ela abriu caminhos para incentivos à adoção de fontes de energia renovável, especialmente com regulamentações subsequentes. Essas fontes, como eólica e solar, têm participado cada vez mais dos leilões de energia nova (BRASIL, 2004b).

## 7. Agências Reguladoras e Instituições

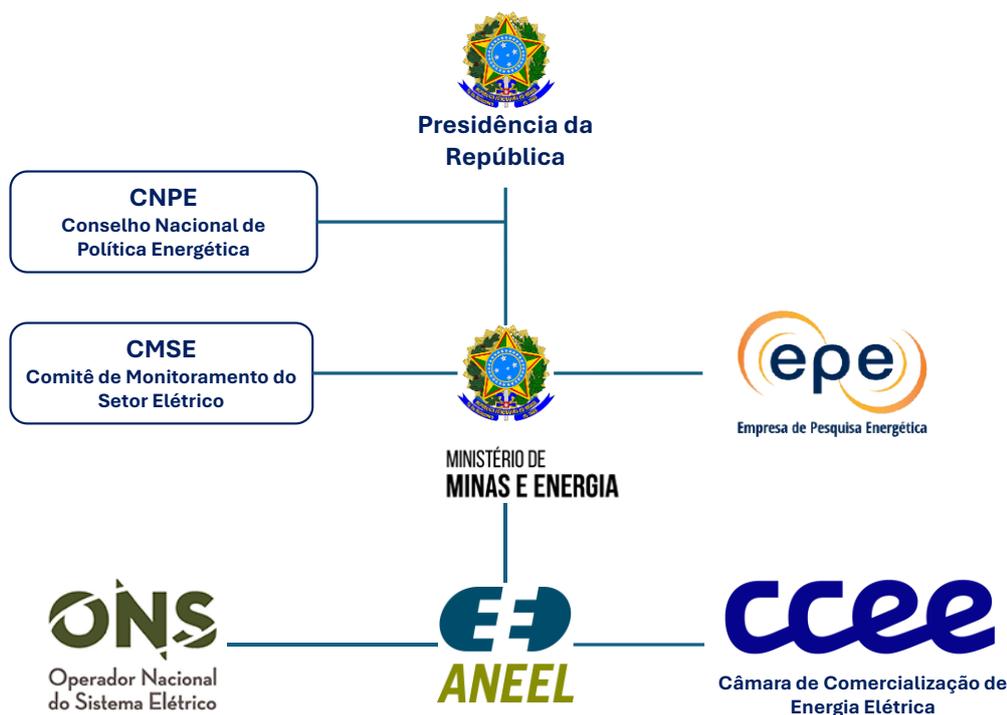
Além da CCEE, a Lei reafirma o papel de outras instituições no setor elétrico brasileiro, como a ANEEL e o ONS, que tem a responsabilidade de coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no país. Também é autorizada a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) no âmbito do MME, com a finalidade de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional (BRASIL, 2004b; PAIVA, 2021). A Figura 2.3 apresenta a estrutura das instituições do setor elétrico brasileiro atualmente.

## 8. Modicidade Tarifária e Garantia de Oferta

Um dos pilares do novo modelo regulatório foi garantir a modicidade tarifária, ou seja, a busca por tarifas justas para o consumidor final, equilibrando o custo da energia com a necessidade de novos investimentos. Ao mesmo tempo, a lei visou garantir que a expansão da oferta de energia ocorresse de forma segura e sustentável para atender ao crescimento da

demanda (BRASIL, 2004b). Visando a universalização do serviço, em 2004 também foi instituído o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, conhecido como Luz Para todos, com o objetivo principal de levar energia elétrica principalmente à parcela da população do meio rural que não tinha acesso ao serviço (ANTUNES, 2006; CUBEROS, 2008).

Figura 2.3 – Instituições Reguladoras do Setor Elétrico

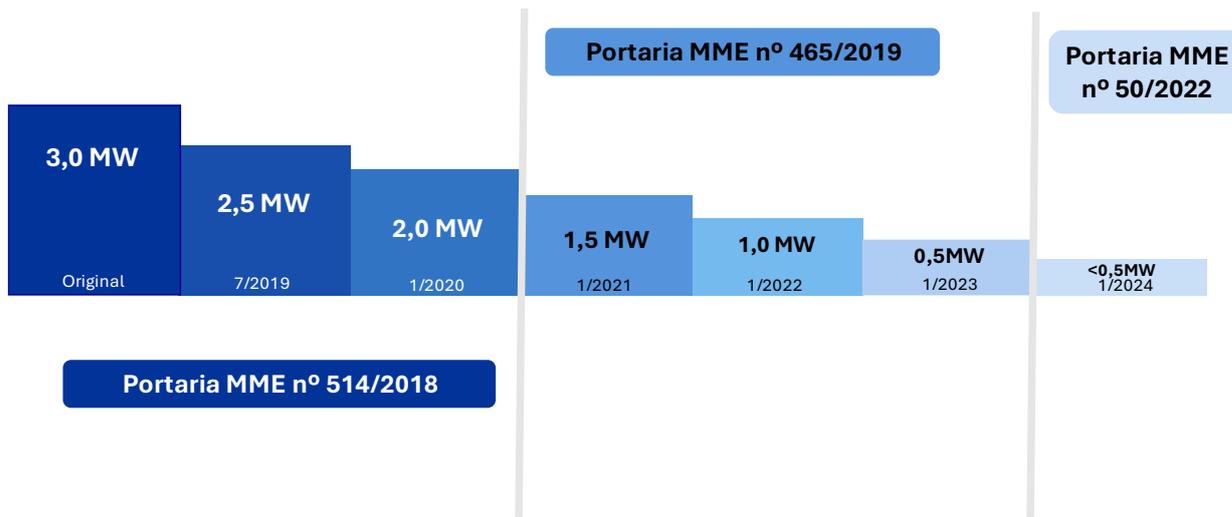


Fonte: Autoria própria.

No que se refere ao mercado de energia no Brasil, a sua estrutura não mudou desde 2004, embora nos últimos anos tenham ocorrido alterações através de Portarias, como a Portaria MME 514/2018 (BRASIL, 2018b) e Portaria 465/2019 (BRASIL, 2019b), que promovem a ampliação dos limites para caracterização como consumidor livre, de forma a ampliar o acesso ao ACL de energia. Essas ampliações foram ocorrendo de maneira gradativa até que em 2022, por meio da Portaria nº50/2022 do MME, ficou firmado que em janeiro de 2024 se daria a abertura parcial de mercado, que tornaria apta a migração ao Mercado Livre para qualquer unidade consumidora do grupo de A, independentemente de sua demanda contratada, conforme Figura 2.4 (BRASIL, 2022c). A abertura total do mercado livre, incluindo consumidores do grupo B, foi discutida pelo Poder Executivo e Legislativo, através da Portaria 690/2022, com o cronograma apresentado na Figura 2.5 (BRASIL, 2022c). Essa proposta

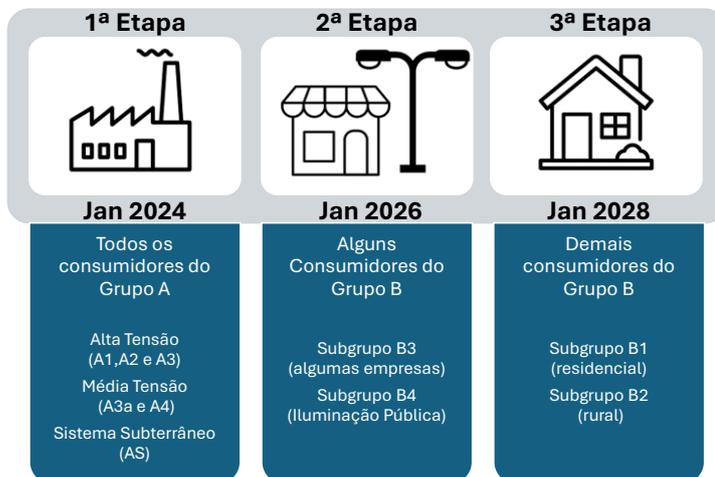
obteve uma aprovação de 94% dos agentes que participaram da Consulta Pública (CP) até dezembro de 2022 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2022b). Mas até o momento não houve a promulgação de cronograma oficial, sendo assim, o modelo atual de comercialização de energia no Brasil é apresentado de forma simplificada pelo esquema da Figura 2.6.

Figura 2.4 – Ampliação de acesso ao Mercado Livre para Grupo A



Fonte: Autoria própria.

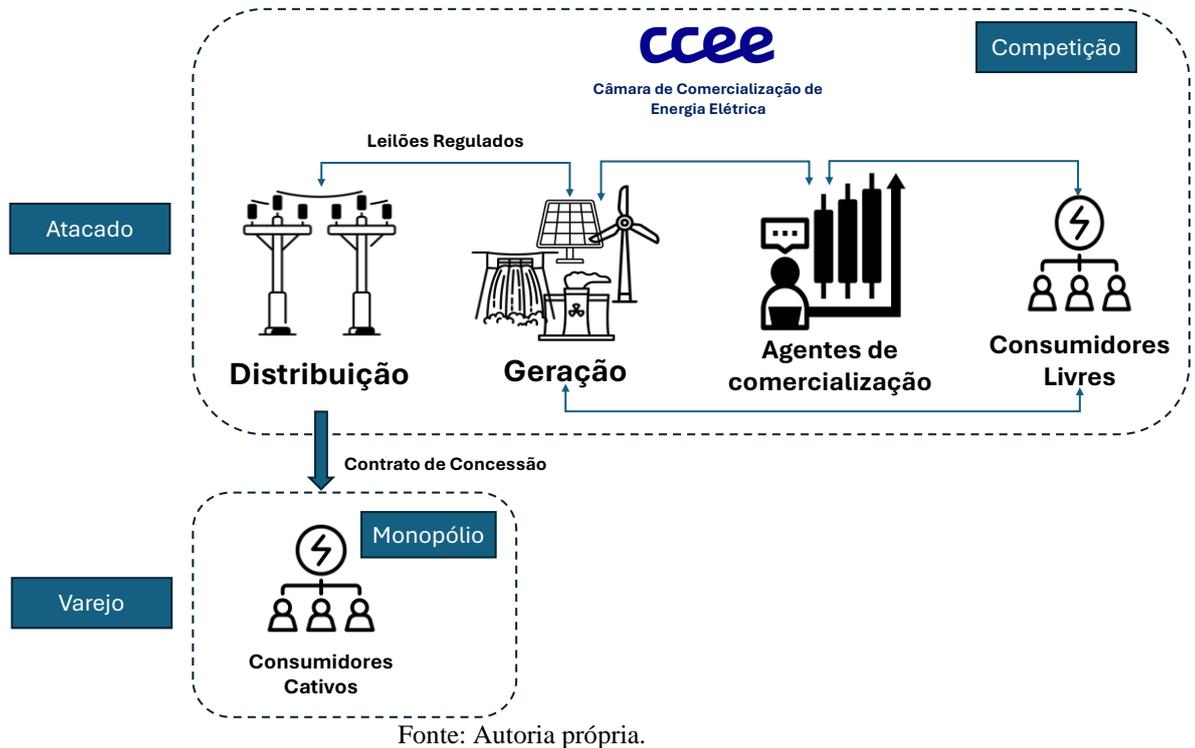
Figura 2.5 – Cronograma de abertura Mercado Livre



Fonte: Autoria própria.

O “Novo Modelo do Setor” apresentado em 2004, foi a última atualização do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, ou seja, em 2024 completou duas décadas. Ao longo desses anos, o setor foi alterado com resoluções isoladas, atendendo a iniciativas setoriais e grupos de interesse específicos, e implementou uma série de subsídios que somam cerca de R\$ 40 bilhões nas tarifas de energia elétrica em 2023, com aumento de R\$ 3 bilhões a R\$ 4 bilhões neste montante, em 2024 (COUTO, 2024; PAIVA, 2021).

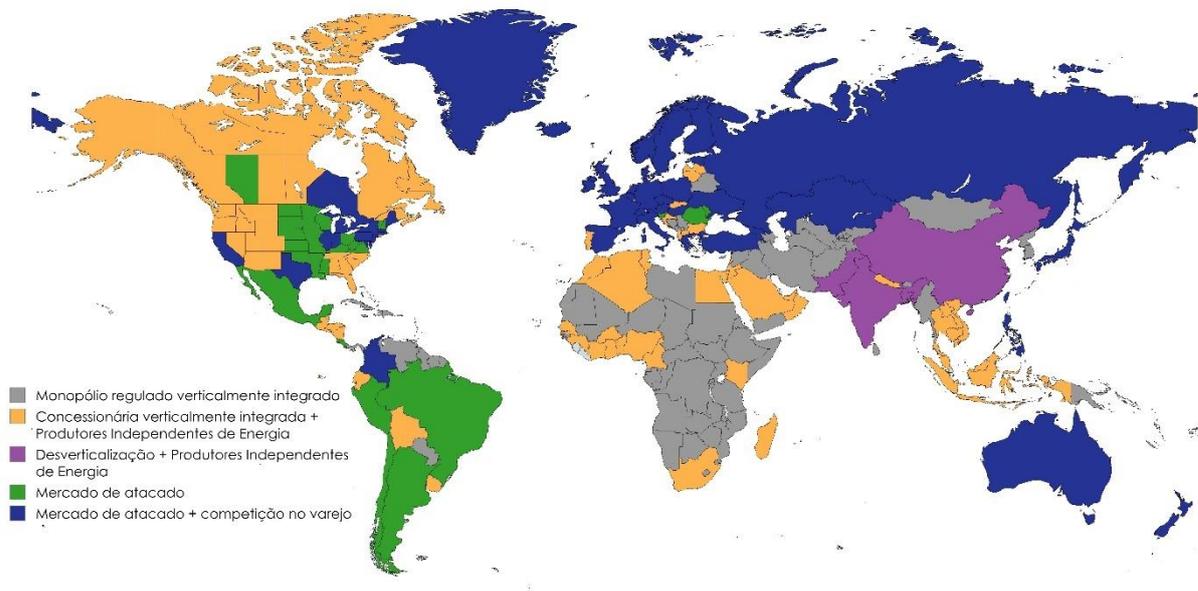
Figura 2.6 – Modelo brasileiro atual de comercialização de energia



Nos países com maior nível de liberalização e concorrência, a liberalização ocorre predominantemente no segmento de geração (mais usual), bem como nos mercados de atacado e varejo (menos usual), enquanto a transmissão e a distribuição permanecem como monopólios regulados. Embora o Brasil apresente um grau considerável de liberalização no mercado de energia, ainda há uma falta de concorrência no segmento de varejo. A Figura 2.7 apresenta uma visão geral do status dos mercados de eletricidade ao redor do mundo. A verticalização total é mais comum em países africanos, enquanto a liberalização completa é característica de nações desenvolvidas, como os países da Europa Ocidental (SILVA et al., 2024).

Desde 2016, através do PLS 232/2016 (atual PL 414/2021), está em discussão a atualização do marco legal do setor elétrico, pressionado pelas latentes mudanças que vêm movimentando o setor elétrico como tecnologias de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), resposta da demanda, digitalização, novos modelos de negócio e a também a liberalização total do mercado de energia (COUTO, 2024; GAMA; CRUZ; FERNANDES, 2024; PAIVA, 2021). Dessa forma, esses temas representam desafios para o setor elétrico brasileiro, que deve equilibrá-los para assegurar o suprimento, promover a liberdade do consumidor, estimular a competitividade e incentivar a inovação, tudo isso visando a sustentabilidade do negócio. A próxima seção deste trabalho irá discutir alguns desses desafios.

Figura 2.7 – Visão geral do nível de liberalização dos mercados de eletricidade no mundo



Fonte: Adaptado de (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016).

#### 2.2.4 Desafios Futuros para o Setor Elétrico Brasileiro

Conforme já mencionado neste trabalho, fica evidente que o fornecimento descentralizado de eletricidade e o uso de fontes renováveis são elementos fundamentais para o futuro dos setores elétricos, tanto no Brasil quanto no mundo. Além desses fatores, a inovação, o fortalecimento da capacidade de decisão dos consumidores, a gestão eficiente da energia, a digitalização e a conectividade desempenham papéis transformadores, alterando profundamente a dinâmica entre os agentes do setor.

##### **Mercados centrados no consumidor, *peer-to-peer* e baseados na comunidade**

As dinâmicas do setor elétrico estão mudando de uma geração de valor focada na propriedade de ativos para uma abordagem centrada no consumidor, que agora desempenha um papel mais ativo na gestão do seu consumo, produção e armazenamento de energia. Esse novo cenário exige a reorganização dos mercados de eletricidade, abandonando estruturas hierárquicas e adotando modelos descentralizados e colaborativos, que empoderam os chamados "prossumidores". O termo prossumidor é uma combinação de produtor + consumidor, ou seja, é o consumidor que gera a sua própria energia.

Um mercado centrado no consumidor envolve estruturas *peer-to-peer* (P2P) ou comunitárias, onde os consumidores e prossumidores podem negociar diretamente entre si,

definindo transações de eletricidade e preços. Logo, o modelo de comércio de energia ponto-a-ponto é caracterizado por um arranjo que permite a cooperação de todos os pontos, seja na produção, comercialização ou distribuição do bem ou do serviço. Ou seja, um ponto é qualquer pessoa que possua ou opere um ativo da cadeia de valor. Existem três variações principais de implementação do modelo P2P (SOUSA et al., 2019):

- Mercado P2P completo na Figura 2.8: pares negociando diretamente entre si, definindo transações de energia e preço sem supervisão centralizada;
- Mercado comunitário na
- Figura 2.9: existe um gerente da comunidade responsável por administrar as atividades comerciais da comunidade e um intermediário entre cada comunidade e o restante do sistema;
- Mercado P2P híbrido na Figura 2.10: combinação das duas variantes anteriores, criando um design com diversas camadas, composta por comunidades, atuando no modelo de mercado comunitário, e entre essas camadas existem interações entre pares individuais, no modelo P2P completo.

Embora esse tipo de mercado seja visto como o futuro do setor elétrico, a substituição completa dos modelos convencionais é improvável, devido à necessidade de algum nível de regulamentação (COSTA et al., 2024). Existem poucos exemplos práticos deste tipo de mercado e as iniciativas regulatórias nesta vertente ainda são pioneiras. Atualmente, o Brasil, como muitos outros países, ainda não permite trocas diretas de eletricidade entre consumidores e prossumidores, e novos modelos de negócios precisarão ser desenvolvidos.

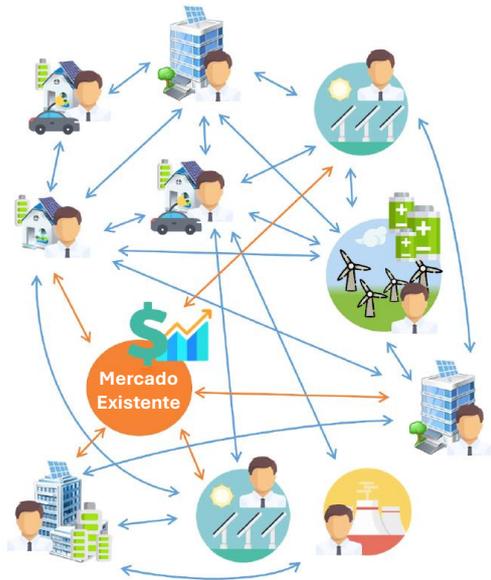
Para viabilizar o modelo P2P no Brasil, será necessário superar desafios relacionados à regulação, à pobreza energética, às restrições técnicas da rede, à dependência de tecnologias avançadas como *Blockchain* e *Internet of Things (IoT)*, à privacidade dos dados e à complexidade da estruturação do mercado para garantir a resiliência da rede (SILVA et al., 2024).

### **Transição para o mercado livre**

Conforme já discutido na seção 2.2.3, devido a publicação da Portaria nº 50/2022 a expectativa de migrações de consumidores para o ACL no ano de 2024 eram altas. Só no primeiro semestre de 2024, a CCEE concluiu a migração de 10.956 consumidores para o Mercado Livre de Energia. Esse é o maior volume de migração já registrado em toda a história desse ambiente de contratação, criado em 1995. Atualmente, o mercado livre tem um total de 51.889 consumidores. O Projeto de Lei nº 414/2021, atualmente na Câmara dos Deputados,

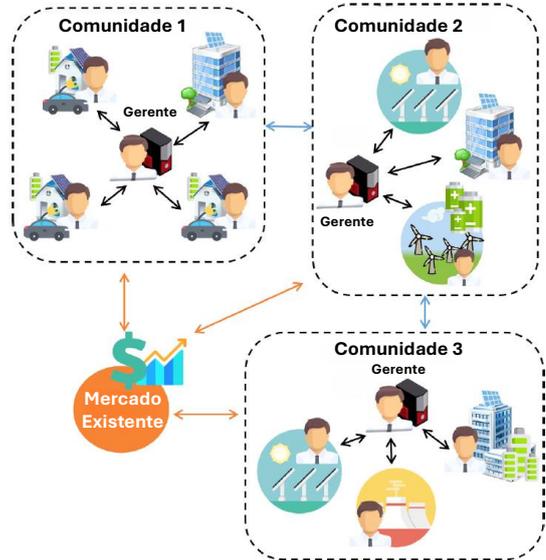
busca aprimorar o modelo regulatório do setor elétrico, promovendo abertura de mercado e melhorias tarifárias (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, 2024; CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024).

Figura 2.8 – Mercado P2P Completo



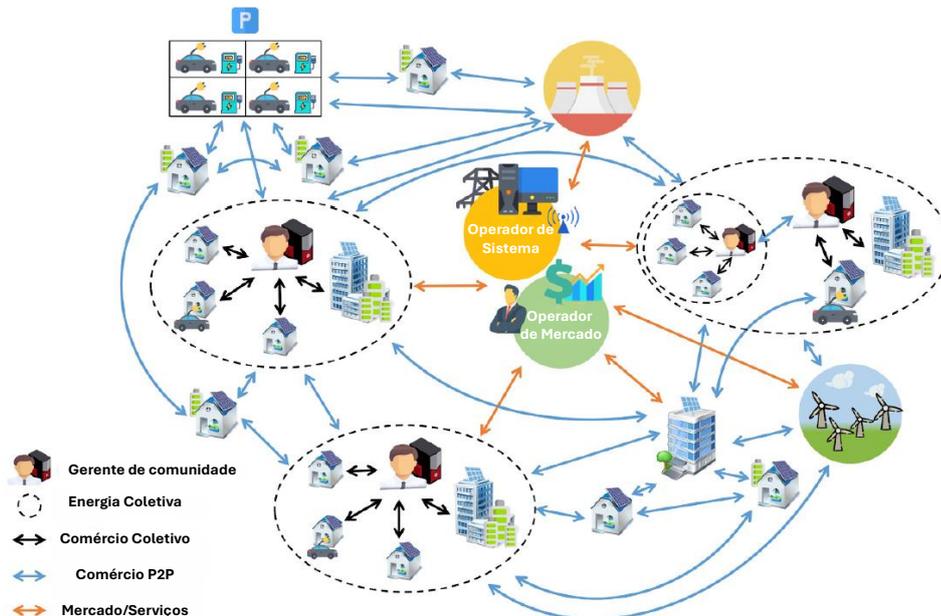
Fonte: (SOUSA et al., 2019).

Figura 2.9 – Mercado Comunitário



Fonte: (SOUSA et al., 2019).

Figura 2.10 – Mercado Híbrido P2P



Fonte: (SOUSA et al., 2019).

O crescente interesse dos consumidores é evidenciado por um estudo da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), que mostra que 81% da população

deseja escolher seu fornecedor de eletricidade, acreditando que isso resultará em preços menores (BURIN; FOGLIATTO; HSUAN, 2023). Apesar disso, o Brasil está atrasado na liberalização do mercado em comparação a países desenvolvidos, como os Estados Unidos e várias nações europeias que iniciaram esse processo nos anos 90. Os desafios para a liberalização incluem a complexidade do sistema elétrico, serviços precários, cultura de ligações ilegais e uma população com limitações econômicas e baixo nível de educação, e consumidores vulneráveis em termos de informações tecnológicas. Esse contexto, aliado a influências políticas, de mercado e sociais, dificulta a transição para um mercado totalmente livre e suas chances de sucesso (BURIN; FOGLIATTO; HSUAN, 2023; SILVA et al., 2024).

A abertura do ACL apresenta riscos, como a diminuição da base de consumidores cativos, que pode aumentar os subsídios cruzados e elevar tarifas para aqueles que permanecem no ACR, impactando negativamente os consumidores de baixa renda. Além disso, a transição para o ACL pode reduzir o controle sobre o fornecimento de energia e criar desafios para as distribuidoras, que podem enfrentar subcontratações ou sobrecontratações de energia (LEGISLAÇÃO & MERCADOS, 2022).

Dada a complexidade e o impacto significativo dessas mudanças no setor elétrico, é crucial que todos os aspectos sejam cuidadosamente avaliados. A regulamentação proposta deve ser robusta e coerente, visando mitigar impactos adversos e garantir a sustentabilidade do setor durante a transição.

### **Integração de novos recursos energéticos distribuídos e riscos inerentes ao setor brasileiro**

Recentemente, o setor elétrico brasileiro passou por significativas transformações, impulsionadas por incentivos e políticas voltadas para energias renováveis, um perfil de consumo mais volátil, alterações na tarifação da eletricidade, novas tendências de mercado, e um aumento nas regulações e restrições ambientais. Essas mudanças, somadas à crescente adoção de GD e ao engajamento dos consumidores com práticas de eficiência e sustentabilidade, aumentam a complexidade na tomada de decisões em busca de um sistema energético mais resiliente e eficiente. Além disso, tecnologias emergentes, como veículos elétricos (VEs) e sistemas de armazenamento de energia (SAEs), estão se tornando mais relevantes no país.

Em 2018, a ANEEL publicou a REN nº 819/2018 que regulamenta o carregamento de VEs, sendo esta a primeira resolução brasileira sobre este tipo de tecnologia. Em dezembro do mesmo ano, a Lei nº 13.755 estabeleceu requisitos obrigatórios para a comercialização e criou incentivos para a indústria de veículos elétricos através do Programa Rota 2030, que inclui uma

redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) dependendo da eficiência energética e do peso dos veículos (BRASIL, 2018a). O efeito positivo dessas iniciativas é visível no aumento das vendas de VEs nos anos seguintes, conforme Figura 2.11 . Entretanto, essa lei foi revogada e o IPI para veículos eletrificados foi retomado em janeiro de 2024, com uma retomada gradual das alíquotas. O governo justifica essa iniciativa como um incentivo à produção de veículos eletrificados no Brasil (MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, 2023).

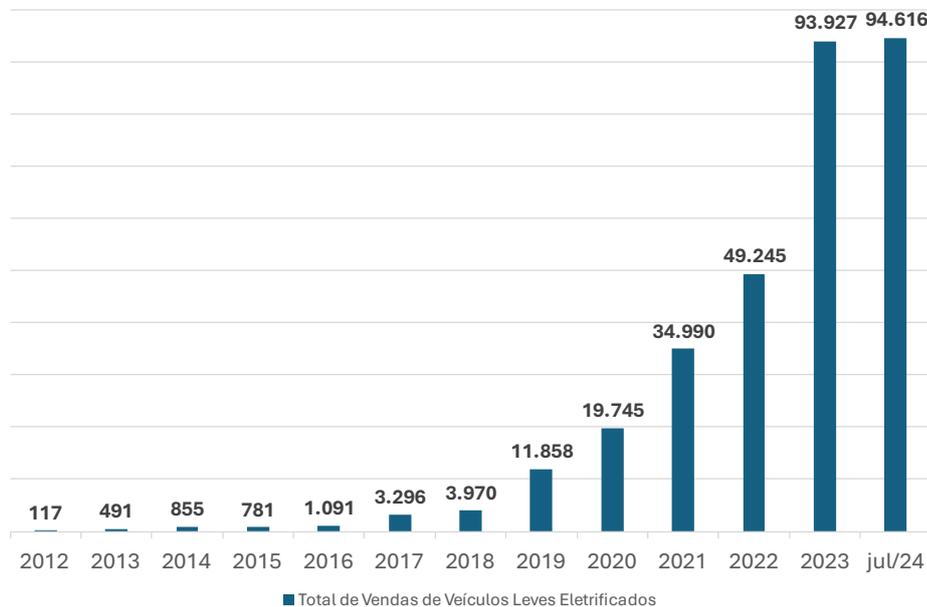
Contudo, o Brasil ainda está aquém de outras economias desenvolvidas, que implementaram uma série de políticas não apenas de incentivo à comercialização, como também de criação de infraestrutura. O número de pontos de recarga para elétricos ainda é bastante baixo no Brasil, especialmente fora dos grandes centros comerciais. São cerca de 3 mil postos de carregamento, concentrados nas capitais e em algumas cidades com mais de um milhão de habitantes. Isso representa, excluindo a área da Amazônia, 0,00058 carregador por km<sup>2</sup>. Para efeito de comparação, a Holanda, líder em infraestrutura de carregamento na Europa, possui 2,17405 carregadores por km<sup>2</sup>. A popularização de veículos elétricos esbarra ainda na falta de legislação brasileira e na autonomia limitada dos veículos, o que para um país de extensões continentais torna essa tecnologia menos atraente (CATTO, 2023).

O aumento da GD com fontes renováveis intermitentes pode ocasionar desafios na regulação de frequência e tensão, que podem ser atenuados por tecnologias de armazenamento. O Brasil, por ser fortemente dependente de fontes renováveis, especialmente hidrelétricas, cuja característica de despacho contribui para evitar problemas operacionais graves, não priorizou o desenvolvimento de pesquisas em tecnologias de armazenamento nem a implementação de projetos nesse campo. Como resultado, o avanço dos sistemas de armazenamento no país tem ocorrido de maneira lenta (DRANKA; FERREIRA, 2020).

A ANEEL já está se mobilizando para regulamentar o uso de armazenamento e anunciou que deve abrir uma CP sobre o tema no segundo semestre de 2024, mas a primeira norma deverá ser publicada em 2025. Em 2023 foi aberta a CP nº 039/2023 para tratar desse tema, mas a ANEEL ainda não publicou a devolutiva para as contribuições dos agentes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023b; SOUTO, 2024). Embora as regulamentações para VEs e SAEs ainda estejam em desenvolvimento, essas tecnologias estão se tornando cada vez mais acessíveis e com maior adoção no Brasil. No entanto, os impactos dos VEs e SAEs

no sistema elétrico ainda precisam ser avaliados mais profundamente, o que é essencial para a criação de regulamentações adequadas e justas (DRANKA; FERREIRA, 2020) .

Figura 2.11 – Histórico de Vendas de Veículos Leves Eletrificados no Brasil



Fonte:(ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO VEÍCULO ELÉTRICO, 2024a, 2024b).

### Programas de resposta à demanda

A Resposta à Demanda (RD) consiste em mecanismos que gerenciam o consumo de eletricidade dos clientes conforme as condições de oferta. No setor energético, isso se traduz em incentivos financeiros ou variações nos preços de mercado, encorajando o uso de eletricidade em períodos de baixa demanda e reduzindo o consumo em horários (COSTA et al., 2022). Logo, o principal objetivo de programas de RD é equilibrar a oferta e a demanda de energia.

### Preço Dinâmico

O preço dinâmico é uma ferramenta de gestão do consumo que utiliza indicações de preço ajustados ao longo do tempo, aumentando a eficiência e diminuindo custos de geração e expansão. De maneira simplista, a energia fica mais cara nos períodos mais críticos para o sistema com a intenção de desencorajar o consumo e mais barata em períodos favoráveis. Variações incluem tarifas sazonais, tarifa de preços por horário (*time of use* – TOU), preços um dia antes e preços em tempo real. Embora essas soluções ofereçam flexibilidade, algumas, como os preços em tempo real, requerem tecnologias de comunicação avançadas, o que limita sua aplicação, especialmente em países em desenvolvimento. Esquemas de preços dinâmicos avançados ou complexos estão atualmente limitados a países desenvolvidos (COSTA et al.,

2022), enquanto esquemas mais simples, como tarifas sazonais e tarifas TOU, são mais amplamente implementados (SILVA et al., 2024).

No Brasil, em 2015, foram introduzidas as bandeiras tarifárias, que sinalizam os custos de geração conforme as condições hidrológicas, de forma semelhante às tarifas sazonais. Além disso, desde 2018, consumidores de baixa tensão têm a opção de aderir à tarifa branca, que diferencia preços entre horários de pico, intermediários e fora de pico. No entanto, a adesão a essa tarifa foi limitada devido à falta de disseminação de informação e o potencial limitado de descontos (COSTA et al., 2022). Dessa forma, o preço dinâmico para consumidores de baixa tensão no Brasil ainda se encontra em estágios iniciais, já para consumidores de média e alta tensão, o uso de tarifas TOU é obrigatório, no esquema de tarifa verde ou azul que cobra o consumo e a demanda (SILVA et al., 2024).

### **Ofertas de Redução de Carga**

O Brasil implementou dois programas relacionados a RD: o Programa Piloto de Resposta à Demanda (PPRD) em 2017 e o Programa de Redução Voluntária da Demanda (PRVD) em 2021, ambos programas pilotos e temporários com participação limitada. Em 2022, a ANEEL lançou o Programa Estrutural de Resposta à Demanda (PERD), voltado para grandes consumidores livres, permitindo que reduzam seu consumo durante momentos críticos do sistema e recebam compensações (COSTA et al., 2022; SILVA et al., 2024). Esses consumidores podem usar o programa de forma estratégica para reduzir custos e contribuem para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022b). As principais diferenças entre os programas adotados no Brasil estão consolidadas na Tabela 2-12. O avanço desse programa foi avaliado pela ANEEL que decidiu prorrogar a operacionalização do sandbox regulatório do PERD até dezembro de 2026, testando está técnica por mais dois anos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024f) .

Tabela 2-12 – Principais diferenças entre PPRD, PRVD e PERD.

<b>Característica</b>	<b>PPRD</b>	<b>PRVD</b>	<b>PERD</b>
<b>Assinatura de Contrato</b>	Sim	Não	Não
<b>Requisitos Rígidos de Conexão</b>	Sim	Não	Não
<b>Agregadores</b>	Sim	Sim	Sim
<b>Tipo de Produto</b>	Recurso Alternativo	Recurso Adicional	Recurso Adicional
<b>Duração do Produto</b>	1, 2, 3, 4 e 7 horas	4 horas e 7 horas	4 horas a partir de 17h
<b>Ambiente</b>	ACL	ACL	ACL
<b>Validação</b>	No dia seguinte/Intradiário	No dia seguinte	No dia seguinte

<b>Frequência das Ofertas de Redução</b>	Próxima semana	Próximo mês	Próxima semana
<b>Oferta Mínima</b>	5 MW médio	5 MW	5 MW

Fonte: (OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023; SILVA et al., 2024)

O setor elétrico brasileiro enfrenta grandes desafios em sua transição para um sistema mais moderno, sustentável e eficiente. A integração de fontes renováveis, como solar e eólica, impõe a necessidade de adaptação à sua intermitência, enquanto a crescente demanda por energia exige uma infraestrutura mais robusta e inteligente. A liberalização do mercado de energia também trará mudanças significativas, permitindo aos consumidores maior autonomia na geração e no consumo de energia. Contudo, o avanço tecnológico e a digitalização oferecem novas oportunidades, como a expansão da geração distribuída e o uso de redes inteligentes para otimizar o consumo e a distribuição. Para que o Brasil alcance uma matriz energética mais limpa e segura, serão cruciais políticas públicas efetivas, regulação adequada e um ambiente que atraia investimentos de longo prazo.

## 2.3 Geração Distribuída

### 2.3.1 O Conceito de Geração Distribuída

Geração Distribuída (GD) refere-se à produção de energia no local de consumo ou em suas proximidades, independentemente da potência, da tecnologia utilizada ou da fonte de energia, que pode ser renovável ou não. Embora o conceito tenha ganhado destaque nos últimos anos no setor de energia, ele não é novo. Na verdade, nos primeiros estágios da industrialização, até meados do século XX, a GD era a forma predominante de geração de energia (SILVA, 2021; ZILLES et al., 2012).

Antes do surgimento das grandes usinas de energia no início do século XX, todas as necessidades energéticas — como aquecimento, iluminação, refrigeração, além de energia mecânica e elétrica — eram atendidas diretamente no local de uso ou em suas proximidades (OWENS, 2014).

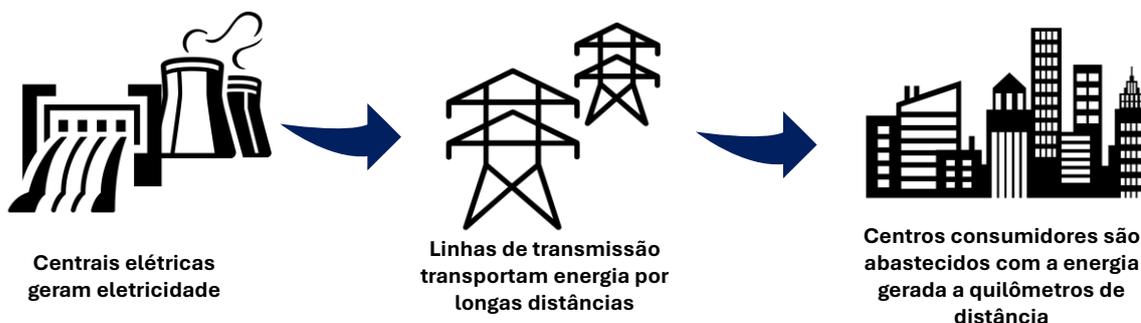
O marco inicial na geração de energia foi a *Pearl Street Station* de Thomas Edison, inaugurada em Nova Iorque em setembro de 1882. A *Pearl Street* era um sistema de geração distribuída de corrente contínua (CC), que abastecia consumidores próximos, como foi o caso das primeiras usinas de Edison (OWENS, 2014).

O movimento para geração centralizada tem seu marco inicial em 1891 com o desenvolvimento do primeiro sistema em corrente alternada (CA) desenvolvido por George Westinghouse que possibilitou a transmissão de energia por longas distâncias. O avanço

tecnológico, as economias de escala e um ambiente regulatório favorável à geração centralizada foram fatores que permitiram o crescimento das grandes centrais energéticas. A geração centralizada segue um modelo que se baseia na economia de escala para melhorar a eficiência e reduzir os custos de produção de energia. Isso envolve a construção de grandes usinas que atendem a um número significativo de consumidores (OWENS, 2014). Esse modelo tem sido a abordagem tradicional no sistema elétrico brasileiro, amplamente dominado por grandes usinas hidrelétricas e uma vasta rede de linhas de transmissão e distribuição (SILVA, 2021a). Nesse contexto, as unidades geradoras estão localizadas longe dos centros de consumo.

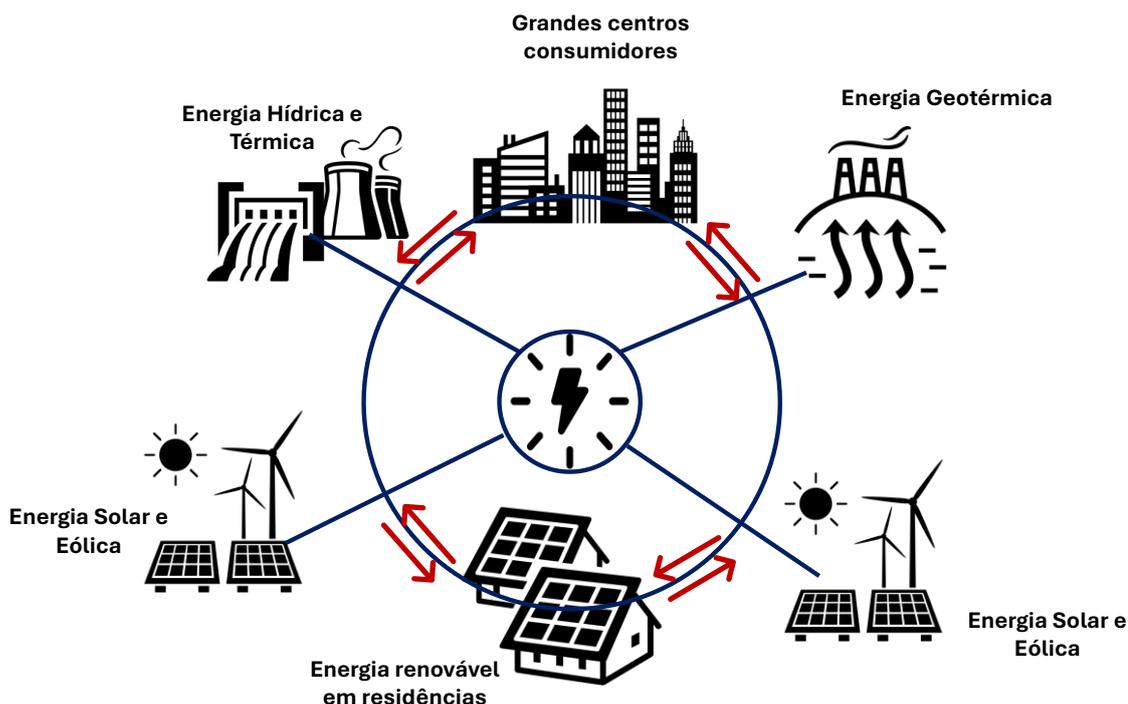
É possível notar através das definições, e da Figura 2.12 e Figura 2.13, que os conceitos de GD e geração centralizada são antagônicos (ZILLES et al., 2012).

Figura 2.12 – Geração Centralizada



Fonte: Autoria própria.

Figura 2.13 – Geração Distribuída



Fonte: Autoria própria.

Hoje, presenciamos o ressurgimento da energia distribuída com os avanços tecnológicos que permitiram o desenvolvimento de uma nova geração de tecnologias que têm a capacidade de rivalizar com o custo e o desempenho de usinas de energia de estação central, mas em estruturas muito menores. Tão importante quanto isso, as tecnologias de energia distribuída atuais são altamente flexíveis, eficientes, ambientalmente sensíveis e economicamente atraentes e permitem o controle e a personalização da operação de forma local ou remota. A operação de tecnologias de energia distribuída pode ser sincronizada dentro do contexto de um sistema de energia integrado mais amplo que é composto de usinas de energia distribuídas e centrais (OWENS, 2014; SILVA, 2021).

A expansão das tecnologias de energia distribuída inaugura um novo cenário energético híbrido, com a integração desses dois conceitos antagônicos, no qual as tecnologias trabalham em conjunto para fornecer uma gama de serviços que não poderiam ser fornecidos por estações centrais ou tecnologias distribuídas isoladamente (OWENS, 2014).

### **2.3.2 Tecnologias**

A crescente demanda por uma economia de baixo carbono e crescimento sustentável tem acelerado a disseminação das tecnologias de GD em todo o mundo. Essas tecnologias podem ser divididas em duas grandes categorias: fontes de energia renováveis e não renováveis (BELLIDO, 2018; SILVA, 2021).

As tecnologias de GD que utilizam fontes não renováveis são baseadas em combustíveis fósseis, como gasolina, diesel, propano, metano, gás natural e carvão (KASHIN, 2019). Essas fontes não são sustentáveis, pois dependem de recursos finitos que não se renovam e geram emissões de gases poluentes ao serem queimadas. Como exemplos de tecnologias não renováveis temos a turbinas a gás, os motores de combustão interna, as microturbinas e as células de combustível.

Por outro lado, as tecnologias de GD renováveis utilizam fontes de energia que não se esgotam e causam menor impacto socioambiental. Entre essas tecnologias, destacam-se turbinas eólicas, energia solar térmica e fotovoltaica, biomassa, biogás, sistemas de energia oceânica e geotérmica, pequenas hidrelétricas e células de combustível de hidrogênio. À medida que as tecnologias associadas a essas fontes renováveis avançam, o potencial de contribuição deste tipo de fonte para o setor energético também cresce rapidamente (OWENS, 2014).

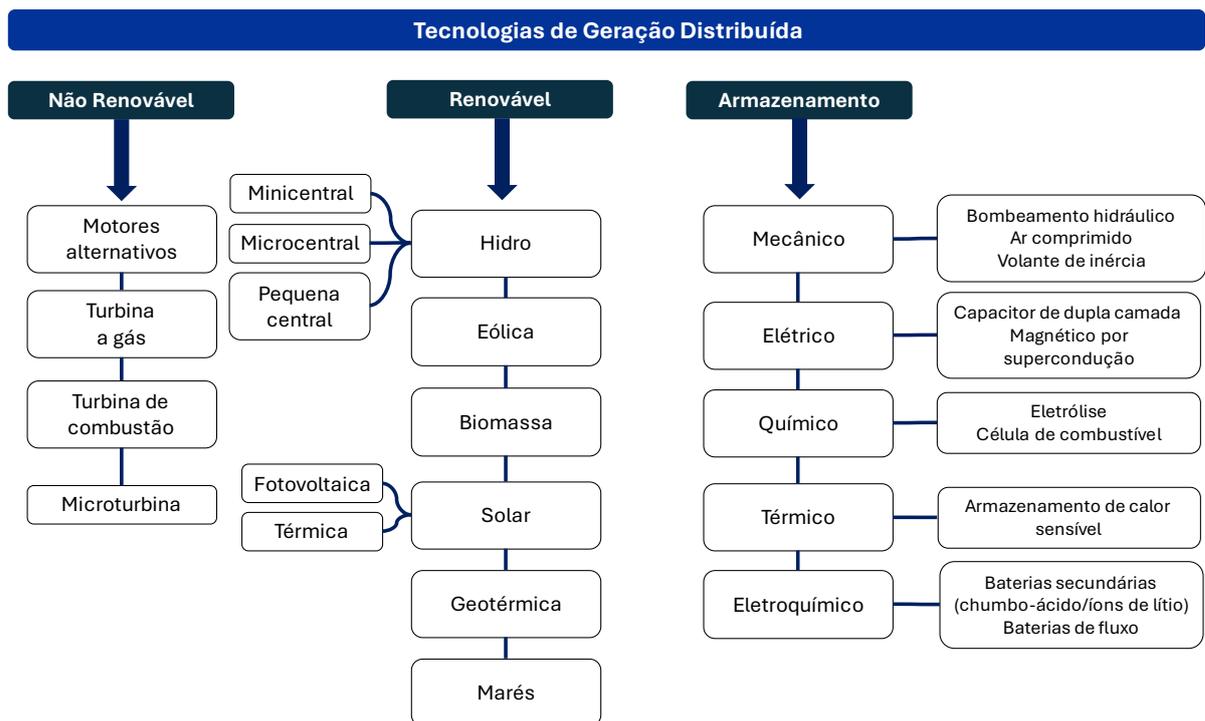
Um aspecto importante relacionado às tecnologias de GD é o armazenamento de energia. Com o aumento da participação das fontes renováveis, que são intermitentes por

natureza, o armazenamento se torna essencial para garantir a qualidade e a confiabilidade do sistema elétrico. Dispositivos de armazenamento convertem e acumulam energia, permitindo um uso mais eficiente e resolvendo problemas operacionais associados à intermitência das fontes renováveis (BELLIDO, 2018; KASHIN, 2019).

A Figura 2.14 ilustra a classificação das tecnologias de GD e apresenta exemplos de sistemas de armazenamento de energia.

Em tecnologias de geração distribuída, uma fonte renovável que teve muitos avanços tecnológicos, incremento de custo-benefício e, conseqüentemente, muito destaque e adesão nos últimos anos foi a solar fotovoltaica. O estudo de caso que será proposto na seção 4 deste trabalho envolve este tipo de tecnologia, sendo assim, a próxima seção trás detalhes a respeito.

Figura 2.14 – Classificação de Tecnologias de GD



Fonte: Adaptado de (KASHIN, 2019).

### 2.3.2.1 Sistema Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, que observou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, quando expostas à luz, geravam uma pequena diferença de potencial. Mais tarde, em 1877, os

americanos W.G. Adams e R.E. Day desenvolveram o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade pela luz (OLIVEIRA, 2019; SILVA, 2021).

Entretanto, foi apenas no início do século XX que a energia solar fotovoltaica ganhou impulso, especialmente com a explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein em 1905 e os avanços em semicondutores e na fabricação de transistores de silício (OLIVEIRA, 2019).

A primeira célula solar moderna de silício foi criada em 1954 pelos cientistas da *Bell Laboratories*. A célula media dois centímetros quadrados de área e contavam com uma eficiência de 6%, gerando 5mW de potência e abrindo caminho para a tecnologia fotovoltaica se tornar uma das principais formas de geração de eletricidade no mundo (OLIVEIRA, 2019).

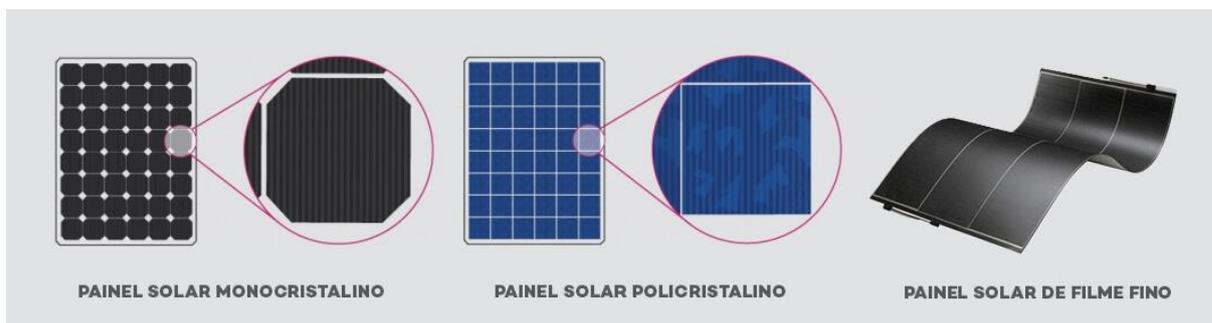
### **Funcionamento, Aproveitamento e Configuração dos Sistemas de Geração Fotovoltaica**

O efeito fotovoltaico é a conversão da radiação luminosa em energia elétrica em determinados materiais semicondutores. Esse processo envolve a absorção de energia dos fótons, a liberação de elétrons e, por fim, o transporte desses elétrons pelos terminais do dispositivo gerando trabalho (OLIVEIRA, 2019).

A célula fotovoltaica, essencialmente um diodo de junção p-n exposto à luz, é o componente básico dessa tecnologia. Para atender às demandas de energia, várias células são associadas em série ou paralelo, formando os painéis fotovoltaicos que são capazes de fornecer uma tensão maior, associação em série, e um aumento na capacidade de corrente, quando em paralelo. Ao conjunto de diversas células associadas, dá-se o nome de painel fotovoltaico (OLIVEIRA, 2019).

Os semicondutores mais utilizados na fabricação de painéis incluem silício (Si) (monocristalino, policristalino e amorfo), arseneto de gálio (GaAs), disseleneto de cobre e índio (CuInSe<sub>2</sub>), entre outros. As principais opções de painéis solares no mercado são monocristalino, policristalino e filme fino, que variam em eficiência, custo e aparência (OLIVEIRA, 2019). A Figura 2.15 apresenta esses painéis e a Tabela 2-13 resume algumas de suas características.

Figura 2.15 – Principais opções de painéis solares no mercado



Fonte: (NEOSOLAR, 2024).

Tabela 2-13 – Resumo de características das principais opções de painéis solares

Tipo de Painel Solar	Material	Eficiência	Custo	Aparência
<b>Monocristalino</b>	Cristal de silício simples e puro	Alto (18% ou um pouco mais alto)	Mais alto	Células pretas ou azuis escuras com cantos arredondados
<b>Policristalino</b>	Fragmentos de silício	Média (15-17%)	Alto	Células retangulares azuis
<b>Filme fino</b>	Vários: Silício amorfo, GaAs, CdTe ou Seleneto de cobre, índio e gálio	Baixo (11%, mas pode atingir 15%)	Mais baixo	Superfície uniforme preta ou azul

Fonte: (SOLAR MAGAZINE, 2021).

Vale ressaltar que a eficiência de um sistema fotovoltaico não depende exclusivamente dos materiais, mas também de fatores geográficos e climáticos, como sombras, inclinação, temperatura e velocidade do vento, etc. (OLIVEIRA, 2019).

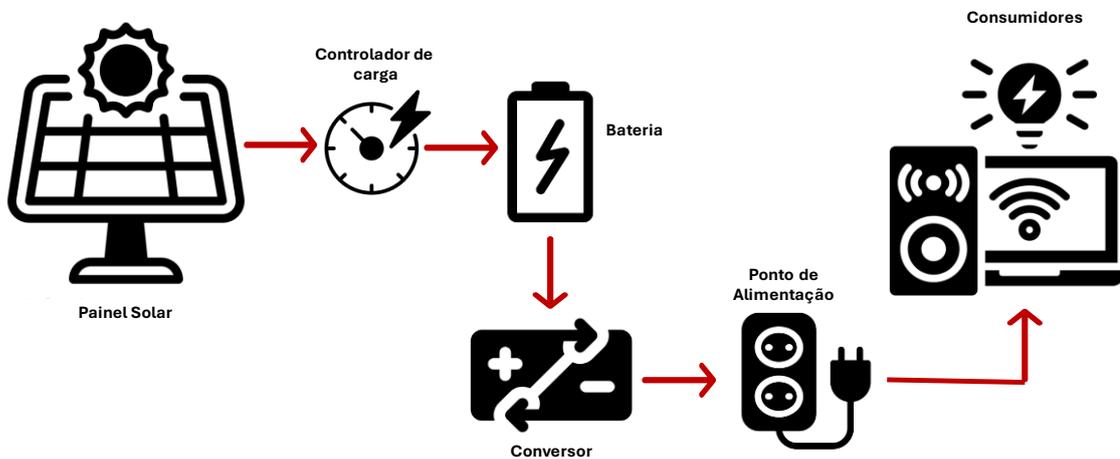
Existem duas classificações principais de tipos de sistemas fotovoltaicos quanto à conexão (PALUDO, 2014; SHAYANI, 2010):

- **Sistemas Isolados (*Off-grid*):** São sistemas que não estão conectados à rede elétrica e, portanto, utilizam baterias para armazenar a energia gerada. Eles são comuns em locais remotos, onde a rede elétrica não está disponível. Esses sistemas oferecem autonomia, mas o custo pode ser mais alto devido à necessidade de equipamentos de armazenamento de energia. Usualmente, para se regular a carga da bateria, esses sistemas contam com um controlador de carga. A estrutura genérica deste tipo de sistema pode ser observada na Figura 2.16.
- **Sistemas Conectados à Rede (*On-grid*):** São sistemas conectados à rede elétrica convencional, conforme esquema na
- **Figura 2.17.** A energia gerada é injetada na rede, e o usuário pode consumir energia da rede quando necessário, como à noite ou em dias nublados. Esses sistemas são

amplamente utilizados em áreas urbanas, com a vantagem de reduzir a dependência da rede elétrica e diminuir os custos com energia. Muitos países adotam políticas de incentivo, como a compensação de energia, onde o excedente de energia produzido é convertido em créditos. Estes sistemas podem ser centralizados, como usinas de geração, ou descentralizados promovendo a GD. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR) apresentam um inversor eletrônico CC-CA responsável por fornecer alimentação adequada as cargas

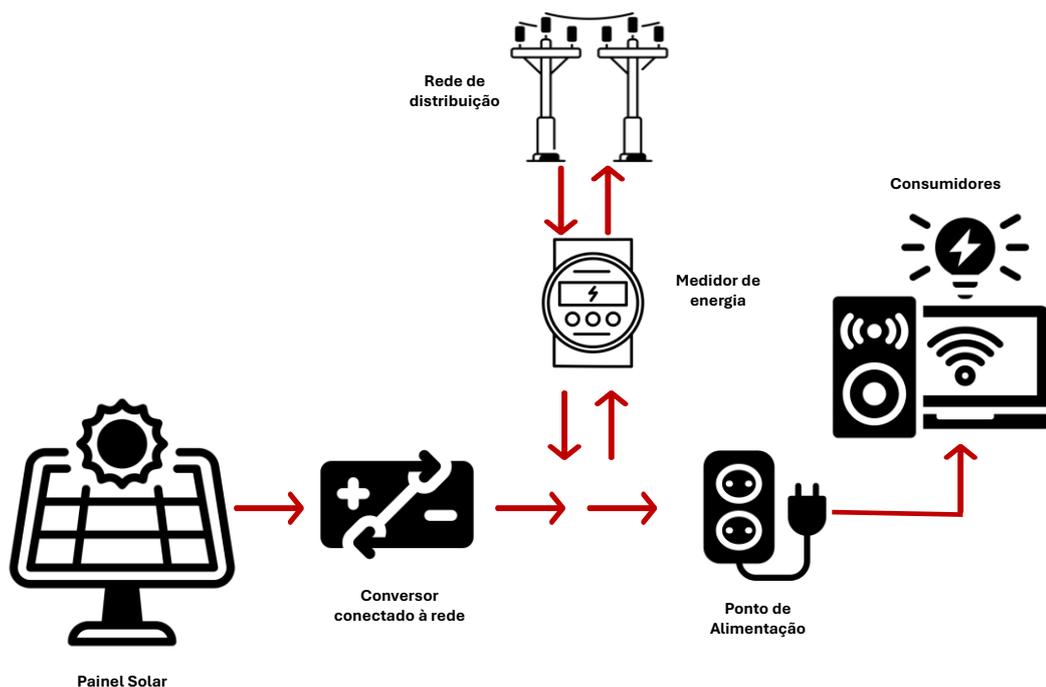
Além desses, também existem sistemas híbridos, que combinam o uso de baterias e a conexão à rede, garantindo maior flexibilidade e autonomia para o consumidor

Figura 2.16 – Configuração de um sistema fotovoltaico isolado



Fonte: Autoria própria.

Figura 2.17 – Configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Autoria própria.

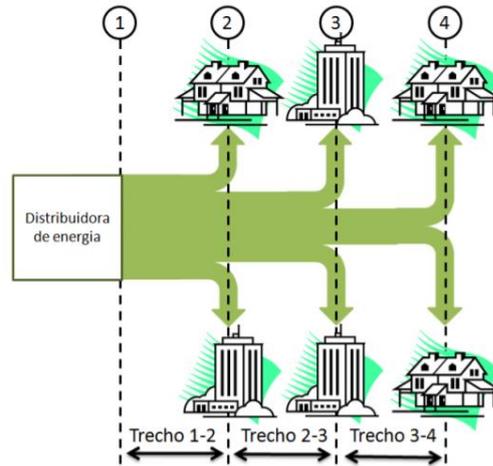
### 2.3.3 Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição

A inserção de Geração Distribuída (GD) na rede elétrica altera sua dinâmica, provocando mudanças no ponto de conexão e podendo impactar na qualidade e a operação da rede. Os principais parâmetros de análise desses impactos incluem fluxo de potência, variações de tensão, harmônicos, desequilíbrio de tensão, condições de curto-circuito e níveis de potência reativa. Existem aspectos vantajosos e desfavoráveis na interligação desses sistemas à rede de distribuição (PALUDO, 2014).

#### 2.3.3.1 Fluxo de Potência

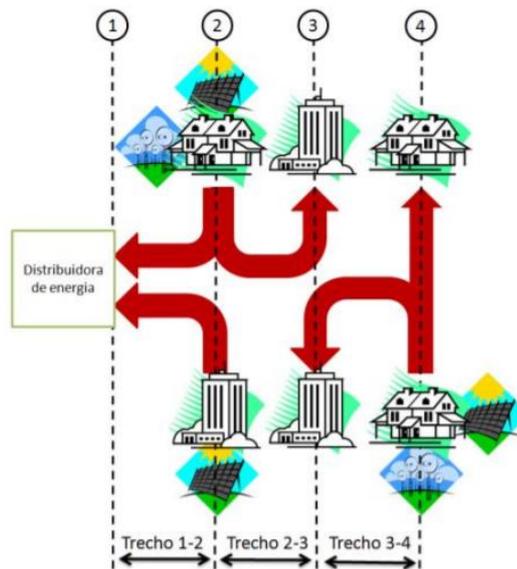
Historicamente, com o fornecimento de energia focado em geração centralizada, o fluxo de potência nas redes era unidirecional, com a energia fluindo da subestação para os consumidores, facilitando o controle e o dimensionamento da rede. Com a GD, o sistema passa a contar com uma diversificação de fontes geradoras e com o surgimento de pequenos produtores de energia ao longo da rede. Dessa forma, o fluxo de potência torna-se bidirecional, podendo haver inversão do fluxo, o que aumenta a complexidade do gerenciamento da rede. O fluxo inverso de potência introduzido pelos sistemas de GD pode afetar o nível de tensão das barras e a operação dos dispositivos de proteção, como relés e disjuntores. Esses sistemas de proteção são tradicionalmente configurados para uma direção de fluxo de energia. A mudança de direção do fluxo pode causar falhas no funcionamento desses dispositivos, comprometendo a confiabilidade da rede (PALUDO, 2014; SHAYANI, 2010). As dinâmicas unidirecional e bidirecional de fluxo de potência são apresentadas na Figura 2.18 e na Figura 2.19.

Figura 2.18 – Fluxo de potência unidirecional



Fonte: (SHAYANI, 2010).

Figura 2.19 – Fluxo de potência bidirecional e inverso com geração distribuída



Fonte: (SHAYANI, 2010).

### 2.3.3.2 Variações de Tensão

A GD pode causar sobretensões quando o fluxo de potência é inverso, sobretudo em períodos de baixa demanda e alta geração, o que pode exceder a capacidade de correção dos reguladores de tensão. Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos podem atuar como reguladores de tensão, ajudando a reduzir a queda de tensão em momentos de alto consumo, aliviando o carregamento da rede, embora desconexões súbitas possam gerar quedas abruptas de tensão (BELLIDO, 2018; PALUDO, 2014).

### **2.3.3.3 Injeção de Harmônicos**

Muitos sistemas de GD contam com a presença de dispositivos de eletrônica de potência em sua estrutura, especialmente conversores/inversores eletrônicos. Os inversores eletrônicos utilizados normalmente convertem a CC gerada em CA. Tais equipamentos eletrônicos podem introduzir harmônicos no sistema elétrico, distorcendo o sinal de tensão. No entanto, normas internacionais rigorosas limitam a quantidade de harmônicos que esses dispositivos podem injetar, minimizando impactos negativos (PALUDO, 2014; SHAYANI, 2010).

### **2.3.3.4 Desequilíbrio de Tensão**

Geradores distribuídos monofásicos ou bifásicos podem aumentar o desbalanceamento de tensão, especialmente quando as cargas são assimétricas ou quando os condutores da rede não estão adequadamente equilibrados. Esse desequilíbrio pode provocar correntes elevadas no neutro, prejudicando motores e dispositivos eletrônicos e gerando harmônicos adicionais (PALUDO, 2014).

### **2.3.3.5 Fator de Potência**

Com relação a GD fotovoltaica, os SFCR são projetados para operar com fator de potência unitário, ou seja, suprimindo a demanda de potência ativa sem fornecer potência reativa. Contudo, a carga ainda consome potência reativa da rede, o que pode reduzir o FP no ponto de conexão e gerar custos extras para o consumidor. O ajuste do FP dos sistemas fotovoltaicos pode ser estratégico, com vantagens e desvantagens dependendo do contexto (OLIVEIRA, 2019; SILVA, 2021).

### **2.3.3.6 Intermitência na Geração**

Fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, podem gerar flutuações rápidas na produção de energia, que não acompanham a demanda em tempo real. Isso pode causar instabilidades na rede, especialmente em regiões onde a GD renovável representa uma parcela significativa da geração. A variação súbita na geração pode sobrecarregar os sistemas de controle de frequência e tensão (ZILLES et al., 2012).

### **2.3.3.7 Redução das Perdas na Distribuição**

Um dos benefícios técnicos da GD é a redução das perdas elétricas na rede, já que a geração local diminui a necessidade de transportar energia por longas distâncias. Com a energia sendo gerada próxima ao ponto de consumo, as perdas de transmissão e distribuição podem ser reduzidas, o que aumenta a eficiência geral do sistema (BELLIDO, 2018; PALUDO, 2014).

### **2.3.3.8 Capacidade de Alívio da Carga**

A GD pode aliviar a carga da rede de distribuição durante picos de demanda, contribuindo para uma operação mais equilibrada. Em momentos de alta demanda, a geração local pode suprir parte da energia necessária, reduzindo a sobrecarga em subestações e linhas de transmissão e adiando a necessidade de investimentos em expansão da infraestrutura (BELLIDO, 2018; PALUDO, 2014).

### **2.3.3.9 Impacto no Planejamento da Rede**

A introdução de GD na rede de distribuição requer um novo enfoque no planejamento e na operação. A complexidade da rede aumenta com a presença de diversos pequenos geradores distribuídos, exigindo maior coordenação e ferramentas de controle em tempo real para equilibrar a geração e o consumo, garantir a qualidade da energia e manter a segurança operativa da rede (BELLIDO, 2018; PALUDO, 2014; SHAYANI, 2010).

A GD traz uma série de impactos técnicos que afetam a operação, a proteção e a qualidade da energia na rede de distribuição. Embora existam desafios, como o controle de tensão, a proteção contra falhas e a injeção de harmônicos, a GD também oferece benefícios, como a redução de perdas e o alívio de carga. Para maximizar os benefícios e mitigar os desafios, é necessário modernizar a infraestrutura da rede, desenvolver tecnologias de controle e proteção mais avançadas e integrar sistemas de armazenamento de energia, garantindo uma operação mais eficiente e estável da rede de distribuição (PALUDO, 2014).

## **2.4 Histórico da Legislação Brasileira sobre Geração Distribuída**

No Brasil, o primeiro sistema de geração distribuída integrado a uma edificação e conectado à rede de distribuição foi instalado em 1997. A quase 30 anos, o professor Ricardo Rüther, trazia da Alemanha a tecnologia dos sistemas solares fotovoltaicos após seu pós-doutorado em Sistemas de Energia Solar na *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems*. O gerador foi instalado no campus da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) com uma potência instalada de 2 kW que operou, sem alterações de estruturas, até 2008. Em 1998 a distribuidora local, Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), autorizou a UFSC a conexão e operação da geração (NERIS, 2023). Após este primeiro empreendimento, outras universidades começaram a fomentar e instalar a tecnologia conectada à rede, como a Universidade de São Paulo (USP) que instalou um sistema gerador fotovoltaico de 695 W em 1998, com a liderança do professor Roberto Zilles (NERIS, 2023; ZILLES, 2001).

Entretanto, a primeira vez que o termo Geração Distribuída foi mencionado em documentos oficiais no Brasil foi na Lei nº 10.848/2004, que regula a comercialização de energia elétrica e identifica a GD como uma potencial fonte de geração (SILVA et al., 2024). No mesmo ano, o Artigo 14 do decreto nº 5.163 abordou a definição do termo:

Geração distribuída é considerada a produção de energia elétrica a partir de empreendimentos de concessionárias, permissionárias ou agentes autorizados, incluindo aqueles tratados no Artigo 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto a proveniente de empreendimentos:

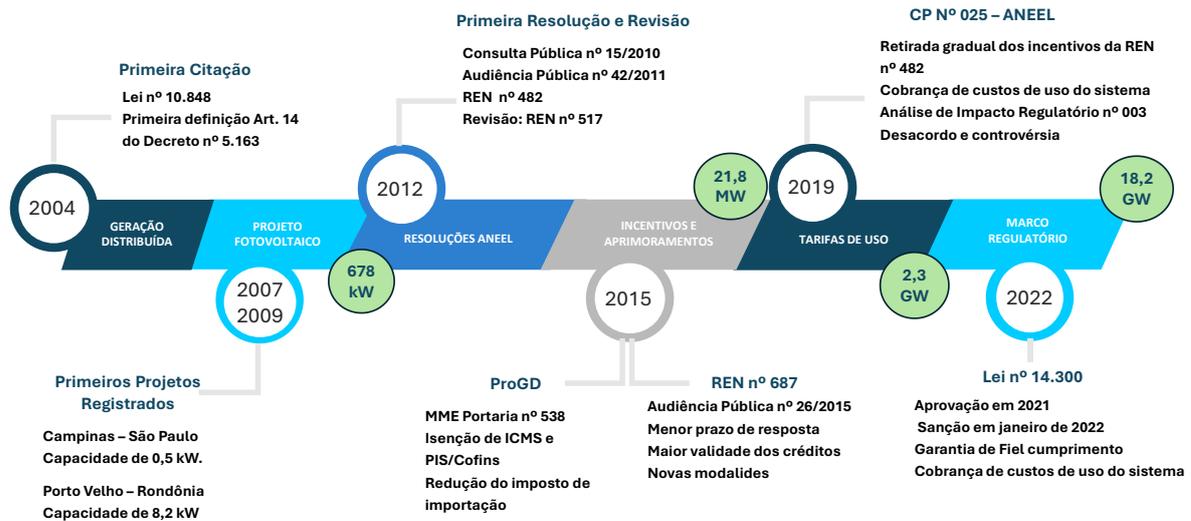
I - hidrelétricos com potência instalada superior a 30 MW e

II - termelétricos, incluindo cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulamentação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004 (BRASIL, 2004c).

Em 2007, três anos após a formalização desse tipo de fonte nas regulamentações brasileiras, a ANEEL recebeu o primeiro registro de um projeto de GD. Esse empreendimento utilizou sistemas fotovoltaicos e estava localizado na cidade de Campinas, São Paulo, com uma capacidade de potência de 0,5 kW (EPOWERBAY, 2020). Entretanto, desde 2018, esse sistema não está mais em operação, não constando nos registros da ANEEL, que em sua base considera o primeiro registro, ainda ativo, em 2009, em Rondônia, com uma capacidade instalada de 8,20 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a).

Após o decreto de 2004, a REN nº 482/2012 foi publicada oito anos depois pela ANEEL, seguida por documentos complementares como a REN nº 517/2012, REN nº 676/2015 e REN nº 687/2015. E em 2022 foi publicado o Marco Legal da Geração Distribuída, através da Lei 14.300. Essa sucessão de resoluções enfatiza a importância das discussões regulatórias sobre a integração da GD no setor. As próximas seções vão detalhar os principais marcos e a Figura 2.20 apresenta uma linha do tempo resumida da GD no Brasil.

Figura 2.20 – Cronograma resumido da GD no Brasil



Fonte: Adaptado de (SILVA et al., 2024) .

### 2.4.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015

Resolução normativa é uma norma jurídica destinada a regulamentar questões de interesse público, sendo publicadas no Diário Oficial da União. As resoluções emitidas pela ANEEL definem diretrizes, obrigações, encargos, condições, limitações ou quaisquer deveres e direitos relacionados aos agentes e usuários do setor elétrico (SILVA, 2021a).

Nos anos de 2010 e 2011, a ANEEL conduziu a CP nº 15/210 e a Audiência Pública (AP) nº 42/2011, cujo foco era discutir os aspectos legais sobre a Geração Distribuída (GD) de pequeno porte conectada à rede de distribuição nacional. Como resultado da participação pública nesse processo regulatório, foi criada a Resolução Normativa (REN) nº 482, em 17 de abril de 2012. Esta resolução "estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências" (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a).

A Resolução Normativa nº 482 determinou que qualquer consumidor registrado no Ministério da Fazenda, com CPF ou CNPJ, pode conectar à rede de distribuição um sistema de geração de energia elétrica próprio, utilizando fontes renováveis, como hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Essa conexão é feita de forma paralela com a rede das concessionárias, permitindo a integração da geração distribuída ao sistema elétrico.

Em relação às capacidades, a resolução estabeleceu que a microgeração deveria ter uma potência instalada de até 100 kW, enquanto a minigeração abrange unidades com capacidade superior a 100 kW, mas limitada a 1 MW. Além disso, introduziu o conceito de medição líquida,

que permite à unidade consumidora injetar o excedente de eletricidade gerada na rede de distribuição, mas sem que haja a possibilidade de comercialização desse excedente. A energia injetada é registrada e convertida em créditos, que são aplicados como descontos na fatura de energia. O mecanismo de compensação funciona numa proporção de 1 para 1, ou seja, cada kWh injetado gera um crédito de 1 kWh para ser utilizado na conta de energia. A ANEEL estipulou um prazo de até 36 meses para o uso desses créditos. Após esse período, se não forem utilizados, os créditos são revertidos para beneficiar a modicidade tarifária, ou seja, a redução das tarifas para todos os consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a).

O Capítulo II da REN nº 482/2012 estabelece diretrizes para o acesso de GD aos sistemas de distribuição, e o artigo terceiro determina que:

As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a).

Dessa forma, o PRODIST é essencial para entender as políticas de acesso das GDs às redes concessionárias conforme já detalhado na seção 2.2.2.

Cerca de oito meses após sua publicação, a REN nº 482 foi revisada pela REN nº 517/2012, de 11 de dezembro de 2012. Essa revisão teve um caráter principalmente textual, visando tornar mais claras as definições e limitações do documento original, além de incluir novos artigos que evitassem ambiguidades. A revisão também reforçou que o sistema de compensação de energia elétrica não se aplica a consumidores livres ou especiais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012b).

Na época da publicação da REN nº 482, havia apenas treze unidades de geração distribuída instaladas, totalizando 678 kW, evidenciando o caráter ainda incipiente desse modelo de geração de energia no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a).

Em dezembro de 2015, o MME instituiu o ProGD através da Portaria nº 538. A principal finalidade do ProGD é delineada em dois grandes objetivos (BRASIL, 2015):

- I - promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração;
- II - incentivar a implantação de geração distribuída em:

- a) edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais; e
- b) edificações comerciais, industriais e residenciais.

A criação do programa estava alinhada com o compromisso do Brasil de atender às metas estabelecidas durante a Conferência do Clima de Paris (COP 21). O ProGD assume a vanguarda do processo de criação de políticas e ações de fomento à expansão da GD. Dentre essas ações, destacam-se os estímulos fiscais adotados, como a isenção de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e Programa de Integração Social (PIS)/ Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins), redução do imposto de importação sobre os bens destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica e recurso e taxas diferenciados, promovidos pelo BNDES, para projetos de eficiência energética em locais públicos que contassem com geração distribuída (BRASIL, 2015; SILVA et al., 2024).

Com o lançamento do ProGD e o acompanhamento da implementação da REN nº 482/2012, a ANEEL percebeu a necessidade de melhorias em alguns pontos. Dessa forma, a agência promoveu a AP nº 26/2015, revisando a REN nº 517/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 PRODIST. Como consequência dessa revisão, foi publicada a REN nº 687/2015, com novas diretrizes voltadas para a redução de custos e tempo de conexão dos sistemas de GD, compatibilizar o sistema de compensação de energia com o exposto na REN nº 414/2010, ampliação do público-alvo e maior detalhamento e clareza nas informações apresentadas nas faturas de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

No artigo segundo da REN nº 687/2015, novas definições foram estabelecidas para microgeração, minigeração e sistema de compensação:

- I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- II - minigeração distribuída: 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, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, p. 1).

Esse Sistema de Compensação de Energia Elétrica, citado na definição III, permite que o excedente de energia gerado pela unidade consumidora seja "armazenado" na rede da

distribuidora. Para a resolução, o excedente é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto no caso de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, onde o excedente é igual à energia injetada. Quando o excedente é maior do que o consumo, o consumidor recebe créditos de energia (kWh), que podem ser usados para abater o consumo nas faturas dos meses seguintes. Nesta nova resolução, os créditos expiram em até 60 meses após o faturamento, e, caso não sejam utilizados, são revertidos em benefício da modicidade tarifária, sem possibilidade de compensação posterior pelo consumidor. Outra modificação relevante trazida pela REN nº 687/2015 foi a redução do tempo de resposta das concessionárias, estipulando que o prazo para análise e resposta a solicitações de acesso deveria passar de 82 para 34 dias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

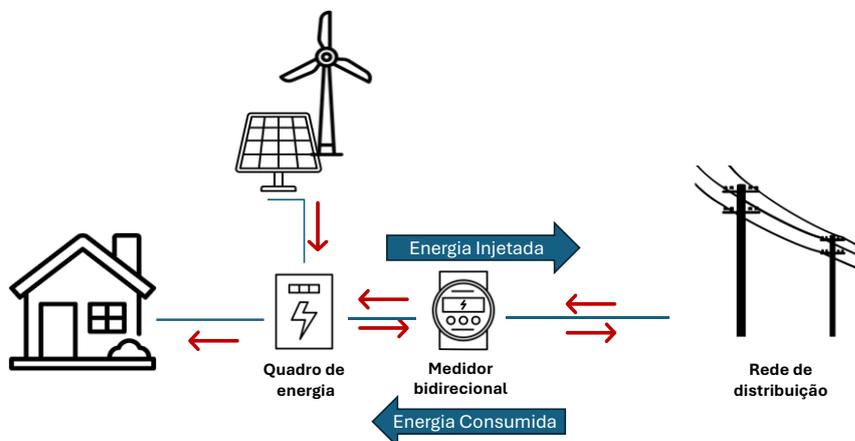
A REN nº 687/2015 também permite que o consumidor utilize os créditos gerados em outras unidades consumidoras, desde que dentro da mesma área de concessão da distribuidora, caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou pertencentes a condomínios. Essas definições estão presentes no artigo segundo da resolução:

- VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;
- VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, p. 2).

No sistema de compensação, quando a geração de energia não é suficiente para o consumo, a rede de distribuição supre a diferença, aplicando os créditos ou cobrando pela diferença, caso não haja créditos disponíveis. É importante enfatizar que para os consumidores do Grupo B (baixa tensão), mesmo com excedente de geração, a fatura não será nula, uma vez que estes devem pagar pelo custo de disponibilidade. Este custo é equivalente a 30 kWh para unidades monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas. Já os consumidores do

Grupo A (alta tensão) pagam pela demanda contratada. A Figura 2.21 ilustra o sistema de compensação.

Figura 2.21 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica



Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Além disso, a resolução mantém a exclusão dos consumidores livres ou especiais ao sistema de compensação de energia elétrica.

Os consumidores que possuem micro ou minigeração distribuída recebem uma fatura de energia com informações conforme a REN nº 414/2010, posteriormente revogada e substituída pela REN nº 1.000/2021, e com informações adicionais que foram definidas pela REN nº 687/2015, tais como saldo de créditos em kWh, créditos expirados no ciclo, energia consumida e injetada, histórico dos últimos 12 ciclos de faturamento, entre outros (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Dois anos depois das atualizações anteriores, em outubro de 2017, foi aprovada a REN nº 786/2017, que modificou novamente os limites de potência instalada, focando desta vez exclusivamente na minigeração. A principal mudança foi a remoção da distinção de limite para fontes hídricas, passando a definir a minigeração como sistemas com potência superior a 75 kW e até 5 MW, tanto para cogeração qualificada quanto para outras fontes renováveis. Essa alteração permitiu que empreendimentos hidrelétricos de menor porte também se beneficiassem do sistema de compensação e das isenções voltadas à geração distribuída (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017b).

Em 2015, o cenário da GD no Brasil contava com 1.816 conexões, totalizando 21.892 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a). Após a publicação da REN nº 687, o crescimento se acelerou de forma significativa. Entre novembro de 2015 e dezembro de 2018, mais de 56.000 unidades geradoras foram instaladas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a).

## 2.4.2 Consulta Pública nº 025/2019 – Revisão das regras aplicáveis à MMGD

As sucessivas revisões nas resoluções trouxeram mudanças que incentivaram fortemente a expansão da GD, culminando em um expressivo crescimento, conforme mostrado na Tabela 2-14. Esse aumento está diretamente relacionado aos benefícios oferecidos pelo sistema de compensação de energia elétrica, assim como às isenções fiscais (PERIM, 2023). Vale destacar que, embora a regulamentação abranja diferentes fontes de energia renovável, os sistemas fotovoltaicos dominam o mercado, representando 99% da quantidade total (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a).

Tabela 2-14 – Evolução da Geração Distribuída – 2012 a 2023

Ano	Quantidade de Usinas MMGD	Unidades Consumidoras Beneficiadas	Potência Instalada (kW)
2012	13	17	678
2013	61	78	2.013
2014	349	398	4.736
2015	1.816	3.508	21.892
2016	8.291	10.990	85.353
2017	21.769	40.136	241.211
2018	57.901	100.788	682.915
2019	181.074	271.899	2.305.422
2020	407.421	658.148	5.310.860
2021	863.803	1.312.118	10.039.748
2022	1.666.229	2.508.051	18.215.970
2023	2.352.652	3.459.039	26.599.964

Fonte:.(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a)

Em 2019, a ANEEL iniciou a CP nº 025/2019 como resposta ao rápido crescimento da GD, que superou as expectativas iniciais. A expansão trouxe à tona preocupações sobre possíveis impactos técnicos no sistema e o desequilíbrio na alocação de riscos e custos no mercado de energia elétrica (LOMBARDI, 2023). Cabe ressaltar que a ANEEL já havia proposto uma série de ferramentas para debater este tema, como a CP nº 10/2018 e a AP nº 01/2019, dentro do Processo nº: 48500.004924/2010-51, vindo a concluir e propor uma minuta de aprimoramento com a CP nº 2025/2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a). Assim, a ANEEL buscou sugestões e dados adicionais para reformular as regras aplicáveis à MMGD e modificar a REN n.º 482/2012, especialmente o sistema de compensação de energia (*net metering*) e a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018b, 2019). O principal foco da proposta foi a retirada gradual dos incentivos criados pela REN n.º 482/2012, com a intenção de ajustar os

encargos pagos pelos prosumidores pelo uso da rede de distribuição. Essa proposta gerou debates e polêmicas entre os diversos agentes do setor, provocando uma mobilização que pode ser observada pelo número de contribuições recebidas pela ANEEL nesse processo, conforme mostrado na Tabela 2-15 e na Figura 2.22.

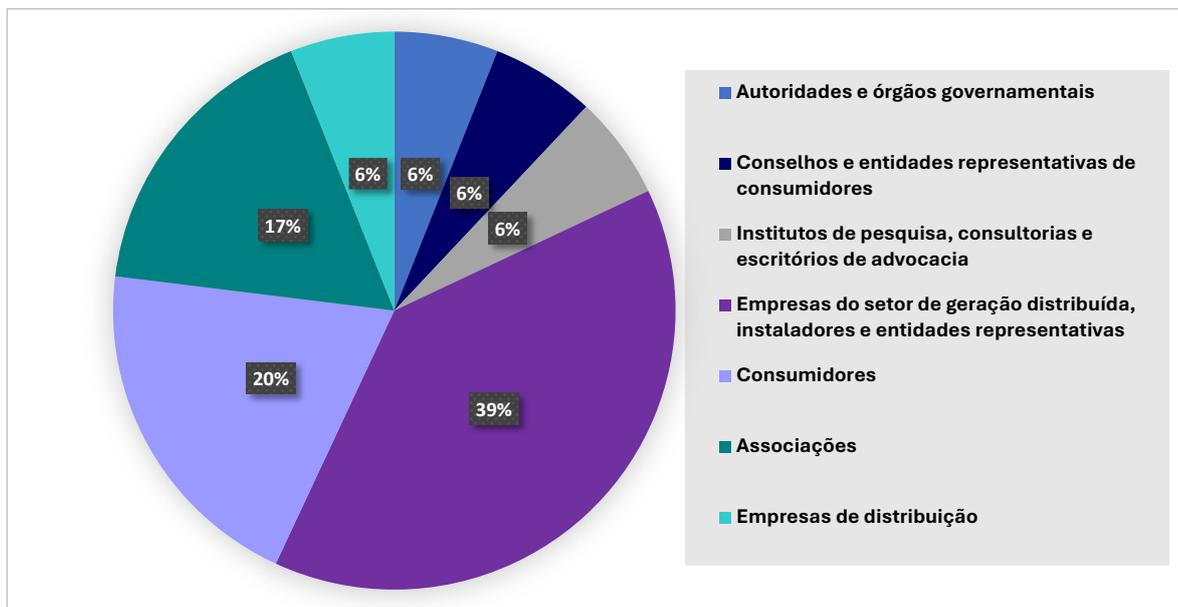
Em meio à CP, a ANEEL reconheceu que as economias de escala, advindas da evolução tecnológica e da concorrência entre fornecedores, justificavam a revisão dos incentivos à GD. Dado o crescimento acelerado da GD, esperavam-se repercussões na tarifa dos consumidores, na forma de aumentos tarifários, uma vez que a receita das distribuidoras para cobrir os custos operacionais e de investimento reconhecidos é garantida pela regulação brasileira. Conseqüentemente, quando um consumidor paga menos ao implementar um sistema de GD, outro consumidor tem que pagar mais, criando, em última instância, subsídios cruzados entre os consumidores. Entretanto, os detalhes da discussão sobre subsídios cruzados, despertam um interesse mais limitado, uma vez que (i) a receita das distribuidoras é assegurada por meio de processos regulatórios, como mencionado anteriormente, evitando perdas significativas (a menos que ocorra um cenário extremo de "espiral da morte"), e (ii) os atores ligados à GD exercem grande influência no Brasil, ao contrário dos consumidores mais afetados pelo crescimento descontrolado da GD, que muitas vezes pertencem à baixa renda. Dessa forma, a questão dos subsídios cruzados entre consumidores, inserida na formulação original dos incentivos à expansão da GD, não costuma ocupar o centro das discussões. É crucial que os agentes envolvidos promovam diálogos mais frequentes, reforçando que a GD em si não é o problema, mas sim a necessidade de um arcabouço regulatório justo e equilibrado que minimize a criação de subsídios cruzados (AMARAL; BÜTTENBENDER; THESING, 2024; SILVA et al., 2024; SOARES; BARRETO, 2022).

Tabela 2-15 – Dados Gerais Sobre as Contribuições Recebidas CP nº 25/2019

<b>Período de Contribuições</b>	<b>17/10/2019 a 30/12/2019</b>				
<b>Total de Participantes</b>	163				
<b>Total de Contribuições Contabilizadas</b>	Aceitas	Parcialmente Aceitas	Não Aceitas	Não Se Aplicam	Total
	88	216	564	35	903
	10%	24%	62%	4%	100%

Fonte:(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

Figura 2.22 – Participação CP nº 25/2019



Fonte:(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

A revisão do SCEE trouxe, entre outras mudanças, a proposta de que a valoração da energia injetada por sistemas de MMGD não seria mais baseada na tarifa completa, como ocorria anteriormente. A Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 003/2019 apresentou seis alternativas, conforme ilustrado na Figura 3.

Em resumo, a Alternativa 0 corresponde ao modelo de *Net Metering*, no qual a energia injetada é valorizada por todos os componentes da tarifa, que era o modelo vigente. Esse modelo de valoração segundo o EPE,

“...traz desequilíbrios na remuneração dos custos das distribuidoras. O gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as parcelas variável (energia) e fixa (“fio”) da tarifa, embora não reduza os dois custos. O agente conectado, continua demandando a infraestrutura das redes de distribuição e transmissão, logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores, através de aumentos na tarifa (Eid et al., 2014). Portanto, se verifica a existência de um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018, p. 4)”

Nas Alternativas 1 a 5, há uma remoção progressiva de partes da tarifa consideradas para a valoração, conforme descrito:

Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE);

Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

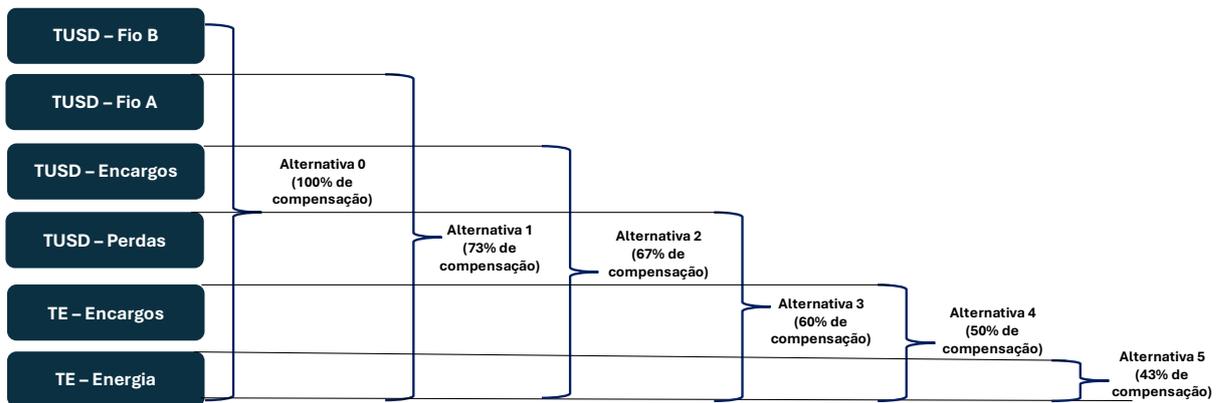
Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.

Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.

Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019, p. 22).

Na Alternativa 5, a energia injetada seria valorada apenas pelo componente de energia, o que significa tratá-la da mesma forma que outros consumidores. A ANEEL concluiu que a Alternativa 5 seria a mais apropriada para garantir a correta cobrança pelos custos de uso da rede por micro e minigeradores. A Figura 2.23 exhibe, de forma gráfica, as componentes que incidiriam somente sobre a diferença entre consumo e geração de acordo com as diferentes alternativas propostas.

Figura 2.23 – Componentes Tarifárias Consideradas Por Alternativa



Fonte:(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019; SILVA et al., 2024).

Ambientalistas e representantes da indústria solar criticaram as regras propostas, argumentando que isso desincentivaria o uso de fontes renováveis e dificultaria a disseminação da tecnologia. Por outro lado, distribuidoras de energia e representantes de consumidores defenderam a necessidade de ajustar o sistema devido aos custos que recaem sobre outros agentes do setor, o que resulta em aumentos tarifários (SOARES; BARRETO, 2022).

O desacordo sobre as propostas culminou em uma disputa pelo controle da agenda de políticas públicas entre várias entidades do setor elétrico, como o Ministério Público, ANEEL, Congresso Nacional, organizações sociais, o Tribunal de Contas da União (TCU) e até a Presidência da República (SOARES; BARRETO, 2022).

O Ministério Público (MP) abriu um Procedimento Administrativo para monitorar o processo de revisão da ANEEL, alegando a necessidade de fiscalizar a regularidade da CP nº 25/2019. No fim, o MP se opôs às mudanças sugeridas pela ANEEL e apoiou a manutenção das regras da REN nº 482/2012, pedindo a suspensão da consulta. O MP também solicitou ao TCU esclarecimentos, alegando que a ANEEL estava comprometendo a segurança jurídica do processo com suas propostas (SILVA et al., 2024).

Nesse contexto de intensas pressões políticas, o Tribunal de Contas da União emitiu o Acórdão nº 1.530/2019, recomendando que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definisse diretrizes nacionais para a MMGD (BRASIL, 2019a).

Em dezembro de 2020, o CNPE publicou novas diretrizes para políticas públicas voltadas à MMGD, através da Resolução nº 15/2020, estabelecendo cinco pilares (BRASIL, 2020):

- I - Acesso não discriminatório do consumidor às redes das distribuidoras para fins de conexão de Geração Distribuída;
- II - Segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem Geração Distribuída;
- III - Alocação dos custos de uso da rede e dos encargos previstos na legislação do Setor Elétrico, considerando os benefícios da Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD;
- IV - Transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública, com definição de agenda e prazos de revisão das regras para a Geração Distribuída;
- V - Gradualidade na transição das regras, com estabelecimento de estágios intermediários para o aprimoramento das regras para Microgeração e Minigeração Distribuída – MMGD (BRASIL, 2020, p. 1).

### **2.4.3 Lei nº 14.300 de 2022 – Marco Legal da GD**

As diversas consultas públicas, debates e revisões da REN nº 482 reforçam a relevância do tema e a necessidade constante de adaptar as regulamentações à realidade do sistema elétrico brasileiro. Após uma década da primeira regulamentação e com o crescimento da GD no país, intensos debates públicos e a não aprovação da CP nº 025/2019, surge à urgência de um marco regulatório mais sólido, legitimado pelo Congresso Nacional. Assim, foi apresentado ao Congresso através do Projeto de Lei nº 5829/2019, a proposta para o Marco Legal da Geração Distribuída. O deputado Lafayette de Andrada, relator do projeto, conduziu discussões, revisões e emendas do Senado Federal ao longo de dois anos, resultando na aprovação da Lei 14.300 em 2021, sancionada em 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022a).

No texto da Lei nº 14.300/2022, a definição do sistema de compensação de energia permanece a mesma da REN nº 482/2012, enquanto os limites de potência instalada foram ajustados novamente, introduzindo os conceitos de fontes despacháveis e não despacháveis. A

microgeração foi limitada a uma potência de até 75 kW, enquanto a minigeração é superior a 75 kW, sendo limitada a 5 MW para fontes despacháveis e 3 MW para não despacháveis. A Lei também trouxe uma série de inovações, incluindo a primeira menção a sistemas de GD híbridos ou com armazenamento, a unificação de titularidade que viabiliza modelos de negócio de geração compartilhada e a cobrança da garantia de fiel cumprimento dos projetos de minigeração (BRASIL, 2022a; LOMBARDI, 2023).

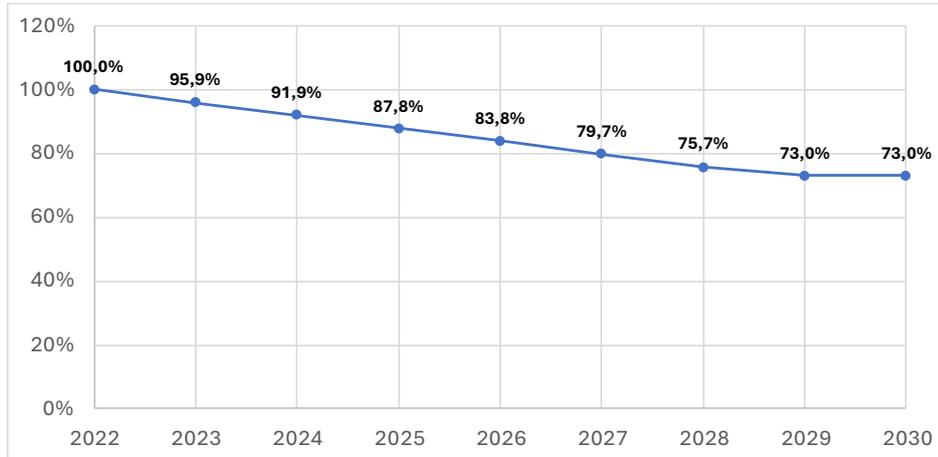
A alteração mais relevante e discutida se dá pela nova regra criada referente ao SCEE para os novos acessantes à rede com GD. A transição para a nova regra é determinada mediante a data de solicitação de acesso e a modalidade de compensação. Um ponto crucial dessa mudança é a definição dos direitos adquiridos: todos os prosumidores existentes e aqueles que solicitassem o acesso dentro de 12 meses após a publicação da Lei continuarão a seguir as regras anteriores, conforme a REN nº 482/2012, até dezembro de 2045. Para os acessantes que fizerem pedidos após esse período estarão sujeitos a uma regra de transição que poderá durar até 2030. Projetos conectados entre janeiro e julho de 2023 terão uma transição até 31 de dezembro de 2030, enquanto as unidades conectadas após 18 meses da aprovação da Lei encerram a transição em 31 de dezembro de 2028 (BRASIL, 2022a). Assim, houve uma corrida para implementar sistemas de GD no final de 2022, permitindo que os consumidores se beneficiassem das antigas regras de compensação.

A lei estabelece uma transição gradual para o novo sistema de tributação, com o aumento do percentual das componentes tarifárias relativas à TUSD Fio B a cada ano (BRASIL, 2022a):

- 15%, a partir de 2023;
- 30%, a partir de 2024;
- 45%, a partir de 2025;
- 60%, a partir de 2026;
- 75%, a partir de 2027;
- 90%, a partir de 2028.

Em vez da compensação total de 100% pela eletricidade injetada na rede, conforme a REN 482/2012 (*net metering*), a compensação será reduzida para aproximadamente 73%, considerando valores médios para o país inteiro. A compensação pode variar um pouco dependendo da área de concessão (COSTA et al., 2022; SILVA et al., 2024). A Figura 2.24 ilustra essa regressão.

Figura 2.24 – Compensação introduzida pela Lei 14.300/2022



Fonte: (SILVA et al., 2024).

Para definição da regra a ser seguida após o período de transição, estipulou-se que, após a publicação da Lei 14.300, o CNPE teria até 6 meses para publicar diretrizes para avaliar os custos e benefícios da MMGD, enquanto a ANEEL teria até 18 meses para desenvolver os cálculos necessários para a valoração dos benefícios. Esses resultados, juntamente com as alíquotas, devem considerar todos os benefícios proporcionados ao sistema elétrico pela MMGD. Ou seja, a energia compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE será faturada pela incidência de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, abatidos os benefícios que são propiciados ao sistema elétrico pela GD. O prazo para o CNPE era 7 de julho de 2022, e para o cálculo da ANEEL, 7 de julho de 2023. Contudo, em dezembro de 2023, ambos os processos estavam paralisados, provavelmente devido a críticas e contrapontos levantados por diversos *stakeholders* sobre o texto da lei e à complexidade dos estudos necessários para analisar os impactos da GD no sistema elétrico, na economia, na sociedade e no meio ambiente. O CNPE publicou as diretrizes apenas em maio de 2024, conforme será detalhado na seção 2.4.4. Entretanto, no calendário de atividade regulatória da ANEEL, a atividade de estabelecimento da metodologia para este cálculo (código AR24-12) está com o status de planejada para o segundo semestre de 2026 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024b).

A Lei 14.300 foi criada para superar dois principais impactos negativos da antiga REN nº 482: (i) o subsídio cruzado dos consumidores para os prossumidores, onde os consumidores acabam financiando os custos da rede que os prossumidores evitam pagar, e (ii) a "espiral da morte", termo usado para descrever a condição na qual a concessionária perde continuamente uma parcela significativa do mercado a ponto de a GD aumentar sua participação. Esse processo pode ocorrer em um cenário de crescimento massivo da GD, elevando as tarifas para

consumidores convencionais a níveis insustentáveis, levando potencialmente à falência da concessionária, através, por exemplo, de um descontrole da inadimplência/não pagamento ou da queda drástica de demanda (AMARAL; BÜTTENBENDER; THESING, 2024; LOMBARDI, 2023).

Do ponto de vista puramente técnico-econômico, conforme estudos diversos (IGLESIAS; VILAÇA, 2022), a Lei atinge parcialmente esse objetivo, já que a viabilidade econômica da GD tende a diminuir com o aumento do valor pago no sistema de compensação, reduzindo a atratividade do investimento e o número de conexões, além do impacto econômico sobre as concessionárias. Idealmente, a GD não deveria causar aumentos tarifários se a regulamentação fosse adequada. No entanto, a Lei 14.300 trouxe uma diminuição nos subsídios cruzados a favor dos consumidores que investem em GD em comparação ao *net metering*. A rentabilidade da GD no Brasil é favorável, devido às altas tarifas e à radiação solar, permitindo que investidores absorvam uma redução razoável nos incentivos, evitando retornos excessivos e um crescimento descontrolado da GD.

Dessa forma, descrevendo de maneira simplista, é evidente que a REN nº 482 tende a favorecer mais os interesses dos investidores em GD. Em contrapartida, para as concessionárias, o esquema de compensação da Lei 14.300 representa uma opção mais vantajosa, com menores perdas de receita. Essa análise sugere que, apesar dos esforços e debates contínuos, a regulamentação tende a pender para um extremo. Na busca por uma metodologia simples que permita uma aplicação uniforme em todo o Brasil, há uma tendência de desconsiderar variáveis importantes ao contexto da GD.

Há um consenso sobre a necessidade de mudanças regulatórias no Brasil para evitar aumentos tarifários resultantes da integração massiva da GD. Do mesmo modo, é amplamente reconhecido que uma lei, sendo um instrumento juridicamente superior a uma resolução, oferece um arcabouço legal e regulatório mais robusto, garantindo maior segurança jurídica, estabilidade e previsibilidade de mercado. Contudo, como as leis podem ser relativamente gerais e não detalharem muitos aspectos, vários artigos podem necessitar de resoluções complementares para regulamentação (PERIM, 2023). Esses pontos levantam críticas válidas à aplicação da Lei nº 14.300, que parece prematura, dado que vários prazos estipulados pela lei foram violados e adiados sem a devida transparência, comprometendo a segurança jurídica almejada. Além disso, a redação da lei tem se mostrado ambígua, gerando preocupações no setor quanto a um aumento de disputas judiciais devido a interpretações diversas da ANEEL e outros agentes (ROCKMANN, 2023a, 2023b).

O desenvolvimento de um marco legal para a MMGD no Brasil era inevitável, mas sua implementação pode ter sido antecipada, uma vez que a GD ainda estava proporcionalmente subdesenvolvida (cerca de 5% da capacidade instalada quando a lei foi processada) (Costa et al., 2022b). As novas regras indicam uma direção promissora para o desenvolvimento equilibrado de fontes e mercados de GD no Brasil. Contudo, a metodologia de cálculo final ainda não foi divulgada, o que gera lacunas nas variáveis consideradas, demandando mais estudos sobre o tema.

#### **2.4.4 Consulta Pública 129/2022 e Resolução nº 2/2024 do CNPE**

Com a publicação da Lei 14.300 ficou definido, através do § 2º, do art. 17, que é competência do CNPE definir as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da geração distribuída, ouvindo a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico (BRASIL, 2022a).

Levando-se em conta a estrutura do setor elétrico brasileiro, conforme já apresentado neste trabalho, é facilmente compreensível por que o CNPE foi eleito para a formulação e a publicação dessa resolução, pois é atribuição específica do CNPE fixar as políticas e diretrizes para o setor de energia. Importante ressaltar que a Lei nº 9.478/1997, no seu art. 2º, define as competências do CNPE, dentre elas a de "estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas" (PERIM, 2023).

Visando atender ao disposto da Lei 14.300, o CNPE abriu a CP nº 129/2022, através da Portaria nº 655/2022, de forma a coletar contribuições para a elaboração da Proposta Conceitual das Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2022a). A CP ficou aberta de 23/06/2022 até 15/07/2022, e coletou 32 contribuições do setor elétrico e de organizações da sociedade civil, entre elas Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), ABRACEEL, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)(BRASIL, 2022b) . A partir da publicação da Lei 14.300, em janeiro de 2022, o CNPE tinha 6 meses para realizar a publicação do documento com as diretrizes, e a partir desta publicação, a ANEEL teria 18 meses para apresentar a definição do cálculo da remuneração da energia injetada na rede a partir de 2029 (BRASIL, 2022a). Entretanto, o prazo estabelecido pela legislação não foi cumprido. Com um atraso de quase 2 anos, em maio de 2024, foi publicada a Resolução nº 2/2024 (CANAL ENERGIA,

2024) que estabelece 12 diretrizes pelo CNPE em relação à valoração dos custos e dos benefícios da MMGD:

- I - considerar os efeitos relativos à redução ou expansão da rede de distribuição; da rede de transmissão; da geração centralizada no aspecto de potência; e dos serviços ancilares de que trata o § 10do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, observado o inciso VIII deste artigo e a não duplicidade de benefícios, tendo em vista a condição disposta no art. 23 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
- II - considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão e de distribuição, bem como efeitos relacionados aos custos operacionais das distribuidoras;
- III - considerar os efeitos relativos às perdas técnicas nas redes elétricas de transmissão e de distribuição e à qualidade do suprimento de energia elétrica aos consumidores;
- IV - considerar os efeitos à operação do sistema elétrico e aos encargos setoriais;
- V - considerar os efeitos locacionais na rede de distribuição e na rede de transmissão, decorrentes da localização do ponto de conexão da unidade consumidora com MMGD, observadas as especificidades técnicas das redes de distribuição de cada distribuidora, garantindo os aspectos de reprodutibilidade e transparência previstos nos incisos XI e XII;
- VI - considerar os efeitos relativos à simultaneidade, sazonalidade e ao horário de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia;
- VII - contemplar eventuais diferenças de efeitos entre a geração próxima à carga e a geração remota;
- VIII - considerar as eventuais diferenças de efeitos entre sistemas de geração despacháveis e não despacháveis de MMGD;
- IX - considerar os efeitos de exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das distribuidoras em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD;
- X - garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios, inclusive quanto aos custos e benefícios que já são contemplados no Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
- XI - primar pela eficiência, simplicidade, clareza, economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias, garantindo o atendimento à determinação do § 3º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 2022; e
- XII - garantir transparência e publicidade do processo, metodologia, custos e benefícios sistêmicos da MMGD, inclusive as bases de dados utilizados e memoriais de cálculo realizados (BRASIL, 2024b, p. 1).

O despacho ainda reforça que a ANEEL deve considerar os custos e benefícios, mas “a soma de valores não pode resultar em abatimentos no faturamento superiores à soma de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia”, delimitando que o foco das diretrizes é a componente energia e não as demais. Além disso, o CNPE estabelece que a ANEEL deverá realizar a revisão periódica das normas e procedimentos relativos aos custos e benefícios da MMGD (BRASIL, 2024b).

A Lei nº 14.300 e a Resolução CNPE nº 2/2024 agregam para a interpretação de um provável cenário regulatório para a MMGD no Brasil a partir de 2029. Todavia, ainda há muitas incertezas quanto ao impacto na remuneração da energia injetada a partir deste período, e ainda que pareça um futuro distante, sua definição deve influenciar os investimentos ao longo da década, pois afeta o fluxo de caixa desses empreendimentos (EMPRESA DE PESQUISA

ENERGÉTICA, 2024b). Logo, seria essencial que este fluxo de tratativas para a definição da metodologia não ficasse estagnado. Pelo atual calendário regulatório, esta pauta só deve ser retomada no segundo semestre de 2026 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024b).

## **2.5 Gestão e Sustentabilidade Energética em Prédios Públicos**

A gestão energética em prédios públicos tem se tornado uma das prioridades nas políticas de sustentabilidade, com foco na eficiência do consumo e na redução de impactos ambientais. Além de contribuir para a preservação dos recursos naturais, uma gestão eficiente de energia pode reduzir consideravelmente os custos operacionais dos órgãos públicos. A crescente preocupação com o aumento dos gastos públicos com energia elétrica reflete a necessidade urgente de adotar práticas sustentáveis e tecnologias inovadoras para melhorar o uso da energia nesses espaços (SILVA, 2021b).

Os gastos com energia elétrica em prédios públicos têm crescido significativamente ao longo do tempo. Nos últimos quatro anos, o governo brasileiro gastou cerca de R\$ 7 bilhões com energia elétrica. Esse número evidencia o impacto financeiro do consumo energético nas finanças públicas (CONTROLADORIA-GERAL DA UNIÃO, 2024). Em especial, as universidades federais e institutos de ensino, que são grandes consumidores de energia, poderiam ser mais eficientes na gestão de seus recursos energéticos.

A sustentabilidade energética nos prédios públicos pode ser promovida com a adoção de tecnologias como sistemas fotovoltaicos, que têm se mostrado soluções eficazes para a geração de energia limpa e a redução dos custos com eletricidade. A GD de energia elétrica tem ganhado destaque nos últimos anos, especialmente com os incentivos governamentais promovidos, conforme já abordado na seção 2.4.

Apesar dos avanços, a adesão dos prédios públicos à geração fotovoltaica ainda é tímida. Até 2024, a capacidade instalada de sistemas solares em prédios públicos no Brasil é de 386.255,34 kWp, distribuídos em cerca de 8.000 GDs, um valor insignificante quando comparado aos mais de 16,8 milhões de kWp em mais de 3 milhões GDs instaladas somente na classe residencial (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a). O governo tem adotado algumas medidas, como a instalação de sistemas fotovoltaicos em unidades da administração pública, mas a participação do setor público nesse mercado é ainda muito pequena, o que sugere a necessidade de uma estratégia mais robusta de investimentos em energias renováveis.

O uso de sistemas fotovoltaicos em prédios públicos pode trazer benefícios não apenas financeiros, ao reduzir os custos com energia elétrica, mas também educacionais. Universidades e instituições federais, ao implementarem esses sistemas, poderiam servir como “laboratórios vivos”, onde os alunos poderiam aprender sobre as tecnologias de geração solar e desenvolver suas próprias pesquisas no campo da sustentabilidade energética. Além disso, os sistemas fotovoltaicos poderiam contribuir para o treinamento de profissionais especializados, capacitando futuros engenheiros e gestores para a implementação de soluções sustentáveis no setor energético (SILVA, 2021b).

A instalação de sistemas fotovoltaicos também pode ter um impacto significativo na redução de custos para o governo. Estima-se que, com a adoção generalizada desses sistemas, seria possível uma significativa diminuição dos gastos com eletricidade nos prédios públicos. A implementação dessas tecnologias poderia ser acompanhada de uma maior conscientização dos servidores e cidadãos, incentivando práticas de consumo responsável e mais eficientes (SILVA, 2021b).

Em conclusão, a gestão energética e a sustentabilidade nos prédios públicos são questões centrais para a administração pública, não apenas do ponto de vista econômico, mas também ambiental. A adoção de soluções tecnológicas, como os sistemas fotovoltaicos, a melhoria na gestão do consumo e a conscientização dos usuários podem resultar em uma considerável redução dos gastos públicos com energia, além de promover o desenvolvimento de uma cultura de sustentabilidade. Para que esses benefícios se concretizem, é necessário que o governo adote políticas mais eficazes de incentivo à GD, promovendo um uso mais racional e eficiente dos recursos energéticos (SILVA, 2021b).

## **2.6 Considerações Finais**

Este capítulo apresentou os principais assuntos relevantes para o estudo de caso que será abordado posteriormente. Explorou-se definições conceituais e técnicas sobre tecnologias relacionadas a geração distribuída e a estrutura do setor elétrico brasileiro.

Por fim, foi apresentado um histórico com os principais marcos do processo de regulamentação de geradores distribuídos no Brasil, culminando na Lei 14.300, de 2022, que sanciona o Marco Legal da MMDG.

A revisão das regras de compensação de energia para consumidores com geração distribuída revelou a relevância do tema, mobilizando uma série de agentes do setor e demonstrando o peso significativo que o setor produtivo pode exercer na formulação de

políticas. A proposta inicial da ANEEL gerou debates intensos, sublinhando a importância da participação pública e de múltiplos agentes na definição das diretrizes energéticas elétricas. Órgãos reguladores, como a ANEEL, têm um papel vital ao supervisionar o setor elétrico, moldando o rumo das discussões por meio de suas decisões. No entanto, o longo processo que resultou na Lei nº 14.300/2022, somado à ausência de diretrizes claras e à fragilidade política do executivo central nesse campo, levou a um debate extenso e disperso (PERIM, 2023).

Avaliar políticas públicas é crucial para compreender os efeitos das ações governamentais. Por conseguinte, o marco legal da MMGD representa uma busca de equilíbrio, possibilitando o avanço da GD sem impactar demasiadamente a estrutura técnica da distribuição e a tarifa dos demais consumidores. Entretanto, considerando a complexidade que permeia esta temática no Brasil e os diferentes interesses dos agentes do setor, ainda são necessários muitos estudos e discussões para aprimoramento da regulamentação brasileira. O tema central neste momento é a definição da metodologia de cálculo que deverá considerar a valoração dos custos e benefícios da GD. O estudo de caso dessa dissertação busca contribuir para essa discussão, e a próxima seção apresenta os softwares que auxiliarão neste processo.

## 3 Simulações

### 3.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, são apresentadas as ferramentas utilizadas para análise técnica. É introduzido o programa de simulação utilizado neste projeto, o OpenDSS, na versão 9.8.0.1 e o *Spyder* em sua versão 5.4.3 para escrita de código em Python. Os modelos de elementos básicos do sistema de distribuição e dos geradores fotovoltaicos utilizados para a simulação são descritos. O *software* QGIS é brevemente comentado, visto sua relevante utilização para visualização georreferenciada e produção de imagens deste trabalho.

### 3.2 Análise Técnica: Softwares de Simulação

#### 3.2.1 OpenDSS e Python

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um programa livre, com uma licença de código aberto, que foi adquirido e aprimorado pela empresa norte americana *Electric Power Research Institute* (EPRI) com a finalidade de modelar tecnologias de distribuição, recursos, ativos e controles tradicionais e avançados. Este *software* é capaz de analisar diferentes topologias de rede, inclusive sistemas com alto grau de modernização e com integração de recursos energéticos distribuídos (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2020). Dessa forma, o OpenDSS vem se tornando uma ferramenta relevante para estudos relacionados às novas demandas de redes inteligentes e com elevado número de conexões de GDs (SILVA, 2021a).

O OpenDSS possui uma linguagem de programação própria, sendo possível a entrada de dados do sistema e comandos para a simulação, em arquivos no formato “. DSS”. Neste formato, a implementação do software se dá por uma versão autônoma, com uma interface de usuário para execução dos circuitos, resolução das simulações e exibição de resultados, conforme interface apresentada na Figura 3.1. Todavia, também é possível a execução do fluxo de potência no OpenDSS através de um servidor *Component Object Model* (COM) que permite o controle por diversas aplicações como *MATrix LABORatory* (MATLAB), programas em linguagem C++, C#, Python, *Visual Basic for Applications* (VBA) etc.(SEXAUER; RADATZ; ROCHA, 2016). A interface C# via COM é a utilizada no *software* ProgGeoPerdas, desenvolvido pela ANEEL para o cálculo de perdas técnicas regulatórios das concessionárias. Outra possibilidade bastante aplicada é a utilização de interfaces multiplataforma (Windows, Linux, macOS), multiambiente (Python, MATLAB, C/C++, C#/.NET) e multiarquitetura (Intel x86, Intel x64, ARM32, ARM64) que aprimoram o desempenho computacional no DSS,

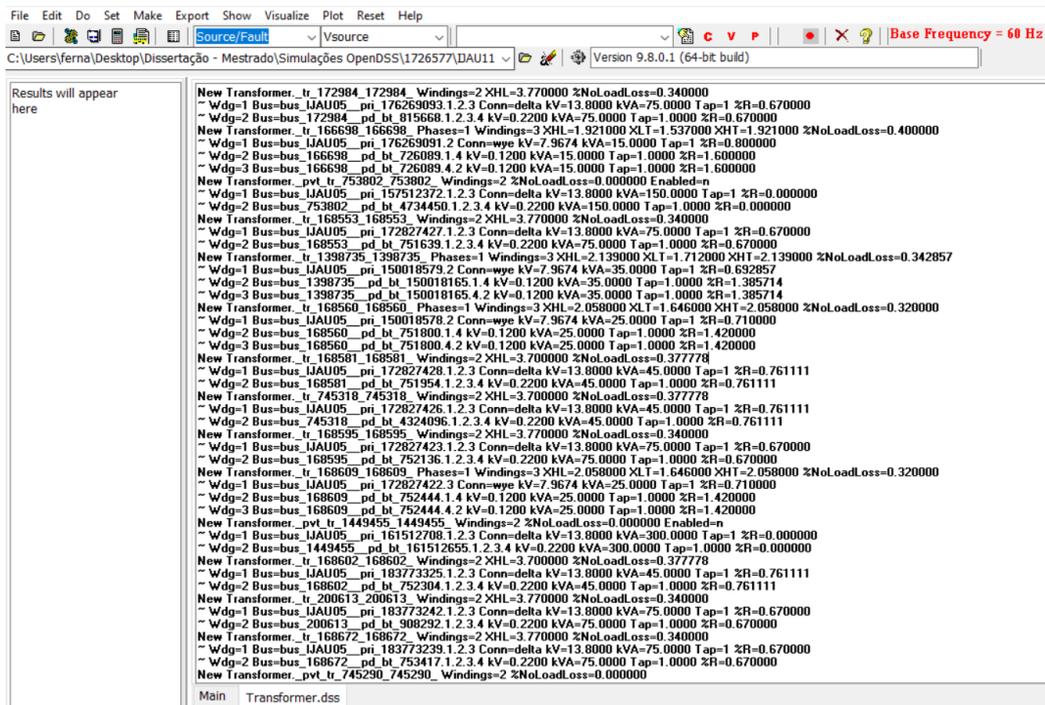
agregando maior eficiência de código, como é o caso do *DSS Extensions*, que foi utilizado neste trabalho (BONADIA, 2021; FREITAS, 2022). Esse aprimoramento já é objeto de estudo da ANEEL, que abriu em julho de 2022 uma tomada de subsídios para debater a apuração de perdas técnicas regulatórias e teve o *DSS Extensions* como tema de contribuição e discussão através das respostas das concessionárias CPFL e Cemig (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022a; FREITAS, 2022; GRUPO CPFL ENERGIA, 2022).

O *Spyder* é um ambiente de desenvolvimento integrado, do inglês *Integrated Development Environment* (IDE) utilizado em programação de computadores, especificamente para a linguagem *Python*. Já o *Python* é uma linguagem de programação de sintaxe simplificada e funcional utilizada em *data science*, *machine learning* e automação de *scripts*. Neste trabalho são elaborados *scripts* em *Python* utilizando o pacote *DSS-Python* para *Windows*, que compõe o *DSS-Extensions*, e possui licença aberta (MEIRA; KRISHNAMURTHY; DSS-EXTENSIONS CONTRIBUTORS, 2018).

O OpenDSS apresenta outros diferenciais como possibilidade de consideração de sistemas com seções trifásicas e monofásicas, flexibilidade nos modelos de carga e introdução de parâmetros desbalanceados. E ainda possui modos de simulação de fluxo de potência com variações temporais como o diário (*Daily Power Flow*) e anual (*Yearly Power Flow*). Também apresenta uma simulação de fluxo de potência instantânea (*Snapshot Power Flow*). Atualmente, o *software* realiza todos os tipos de análise no domínio da frequência como tensão em regime permanente, perdas totais, harmônicos e estudos de curtos-circuitos. Entretanto, não suporta simulações de transitórios eletromagnéticos (ANZANELLO JÚNIOR, 2016; PALUDO, 2014).

Neste trabalho serão utilizados o modo *Daily*, que realiza uma série de soluções baseando-se na curva diária de carga definida e o *Snapshot* (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2020). O passo de cada solução pode ser alterado, e o OpenDSS tem por padrão o passo de 1h, nas simulações será considerado o passo de 15 minutos, uma vez que essa é a definição de preenchimento da BDGD a ser cumprida pelas concessionárias na declaração das curvas típicas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

Figura 3.1 – Interface própria OpenDSS



Fonte: Autoria própria.

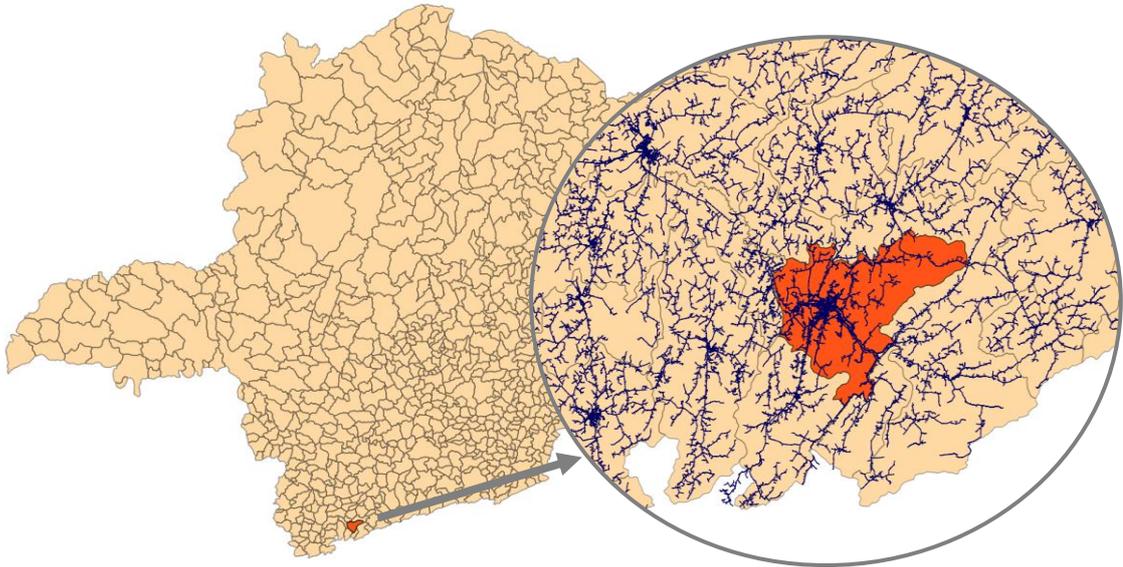
### 3.2.2 QGIS

As informações disponibilizadas na BDGD são o arcabouço desta dissertação e, conforme já discutido, algumas tabelas possuem dados georreferenciados que precisam ser lidos corretamente. Sendo assim, faz-se necessária a utilização de programas capazes de converter essas informações em visualizações gráficas e geoespaciais. Neste trabalho optou-se pelo *software Quantum GIS (QGIS)*.

O QGIS é um programa de código aberto e gratuito para processamento de dados geoespaciais através da aplicação do Sistema de Informações Geográficas (SIG), que utiliza dados vetoriais e matriciais (*rasters*). O *software* apresenta uma interface gráfica intuitiva com uma série de ferramentas para edição e visualização de informações georreferenciadas. Existem várias fontes disponíveis na internet para a aquisição de dados interessantes de serem analisados no QGIS (BORGES, 2023). O IBGE apresenta diversos arquivos georreferenciados com informações sobre o território nacional, entre eles a divisão territorial dos municípios e neste trabalho essa base é utilizada para a identificação das fronteiras municipais de Itajubá (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2022a). Além disso, são utilizadas as principais entidades geográficas da BDGD, como SSDBT, SSDMT, PONNOT, e as tabelas UCs. O *software* QGIS conta com inúmeras funcionalidades. Algumas delas, foram frequentemente utilizadas nesta dissertação, em especial para a produção das imagens

apresentadas da rede de distribuição de Itajubá, sendo que um exemplo da junção das informações fornecidas pelo IBGE com a BDGD é apresentado na Figura 3.2.

Figura 3.2 – QGIS: Divisão municipal de Minas Gerais e foco em Itajubá com a rede MT

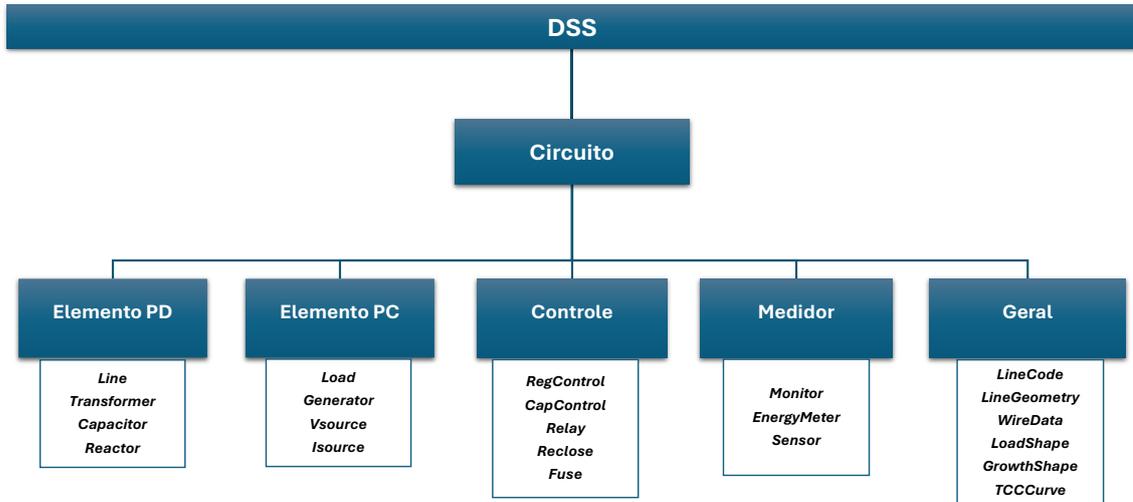


Fonte: Autoria própria.

### 3.3 Modelos e Elementos do Sistema – OpenDSS

Nesta seção serão apresentados os principais elementos utilizados na modelagem de um sistema elétrico de distribuição. Na estrutura do OpenDSS, Figura 3.3, os elementos podem ser divididos em: elementos de transporte de energia PD (*Power Delivery*), elementos de conversão de energia PC (*Power Converter*), elementos medidores e elementos gerais.

Figura 3.3 – Estrutura do OpenDSS



Fonte: Autoria própria.

Além disso, serão expostos os modelos correspondentes de cada elemento no OpenDSS, sinalizando os parâmetros que possuem declaração obrigatória para o correto cálculo do fluxo de potência pela interface.

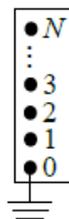
### 3.3.1 Modelos Básicos

O OpenDSS utiliza 4 categorias básicas de modelos para definição de sistemas elétricos: barras, terminais, transporte de energia e conversão de energia.

### 3.3.2 Barras

Uma barra no OpenDSS é um componente de circuito que abriga nós, conforme Figura 3.4. A barra apresenta como principal função conectar, aos seus nós, os terminais dos elementos elétricos do sistema. A barra considera as tensões nodais em relação ao seu nó 0, ou seja, este é o nó de referência e sua tensão é nula, mas este não é necessariamente o terra do circuito. Além disso, uma particularidade do OpenDSS é que as barras não são pré-definidas e vão sendo criadas conforme consequência da declaração de novos elementos elétricos (RADATZ, 2015).

Figura 3.4 – Barra com N nós

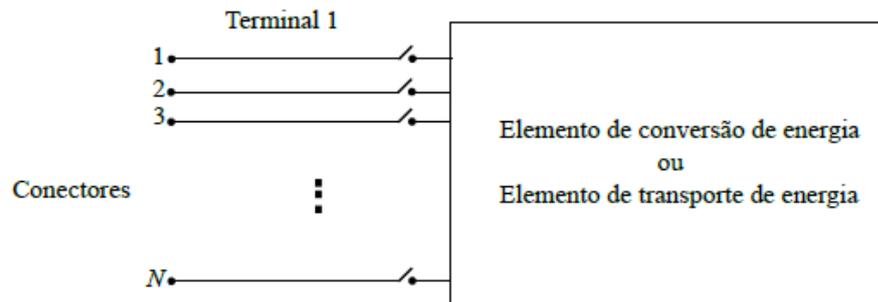


Fonte: (RADATZ, 2015).

### 3.3.3 Terminais

Os elementos elétricos têm um ou mais terminais que podem abrigar vários conectores, conforme Figura 3.5. Cada terminal deve estar ligado a uma única barra. A Figura 3.5 ilustra um elemento com um terminal que contém  $N$  conectores.

Figura 3.5 – Terminal com  $N$  conectores

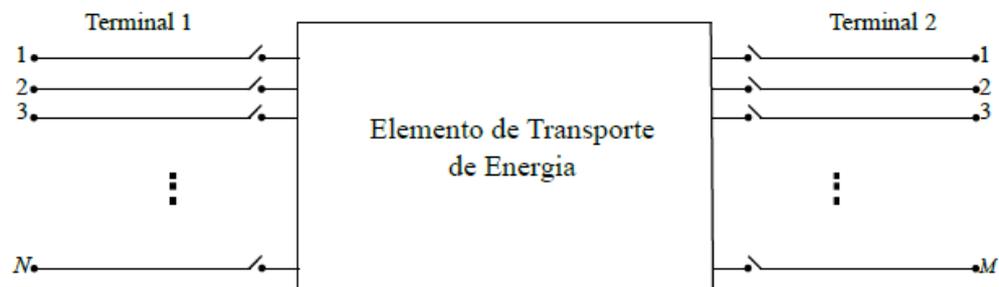


Fonte: (RADATZ, 2015).

#### 3.3.3.1 Transporte de energia

Os elementos de transporte de energia, Figura 3.6, possuem como função principal transportar energia de um ponto ao outro e normalmente apresentam dois ou mais terminais. Em sistemas de potência, os elementos de transporte mais facilmente reconhecíveis são as linhas e os transformadores. Embora capacitores e reatores não transportem a energia de um ponto ao outro e podem existir casos com apenas um terminal, estes elementos também são rotulados como transporte de energia e caracterizados pelas matrizes de admitâncias nodais.

Figura 3.6 – Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com  $N$  conectores e o segundo com  $M$  conectores



Fonte: (RADATZ, 2015).

#### 3.3.3.2 Conversão de Energia

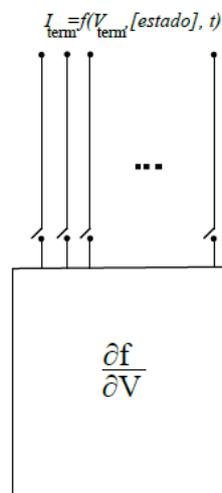
Os elementos de conversão de potência, Figura 3.7, transformam energia elétrica em outro tipo de energia, e vice-versa. Esses elementos incluem geradores, cargas, acumuladores

de energia, equivalentes de Thévenin, entre outros. Geralmente, possuem apenas um terminal com  $N$  conectores. Os efeitos mecânicos e térmicos desses elementos são representados por um modelo de "caixa preta", podendo ser descritos tanto por uma simples matriz de impedância nodal quanto por uma sequência de equações diferenciais que definem a corrente injetada ou compensada no sistema, conforme a equação (3-1).

$$I_{term}(t) = f(V_{term}, [estado], t) \quad (3-1)$$

onde a função  $f$  varia conforme o tipo de simulação que está sendo realizada.

Figura 3.7 – Elemento de conversão de energia



Fonte: (RADATZ, 2015).

Outros elementos, como medidores de energia e monitores, são apenas ferramentas computacionais que agregam valores das simulações.

### 3.3.4 Elementos Básicos

O OpenDSS permite a criação de diversos elementos elétricos que podem ser caracterizados de muitas formas distintas. Serão expostas as definições de cada componente do modelo utilizado neste trabalho e seus parâmetros vinculados, visando auxiliar na compreensão do código.

#### 3.3.4.1 Subestação

Um novo circuito gerado no OpenDSS conta com a criação automática de um barramento (*Source Bus*) e uma fonte (*Source*), ambos trifásicos, podendo ser essa a representação do equivalente da transmissão vista pela subestação ou o equivalente da subestação vista por um alimentador. Essa representação se dá através da criação de um Equivalente de Thévenin por meio do elemento *Circuit*. Portanto, este elemento representa os

dados de fronteira e para os cálculos é considerada a barra *swing*. A Tabela 3-1 apresenta seus principais parâmetros. O código do OpenDSS para definição de um barramento de saída de alimentador pode ser exemplificado por:

```
New Circuit.IJAU11 Bus1=bus_IJAU11__pri_121959632.1.2.3.4 basekV=13.8000 pu=1.040000
Mvasc3=152.632000 Mvasc1=155.594000 x1r1=55.6400 x0r0=81.8700
```

Tabela 3-1 – Parâmetros básicos do objeto *Circuit*

Parâmetros	Definição
<i>BasekV</i>	Tensão de linha nominal em kV
<i>Bus1</i>	Barra de conexão ao elemento
<i>pu</i>	Tensão em pu
<i>R1 ou R0</i>	Resistência de sequência positiva ou sequência zero da fonte $\Omega$
<i>X1 ou X0</i>	Reatância de sequência positiva ou sequência zero da fonte $\Omega$
<i>Mvasc3 ou Mvasc1</i>	Potência de curto-circuito trifásico ou monofásico em MVA

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

### 3.3.4.2 Transformador

O objeto *Transformer* é utilizado para especificar um transformador, sendo este um elemento de fornecimento de energia que pode conter dois ou mais enrolamentos conectados de várias formas, sendo o padrão do *software* a ligação delta-estrela.

Para a criação de elementos transformadores, é necessário que se defina a quantidade de enrolamentos, o número de fases, forma de conexão, as barras de conexão e outras características elétricas que caracterizam o equipamento, como reatância e porcentagem de perdas. Os parâmetros dos enrolamentos podem ser especificados de forma vetorial, contendo todas as informações dos enrolamentos de uma única vez ou declarando um enrolamento por vez, sendo esta última forma a adotada neste trabalho, para melhor entendimento e organização de informações. O código do OpenDSS para definição de um transformador monofásico de 3 enrolamentos pode ser exemplificado por:

```
New Transformer.tr_214494_214494_ Phases=1 Windings=3 XHL=1.625000 XLT=1.300000 XHT=1.625000
%NoLoadLoss=0.600000
~ Wdg=1 Bus=bus_IJAU11__pri_169868525.2 Conn=weye kV=7.9674 kVA=5.0000 Tap=1 %R=0.950000
~ Wdg=2 Bus=bus_214494__pd_bt_962094.1.4 kV=0.1200 kVA=5.0000 Tap=1.0000 %R=1.900000
~ Wdg=3 Bus=bus_214494__pd_bt_962094.4.2 kV=0.1200 kVA=5.0000 Tap=1.0000 %R=1.900000
```

Outros tipos de transformadores podem ser definidos de forma semelhante ao apresentado no exemplo. A

Tabela 3-2 apresenta os principais parâmetros para declaração de um objeto *Transformer*.

Tabela 3-2 – Parâmetros básicos do objeto *Transformer*

Parâmetros	Definição
<i>Phases</i>	Número de fases
<i>Windings</i>	Número de enrolamentos
<i>%noloadloss</i>	Percentual de perda a vazio com base na carga nominal
<i>XHL</i>	Reatância percentual do primário para o secundário
<i>XLT</i>	Reatância percentual do secundário para o terciário
<i>XHT</i>	Reatância percentual do primário para o terciário.
<i>Wdg</i>	Número que representa o enrolamento que receberá os parâmetros
<i>Bus</i>	Barra de ligação do enrolamento
<i>Conn</i>	Conexão do enrolamento (Wye = estrela, Delta = delta)
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do enrolamento em kV
<i>kVA</i>	Potência nominal do enrolamento em kVA
<i>Tap</i>	Tensão em pu que o tap está ajustado.
<i>%R</i>	Resistência percentual do enrolamento que receberá o parâmetro na base do kVA nominal

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

Cabe ressaltar que no parâmetro *kV*, se a conexão do transformador for em estrela (*wye*) a tensão informada é a tensão nominal de fase, já se a ligação for em delta é declarada a tensão nominal de linha.

### 3.3.4.3 Linhas

O modelo de linhas de distribuição utilizado no OpenDSS é o modelo  $\Pi$  com capacitância *shunt*, caracterizado pelo valor de sua impedância. Para se caracterizar uma linha no OpenDSS é necessária a definição de suas principais características elétricas e físicas através de elementos gerais como *Wiredata*, *LineGeometry* e *LineCode*.

*WireData* define os dados brutos do condutor que são usados para calcular a impedância para uma geometria de linha específica. A Tabela 3-3 apresenta os principais parâmetros utilizados. O código do OpenDSS para definição de um *WireData* pode ser exemplificado por:

*New WireData.ca-16mm2-xlpe-1kv Runits=km Gmrac=0.1927 Gmrunits=cm Radunits=cm Normamps=59.0000  
Diam=0.4700 Rdc=1.9100*

Tabela 3-3 – Parâmetros básicos do objeto *WireData*

Parâmetros	Definição
<i>Runits</i>	Unidade de comprimento para a resistência
<i>Gmrac</i>	Raio médio geométrico a 60 Hz
<i>Gmrunits</i>	Unidade para o Gmrac
<i>Radunits</i>	Unidade para raio externo
<i>Normamps</i>	Ampacidade normal do cabo
<i>Diam</i>	Diâmetro, método alternativo para inserir o raio
<i>Rdc</i>	Resistência em CC $\Omega$

Fonte: Adaptado de (BU; WANG, 2020).

Logo, *WireData* descreve os recursos dos condutores, enquanto sua colocação, ou seja, a sua posição em um poste ou torre é detalhada pela classe *LineGeometry*. A Tabela 3-4

apresenta os principais parâmetros utilizados. O código do OpenDSS para definição de um *LineGeometry* pode ser exemplificado por:

```
New LineGeometry._desc_n3cu-20awg@1kv___BC Normamps=250.00 Emergamps=250.00 Nconds=2 Nphases=2
~ Cond=1 Wire=cu-20awg X=0.0 H=980.0 Units=cm
~ Cond=2 Wire=cu-20awg X=85.0 H=980.0 Units=cm
~ Reduce=n
```

Tabela 3-4 – Parâmetros básicos do objeto *LineGeometry*

Parâmetros	Definição
<i>Normamps</i>	Ampacidade normal do cabo
<i>Emergamps</i>	Ampacidade de emergência do cabo
<i>Nconds</i>	Número de condutores na geometria, por padrão são 3
<i>Nphases</i>	Número de fases, por padrão são 3
<i>Cond</i>	Número do condutor que será definido
<i>Wire</i>	Código do <i>WireData</i> definido anteriormente
<i>X</i>	Coordenada x
<i>H</i>	Altura do condutor
<i>Units</i>	Unidade para x e H
<i>Reduce</i>	Aplicação da redução de Kron

Fonte: Adaptado de (BU; WANG, 2020; RADATZ, 2015).

A declaração *WireData* deve sempre ser definida primeiro. Caso contrário, o OpenDSS não pode recuperar as informações do condutor referenciadas pela classe *LineGeometry*.

O objeto *LineCode* refere-se ao condutor que compõe o circuito, isto é, apresenta as características de impedâncias dos cabos. A definição destas impedâncias se dá pela matriz de impedância ou por componentes simétricas. A Tabela 3-5 apresenta os principais parâmetros solicitados pelo *LineCode*. O código do OpenDSS para definição de um *LineCode* pode ser exemplificado por:

```
New LineCode.0_1_1_2 nphases=2 R1=0.1500 X1=0.0890 Units=km Normamps=250.00 Emergamps=290.00
```

Tabela 3-5 – Parâmetros básicos do objeto *LineCode*

Parâmetros	Definição
<i>Nphases</i>	Número de fases do condutor
<i>R1</i>	Resistência de sequência positiva do condutor em ohms por unidade de medida
<i>X1</i>	Reatância de sequência positiva do condutor em ohms por unidade de medida
<i>Units</i>	Unidade de medida de comprimento
<i>Normamps</i>	Ampacidade normal do cabo
<i>Emergamps</i>	Ampacidade de emergência do cabo

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

Por fim, todos esses objetos são referenciados para fornecer uma representação de um segmento de linha através do objeto *Line*. Assim, o *Line* declara as conexões entre as barras do circuito, sendo um elemento de fornecimento de energia caracterizado por uma impedância. A

Tabela 3-6 apresenta os principais parâmetros necessários para o objeto *Line*. O código do OpenDSS para definição de uma *Line* pode ser exemplificado por:

```
New Line.pri_7855854 Bus1=bus_IJAU11__pri_2077271B.1.2.3 Bus2=bus_IJAU11__pri_140779426.1.2.3
Length=0.03442300 LineCode=CABA08_3_3_3 Units=km Geometry=_desc_n3ca-150mm2@1kv__ABC
```

Tabela 3-6 – Parâmetros básicos do objeto *Line*

Parâmetros	Definição
<i>Phases</i>	Número de fases, que deve ser igual ao declarado em <i>nphases</i> do <i>LineCode</i>
<i>Bus1</i>	Nome da barra do terminal 1
<i>Bus2</i>	Nome da barra do terminal 2
<i>LineCode</i>	Nome do objeto <i>LineCode</i> declarado que contenha definições de impedância
<i>Length</i>	Comprimento do segmento de linha
<i>units</i>	Unidade de medida de comprimento, necessária somente se não tiver sido declarada em <i>LineCode</i>

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

### 3.3.4.4 Cargas

A carga é considerada um elemento de conversão de energia e é fundamental para diversas análises do *software*. O objeto *Load* é responsável pela definição das cargas e pode fazer isto por três formas: considerando a potência ativa nominal em kW e FP, pela potência ativa nominal em kW e a reativa nominal em kVar ou pela potência aparente nominal em kVA e o FP. Além disso o OpenDSS permite definir modelos de carga, conforme Tabela 3-7. Neste trabalho está sendo considerada a definição pela potência ativa nominal em kW e a reativa nominal em kVar e o modelo de carga 8, ZIP. O modelo ZIP (Z- Impedância constante, I – Corrente constante e P – Potência constante) é amplamente utilizado em simulações de sistemas elétricos, como em estudos de fluxo de carga e estabilidade, porque oferece uma representação mais realista do comportamento das cargas frente às variações de tensão. É particularmente útil em ambientes de distribuição de energia, onde diferentes tipos de cargas podem ter diferentes respostas às variações de tensão (ARTHUR O. SILVA; LINA P. G. NEGRETE; GELSON A. A. BRIGATTO, 2022).

Tabela 3-7 – Principais modelos de carga

Modelo	Descrição
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e potência reativa quadrática (motor)
4	Potência ativa não linear e potência reativa quadrática
5	Corrente constante
8	Especial ZIP

Fonte: Adaptado de (BU; WANG, 2020; RADATZ, 2015).

De acordo com Radatz (2015), para garantir a convergência do cálculo do fluxo de potência, todos os modelos de carga comportam-se como modelo de impedância constante caso a tensão fique fora de um intervalo pré-definido.

Outro objeto importante para a definição de cargas é o *LoadShape*, utilizado para soluções de fluxo de carga sequenciais, já que ele representa a variação de carga ao longo de um intervalo de tempo aplicando um conjunto de multiplicadores, normalmente valores entre 0 e 1, aos valores de potência em kW. Os *Loadshapes* deste trabalho possuem 672 pontos, correspondendo a 7 dias da semana, divididos em 15 minutos. A Tabela 3-8 apresenta os parâmetros considerados para a caracterização da curva de carga. O código do OpenDSS para definição de uma curva de carga pode ser exemplificado por:

```
New LoadShape.a3a Npts=672
~ Mult=(0.9722290016826315, 0.9843617461325103, 0.9854759777656623, 0.9761288123986639, ...)
~Hour=(0.0,0.25,0.5,0.75,1.0,1.25,1.5,1.75,2.0,2.25,2.5,2.75,3.0,3.25,3.5,3.75,4.0,4.25,4.5,4.75,5.0, ...)
```

Tabela 3-8 – Parâmetros básicos do objeto *Loadshape*

Parâmetros	Definição
<i>Npts</i>	Número de pontos da curva de carga
<i>Hour</i>	Vetor com valores de horas correspondentes aos multiplicadores
<i>Mult</i>	Vetor com os multiplicadores dos valores da carga

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

Os *LoadShapes* considerados neste trabalho são referentes às informações de curvas típicas associadas a cada instalação consumidora, conforme será melhor abordado na seção 4.2.4.

Finalmente, estas informações são consolidadas para definição de uma carga através do comando *Load*. A Tabela 3-9 apresenta os parâmetros considerados para a caracterização da carga. O código do OpenDSS para definição de carga pode ser exemplificado por:

```
New Load._b3_ad8d77 Bus1=bus_166348__pd_bt_1001007713.3.1.4 Phases=2 kV=0.2200 kW=0.276785
PF=0.85 Model=8 Daily=com1_12 Vminpu=0.92 Class=14011 ZIPV=(0.50, 0.00, 0.50, 1.00, 0.00, 0.00, 0.50)
```

Tabela 3-9 – Parâmetros básicos do objeto *Load*

Parâmetros	Definição
<i>Bus1</i>	Nome da barra em que a carga está conectada
<i>Phases</i>	Número de fases da carga
<i>Kv</i>	Tensão de base em kV para a carga
<i>kW</i>	Potência ativa nominal da carga considerando todas as fases
<i>pf</i>	Fator de potência da carga
<i>Model</i>	Modelo de carga associado
<i>Daily</i>	Nome da curva de carga definida anteriormente pelo objeto <i>Loadshape</i>
<i>Vminpu</i>	Tensão mínima em pu para a qual o modelo é considerado como aplicável, abaixo deste valor o modelo de carga aplicado passa a ser o 2.
<i>Class</i>	Um número inteiro que segrega a carga de acordo com uma classe específica

<i>ZIPV</i>	Matriz de 7 coeficientes: Os primeiros 3 são fatores de ponderação ZIP para potência ativa (devem somar 1). Os próximos 3 são fatores de ponderação ZIP para potência reativa (devem somar 1). O último é a tensão de corte em p.u. de kV base; a carga é 0 abaixo desse corte, sem padrões. Todos os coeficientes devem ser especificados se usar model=8.
-------------	---

Fonte: Adaptado de (BU; WANG, 2020; RADATZ, 2015).

### 3.3.4.5 Regulador de tensão

O regulador de tensão é um dispositivo de controle que, no OpenDSS, é definido pelo elemento *RegControl*. Sua principal função é monitorar e ajustar a tensão no enrolamento de um transformador ao qual está associado, controlando por meio da alteração do tap do transformador. Esse ajuste permite que a tensão no terminal monitorado seja mantida dentro de uma faixa predefinida, considerando um atraso no tempo de resposta. Além disso, o regulador oferece uma funcionalidade de compensação de queda de tensão, emulando a impedância da linha até o ponto de controle desejado, geralmente alterando o tap do primário do transformador.

Na Tabela 3-10 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *RegControl*. O código do OpenDSS para modelagem de regulador de tensão pode ser exemplificado por:

```
New RegControl.6867_A Transformer=6867_A_regulator_aneel Winding=2 Vreg=104.1700 PTRatio=79.674337 Band=2
```

Tabela 3-10 – Parâmetros básicos do objeto *RegControl*

Parâmetros	Definição
<i>Transformer</i>	Nome do transformador controlado
<i>Winding</i>	Enrolamento controlado
<i>Vreg</i>	Tensão de referência
<i>PTRatio</i>	Relação de transformação do transformador de potencial
<i>Band</i>	Valor da tensão que define a banda envolta do valor de referência

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

### 3.3.4.6 Capacitor

Os capacitores são dispositivos que fornecem energia reativa, geralmente conectados em *shunt*, ou seja, com um único terminal ligado ao sistema. No entanto, também é possível conectá-los em série, caso em que possuem dois terminais. A Tabela 3-11 apresenta os principais parâmetros utilizados para a definição do elemento *Capacitor*.

O código do OpenDSS para modelagem de um capacitor conectado em série pode ser exemplificado por:

```
New Capacitor.7 Bus1=bus_IJAU04__pri_121944001.1.2.3.4 Bus2=bus_IJAU04__pri_121944001.4.4.4.4 Kvar=600.0000 Kv=13.8000 Conn=wye
```

Tabela 3-11 – Parâmetros básicos do objeto *Capacitor*

Parâmetros	Definição
<i>Bus1</i>	Barra a qual o primeiro terminal será conectado
<i>Bus2</i>	Barra a qual o segundo terminal será conectado, quando for necessário
<i>kV</i>	Tensão nominal
<i>kVar</i>	Potência reativa
<i>Conn</i>	Conexão do banco (Wye = estrela, Delta = delta)

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

### 3.3.4.7 Gerador

O gerador é um elemento responsável pela conversão de energia. Para caracterizá-lo, é necessário definir sua potência nominal, fator de potência, tensão e o modelo a ser utilizado. Um gerador pode ser modificado por uma série de multiplicadores, incluindo o multiplicador de carga do circuito, *Loadshape* anual, diária ou de um ciclo de trabalho específico. A Tabela 3-12 apresenta os principais parâmetros utilizados para a definição do elemento *Generator*.

O código do OpenDSS para modelagem de um *Generator* pode ser exemplificado por:

```
New Generator._bg_IJAU11_a4_ee3879 Bus1=bus_ijau11_pri_183449179.1.2.3.4 Phases=3 kV=13.8
kW=1343.464611872146 PF=1.00 Model=1 Daily=Solar_pu Vminpu=0.92 Class=34 Enabled=False
```

Tabela 3-12 – Parâmetros básicos do objeto *Generator*

Parâmetros	Definição
<i>Bus1</i>	Barra a qual o terminal do elemento será conectado
<i>Phases</i>	Número de fases do gerador
<i>kV</i>	Tensão nominal de linha em kV
<i>kW</i>	Potência nominal do gerador em kW
<i>PF</i>	Fator de potência
<i>Model</i>	Seleciona o modelo, neste trabalho é o usado o 1 (gerador injeta um kW constante no fator de potência especificado)
<i>Daily</i>	Curva de geração
<i>Vminpu</i>	Tensão mínima em pu para a qual o modelo é considerado como aplicável, abaixo deste valor o modelo do gerador reverte para um modelo de impedância constante
<i>Class</i>	Um número inteiro que segrega a carga de acordo com uma classe específica
<i>Enabled</i>	<i>True</i> (verdadeiro) ou <i>false</i> (falso) indica se o elemento está habilitado

Fonte: Adaptado de (BU; WANG, 2020; RADATZ, 2015).

### 3.3.5 Elementos Medidores

#### 3.3.5.1 Monitor

O objeto *monitor* é um elemento do circuito que é conectado ao terminal de outro elemento. Ele é responsável pelo monitoramento de grandezas presentes no sistema, recebendo amostras de valores complexos de tensão e corrente ou potência das fases e registrando o período. Esses dados são salvos em arquivos que podem ser exibidos com o comando *Show*

*Monitor* ou exportados com o comando *Export Monitor*. De maneira geral, este objeto faz o papel de um monitor de energia real dentro da simulação. A Tabela 3-13 apresenta os principais parâmetros do elemento monitor.

Tabela 3-14 – Parâmetros básicos do objeto *Monitor*

Parâmetros	Definição
<i>Element</i>	Elemento do circuito em que o monitor será conectado
<i>Terminal</i>	Número do terminal que será monitorado
<i>Mode</i>	Código que define o tipo de medição realizada, sendo os principais: 0 = medição de tensão, corrente e ângulo de fases e 1 = medição de potências ativa e reativa

Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2015).

O código do OpenDSS para implementação do objeto *monitor* pode ser exemplificado por:

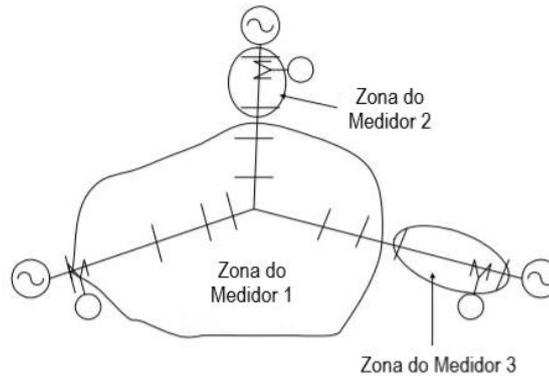
```
New Monitor._bg__IJAU11_CentralizadoUNIFEI-PQ Element=Generator._bg__IJAU11_CentralizadoUNIFEI
Terminal=1 Mode=1 PPolar=False

New Monitor._bg__IJAU11_CentralizadoUNIFEI-VI Element=Generator._bg__IJAU11_CentralizadoUNIFEI
Terminal=1 Mode=0 PPolar=True
```

### 3.3.5.2 Medidor

O elemento *Energymeter* assume a representação de um medidor inteligente, possibilitando o monitoramento de variáveis do sistema em um ponto específico ou por uma área delimitada do circuito, diferenciando do elemento monitor justamente por essa segunda característica. Esse objeto permite obter amostras sobre indicadores de sobrecarga, perdas do circuito, energia total etc. Os parâmetros principais deste objeto são os mesmos apresentados anteriormente na Tabela 3-14, com exceção do *mode*. O terminal ao qual o *Energymeter* está conectado indicada o início da zona de atuação deste medidor inteligente. O OpenDSS determina as zonas de forma consistente. Se existirem vários medidores na rede que possam estar monitorando a mesma zona, o primeiro monitor definido tem acesso a todos os elementos, exceto aqueles que contêm os outros medidores, enquanto os outros terão apenas um único elemento em sua zona, conforme mostra a Figura 3.8.

Figura 3.8 – Zonas de Atuação do *Energymeter*



Fonte: Adaptado de (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2020).

Entretanto, caso o usuário queira, é possível indicar os objetos que pertencem a zona e que terão seus dados registrados pelo medidor. No código é criado um vetor com o comando `zonelist` que especifica o nome de todos os objetos, conforme o exemplo do script:

```
New Energymeter.MedInteligente1 element = Transformer.TR1 terminal = 2  
~ zonelist= [Line.LINHA_01,Transformer.TR1, Line.Linha_02]
```

### 3.4 Conversão BDGD para. DSS

Para a elaboração de modelos elétricos de redes de distribuição reais é necessário converter a base de dados da distribuidora, seja em formatos internos ou no padrão BDGD, para um formato compatível com o software que será utilizado para modelagem e cálculo de fluxo de potência. No caso no OpenDSS é necessário que esses dados sejam convertidos para arquivos no formato DSS, com base na lógica de programação utilizada pelo sistema para compor os elementos de rede, conforme 3.3. Esta demanda não é simples, uma vez que as bases costumam apresentar erros e lacunas de dados que podem impactar a convergência do fluxo de potência e provocar inadequações nas simulações propostas.

A ANEEL utiliza o *software* GeoPerdas para extrair as informações da BDGD e posteriormente realizar os cálculos de perdas utilizando o ProgGeoPerdas, conforme já apresentado na seção 2.2.2.3. Este método oficial, apesar de livre, é um tanto quanto complexo e exige expertise do usuário para correta conversão e utilização. Devido a essas limitações, surgiram uma série de estudos que criam e utilizam formas diferentes de converter os dados da BDGD para arquivos compatíveis com o OpenDSS.

Para sistemas elétricos menores e redes menos complexas é possível proceder com a conversão de maneira manual, acessando as informações dos sistemas via BDGD e criando as

linhas de código para modelagem de cada elemento da rede com esses dados. Porém, para redes de distribuição com mais de um alimentador e centenas de equipamentos e cargas, este processo torna-se exaustivo e inviável. Assim, foram criadas plataformas e ferramentas que permitem a conversão automática desses dados através da aplicação de lógicas programáveis com critérios elaborados pelos desenvolvedores para corrigir erros da base de dados e otimizar o processo.

Ferramentas de mercado surgiram com a finalidade de oferecer esse serviço para as concessionárias de energia poderem simular o cálculo de perdas antes da entrega da base oficial e o processo de revisão tarifária da ANEEL. Esses softwares são estritamente comerciais e somente acessíveis após acordos contratuais, limitando a acessibilidade e a aplicação dessas ferramentas. O SigPerdas (SINAPSIS, 2024) e o PertecPlus (DAIMON, 2024) são softwares amplamente utilizados por concessionárias brasileiras.

Uma ferramenta popular e de livre acesso para essa função de conversão é a biblioteca BDGD-Tools (RODRIGUES; LONDERO; MAMEDE, 2022), desenvolvida em Python e disponibilizada no GitHub. Essa biblioteca permite a extração de dados da BDGD e a sua conversão para o formato .dss, possibilitando a realização dos cálculos e análises no OpenDSS. A biblioteca apresenta um uso flexível e acessível, documentação clara e abrangente e apoio da comunidade de usuários através de fóruns na internet, democratizando o acesso tanto para profissionais do setor quanto para acadêmicos e pesquisadores (ADERALDO, 2023).

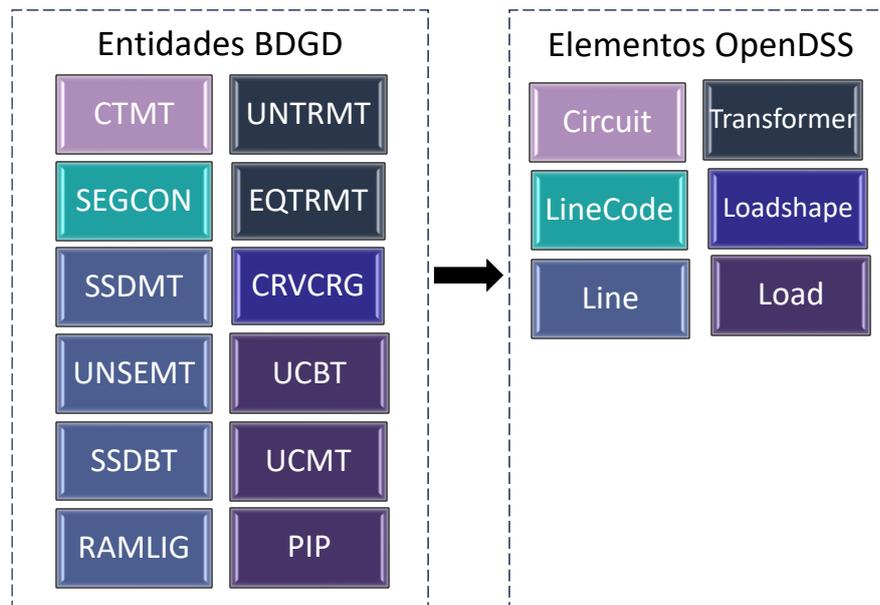
Neste trabalho foi utilizado o conversor elaborado pelo grupo de trabalho do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica (DSEE) da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) que, gentilmente, cedeu os arquivos .dss com as devidas correções de dados da rede necessária para os estudos deste trabalho. Não serão detalhados os parâmetros e as premissas deste conversor nesta dissertação. Entretanto, para entendimento do processo, faz-se necessário evidenciar a correlação das principais entidades da BDGD com os elementos da modelagem do OpenDSS, conforme representação na Figura 3.9.

De maneira geral, as ferramentas para conversão possuem um sistema de mapeamento semelhante, buscando e relacionando os parâmetros necessários do modelo com as informações existentes nas bases (ADERALDO, 2023; ASSUNÇÃO DE SOUZA; KLOCK FERREIRA; ESTEVES MENDES CAMPOS, 2020; DA SILVA; SALDANHA, 2022; PAUL, 2021). Este sistema pode ser resumido conforme os processos:

- Estático: Parâmetros que são constantes, não sendo necessária a consulta a BDGD para definição, como por exemplo a frequência da rede de distribuição (60 Hz).

- Mapeamento direto: Aplicado quando os parâmetros de um elemento podem ser preenchidos diretamente com os dados encontrados na base, sem necessidade de conversões.
- Mapeamento indireto: Utilizado quando há uma relação mais complexa entre os dados da base e as propriedades dos elementos. Geralmente ocorre quando em campos que seguem codificações propostas no Manual da BDGD, sendo que este documento fornece tabelas de conversão apropriadas. Um exemplo é a tensão nominal de um alimentador, que está definida na tabela CTMT, mas sob um código numérico estabelecido. O número 49, por exemplo, é definido no Manual de Instruções como a referência para um alimentador de 13,8 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).
- Calculado: Refere-se a atributos que precisam ser obtidos por meio de uma expressão ou cálculo.

Figura 3.9 – Correlação entidades BDGD com elementos OpenDSS



Fonte: Adaptado de (ADERALDO, 2023).

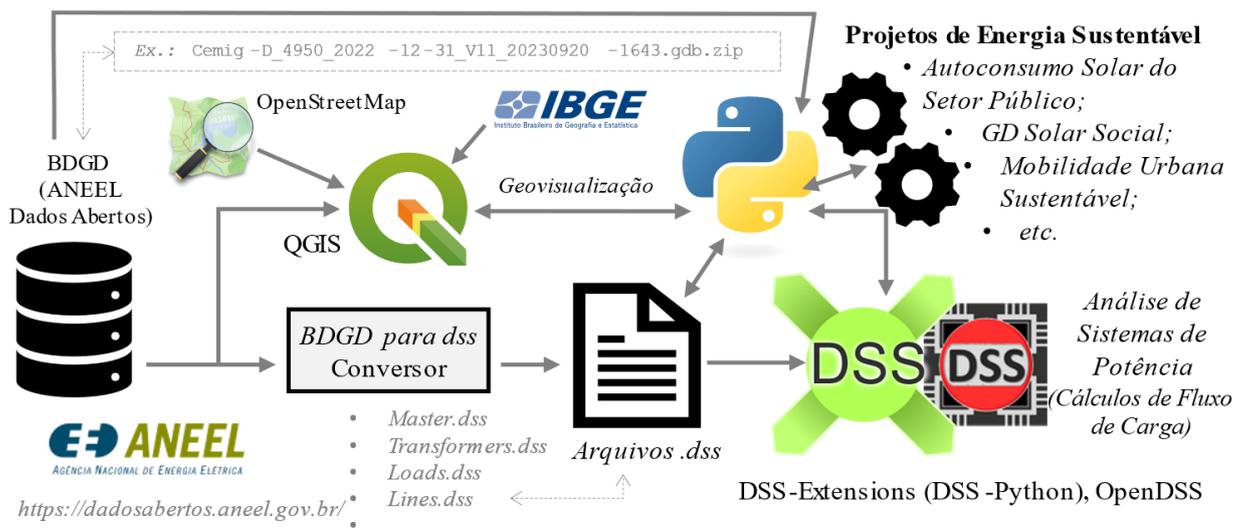
### 3.5 Considerações Finais

A transparência e o acesso a dados abertos geográficos detalhados e padronizados das redes de distribuição do Brasil permite a realização de uma série de estudos. Esses dados atrelados a ferramentas de código livre, gratuitas como o QGIS e o OpenDSS, possibilita a visualização e manipulação dessas informações de muitas formas, possibilitando estudos completos.

Nesta seção deste trabalho, apresentam-se os principais *softwares* utilizados para o acesso e operação das informações do sistema elétrico de atendimento do município de Itajubá.

A Figura 3.10 sintetiza as principais ferramentas utilizadas neste trabalho e as perspectivas de estudos futuros no que tange a cenários que visem à sustentabilidade energética do município e impactem toda a população.

Figura 3.10 – Esquema para o uso de dados públicos e abertos e ferramentas de código aberto para modelagem e simulação de redes de distribuição ativas



Fonte: Autoria própria.

## 4 Estudo de Caso

### 4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo serão apresentados dados e informações coletados sobre a rede elétrica do município de Itajubá, em Minas Gerais, e a elaboração dos cenários considerados para as simulações.

### 4.2 Modelagem da Rede de Distribuição de Itajubá

#### 4.2.1 Descrição Geral

Itajubá é um município brasileiro do estado de Minas Gerais, localizado na região sudeste do país. Sua população estimada é de 93.073 habitantes e sua área territorial é de 294,835 km<sup>2</sup> (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2022b). A distribuição de energia do município é de responsabilidade da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig).

A Cemig foi fundada em 1952 pelo então governador de Minas Gerais, Juscelino Kubitschek, e hoje é a maior distribuidora de energia da América do Sul. A área de concessão da Cemig cobre cerca de 97% dos territórios de Minas Gerais, estando presente em 774 municípios mineiros, incluindo Itajubá, conforme evidenciado na Figura 4.1. Atualmente o Grupo Cemig é uma empresa de capital aberto, na qual o Estado de Minas Gerais detém 50,97% das ações, sendo o acionista majoritário, caracterizando a empresa como uma concessão estatal. A concessão dos serviços de distribuição da Cemig foi prorrogada em 2016 por mais 30 anos. (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2024; MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2024). No cadastro ANEEL o código da Cemig é o 4950.

Figura 4.1 – Mapa Geométrico de Minas Gerais



Fonte: (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2020).

## 4.2.2 Descrição da Rede de Distribuição

Pertencente à rede básica, a subestação de transmissão Itajubá 3 possui duas unidades transformadoras de 300 MVA (525 – 138 kV) e dois trechos de linha de transmissão, de aproximadamente 3 km de extensão, e atende Poços de Caldas, Varginha, Lavras, Pouso Alegre e Itajubá (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000). Em Itajubá, a subestação de transmissão Itajubá 3 alimenta a única fonte de distribuição do município a Subestação Itajubá 1.

Os dados do sistema de distribuição em média (13,8 kV) e baixa (127/220V e 120/240V) tensão que serão apresentados são referentes à BDGD do ano de 2022 disponibilizada pela Cemig para a ANEEL, ou seja, refletem a condição dos ativos elétricos no dia 31/12/2022 (arquivo Cemig-D\_4950\_2022-12-31\_V11\_20230920-1643.gdb.zip) (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2022).

Na BDGD o código da Subestação Itajubá 1 é o 1726577 e a sigla empregada é IJAU. Essa subestação possui duas unidades transformadoras (AT/MT – 138 kV/13,8 kV) trifásica com potência nominal aparente de 25 MVA, que foram conectadas ao sistema em 2016, codificadas na BDGD como 5388641 e 5388680. Além disso, possui um transformador reserva com potência nominal de 7,5 MVA, 5389091. A subestação Itajubá é composta por nove alimentadores MT que atendem cargas variadas do município e um alimentador expresso que atende à Pequena Central Hidrelétrica (PCH) São Bernardo, sendo que as siglas utilizadas pela Cemig são:

- IJAU\_A (alimentador expresso);
- IJAU04;
- IJAU05;
- IJAU06;
- IJAU07;
- IJAU10;
- IJAU11;
- IJAU13;
- IJAU14;
- IJAU15.

Essa subestação atende cargas de outras 8 cidades vizinhas, mas neste trabalho apresentam-se informações somente sobre a modelagem das cargas localizadas em Itajubá, que

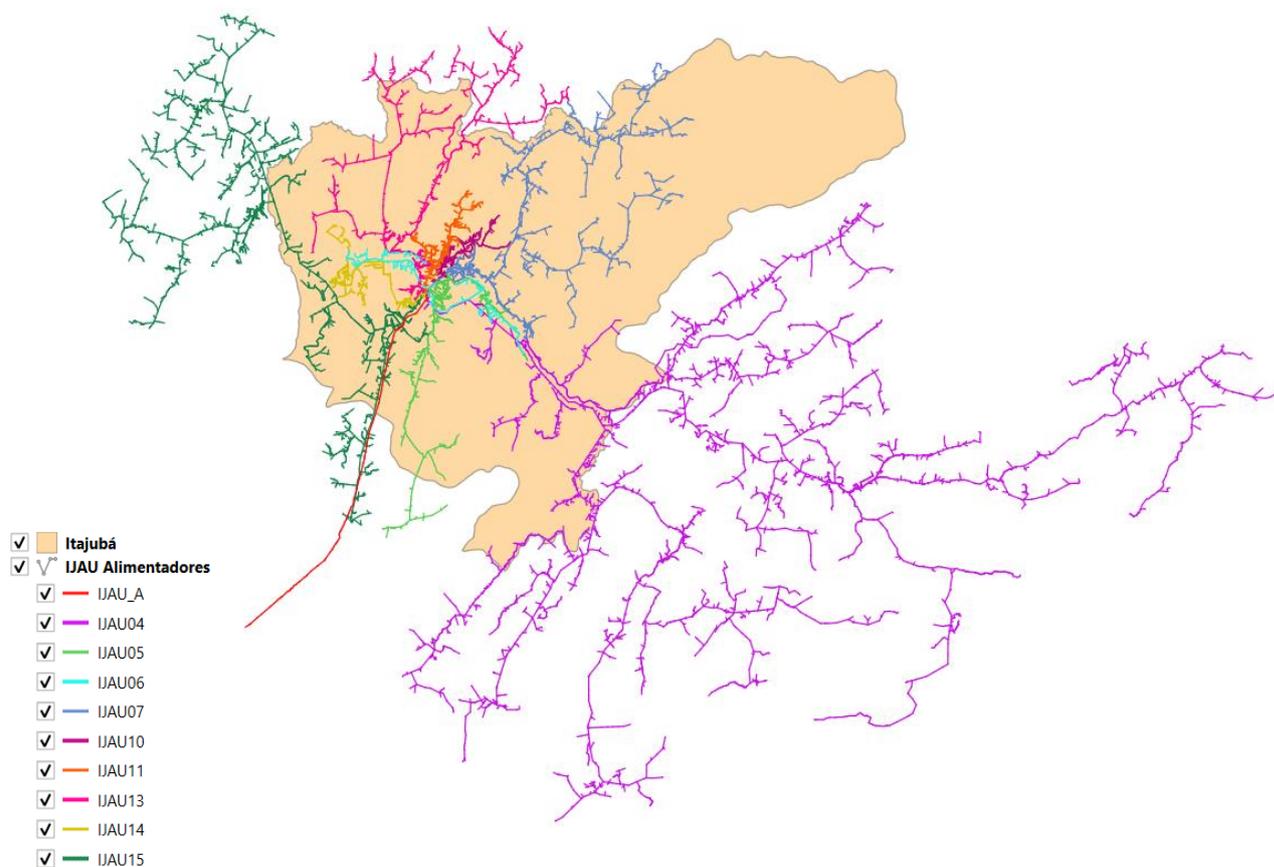
é o foco deste estudo. A Tabela 4-1 apresenta os códigos IBGE de cada município que possui cargas atendidas pela subestação IJAU. A Figura 4.2 apresenta os limites territoriais de Itajubá e os 9 alimentadores IJAU que atendem as cargas MT e BT da região e o alimentador expresso.

Tabela 4-1 – Municípios com cargas atendidas pela Subestação Itajubá 1

<b>Código IBGE</b>	<b>Nome do Município</b>
3108909	Brazópolis
3121100	Delfim Moreira
3132404	Itajubá
3139904	Maria da Fé
3140407	Marmelópolis
3150901	Piranguçu
3151008	Piranguinho
3163201	São José do Alegre
3172202	Wenceslau Braz

Fonte: Autoria própria.

Figura 4.2 – Alimentadores IJAU



Fonte: Autoria própria.

Para se caracterizar melhor esta rede modelada, a Tabela 4-2 apresenta as quantidades dos principais elementos presentes na rede do município de Itajubá.

Tabela 4-2 – Elementos de rede

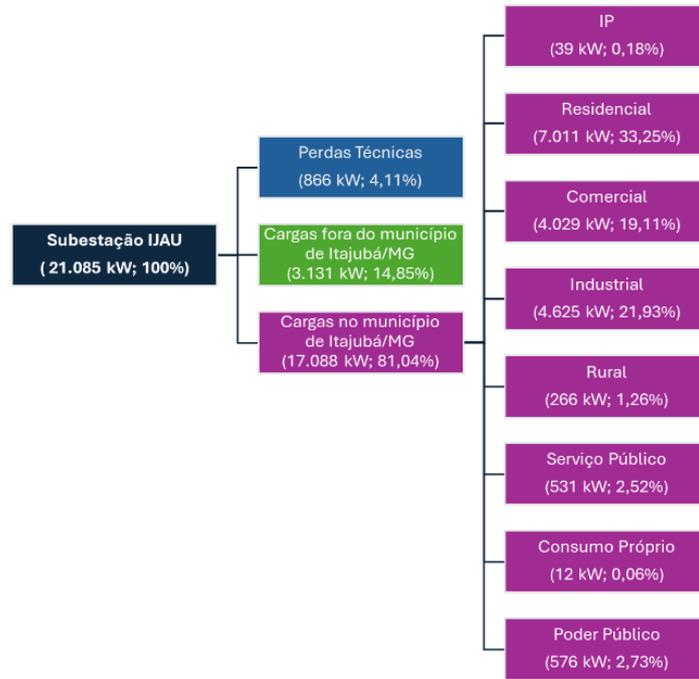
<b>Elemento</b>	<b>Quantidade</b>
Subestação	1
Alimentadores	10
Religadores MT	97
Chaves	782
Capacitores	0
Reguladores de tensão MT	5
Transformadores MT	2.049
Transformadores AT	3
Consumidores BT	43.053
Consumidores MT	98
Consumidores PIP	11.615
Km de Rede BT	576,07
Km de Rede MT	1.130,56

Fonte: Autoria própria.

### 4.2.3 Demandas

De posse das informações de consumo anual dos consumidores de Itajubá, disponibilizada na BDGD via UCBT e UCMT, rodou-se o fluxo de potência no OpenDSS e consolidou-se as informações de demanda média da subestação Itajubá 1. Através dos registros dos elementos *Monitor* e *Energy Meter* do OpenDSS tem-se que o valor médio de carga de toda a subestação IJAU é de aproximadamente 21 MW e as perdas técnicas correspondem a 866 kW, cerca de 4%. Com relação às cargas, é importante ressaltar que sua demanda média é dependente da tensão, o que exigiria modelar um monitor para cada carga e depois agrupar os resultados. Considerando que se tem mais de 50.000 UCs, iria exigir muito processamento para esta função. A solução adotada foi uma aproximação que considera os *Loadshapes* das cargas, somando de acordo com as classes e considerando que estas estão submetidas a uma tensão nominal constantemente. A BDGD disponibiliza os registros de energia (kWh) e demanda (kW) dos últimos 12 meses para as UCs de MT e apenas energia para as UCs de BT. Dividindo a soma dessas energias por 8760 horas, que correspondem à quantidade de horas em um ano, obtém-se a demanda média anual. A carga média da subestação Itajubá 1 foi estratificada separando-se as perdas, as cargas fora do município e as cargas localizadas no município ainda foram separadas conforme classe de consumo. Essa divisão é apresentada na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Estratificação carga média subestação Itajubá 1



Fonte: Autoria própria.

O módulo 1 do PRODIST define que o Fator de Carga (FC) é a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021j). Assim, tem-se que o fator de carga da subestação Itajubá 1 é dado pela Equação (4-1).

$$FC = \frac{\bar{D}}{D_{max}} \quad (4-1)$$

$$FC = \frac{21.085}{33.378}$$

$$FC = 63\%$$

Um fator de carga típico para uma subestação de distribuição MT geralmente varia entre 0,5 (50%) e 0,8 (80%). Esse intervalo reflete a variação da demanda de energia ao longo do tempo, sendo influenciado pelo tipo de carga atendida (residencial, comercial, industrial) e pelas características operacionais da rede. Um fator de carga elevado, indica que a demanda média está próxima da demanda máxima. Logo, a subestação está sendo utilizada de forma mais consistente ao longo do tempo. Já um fator baixo sugere que a subestação está operando de forma subutilizada na maior parte do tempo, tendo picos de demanda que ocorrem esporadicamente (ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO, 2020a, 2020b; KAJIKAWA; GASPAR; VASCONCELOS, 2016; PEDRINI, 2016).

#### 4.2.4 Curvas de Carga Típicas – Consumidores CEMIG

Para um bom planejamento e operação do sistema de distribuição é crucial ter-se uma estimativa de carga consistente. O comportamento da potência ativa e reativa do sistema ao longo de ciclos (diários, semanais, mensais, sazonais) fornece informações relevantes para o controle em tempo real, bem como para uma alocação de investimentos mais assertivos e para os processos de revisão tarifária.

As UCs são classificadas em classes e subclasses conforme o tipo de consumo e atividade econômica. A Tabela 4-3 apresenta as 36 classificações adotadas pela BDGD e a quantidade de UCs categorizadas nestas classes que pertencem aos alimentadores IJAU e estão localizadas em Itajubá.

Tabela 4-3 – Classes UC BDGD

COD_ID	Descrição	Qtd. UCs
CO1	Comercial	1.399
CO2	Serviços de transporte, exceto tração elétrica	10
CO3	Serviços de comunicações e telecomunicações	122
CO4	Associação e entidades filantrópicas	4
CO5	Templos religiosos	166
CO6	Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações	340
CO8	Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito	1
CO9	Outros serviços e outras atividades	2.822
CPR	Consumo próprio pela distribuidora	2
IN	Industrial	205
IP	Iluminação pública	11.615
PP1	Poder público federal	26
PP2	Poder público estadual ou distrital	40
PP3	Poder público municipal	180
RE1	Residencial	32.615
RE2	Residencial baixa renda	3.974
RE6	Residencial baixa renda multifamiliar	308
RU1	Agropecuária rural	597
RU2	Agropecuária urbana	2
RU3	Residencial rural	298
RU5	Agroindustrial	3
SP2	Água, esgoto e saneamento	37

Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

Pode-se fazer uma avaliação da divisão do quantitativo de unidades consumidoras com o que foi apresentado na Figura 4.3. Cerca de 70% das cargas do IJAU são caracterizadas como

residencial e divididas em 4 padrões diferentes de consumo (RE1, RE2, RE5 e RE6). No quesito distribuição da carga média, o consumo residencial também se mantém como o maior, com 33,25%, mas não chega nem a ser metade de toda a carga. Em contrapartida, as UCs Industriais representam apenas 0,4% do total, mas sua carga equivale a 22% de toda a carga média no município. 21% é Iluminação Pública, mas apenas 0,18% da carga média é referente a este tipo de consumidor. Logo, essas observações evidenciam a importância da construção de curvas típicas que descrevam o perfil de consumo de energia elétrica das unidades consumidoras, uma vez que uma única unidade consumidora pode consumir mais do que todo um outro grupo. Isso pode parecer óbvio se a comparação for entre unidades residenciais e industriais, mas mesmo entre UCs de um mesmo grupo podem haver perfis de consumo muito discrepantes e a metodologia de curvas típicas auxilia na construção do planejamento e da operação.

A Cemig apresenta uma grande quantidade de curvas típicas para suas unidades consumidoras, sendo que as 54.766 UCs ativas em Itajubá possuem 126 curvas que descrevem seu comportamento de consumo, sendo:

- 26 para unidades comerciais;
- 24 para unidades industriais;
- 55 para residenciais, entre urbanas e rurais;
- 15 para serviços públicos;
- 1 de iluminação pública e 5 para cargas conectadas na média tensão.

Como são muitos perfis de consumo, buscou-se focar em apresentar alguns daqueles que foram aplicados para as 246 (0,4%) de unidades do poder público federal, estadual ou municipal, visto que essa informação será de extrema relevância para a metodologia que será apresentada na próxima seção deste capítulo.

Tabela 4-4 – Curvas típicas aplicadas a UCs do poder público

<b>Curva Típica</b>	<b>Qtd. de UCs PP</b>
COM1_1	5
COM1_10	6
COM1_11	13
COM1_12	11
COM1_13	14
COM1_14	2
COM1_15	6
COM1_16	7
COM1_17	2
COM1_18	1

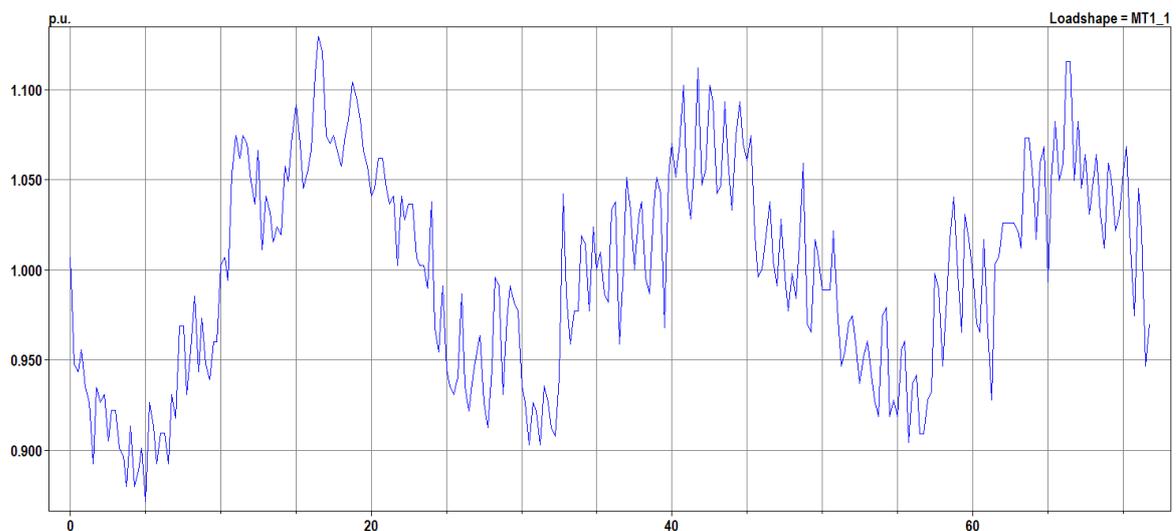
COM1_19	15
COM1_2	3
COM1_20	11
COM1_21	15
COM1_22	4
COM1_23	5
COM1_24	1
COM1_25	5
COM1_26	7
COM1_3	2
COM1_4	16
COM1_5	63
COM1_6	6
COM1_7	7
COM1_8	4
COM1_9	6
IND1_21	1
MT1_1	5
MT2_1	3

Fonte: Autoria própria.

A Cemig está considerando que os consumidores PP de Itajubá possuem 29 padrões diferentes de consumo.

O consumo da unidade da UNIFEI, por exemplo, e de outras 5 cargas MT, é ajustado conforme a curva de carga MT1\_1. A Figura 4.4 apresenta este comportamento considerando um dia da semana, um sábado e um domingo (72 horas).

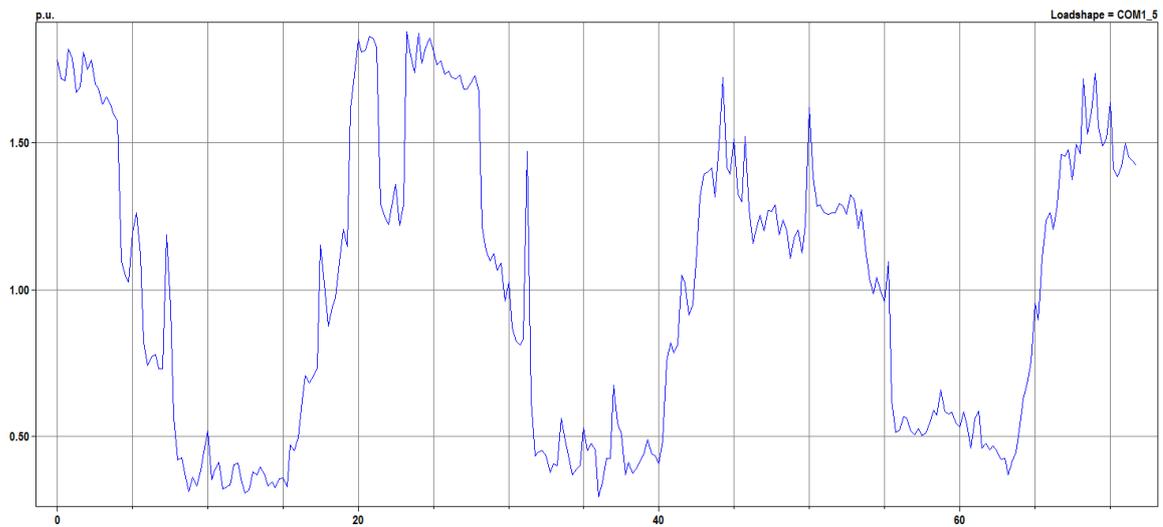
Figura 4.4 – Curva de carga MT1\_1



Fonte: Autoria própria.

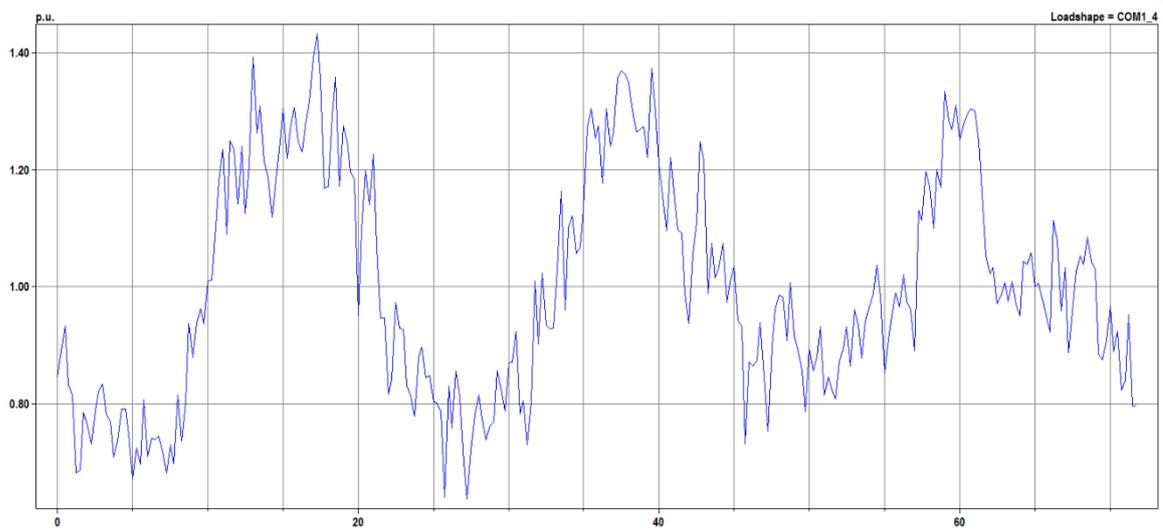
A curva mais aplicada para os consumidores BT PP é a curva comercial COM1\_5, Figura 4.5, que conforme definição da Cemig, representa a média de consumo de 63 UCs. A segunda e a terceira curva mais aplicadas são a COM1\_4, Figura 4.6, e COM1\_21, Figura 4.7, representando o perfil de consumo de 16 e 15 cargas, respectivamente.

Figura 4.5 – Curva de carga COM1\_5



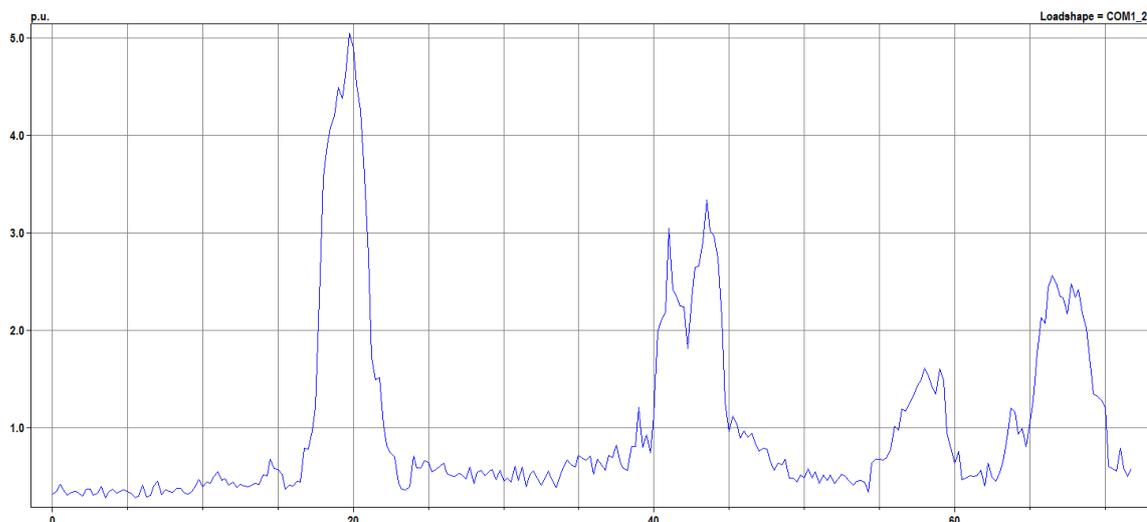
Fonte: Autoria própria.

Figura 4.6 – Curva de carga COM1\_4



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.7– Curva de carga COM1\_21



Fonte: Autoria própria.

É importante reforçar que este estudo é limitado pela definição das curvas típicas. Uma vez que essas curvas não estejam adequadas e refletindo o padrão de consumo real da unidade consumidora, bem como sua demanda média, o estudo fica comprometido nos dimensionamentos dos sistemas de GD considerados. Esse aspecto será detalhado na seção seguinte, onde será abordada a metodologia empregada para criação das GDs simuladas.

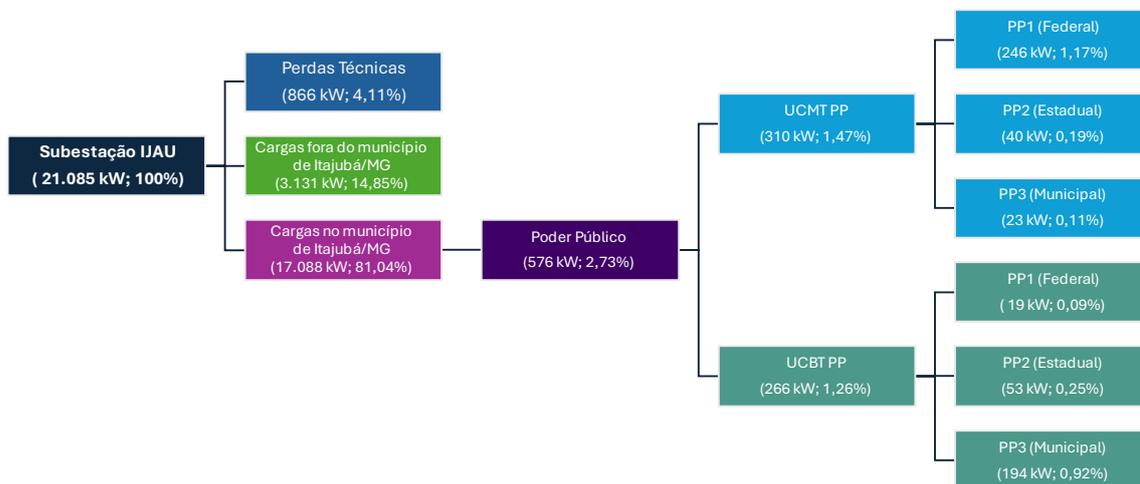
### 4.3 Metodologia de Dimensionamento e Modelagem dos Sistemas de Geração

As informações dispostas na BDGD permitem uma série de estudos e desenvolvimentos sobre o sistema de distribuição da concessionária analisada. Neste trabalho, serão propostos cenários com diferentes tipos de conexão de fontes geradoras distribuídas nos alimentadores da subestação Itajubá 1, com o intuito de avaliar e comparar os impactos e perturbações percebidos na rede.

Levando-se em conta a relevância do tema de eficiência energética em edificações públicas, o foco das simulações de alocação de GD será a partir das 246 UCs do município de Itajubá classificadas como Poder Público. Para isso, a Figura 4.8 apresenta uma estratificação com as subdivisões de carga destes consumidores. De toda a carga da subestação IJAU, 576 kW (2,73%) são de unidades PP. Interessante notar que na MT, tem-se 310 kW, sendo a maior parte do poder público federal, a se destacar a unidade consumidora da Universidade Federal

de Itajubá. E na baixa tensão, com 266 kW, a maior parte se refere ao poder público municipal, em localidades como creches, escolas, postos de saúde, etc.

Figura 4.8 – Estratificação carga média das UCs do Poder Público



Fonte: Autoria própria.

A proposta deste trabalho consiste em simular a instalação de unidades geradoras que possuam o potencial de geração igual à demanda energética das UCs de poder público. Para dimensionamento adequado dos sistemas fotovoltaicos a serem instalados nos consumidores públicos, e a fim de que sejam enquadrados como microgeração ou minigeração distribuída, deve-se levar em conta o cálculo da produção média mensal disposto no artigo 655-B da Resolução Normativa 1.000. O objetivo é que seja compensado todo o consumo das UC apenas com geração própria ( $E_g = E_c$ ) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023a). Assim, tem-se o cálculo de acordo com as Equações de (4-2) a (4-6).

$$E_g = P_g \cdot FCS \cdot 24 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias} \quad (4-2)$$

$$E_g = E_c \quad (4-3)$$

$$P_g \cdot FCS \cdot 24 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias} = \bar{D} \cdot 24 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias} \quad (4-4)$$

$$P_g \cdot FCS = \bar{D} \therefore P_g = \frac{\bar{D}}{FCS} = \frac{576}{0,16} = 3.600 \text{ [kW]} \quad (4-5)$$

$$E_c = \bar{D} \cdot 24 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias} \quad (4-6)$$

$E_g$  é a produção média mensal da microgeração ou minigeração distribuída;

$E_c$  é o consumo médio mensal das UCs;

$P_g$  é a potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída;

$FCS$  é o fator de capacidade para a fonte solar.

Com relação ao  $FCS$ , foi adotado o valor que a resolução estabelece em 16% para fonte solar, o que corresponde a 3,84 kWh/kWp/dia, mas algumas referências estimam que a região de Itajubá pode chegar a 4,36 kWh/kWp/dia, cerca de 18% a ser considerado no cálculo (ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM, 2024).

Com as demandas médias anteriormente apresentadas e através desses cálculos, estima-se que sejam necessários 3,6 MW de micro ou mini geração solar para compensar o consumo das UCs do poder público federal, estadual e municipal do município de Itajubá. Ressalta-se que esse valor estimado desconsidera o montante que já estava sendo compensado em 2022. As informações de consumo utilizadas da BDGD consideram a energia faturada das UCs, ou seja, nesta consideração já se tem parcelas de energia sendo compensadas devido a GD. Assim, a potência necessária para suprir todo o consumo dessas unidades são os 3,6 MWp mais a potência instalada já existente em 2022. A Tabela 4-5 apresenta a potência instalada total de UCs do poder público conforme relatório da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a).

Tabela 4-5 – GDs instaladas em Itajubá no poder público

Agente	Código GD	Mun.	Classe	Fonte	Grupo	Modalidade	Conexão	Qtd. GD	Pot. [kW]
CEMIG-D	GD.MG.00 0.650.716	Itajubá	Poder Público	Radiação solar	B3	Geração na própria UC	01/11/21	1	16
CEMIG-D	GD.MG.00 0.060.139	Itajubá	Poder Público	Radiação solar	B3	Geração na própria UC	19/08/16	1	3

<b>CEMIG-D</b>	GD.MG.00 0.028.477	Itajubá	Poder Público	Radiação solar	A4	Geração na própria UC	05/07/17	1	15
<b>CEMIG-D</b>	GD.MG.00 0.000.904	Itajubá	Poder Público	Radiação solar	A4	Geração na própria UC	22/09/16	1	592,35
<b>Total</b>								4	626,35

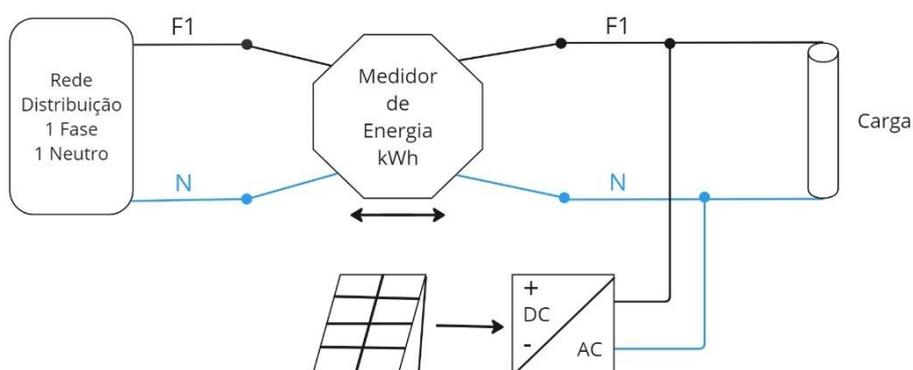
Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a).

Essa potência total necessária pode ser instalada de forma centralizada (em uma única geração) ou descentralizada, com várias gerações alocadas próximas às suas cargas, sendo que este tópico será mais detalhado na seção 4.4 deste capítulo.

Utilizando programação em Python, através do pacote DSS-Extensions, foram criadas GDs conectadas às UCs de tal forma que a potência total instalada da GD correspondesse ao consumo daquela unidade, possibilitando a compensação 100%. Com relação à conexão do inversor a cada padrão de entrada da unidade consumidora, tem-se as seguintes possibilidades de conexão:

- 1) Monofásico: Um inversor monofásico 127V ou 220V (fase-neutro (FN)) e conectado na fase que atende a carga, conforme Figura 4.9;

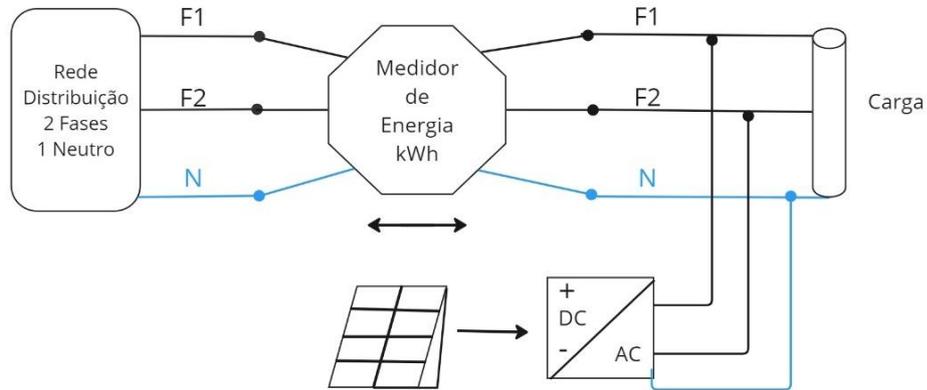
Figura 4.9 – Esquema de ligação monofásico



Fonte: Autoria própria.

- 2) Bifásico: Dois inversores 127V cada um conectado em uma fase ou um inversor 220V fase-fase (FF) conectado a ambas as fases que atendem a carga. A última opção é o modo mais provável de conexão devido à disponibilidade de equipamentos no mercado e o custo associado. Por isso, essa foi a forma de conexão adotada na modelagem, conforme Figura 4.10;

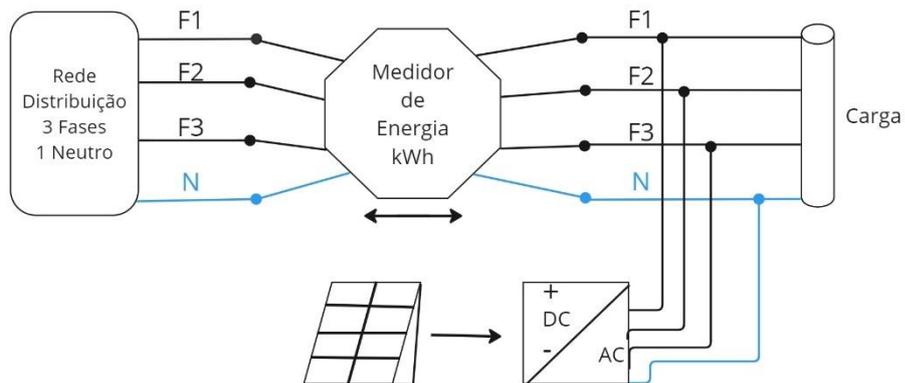
Figura 4.10 – Esquema de ligação bifásico



Fonte: Autoria própria.

3)Trifásico: Se a potência for baixa possivelmente o inversor será monofásico FN ou monofásico FF, devido à falta de disponibilidade de inversores trifásicos no mercado com potências mais baixas ou devido ao custo mais elevado nestes casos. Assim, assumiu-se que se a potência for abaixo de 10 kW, a modelagem seguirá o padrão adotado no bifásico. Caso contrário, o inversor será trifásico, conectado as três fases que atendem a carga, conforme Figura 4.11.

Figura 4.11 – Esquema de ligação trifásico



Fonte: Autoria própria.

Essa consideração sobre as formas de conexão dos sistemas de microgeração distribuída é relevante por tornar a modelagem um pouco mais realista. Conexões exclusivamente trifásicas não são observadas na prática e conexões apenas desequilibradas poderiam extrapolar os reais impactos. É importante frisar que a minigeração distribuída só pode ser conectada na MT e sua conexão é trifásica.

## 4.4 Cenários

Este trabalho pretende realizar simulações com a instalação de micro e/ou minigerações distribuídas fotovoltaicas vinculadas aos consumidores do poder público do município de Itajubá, de forma que estes empreendimentos façam parte do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Assim, serão avaliadas as modalidades de Autoconsumo Local e Geração Compartilhada.

### 4.4.1 Autoconsumo Local

O autoconsumo local ou geração junto à carga foi a primeira modalidade criada para a aplicação do SCEE e continua sendo a mais utilizada pelas unidades consumidoras que possuem GD no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024a). A instalação da central geradora ocorre no mesmo local em que se dará o consumo, caso dos painéis solares instalados nos telhados das edificações.

Para este cenário hipotético, foram criados 238 geradores BT e 8 geradores MT, ou seja, como se todas as UCs PP tivessem uma instalação geradora própria conectada no local. A potência instalada de cada painel fotovoltaico foi definida conforme o cálculo descrito nas Equações de (4-2) a (4-6), e para que não se tivesse valores de potência zerados, atribuiu-se um valor de potência instalada insignificante, sendo 0,01kW, para os 12 casos em que o consumo diário médio constava zerado na BDGD mesmo a unidade estando ativa. Cabe ressaltar que esses valores de potência instalada são puramente teóricos, a fim de se reproduzir a orientação de cálculo estipulada pela ANEEL. Não existe no mercado placas fotovoltaicas e inversores que apresentem potências típicas com valores decimais conforme definido na simulação, já que os módulos fotovoltaicos variam de 300 Wp até 700 Wp e os inversores podem variar de 1 kW até 5MW ou mais. Além disso, é comum que os projetos sejam sobredimensionados para que o cliente consiga obter maiores créditos na conta de energia e se sinta satisfeito mais rapidamente com o investimento realizado (ARAÚJO, 2021; GETPOWER SOLAR, 2022; ROMAGNOLE, 2022).

A Tabela 4-6 apresenta as definições dos 246 geradores criados.

Tabela 4-6 – Geradores criados conectados à carga

Nº GD	Alimentador	Fase	Tensão [kV]	Potência [kW]	Tipo
1	IJAU11	3	13,8	1343,46	Minigeração
2	IJAU15	3	13,8	196,12	Minigeração
3	IJAU10	3	0,22	120,57	Minigeração
4	IJAU10	3	13,8	100,59	Minigeração

5	IJAU10	3	0,22	89,69	Minigeração
6	IJAU07	3	13,8	89,38	Minigeração
7	IJAU14	3	13,8	84,08	Minigeração
8	IJAU10	3	0,22	66,85	Microgeração
9	IJAU07	3	0,22	63,26	Microgeração
10	IJAU07	3	13,8	51,83	Microgeração
11	IJAU13	3	13,8	46,12	Microgeração
12	IJAU10	3	0,22	46,05	Microgeração
13	IJAU06	3	0,22	44,07	Microgeração
14	IJAU11	3	0,22	34,33	Microgeração
15	IJAU05	3	0,22	32,11	Microgeração
16	IJAU10	3	0,22	28,41	Microgeração
17	IJAU07	3	0,22	26,76	Microgeração
18	IJAU15	3	0,22	26,19	Microgeração
19	IJAU06	3	0,22	25,01	Microgeração
20	IJAU10	3	0,22	24,84	Microgeração
21	IJAU07	3	0,22	24,04	Microgeração
22	IJAU11	3	0,22	23,68	Microgeração
23	IJAU07	3	0,22	23,16	Microgeração
24	IJAU10	3	13,8	22,97	Microgeração
25	IJAU13	3	0,22	22,71	Microgeração
26	IJAU07	3	0,22	20,76	Microgeração
27	IJAU10	3	0,22	20,08	Microgeração
28	IJAU13	3	0,22	19,96	Microgeração
29	IJAU06	3	0,22	19,57	Microgeração
30	IJAU15	3	0,22	17,83	Microgeração
31	IJAU07	3	0,22	17,56	Microgeração
32	IJAU13	3	0,22	16,40	Microgeração
33	IJAU07	3	0,22	16,27	Microgeração
34	IJAU11	3	0,22	15,69	Microgeração
35	IJAU07	1	0,22	14,34	Microgeração
36	IJAU13	3	0,22	14,25	Microgeração
37	IJAU13	3	0,22	13,25	Microgeração
38	IJAU14	3	0,22	13,19	Microgeração
39	IJAU13	3	0,22	12,71	Microgeração
40	IJAU10	3	0,22	12,54	Microgeração
41	IJAU10	3	0,22	12,44	Microgeração
42	IJAU15	3	0,22	12,40	Microgeração
43	IJAU10	3	0,22	12,23	Microgeração
44	IJAU10	3	0,22	12,03	Microgeração
45	IJAU07	3	0,22	11,85	Microgeração
46	IJAU13	3	0,22	11,79	Microgeração
47	IJAU10	3	0,22	11,47	Microgeração
48	IJAU10	3	0,22	11,42	Microgeração
49	IJAU10	3	0,22	11,23	Microgeração
50	IJAU05	3	0,22	10,89	Microgeração

51	IJAU11	3	0,22	10,86	Microgeração
52	IJAU11	3	0,22	10,84	Microgeração
53	IJAU05	3	0,22	10,83	Microgeração
54	IJAU10	3	0,22	10,83	Microgeração
55	IJAU05	3	0,22	10,82	Microgeração
56	IJAU07	3	0,22	10,52	Microgeração
57	IJAU11	3	0,22	10,44	Microgeração
58	IJAU13	3	0,22	10,25	Microgeração
59	IJAU05	1	0,22	9,99	Microgeração
60	IJAU11	1	0,22	9,97	Microgeração
61	IJAU05	1	0,22	9,37	Microgeração
62	IJAU13	1	0,22	9,10	Microgeração
63	IJAU13	1	0,22	8,84	Microgeração
64	IJAU10	1	0,22	8,80	Microgeração
65	IJAU07	1	0,22	8,57	Microgeração
66	IJAU11	1	0,22	8,49	Microgeração
67	IJAU07	1	0,22	8,09	Microgeração
68	IJAU05	1	0,22	8,04	Microgeração
69	IJAU15	1	0,22	8,03	Microgeração
70	IJAU06	1	0,22	7,97	Microgeração
71	IJAU06	1	0,22	7,57	Microgeração
72	IJAU15	1	0,22	7,44	Microgeração
73	IJAU05	1	0,127	7,41	Microgeração
74	IJAU10	1	0,127	7,40	Microgeração
75	IJAU10	1	0,127	7,39	Microgeração
76	IJAU10	1	0,127	7,39	Microgeração
77	IJAU11	1	0,22	7,15	Microgeração
78	IJAU07	1	0,22	7,13	Microgeração
79	IJAU07	1	0,22	7,11	Microgeração
80	IJAU15	1	0,22	6,68	Microgeração
81	IJAU11	1	0,22	6,49	Microgeração
82	IJAU06	1	0,22	6,46	Microgeração
83	IJAU10	1	0,22	6,31	Microgeração
84	IJAU10	1	0,22	6,21	Microgeração
85	IJAU07	1	0,22	6,20	Microgeração
86	IJAU07	1	0,22	6,18	Microgeração
87	IJAU11	1	0,22	6,06	Microgeração
88	IJAU10	1	0,22	6,06	Microgeração
89	IJAU07	1	0,22	5,62	Microgeração
90	IJAU07	1	0,12	5,57	Microgeração
91	IJAU07	1	0,22	5,50	Microgeração
92	IJAU11	1	0,22	5,33	Microgeração
93	IJAU11	1	0,22	5,30	Microgeração
94	IJAU14	1	0,22	5,30	Microgeração
95	IJAU07	1	0,22	5,17	Microgeração
96	IJAU06	1	0,22	4,96	Microgeração

97	IJAU07	1	0,24	4,93	Microgeração
98	IJAU14	1	0,24	4,91	Microgeração
99	IJAU07	1	0,22	4,88	Microgeração
100	IJAU11	1	0,22	4,82	Microgeração
101	IJAU10	1	0,22	4,82	Microgeração
102	IJAU10	1	0,22	4,80	Microgeração
103	IJAU14	1	0,22	4,73	Microgeração
104	IJAU07	1	0,22	4,60	Microgeração
105	IJAU10	1	0,22	4,35	Microgeração
106	IJAU07	1	0,24	4,31	Microgeração
107	IJAU05	1	0,22	4,17	Microgeração
108	IJAU13	1	0,22	4,13	Microgeração
109	IJAU11	1	0,22	4,06	Microgeração
110	IJAU11	1	0,22	3,94	Microgeração
111	IJAU11	1	0,22	3,86	Microgeração
112	IJAU11	1	0,22	3,74	Microgeração
113	IJAU11	1	0,22	3,73	Microgeração
114	IJAU13	1	0,22	3,65	Microgeração
115	IJAU13	1	0,24	3,61	Microgeração
116	IJAU07	1	0,22	3,58	Microgeração
117	IJAU14	1	0,127	3,58	Microgeração
118	IJAU15	1	0,22	3,47	Microgeração
119	IJAU07	1	0,22	3,42	Microgeração
120	IJAU15	1	0,24	3,18	Microgeração
121	IJAU11	1	0,22	3,07	Microgeração
122	IJAU11	1	0,22	3,01	Microgeração
123	IJAU06	1	0,22	2,96	Microgeração
124	IJAU11	1	0,22	2,94	Microgeração
125	IJAU13	1	0,127	2,93	Microgeração
126	IJAU11	1	0,22	2,92	Microgeração
127	IJAU04	1	0,24	2,88	Microgeração
128	IJAU07	1	0,22	2,87	Microgeração
129	IJAU10	1	0,22	2,85	Microgeração
130	IJAU05	1	0,24	2,84	Microgeração
131	IJAU13	1	0,24	2,82	Microgeração
132	IJAU11	1	0,22	2,75	Microgeração
133	IJAU15	1	0,127	2,75	Microgeração
134	IJAU07	1	0,22	2,69	Microgeração
135	IJAU11	1	0,22	2,63	Microgeração
136	IJAU10	1	0,22	2,50	Microgeração
137	IJAU05	1	0,22	2,46	Microgeração
138	IJAU15	1	0,22	2,45	Microgeração
139	IJAU14	1	0,22	2,42	Microgeração
140	IJAU07	1	0,22	2,30	Microgeração
141	IJAU13	1	0,22	2,23	Microgeração
142	IJAU10	1	0,22	2,18	Microgeração

143	IJAU10	1	0,22	2,15	Microgeração
144	IJAU05	1	0,22	2,13	Microgeração
145	IJAU10	1	0,22	2,08	Microgeração
146	IJAU10	1	0,22	2,07	Microgeração
147	IJAU07	1	0,22	1,82	Microgeração
148	IJAU10	1	0,22	1,74	Microgeração
149	IJAU10	1	0,22	1,67	Microgeração
150	IJAU11	1	0,22	1,67	Microgeração
151	IJAU13	1	0,22	1,67	Microgeração
152	IJAU13	1	0,22	1,67	Microgeração
153	IJAU11	1	0,22	1,63	Microgeração
154	IJAU13	1	0,12	1,61	Microgeração
155	IJAU06	1	0,22	1,51	Microgeração
156	IJAU11	1	0,22	1,46	Microgeração
157	IJAU10	1	0,22	1,45	Microgeração
158	IJAU07	1	0,22	1,36	Microgeração
159	IJAU05	1	0,24	1,35	Microgeração
160	IJAU11	1	0,22	1,25	Microgeração
161	IJAU10	1	0,22	1,20	Microgeração
162	IJAU07	1	0,24	1,17	Microgeração
163	IJAU10	1	0,22	1,14	Microgeração
164	IJAU11	1	0,22	1,12	Microgeração
165	IJAU10	1	0,22	1,09	Microgeração
166	IJAU10	1	0,22	1,07	Microgeração
167	IJAU10	1	0,22	1,01	Microgeração
168	IJAU05	1	0,24	0,99	Microgeração
169	IJAU10	1	0,22	0,98	Microgeração
170	IJAU05	1	0,22	0,97	Microgeração
171	IJAU10	1	0,22	0,95	Microgeração
172	IJAU05	1	0,22	0,94	Microgeração
173	IJAU10	1	0,22	0,91	Microgeração
174	IJAU05	1	0,22	0,90	Microgeração
175	IJAU10	1	0,22	0,90	Microgeração
176	IJAU10	1	0,22	0,88	Microgeração
177	IJAU05	1	0,22	0,87	Microgeração
178	IJAU10	1	0,22	0,86	Microgeração
179	IJAU07	1	0,22	0,85	Microgeração
180	IJAU14	1	0,22	0,84	Microgeração
181	IJAU11	1	0,22	0,82	Microgeração
182	IJAU11	1	0,22	0,79	Microgeração
183	IJAU05	1	0,22	0,75	Microgeração
184	IJAU10	1	0,22	0,74	Microgeração
185	IJAU05	1	0,22	0,70	Microgeração
186	IJAU10	1	0,22	0,61	Microgeração
187	IJAU10	1	0,22	0,57	Microgeração
188	IJAU05	1	0,22	0,53	Microgeração

189	IJAU13	1	0,22	0,50	Microgeração
190	IJAU10	1	0,22	0,49	Microgeração
191	IJAU10	1	0,22	0,48	Microgeração
192	IJAU10	1	0,22	0,48	Microgeração
193	IJAU04	1	0,24	0,47	Microgeração
194	IJAU07	1	0,127	0,46	Microgeração
195	IJAU10	1	0,22	0,46	Microgeração
196	IJAU10	1	0,22	0,46	Microgeração
197	IJAU07	1	0,22	0,45	Microgeração
198	IJAU10	1	0,22	0,45	Microgeração
199	IJAU13	1	0,24	0,41	Microgeração
200	IJAU10	1	0,22	0,40	Microgeração
201	IJAU11	1	0,127	0,40	Microgeração
202	IJAU04	1	0,12	0,36	Microgeração
203	IJAU11	1	0,22	0,34	Microgeração
204	IJAU13	1	0,22	0,32	Microgeração
205	IJAU06	1	0,22	0,31	Microgeração
206	IJAU07	1	0,22	0,28	Microgeração
207	IJAU07	1	0,22	0,24	Microgeração
208	IJAU11	1	0,22	0,24	Microgeração
209	IJAU10	1	0,22	0,23	Microgeração
210	IJAU11	1	0,22	0,23	Microgeração
211	IJAU05	1	0,12	0,21	Microgeração
212	IJAU05	1	0,22	0,19	Microgeração
213	IJAU10	1	0,22	0,16	Microgeração
214	IJAU13	1	0,22	0,13	Microgeração
215	IJAU11	1	0,22	0,12	Microgeração
216	IJAU10	1	0,22	0,09	Microgeração
217	IJAU10	1	0,22	0,08	Microgeração
218	IJAU13	1	0,127	0,07	Microgeração
219	IJAU13	1	0,24	0,04	Microgeração
220	IJAU07	1	0,22	0,04	Microgeração
221	IJAU14	1	0,127	0,03	Microgeração
222	IJAU10	1	0,127	0,02	Microgeração
223	IJAU07	1	0,24	0,02	Microgeração
224	IJAU04	1	0,127	0,02	Microgeração
225	IJAU13	1	0,22	0,02	Microgeração
226	IJAU10	1	0,127	0,01	Microgeração
227	IJAU06	1	0,127	0,01	Microgeração
228	IJAU10	1	0,127	0,01	Microgeração
229	IJAU07	1	0,22	0,01	Microgeração
230	IJAU13	1	0,22	0,01	Microgeração
231	IJAU07	1	0,22	0,01	Microgeração
232	IJAU05	1	0,22	0,01	Microgeração
233	IJAU15	1	0,127	0,01	Microgeração
234	IJAU04	1	0,24	0,01	Microgeração

235	IJAU13	1	0,22	0,01	Microgeração
236	IJAU06	1	0,127	0,01	Microgeração
237	IJAU05	1	0,22	0,01	Microgeração
238	IJAU04	1	0,24	0,01	Microgeração
239	IJAU05	1	0,22	0,01	Microgeração
240	IJAU10	1	0,22	0,01	Microgeração
241	IJAU10	1	0,22	0,002	Microgeração
242	IJAU15	1	0,127	0,0007	Microgeração
243	IJAU11	1	0,22	0,0007	Microgeração
244	IJAU07	1	0,127	0,0007	Microgeração
245	IJAU10	1	0,22	0,0007	Microgeração
246	IJAU07	1	0,22	0,0007	Microgeração

Fonte: Autoria própria.

É interessante observar que existem duas instalações BT que, devido a um consumo mais elevado no sistema de criação de unidades geradoras, a potência instalada ficou acima de 75 kW. Portanto, as GD nº3 e nº5 são classificadas como minigeração e estão conectadas na baixa tensão. Normalmente, as distribuidoras conectam minigeração apenas na MT, justamente por entender que esta potência instalada compromete os parâmetros de qualidade da rede BT. No próximo capítulo, na seção 5.2 e 5.3 serão apresentados os resultados destes dois casos conectados na BT e será discutido o tema.

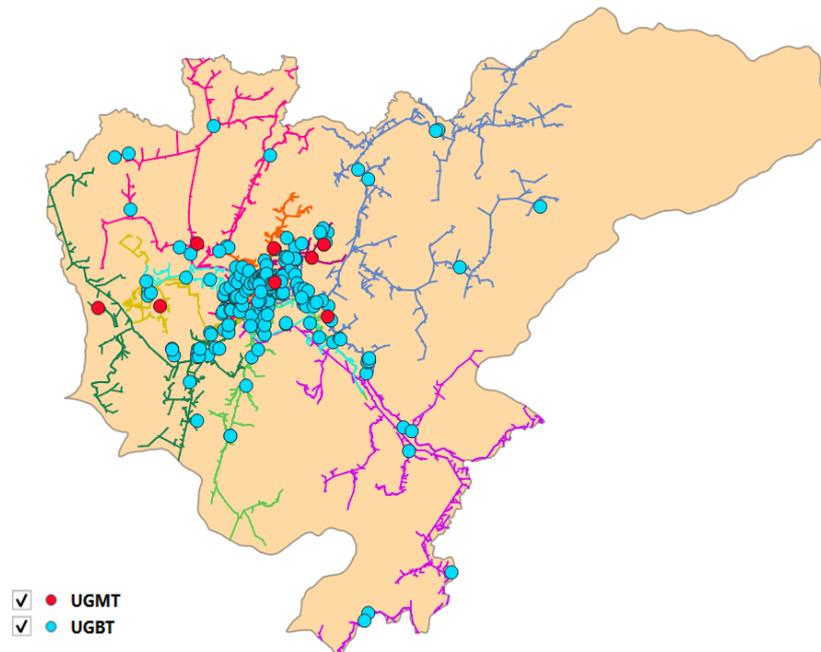
Essa potência instalada ficou dividida entre os alimentadores, conforme é demonstrado na Tabela 4-7 e na Figura 4.12, sendo o IJAU11 o com maior potência, sendo este justamente o alimentador em que está conectada a UNIFEI, unidade de poder público federal com alto consumo.

Tabela 4-7 – Divisão das GDs de autoconsumo local nos alimentadores

Alimentador	Potência Total Instalada [kWp]	Microgeração	Minigeração
IJAU04	4	6	-
IJAU05	119	26	-
IJAU06	120	12	-
IJAU07	475	44	1
IJAU10	713	64	3
IJAU11	1550	38	1
IJAU13	211	29	-
IJAU14	119	8	1
IJAU15	287	12	1
<b>Total Geral</b>	<b>3.598</b>	<b>239</b>	<b>7</b>

Fonte: Autoria própria.

Figura 4.12 – Pontos de conexão das GDs de autoconsumo local nos alimentadores



Fonte: Autoria própria.

#### 4.4.2 Geração Compartilhada Próxima ou Distante da Subestação

A modalidade de geração compartilhada permite que dois ou mais consumidores compartilhem os créditos de um mesmo sistema. O sistema gerador deve ser instalado afastado das unidades consumidoras participantes deste grupo, mas todas as UCs beneficiadas devem estar na área de concessão da distribuidora, este é o caso das cargas que recebem créditos de fazendas solares. Vale ressaltar que a atual Lei N° 14.300 limita a minigeração distribuída de fonte não despachável, caso da fonte solar, a no máximo 3 MW (BRASIL, 2022a). Logo, para se instalar uma única geração de 3,6 MW seria necessário algum tipo de autorização especial que pode ser pautada e justificada com a redução de gastos de órgãos públicos e mediante análise dos impactos no sistema existente. Como este trabalho se trata de simulações, será considerada essa situação hipotética e proposta a instalação dessa potência de forma centralizada.

Será considerada a instalação de uma fazenda solar próxima à localização da subestação Itajubá 1 e outra mais afastada. Levando-se em conta que são necessários cerca de 10.000 m<sup>2</sup>, 1 hectare, para a instalação de 1 MWp de potência de geração fotovoltaica (ARSALAN; SARWITO; KOENHARDONO, 2022; SUKUMARAN et al., 2022), buscou-se via Google Earth e Maps localizar terrenos sem ocupação de obras civis que possuem 36.000 m<sup>2</sup>, ou seja, 3,6 hectares, nas duas condições analisadas.

A primeira condição reflete um cenário menos provável de disponibilidade de terrenos, mas com maiores possibilidades de se encontrar próximo a uma rede robusta para conexão, diminuindo assim a necessidade de obras. A alternativa selecionada para este cenário está localizada próxima às coordenadas latitude:  $-22.440682^\circ$  e longitude  $-45.460634^\circ$ , distante a 1,7 km da subestação e às margens da Rua Sebastião Bonifácio Ribeiro no bairro Medicina. Dessa forma, a Figura 4.13 apresenta a opção escolhida para alocação da central geradora próxima à subestação e a Figura 4.14 o perfil de elevação do solo deste terreno. Este terreno parece ser utilizado para pastagem atualmente e apresenta um bom perfil de elevação, praticamente plano, pouca vegetação e aparentemente nenhum tipo de curso d'água na propriedade. Estes fatores tendem a facilitar e baratear os gastos com a liberação ambiental e construção civil da usina fotovoltaica.

Figura 4.13 – Alternativa conexão próxima à subestação



Fonte: Autoria própria – Google Earth.

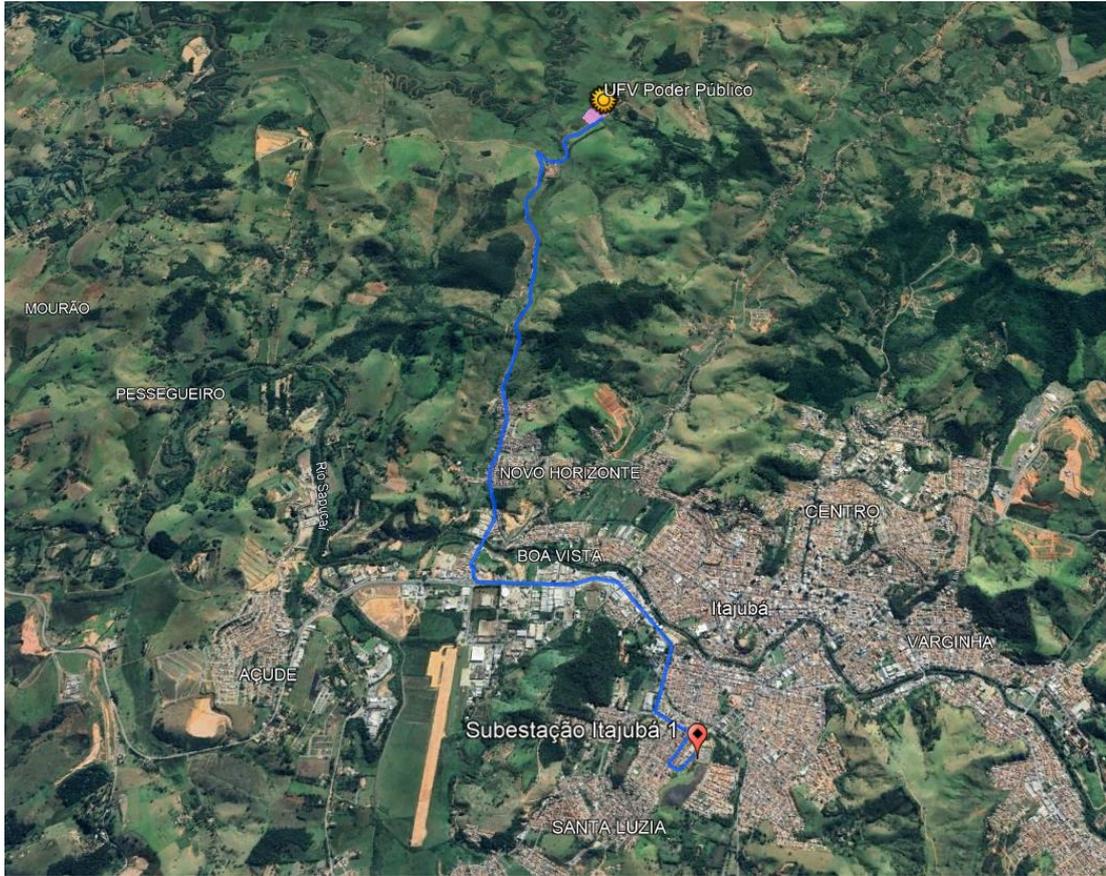
Figura 4.14 – Perfil de elevação - Alternativa conexão próxima à subestação



Fonte: Autoria própria – Google Earth.

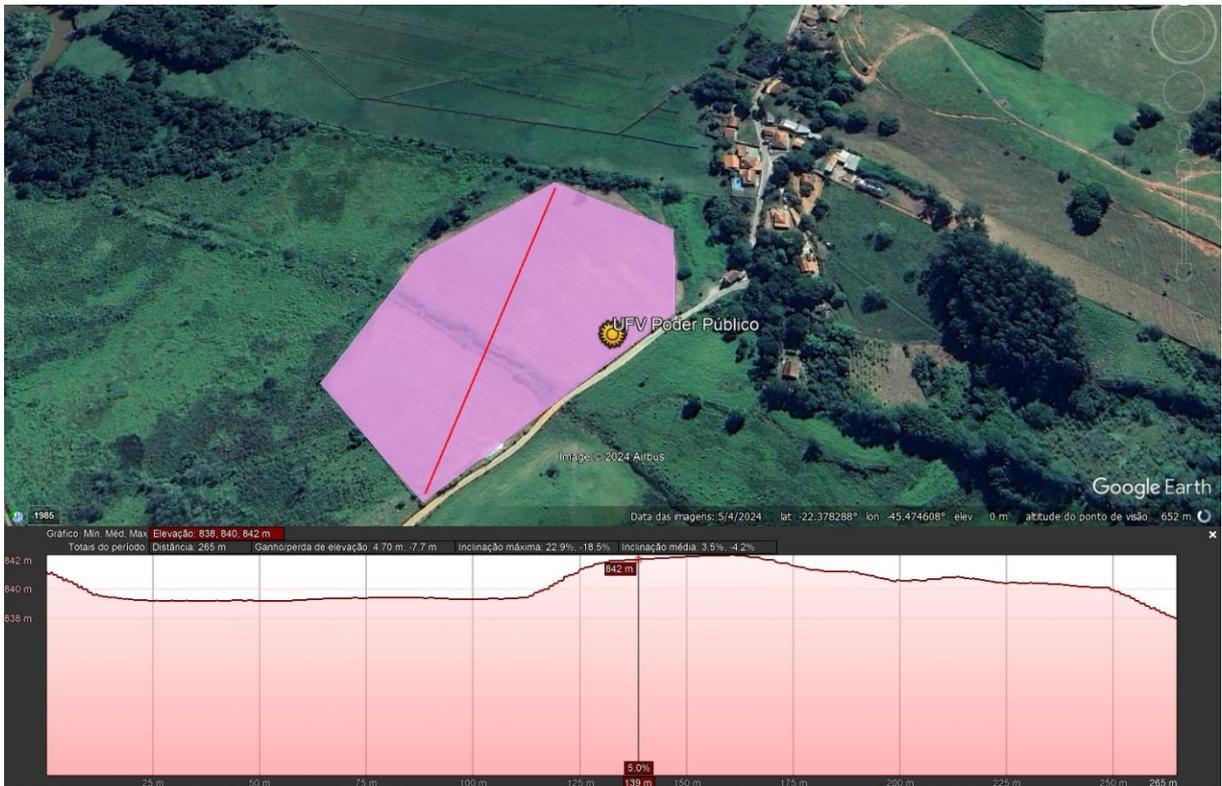
A alternativa mais afastada é o caso mais comum para a instalação deste tipo de empreendimento, uma vez que na região rural se encontram terrenos maiores e com valores mais atrativos para compra. A prospecção na região rural se torna mais fácil, existindo uma série de possíveis terrenos planos para a instalação do empreendimento. A alternativa selecionada para este cenário está localizada próxima às coordenadas latitude:  $-22.378981^\circ$  e longitude  $-45.474607^\circ$ , distante a 9,0 km da subestação e as margens da Rua Marins, zona rural de Itajubá, sem bairro definido. Dessa forma, a Figura 4.15 apresenta a opção escolhida para alocação da central geradora distante da subestação e a Figura 4.16 o perfil de elevação do solo deste terreno. Este terreno apresenta um bom perfil de elevação, plano, pouca vegetação e a utilização dos terrenos ao redor está voltada para agricultura, estando este localizado a 400 metros do Rio Lourenço Velho. A proximidade com um rio pode representar entraves com liberações ambientais e desafios na construção da fundação do empreendimento a depender do impacto no solo. Mas, de maneira geral, grandes extensões de terra costumam ser mais baratas na zona rural, fazendo com que o valor da propriedade cubra eventuais gastos extras com a adequação do terreno para construção da usina.

Figura 4.15 – Alternativa conexão distante da subestação



Fonte: Autoria própria – Google Earth.

Figura 4.16 – Perfil de elevação - Alternativa conexão distante da subestação



Fonte: Autoria própria – Google Earth.

Com os terrenos selecionados, foram criadas as gerações na simulação. Para o caso próximo à subestação a conexão da GD de 3,6 MWp foi considerada no barramento bus\_IJAU06\_\_pri\_9471023D.1.2.3, no alimentador IJAU06. Já para a opção afastada da subestação, a conexão se deu via barramento bus\_IJAU13\_\_pri\_121963447.1.2.3, no alimentador IJAU13.

#### **4.4.3 Geração Compartilhada Instalada na UNIFEI**

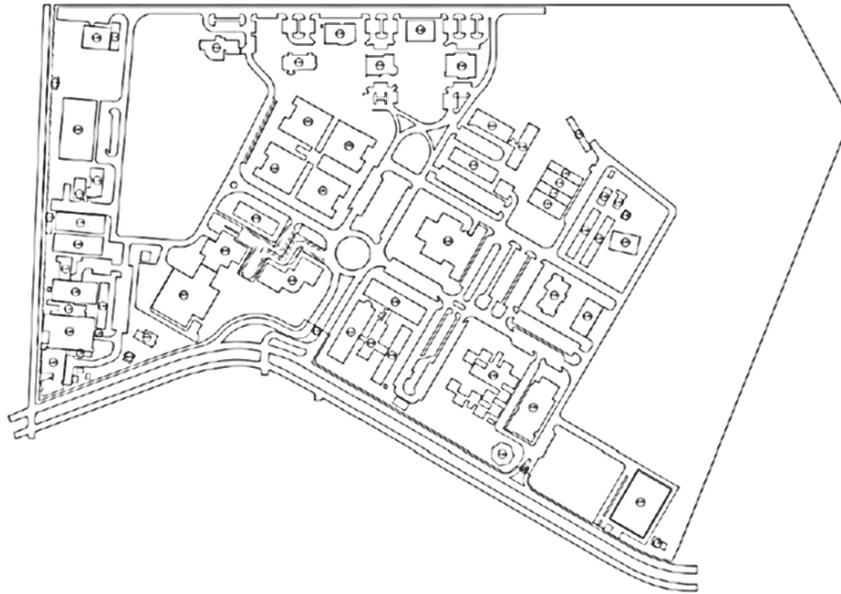
Outra alternativa que será avaliada é a instalação de todo o potencial de geração necessário para suprir o consumo dos prédios públicos de Itajubá no campus da Universidade Federal de Itajubá. Atualmente, a UNIFEI já possui uma potência instalada no campus de aproximadamente 600 kWp para autoconsumo local. E, segundo levantamentos e estudos realizados por Oliveira (2019), o campus Itajubá da UNIFEI tem um potencial de instalação de mais de 14.617 kWp, considerando toda a sua área. Desse total, sobre os prédios o potencial de instalação é de 6.470,4 kWp e 8.146,5 kWp no solo disponível. A Tabela 4-8 e a Figura 4.17 apresentam informações das áreas mapeadas do campus.

Tabela 4-8 – Informações sobre o campus UNIFEI Itajubá

<b>Área Total (m2)</b>	367.193,22
<b>Área Sobre Prédios (m2)</b>	53.599,42
<b>Área Útil sobre Prédios (m2)</b>	42.879,54
<b>Área disponível em Terreno (m2)</b>	53.987,46
<b>Área total disponível (m2)</b>	96.867
<b>Altitude (m)</b>	916,25
<b>PVout– esperado por dia (kWh/kWp)</b>	4,315
<b>Latitude</b>	22° 41' S
<b>Longitude</b>	45° 45' O

Fonte: (OLIVEIRA, 2019).

Figura 4.17 – Planta Baixa do campus UNIFEI Itajubá

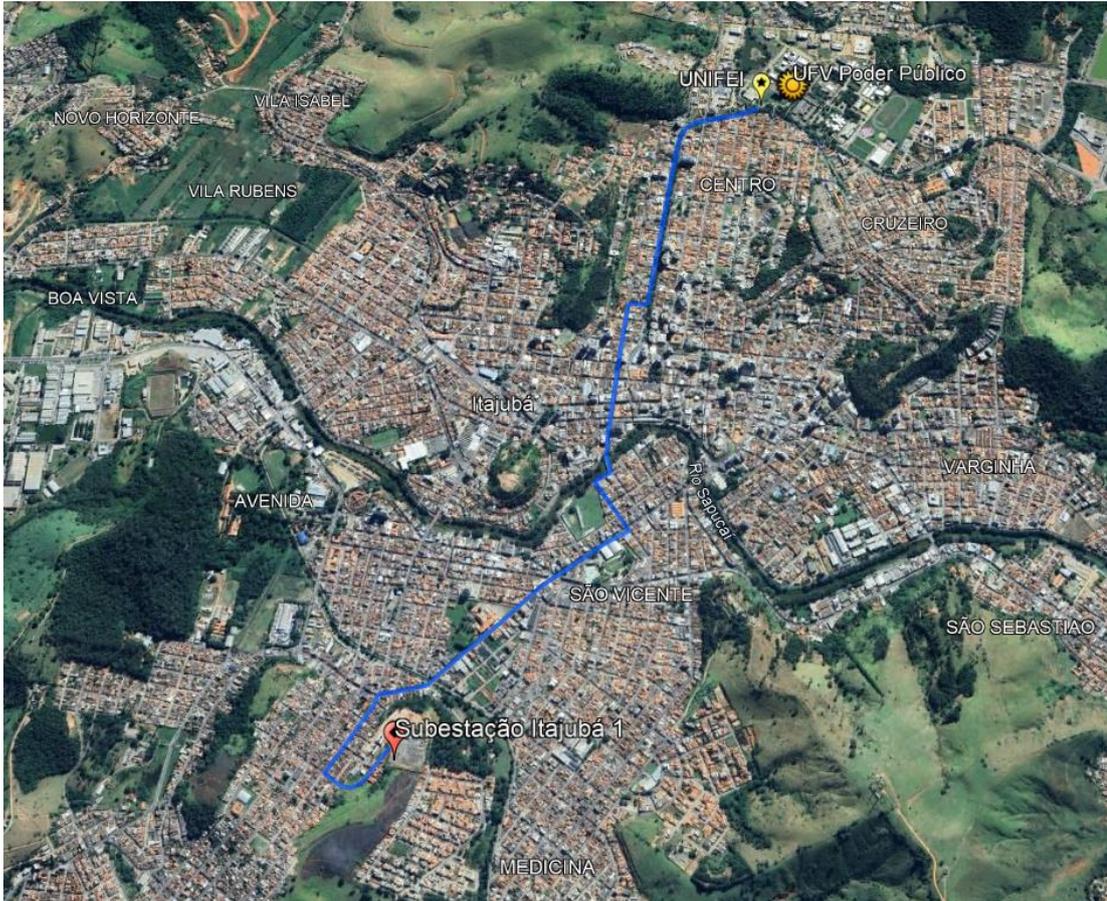


Fonte: (OLIVEIRA, 2019).

Logo, com essas informações fica evidente que em termos de espaço disponível, é possível que o campus consiga alocar painéis solares suficientes para a geração de 3,6 MWp, inclusive utilizando apenas os telhados dos prédios. Sendo a UNIFEI o maior consumidor PP de Itajubá, a alocação no campus poderia ser interessante para outros fins, como a criação de um grande laboratório a céu aberto que pode incentivar estudos e pesquisas dos alunos da universidade. A universidade, poderia expandir significativamente sua capacidade instalada e, inclusive, alugar parte de sua infraestrutura para a instalação de painéis solares. Esse compartilhamento de infraestrutura traria diversas vantagens, como a geração de renda pela locação dos telhados e áreas livres, além de contribuir para a sustentabilidade da cidade de Itajubá ao suprir parte do consumo dos prédios públicos. Essa iniciativa não só promoveria um uso inteligente do espaço da universidade como também colocaria a UNIFEI na vanguarda dos estudos sobre sustentabilidade e inovação em geração distribuída.

O campus está localizado a cerca 3,5 km da Subestação Itajubá 1, conforme Figura 4.18. Para este caso, a conexão da GD de 3,6 MWp foi considerada no barramento bus\_IJAU11\_\_pri\_183449179.1.2.3.4, no alimentador IJAU11.

Figura 4.18 – Alternativa de conexão na UNIFEI



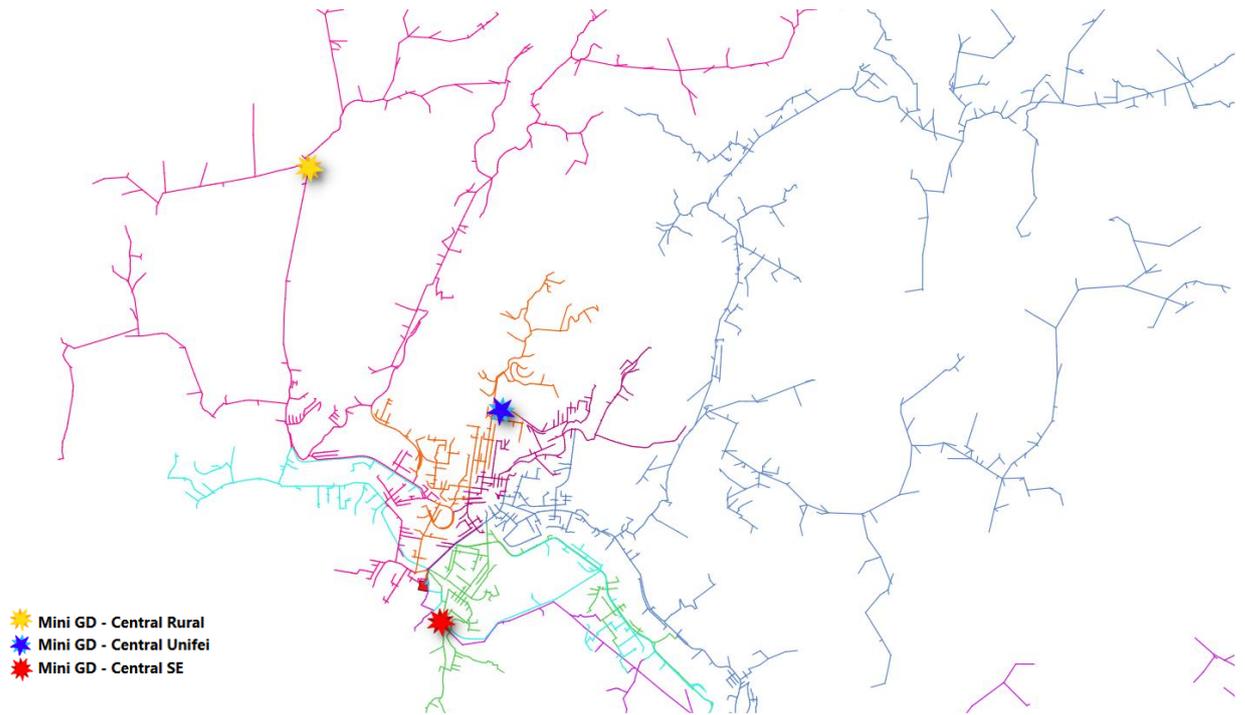
Fonte: Autoria própria – Google Earth.

## 4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou as principais características e definições da modelagem elaborada da rede de distribuição de Itajubá e dos cenários adotados. Todas as características apresentadas são de suma importância para os resultados das simulações que serão apresentadas no próximo capítulo, bem como para a reprodução deste estudo.

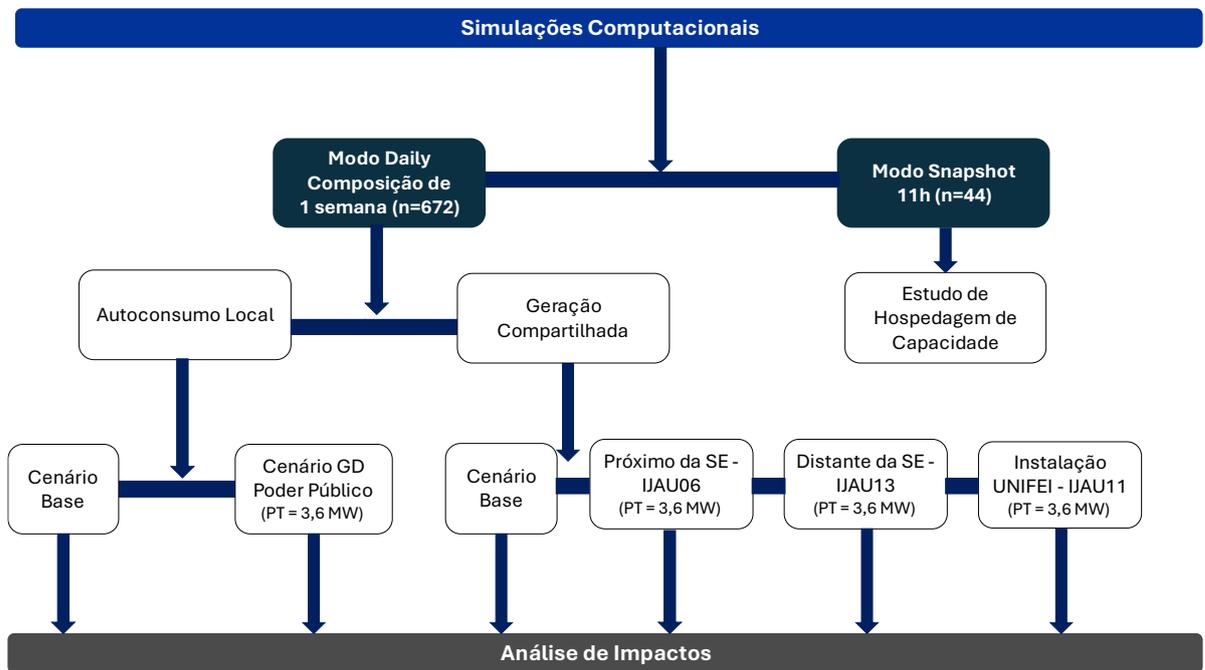
A Figura 4.19 apresenta a localização das gerações compartilhadas que foram apresentadas anteriormente e a Figura 4.20 apresenta uma síntese dos cenários que serão explorados no próximo capítulo.

Figura 4.19 – Localização das Gerações Compartilhadas Simuladas



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.20 – Etapas de simulação computacional e cenários



Fonte: Autoria própria.

## 5 Resultado e Discussão

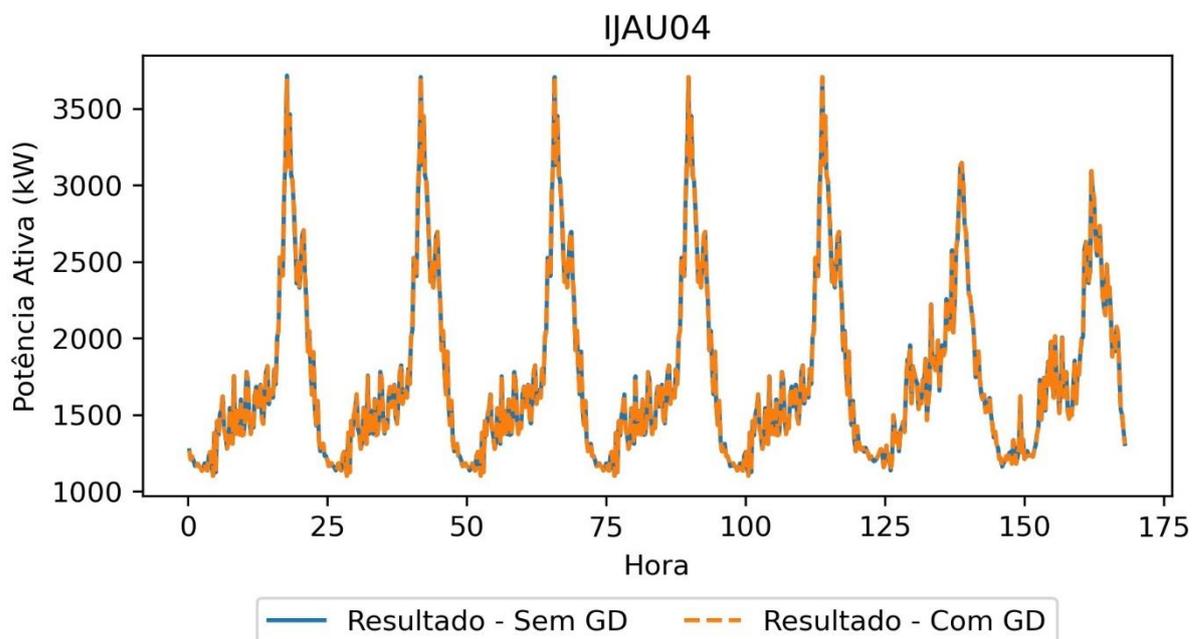
### 5.1 Fluxo de potência

Nesta seção serão apresentados e discutidos os resultados do fluxo de potência considerando a rede com conexão de GD e sem conexão de GD. Os perfis de potência ativa apresentados são referentes à saída da subestação em função do tempo, considerando 5 dias úteis (de 0 até 120 horas), sábado (de 121 até 144 horas) e domingo (de 145 até 168 horas).

#### 5.1.1 Fluxo de potência – Autoconsumo Local

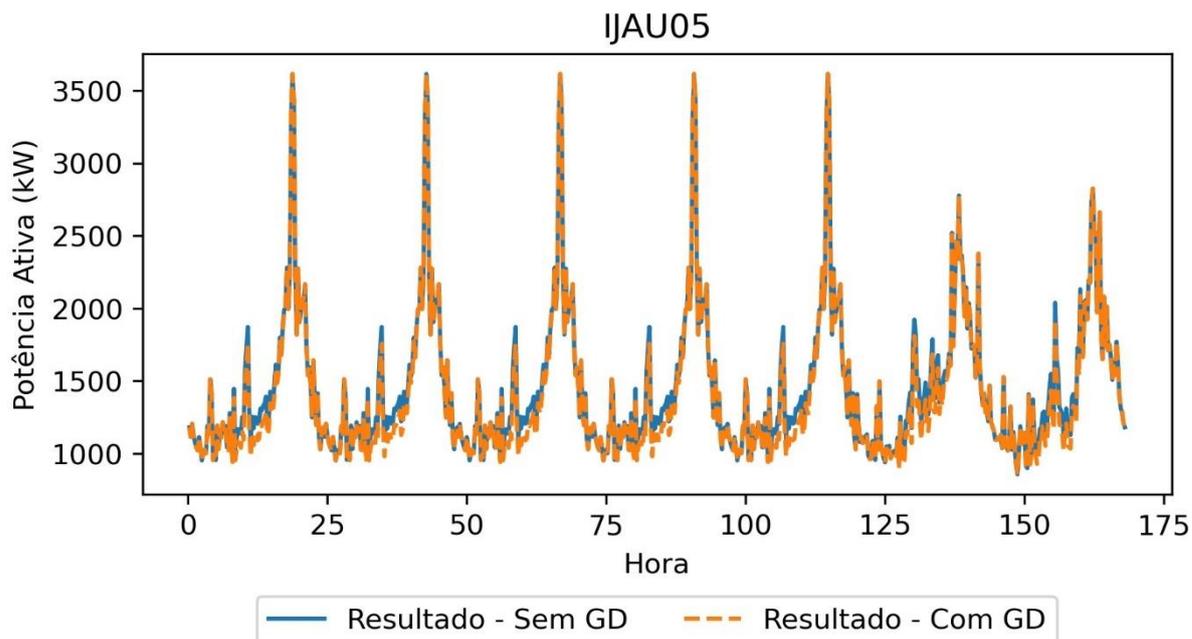
Considerando o cenário de GD alocada junto às cargas e conforme foi apresentado na Tabela 4-7, o alimentador que possui menor potência instalada é o IJAU04, com 4 kW, e o que possui a maior potência instalada é o IJAU11 com 1,55 MW. As figuras seguintes serão apresentadas em ordem crescente de potência instalada e a diferença na potência ativa medida na saída da subestação será mais perceptível ao longo de cada alimentador.

Figura 5.1 – Fluxo de carga alimentador IJAU04



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.2 – Fluxo de carga alimentador IJAU05

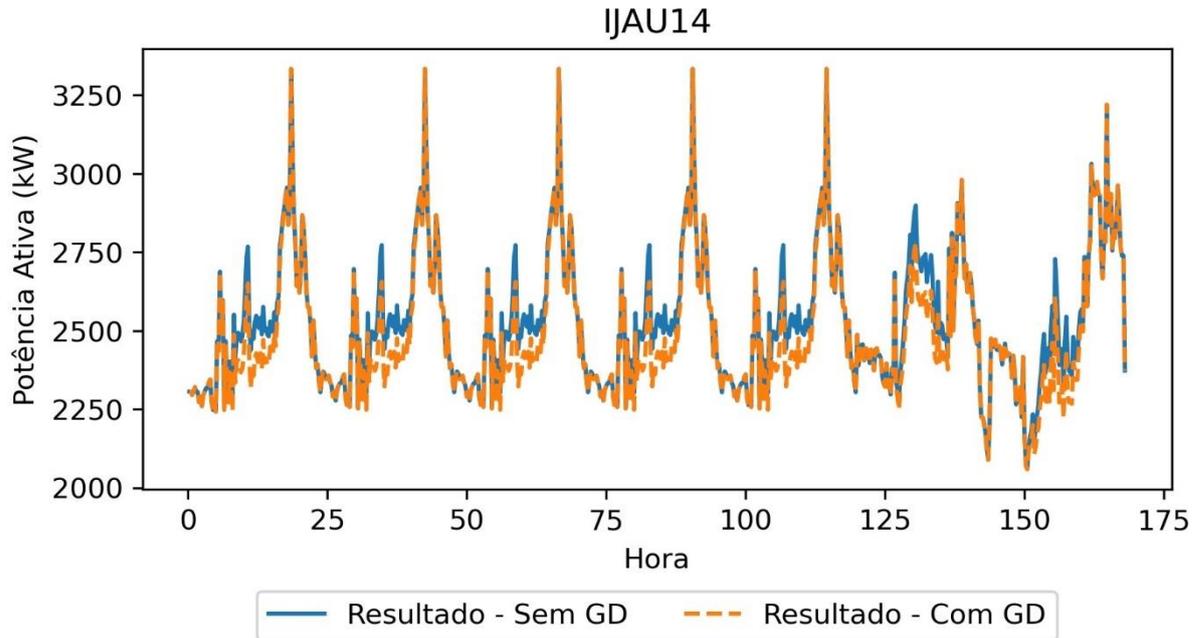


Fonte: Autoria própria.

Note que as curvas de potência ativa da Figura 5.1 e Figura 5.2 para o cenário Sem e Com GD praticamente se sobrepõe. Ainda é possível perceber uma ligeira diferença entre elas no alimentador IJAU05, nos horários do período da tarde (entre 12h e 15h). Observe que neste período a curva laranja fica abaixo da curva azul, representando justamente uma maior geração das MMGD fotovoltaicas, logo, suprimindo parte do consumo das UCs e demandando menos energia da subestação. Além disso, é interessante notar a queda de potência ativa demandada no sábado e no domingo, quando em comparação com os dias úteis.

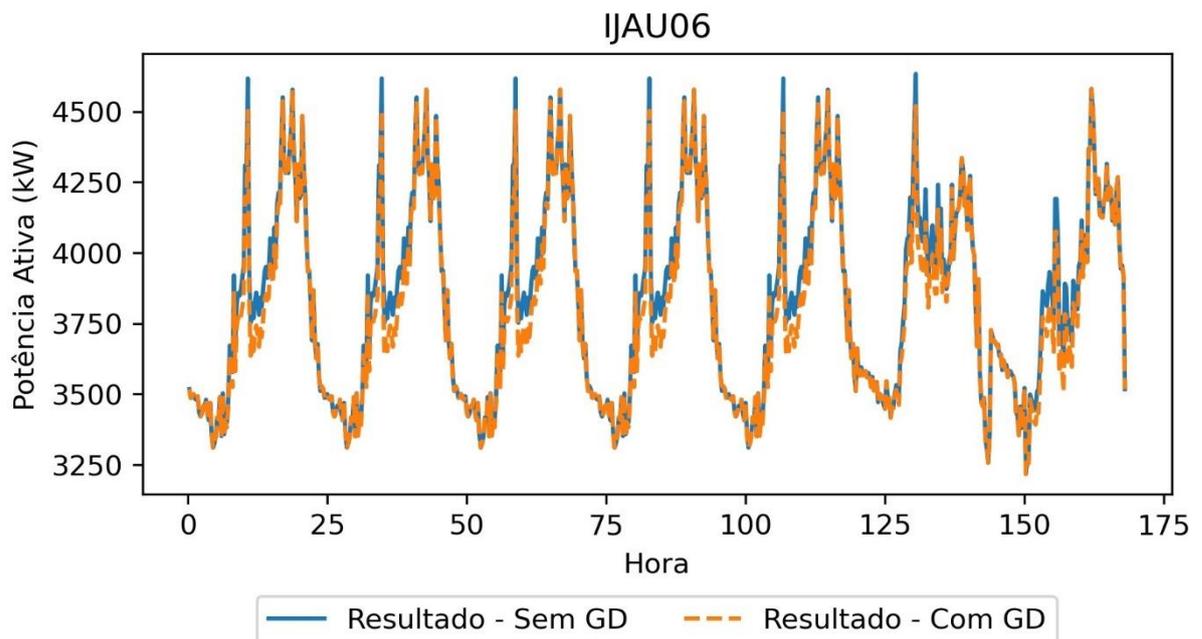
Os alimentadores IJAU14 e IJAU06 apresentam um comportamento bem semelhante ao descrito para as duas primeiras curvas exibidas. Entretanto, cabe ressaltar que a potência instalada do IJAU05, IJAU14 e IJAU06 é praticamente a mesma (120 kW), mas a percepção do impacto da GD em suas curvas de fluxo de potência varia consideravelmente. A Figura 5.3, do IJAU14, apresenta uma variação mais visível entre as condições Sem e Com GD do que a Figura 5.2, IJAU05, e a Figura 5.4, IJAU06. Uma vez que os sistemas MMGD estão condicionados à mesma curva de geração (Solar<sub>pu</sub>), esse comportamento pode ser justificado pelos perfis de carga distintos de cada alimentador, bem como pelo nível de perdas técnicas, que será discutido posteriormente.

Figura 5.3 – Fluxo de carga alimentador IJAU14



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.4 – Fluxo de carga alimentador IJAU06

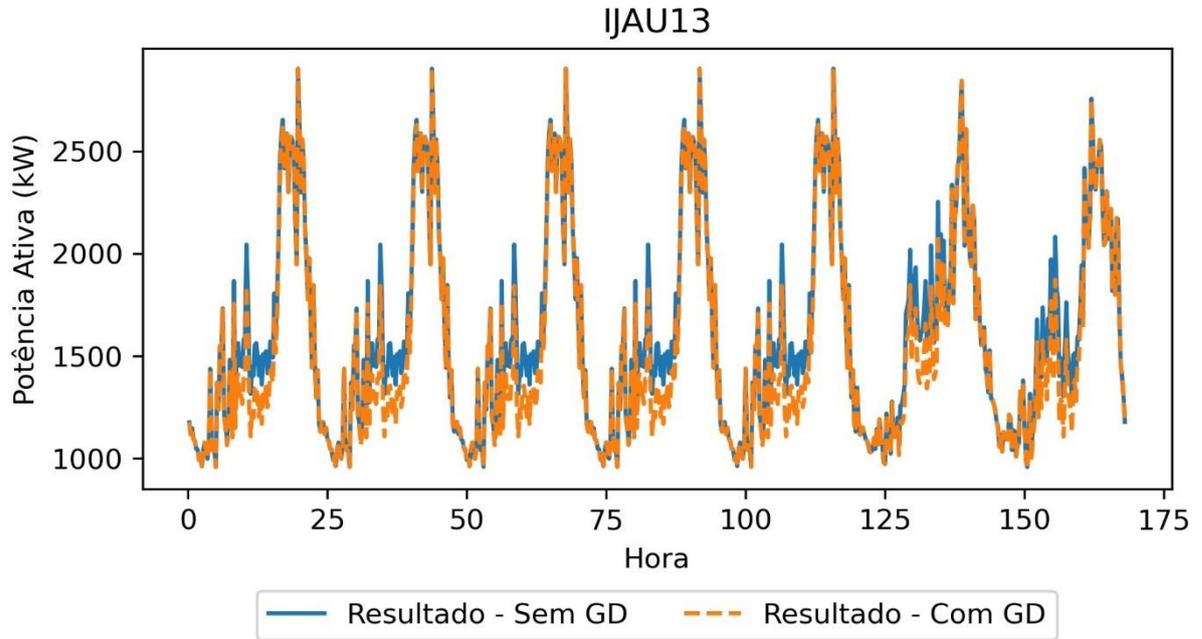


Fonte: Autoria própria.

No período de maior geração, as cargas do IJAU14 devem apresentar um menor consumo de energia, podendo a GD suprir uma porção maior ou mesmo todo o consumo local, demandando assim menos energia da subestação e sendo mais perceptível a diferença entre os dois cenários. Enquanto que para o IJAU05 e IJAU06, apesar da GD estar suprimindo parte do

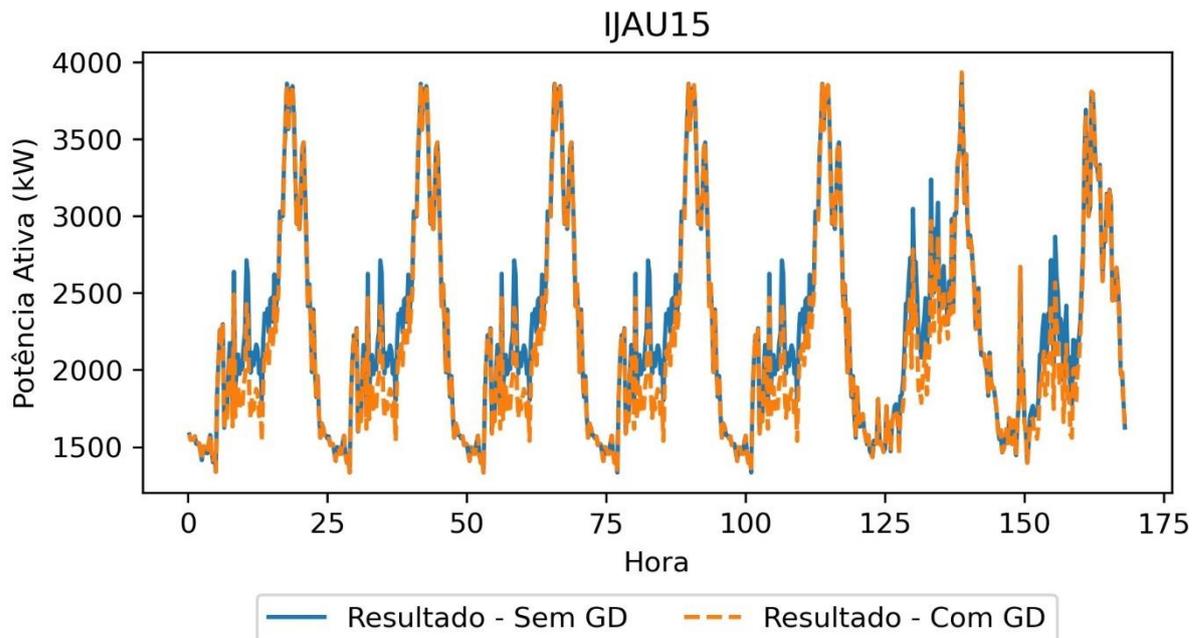
consumo, o complemento necessário fornecido pela subestação é maior, por isso a distância entre a curva azul e laranja fica menor.

Figura 5.5 – Fluxo de carga alimentador IJAU13



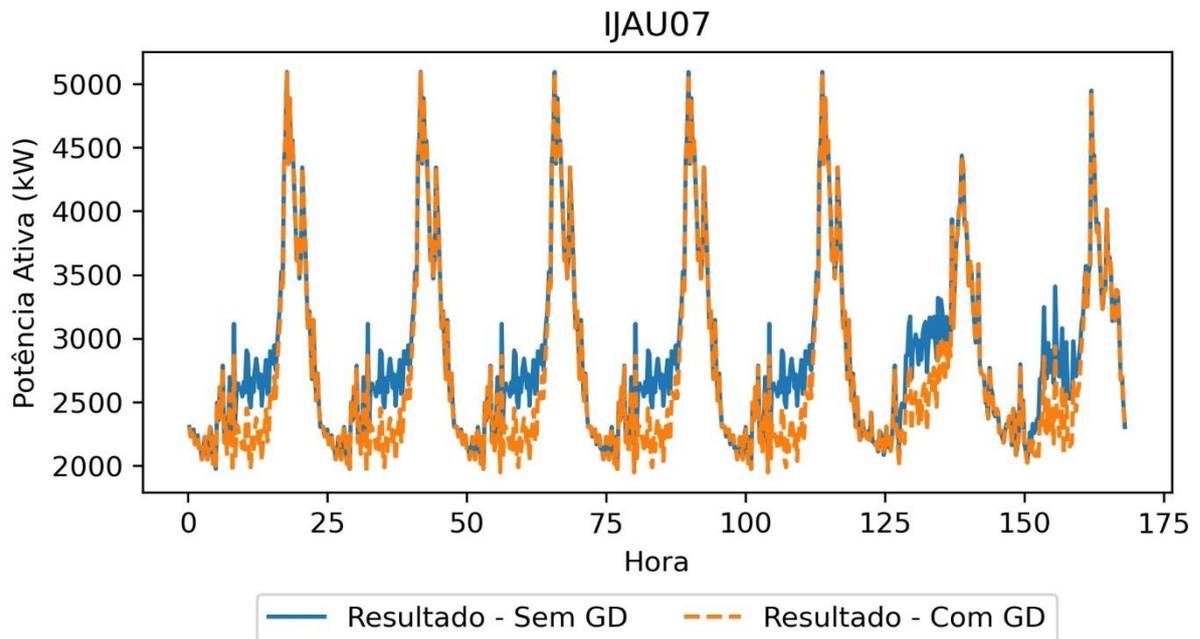
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.6 – Fluxo de carga alimentador IJAU15



Fonte: Autoria própria.

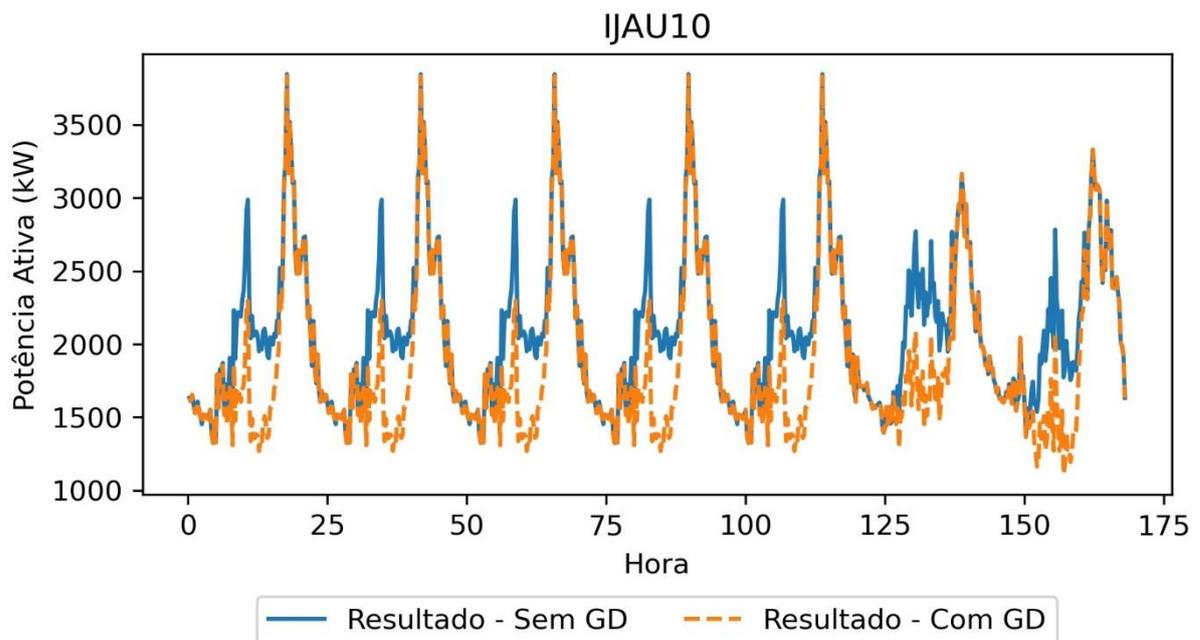
Figura 5.7 – Fluxo de carga alimentador IJAU07



Fonte: Autoria própria.

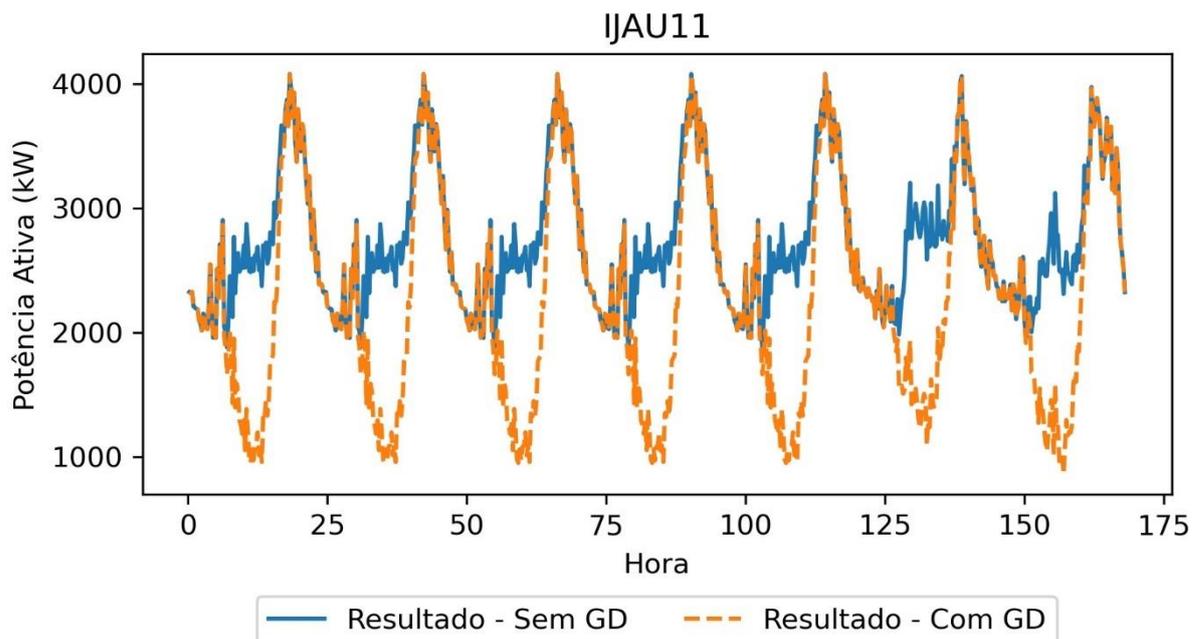
Para a Figura 5.5 e Figura 5.6, valem as mesmas considerações apresentadas anteriormente, visto que apresentam uma potência instalada similar (na casa dos 200 kW) Figura 5.7, mas um comportamento entre as curvas muito semelhante com os alimentadores anteriores que possuíam metade da sua potência instalada.

Figura 5.8 – Fluxo de carga alimentador IJAU10



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.9 – Fluxo de carga alimentador IJAU11

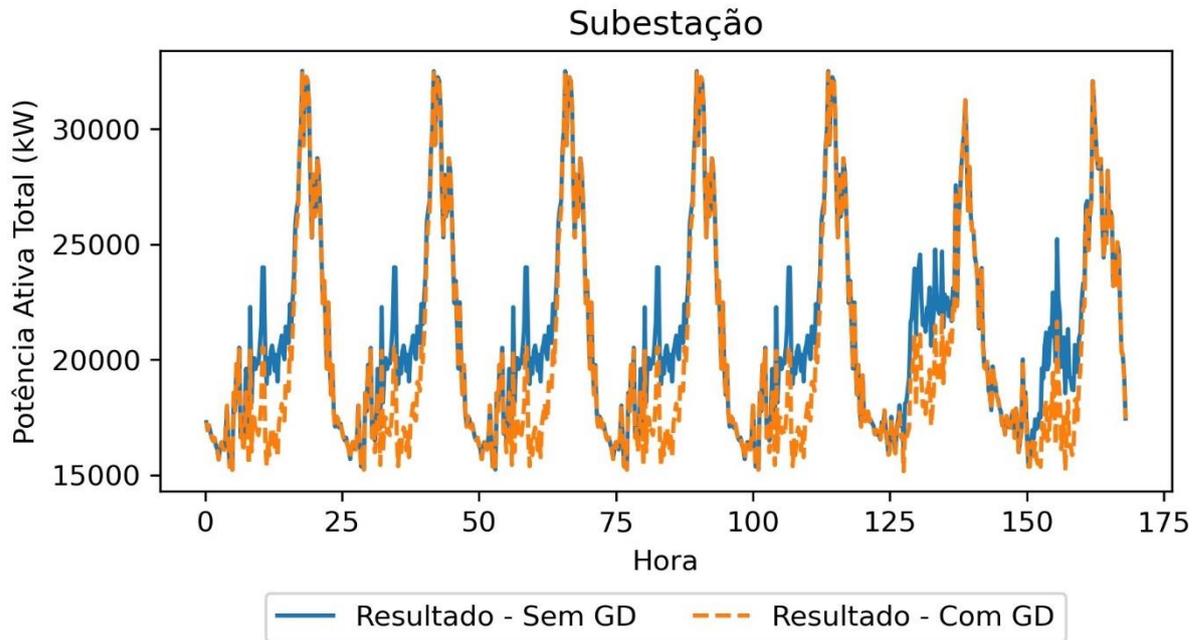


Fonte: Autoria própria.

A partir das curvas do IJAU10, Figura 5.8, e do IJAU11, Figura 5.9, fica evidente o impacto da GD na energia injetada pela subestação. No período de maior geração, a curva em laranja se afasta consideravelmente da azul, ficando muito clara a diferença da potência instalada que é incorporada pela MMGD. No IJAU10, com uma potência instalada de 713 kW, a potência cai de cerca de 2.000 kW, para menos de 1.500 kW. Enquanto que no IJAU, com uma potência instalada de 1.150 kW, no ponto de máxima geração, a potência registrada na saída da subestação cai de quase 3.000 kW para a casa dos 1.000 kW.

Por fim, a Figura 5.10 apresenta a comparação do cenário Sem e Com GD para toda a subestação, onde é interessante notar a demanda máxima atingida pela subestação, acima de 30 MW, conforme já aplicado na Equação (4-1), ocorrendo por volta das 18h e 20h, evidenciando o perfil de cargas mais residenciais entre as UCs atendidas. O impacto do conjunto das GDs é bem acentuado na subestação, mas não chega a apresentar nenhum ponto de inversão de fluxo de potência, e mesmo na máxima geração, a subestação ainda fornece cerca de 15.000 kW para as cargas.

Figura 5.10 – Fluxo de carga da subestação



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 5-1 apresenta os resultados da energia fornecida, por alimentador, pela subestação para as cargas ao longo dessa semana. Todos os alimentadores apresentaram uma redução na quantidade de energia injetada pela subestação com a presença de GD, o que é esperado, já que parte da demanda local está sendo atendida pela geração distribuída.

Tabela 5-1 – Energia Injetada pela SE – Autoconsumo Local

Alimentador	Energia Injetada pela Subestação		
	Sem GD [MWh]	Com GD [MWh]	$\Delta$
IJAU11	457,8	381,1	-76,7
IJAU10	350,9	315,7	-35,3
IJAU07	478,0	454,5	-23,5
IJAU15	378,9	364,4	-14,5
IJAU13	269,7	259,3	-10,4
IJAU14	424,8	418,8	-6,0
IJAU05	242,8	236,9	-5,9
IJAU06	644,0	638,1	-5,9
IJAU04	291,4	291,2	-0,2
<b>Total</b>	<b>3.538,4</b>	<b>3.360,0</b>	<b>-178,3</b>

Fonte: Autoria própria.

A tabela de energia também ajuda na discussão sobre o comportamento do IJAU05, IJAU14 e IJAU06. Os três alimentadores têm potências instaladas muito próximas (119 kWp

para os dois primeiros e 120 kWp, para o último) e reduções semelhantes na energia injetada pela subestação (6,0 MWh). Isso é coerente, indicando que o impacto da GD nesses alimentadores está mais relacionado com o tamanho da geração instalada, que é semelhante. A diferença marginal pode ser devido à distribuição dos horários de pico de consumo e geração ao longo do dia, conforme já comentado.

A análise mostra claramente que a GD tem um impacto significativo na redução da energia injetada pela subestação, com uma correlação direta entre a potência instalada de GD e a redução observada. Alimentadores com maior capacidade instalada de GD (como IJAU1 e IJAU10) conseguem aliviar substancialmente a carga da subestação, enquanto alimentadores com pouca GD (como IJAU04) veem uma redução mínima.

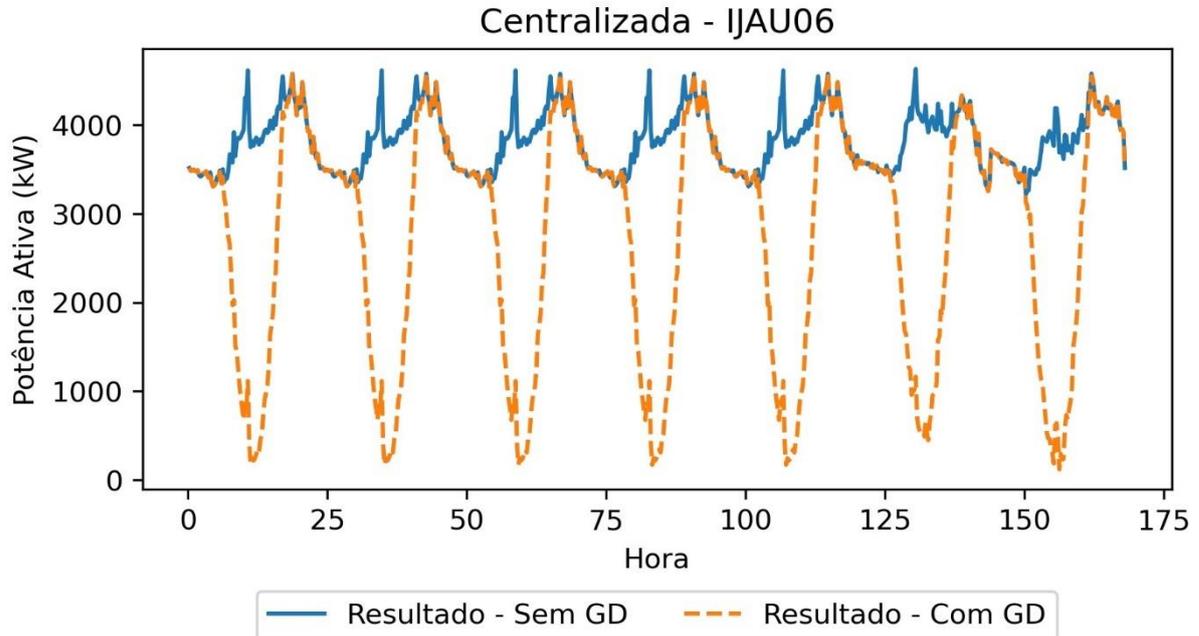
A reversão de fluxo não ocorreu nos alimentadores com essas potências instaladas, o que indica que a geração distribuída está equilibrada em relação à demanda local, evitando excessos que poderiam causar fluxos reversos. Alimentadores com potências instaladas moderadas, como IJAU05 e IJAU06, ainda conseguem uma boa redução de energia injetada, mostrando que mesmo pequenas instalações de GD podem ter um impacto interessante no sistema.

### **5.1.2 Fluxo de Potência – Geração Compartilhada**

Para o cenário de conexão de usinas no modelo de geração compartilhada, tem-se a consideração de 3,6 MWp de geração em uma única planta alocada em 3 possíveis pontos de conexão distintos, conforme já descrito em 4.4.2 e 4.4.3.

A alternativa de conexão em um ponto bem próximo da subestação foi realizada no alimentador IJAU06, e o fluxo de potência foi registrado conforme Figura 5.11.

Figura 5.11 – Fluxo de carga – Usina centralizada próxima a SE



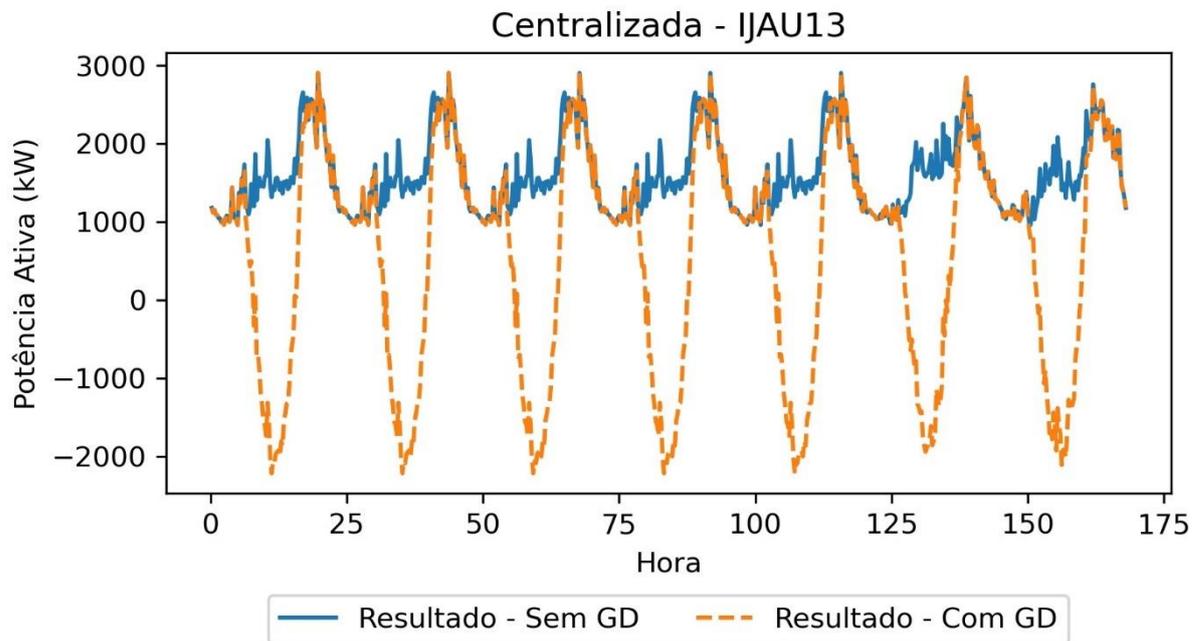
Fonte: Autoria própria.

Observe na curva azul (Sem GD) que o ponto de demanda mínima, no período de máxima geração, corresponde a cerca de 3.750 kW, a Figura 5.4 auxilia nesta constatação. Logo, com a instalação de uma central geradora com potência total de 3.600 kWp, é esperado que no ponto de máxima geração, a potência entregue pela subestação para o alimentador chegue próxima de zero, exatamente como evidenciado na curva laranja. Entretanto, não ocorre a inversão de fluxo de potência, uma vez que ainda é necessário um complemento de demanda por parte da subestação.

Já para o cenário de uma usina centralizada conectada distante da SE, o alimentador selecionado foi o IJAU13 e o fluxo de potência é demonstrado na Figura 5.12.

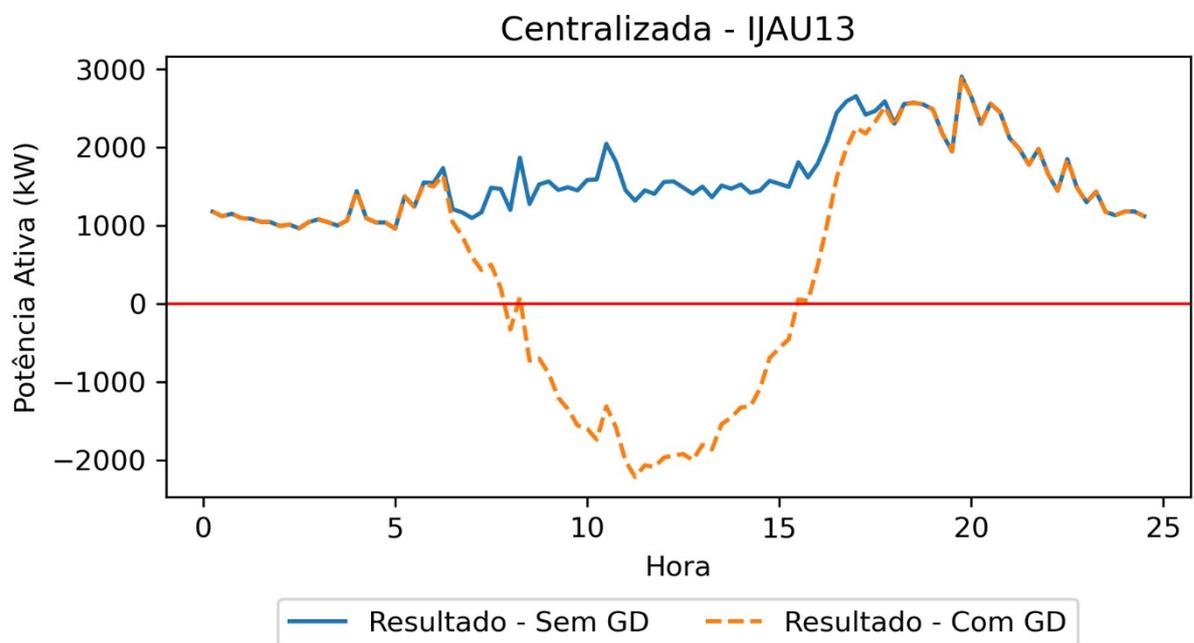
Nesta alternativa já ocorre um acentuado fluxo reverso, no qual no ponto máximo da geração a subestação passa a receber do alimentador cerca de 2 MW. A Figura 5.13 apresenta as primeiras 24 horas da simulação, sendo possível evidenciar que as curvas se diferenciam a partir das 6h até as 17h, ocorrendo fluxo reverso entre 8h e 15h, com máximo ponto de reversão às 11h25. A máxima potência instalada, sem ocasionar fluxo reverso, nesta alternativa é de 1,3 MWp.

Figura 5.12 – Fluxo de carga – Usina centralizada distante da SE



Fonte: Autoria própria.

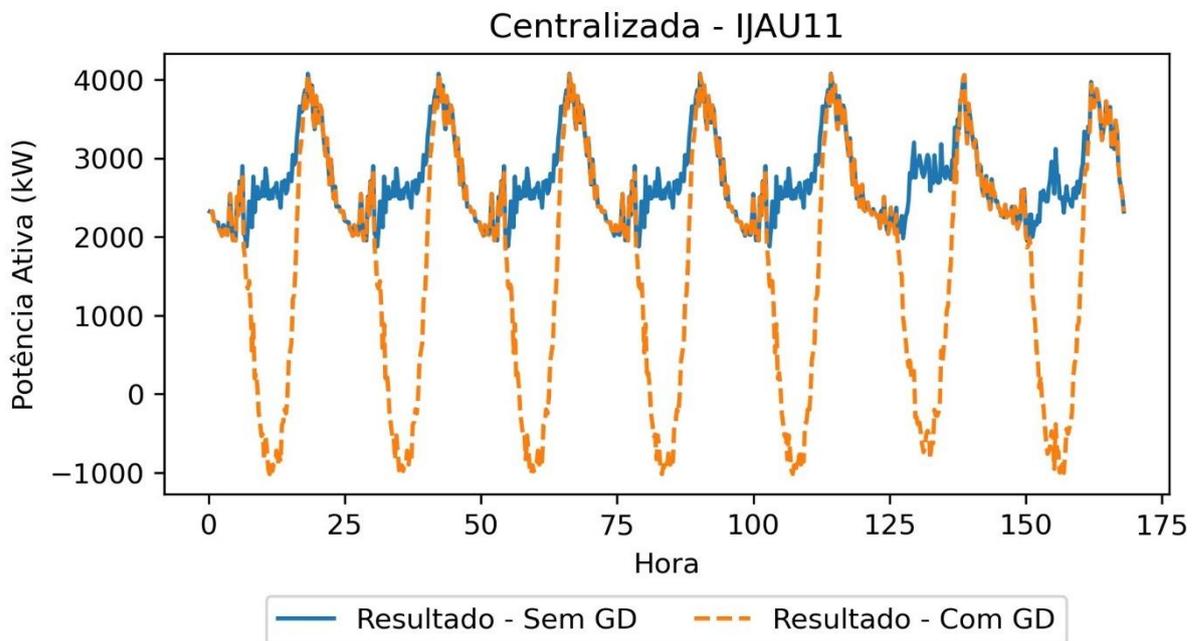
Figura 5.13 – Fluxo de carga 24 horas – Usina centralizada distante da SE



Fonte: Autoria própria.

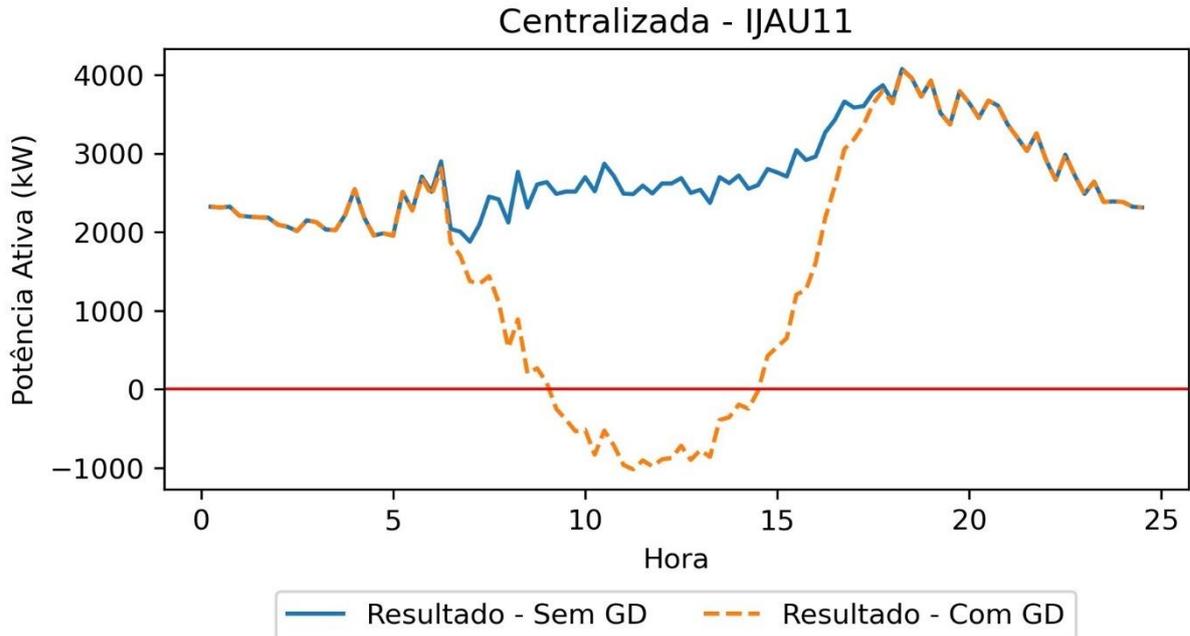
A última alternativa avaliada é no ponto de conexão da UNIFEI, no alimentador IJAU11 e os resultados do fluxo são expressos na Figura 5.14. Observe que a ocorrência de fluxo reverso apresenta menor amplitude que na alternativa avaliada anteriormente, sendo o ponto máximo às 11h, mas com uma potência de -1 MW; assim como uma menor largura, ocorrendo das 9h25 até as 14h30, justamente pela maior demanda das cargas deste alimentador no período de geração. A máxima potência instalada neste ponto para que não ocorra inversão de fluxo é de 2,4 MWp, que corresponde à potência demandada pelas cargas no ponto de máxima geração, às 11h.

Figura 5.14 – Fluxo de carga – Usina centralizada na UNIFEI



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.15 – Fluxo de carga 24 horas – Usina centralizada UNIFEI



Fonte: Autoria própria.

Nos cenários propostos, a geração centralizada de 3,6 MWp é instalada em diferentes alimentadores (IJAU06, IJAU13 e IJAU11), enquanto os demais alimentadores permanecem sem GD. A energia fornecida pela subestação sem GD é de 3.538,4 MWh, conforme mostrado na Tabela 5-1. A Tabela 5-2 apresenta a energia fornecida para cada alimentador que teve uma GD centralizada de 3,6 MWp instalada e suas respectivas reduções quando comparadas com o cenário sem GD.

Tabela 5-2 – Energia Injetada pela SE – Centralizada

Alimentador	Energia Injetada pela Subestação		
	Sem GD [MWh]	Com GD [MWh]	$\Delta$
IJAU06	644,0	465,5	-178,5
IJAU13	269,7	97,2	-172,5
IJAU11	457,8	282,2	-175,6

Fonte: Autoria própria.

É possível observar que a redução da energia injetada pela subestação em cada um dos cenários de geração centralizada é bem semelhante ao total do autoconsumo local, que foi de 178,3 MWh. Como a potência total instalada de forma pulverizada na rede, no cenário de autoconsumo local, é a mesma do que foi inserido nas GDs centralizadas, de fato era esperado este impacto similar. As diferenças são sutis, mas existem aspectos que podem justificá-las.

Com a geração centralizada próxima à subestação, no IJAU06, a redução foi de 178,5 MWh, ligeiramente superior (0,2 MWh) que a do autoconsumo local, sugerindo que a proximidade da GD à subestação maximiza a eficiência ao minimizar perdas técnicas.

Embora a redução de 172,5 MWh também seja significativa, a localização mais distante do IJAU13 pode aumentar as perdas técnicas, resultando em uma redução ligeiramente menor que nos outros cenários. No cenário com instalação no IJAU11, tem-se a combinação de uma alta demanda local com a geração centralizada, proporcionando uma redução significativa na energia injetada, com perdas menores do que o cenário do IJAU13. Esse equilíbrio entre demanda e geração é essencial para melhorar a eficiência e evitar fluxo reverso.

No cenário de autoconsumo local, a redução de energia injetada pela subestação ocorre de forma mais distribuída entre os alimentadores. Isso oferece o benefício de não sobrecarregar nenhum alimentador individualmente. Nos cenários de geração centralizada, a redução é concentrada em um único alimentador, aumentando as possibilidades de fluxo reverso, conforme evidenciado pelos cenários (2 de 3 apresentaram este fenômeno).

O cenário de autoconsumo local oferece uma redução distribuída de forma mais suave, enquanto a geração centralizada concentra o impacto, o que pode ser mais eficiente em termos de infraestrutura e gestão de ativos, mas aumenta os desafios técnicos relacionados à absorção da energia gerada.

## 5.2 Perdas Técnicas

A questão das perdas na distribuição de energia é central quando se avalia o impacto da GD. Em muitos casos, espera-se que a GD reduza as perdas nos circuitos de distribuição, já que a geração de energia ocorre mais próxima do ponto de consumo, diminuindo a distância que a energia precisa percorrer. Contudo, a realidade é mais complexa, e nem sempre as perdas são reduzidas mediante a implantação de fontes distribuídas. Existem vários fatores que podem influenciar esse comportamento. Nesta seção serão apresentados e discutidos os resultados de perdas, totais e por segmentos, e energia injetada pela subestação, considerando a rede estudada com conexão de GD e sem conexão de GD.

Os valores considerados ao longo desta seção se referem aos resultados obtidos via componente *Energy Meter* do OpenDSS, cabendo alguns esclarecimentos. A perdas totais são o somatório das componentes de perdas da média e baixa tensão (*13.8 kV Losses*, *0.22 kV Losses* e *0.208 kV Losses*); as perdas nos primários são os valores registrados no 13,8 kV (*13.8 kV Line Loss*) e as do secundário são a soma dos valores da baixa tensão (*0.22 kV Line Loss* e

0.208 kV Line Loss); as perdas no transformador são salvas no registro *Transformer Losses* e a energia injetada no componente do kWh do sistema simulado. As perdas percentuais são calculadas como as perdas totais divididas pela energia injetada.

### **5.2.1 Perdas Técnicas – Autoconsumo Local**

Considerando as GDs instaladas junto às cargas, há dois cenários distintos. No primeiro, tem-se a conexão de duas GDs com potência classificada como minigeração conectada na BT e no segundo essas duas GDs são conectadas na MT, conforme apresentado e explicado na seção 4.4.1.

Observa-se pela Tabela 5-3, que as GDs conectadas em modalidade de autoconsumo local reduzem ligeiramente as perdas totais, com uma variação total de -0,78%. Confirma-se, assim, a indicação, já discutida neste trabalho, de que a geração próxima ao ponto de consumo ajuda a diminuir a energia que precisa ser transmitida pela rede, resultando em menores perdas. A maior redução percentual ocorre no alimentador IJAU11 (-2,46%), que é o que possui maior potência total instalada.

O alimentador IJAU06 apresenta um comportamento atípico com relação aos demais, com um pequeno aumento nas perdas totais (+0,16%) apesar da diminuição nas perdas no primário (-0,91%). As perdas totais desse alimentador são divididas em 46% das perdas no primário, 20% das perdas no secundário e 34% das perdas no transformador. Este alimentador não possui nenhuma geração conectada na média tensão, e os 120 kWp estão distribuídos apenas no secundário, que teve um aumento das perdas (+2,39%). Esse aumento de corrente local eleva as perdas resistivas nos circuitos do secundário, que são geralmente menos robustos e com maior resistência que o primário. É importante destacar o comportamento deste alimentador, de forma a evidenciar que não existe uma verdade absoluta sobre o comportamento das perdas técnicas em cenários de inserção de GD, pois a variação nas perdas depende de múltiplos fatores. Entre esses fatores estão a localização da geração em relação às cargas, o nível de tensão em que a GD é conectada, a capacidade e resistência dos condutores, e o perfil de consumo ao longo do alimentador, conforme está sendo avaliado neste trabalho, o que demonstra como características específicas do alimentador e a distribuição das cargas influenciam os resultados.

As perdas no primário apresentam uma redução mais significativa, com uma variação total de -3,01%. As maiores reduções percentuais nas perdas no primário são observadas nos alimentadores IJAU10 e IJAU11, ambos com reduções acima de 14%. Esses alimentadores são

os que possuem maior concentração de geração distribuída, incluindo minigeradores com potências significativas, o que alivia substancialmente as perdas no primário.

Já nos resultados apresentados na Tabela 5-7, que contempla o cenário das duas minigerações conectadas adequadamente na MT, é possível notar uma redução geral das perdas totais de -0,87%. Embora a variação seja sutil, isso demonstra que a conexão de minigeração diretamente na MT contribui para reduzir a energia que precisa ser transmitida através dos alimentadores de forma mais eficiente. A maior redução percentual continua ocorrendo no alimentador IJAU11, com -2,54% de variação e assim como no cenário anterior, o IJAU06 também apresenta um pequeno aumento nas perdas (+0,18%).

Passando para a avaliação das perdas no secundário, pela Tabela 5-4 e Tabela 5-8, é interessante ressaltar que essas perdas aumentaram em todos os alimentadores, com uma variação total de +1,86% e +1,45%, respectivamente. Esse aumento ocorre principalmente devido ao fato de que, com GD, o fluxo de energia pode se inverter no secundário, com energia gerada localmente fluindo de volta para a rede e circulando maior energia na BT. Isso pode aumentar as perdas dependendo do perfil de consumo e geração. Além disso, com as duas minigerações conectadas na MT, há uma diminuição desse aumento de perdas no secundário, justamente porque, nesta condição, diminui-se a potência instalada conectada diretamente ao secundário (BT).

As perdas no transformador, por outro lado, apresentaram uma leve redução total de -0,10% com a inserção da GD, em ambas as avaliações, sugerindo que a eficiência do transformador é estável, independentemente da presença de GD. Essa redução ocorre porque a geração distribuída pode aliviar o carregamento dos transformadores ao suprir parte da demanda localmente, diminuindo a necessidade de transformação de energia e as perdas associadas a esse processo.

De maneira geral, tem-se que as perdas no primário diminuem, enquanto as perdas no secundário aumentam e as perdas no transformador podem ser consideradas estáveis. Na Tabela 5-5 e Tabela 5-6, a energia injetada pela subestação diminui em 5,04% para o cenário com GD, enquanto tem-se um aumento das perdas percentuais, com uma variação de +0,23 p.p.

As perdas percentuais referem-se à quantidade de energia que é perdida em um sistema em relação à quantidade total de energia injetada, conforme a definição do Percentual de Perdas Técnicas do PRODIST. Na definição de energia injetada, conforme apresentado em 2.2.2.3, não fica claro qual deve ser a consideração para a energia do sistema de compensação das GDs, e aplicando a rigor a Equação 5-1, tem-se que o percentual de perdas técnicas (PPT) só aumenta,

já que a Energia Injetada (EI) diminui linearmente com o aumento da potência instalada e as perdas têm um comportamento quadrático ( $I^2R$ ). Com uma quantidade muito grande de energia injetada pelas GDs tem-se um problema metodológico da equação. Esse problema já vem sendo discutido e tratado por meio da Tomada de Subsídios nº 013/2022, mas até o momento a ANEEL não apresentou a metodologia definitiva (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022a).

Atualmente, a ANEEL considera que a energia que flui da distribuidora para o consumidor deve ser alocada nas tabelas UCs e a energia que flui do consumidor para a rede deve ser considerada na UGs. Dessa forma, não se está refletindo o consumo real da unidade e nem a geração total da GD, já que ocorre a compensação instantânea, tem-se a representação apenas da diferença entre esses dois itens, ou seja, a energia líquida. A ANEEL modela a carga dos consumidores com base na energia que é demandada da subestação, o que é menos que a carga real, já provocando uma diminuição das perdas reais. E toda a energia excedente que é injetada pelas GDs é considerada como se estivesse sendo injetado na barra da subestação. Essa consideração acaba favorecendo o cálculo de perdas técnicas das distribuidoras.

Para se obter um resultado mais adequado seria necessária uma metodologia capaz de segregar o comportamento da carga e da geração. Para a modalidade de consumo remoto, esta tarefa pode ser mais simples considerando curvas baseadas em campanhas de medição ou no histórico de telemedição de UCs, uma vez que o comportamento é similar ao de um gerador independente, sendo o consumo próximo de zero ou mesmo não existindo consumo algum. Mas para o caso de autoconsumo local, um modelo puramente teórico pode aumentar a complexidade do fluxo de potência e dos balanços de energia que são realizados em 24 patamares de carga considerando dia útil, sábado e domingo. Uma modelagem que considere fatores estatísticos baseado em medições e modelos matemáticos pode ser um caminho mais factível para realizar essa desagregação considerando a medição atualmente adotada sem onerar demasiadamente o processo (GRUPO CPFL ENERGIA, 2022).

Tabela 5-3 – Perdas Totais e no Primário – Minigeração na BT

Perdas - Minigeração Conectada na BT									
Alimentador	Perdas Totais				Perdas no Primário				
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	
IJAU04	42.344,18	42.326,09	- 18,09	-0,04	23.668,83	23.649,68	- 19,15	-0,08	
IJAU05	9.816,12	9.795,79	- 20,34	-0,21	1.263,86	1.229,15	- 34,72	-2,75	
IJAU06	14.767,50	14.790,83	23,32	0,16	6.794,28	6.732,73	- 61,56	-0,91	
IJAU07	22.225,62	22.020,05	- 205,57	-0,92	6.532,24	6.210,28	- 321,96	-4,93	
IJAU10	15.932,04	15.737,19	- 194,85	-1,22	3.161,95	2.705,92	- 456,03	-14,42	
IJAU11	17.702,74	17.267,48	- 435,25	-2,46	3.847,41	3.303,49	- 543,92	-14,14	
IJAU13	14.319,58	14.252,01	- 67,57	-0,47	2.629,17	2.535,61	- 93,56	-3,56	
IJAU14	12.991,72	12.821,43	- 170,28	-1,31	6.464,68	6.303,10	- 161,58	-2,50	
IJAU15	32.971,59	32.634,25	- 337,34	-1,02	13.265,33	12.920,17	- 345,16	-2,60	
<b>Total</b>	183.071,10	181.645,13	- 1.425,97	-0,78	67.627,76	65.590,12	- 2.037,64	-3,01	

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-4 – Perdas no Secundário e no Transformador – Minigeração na BT

Perdas - Minigeração Conectada na BT									
Alimentador	Perdas no Secundário				Perdas no Transformador				
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	
IJAU04	2.695,71	2.696,12	0,41	0,02	15.979,64	15.980,29	0,65	0,00	
IJAU05	3.268,60	3.298,20	29,60	0,91	5.283,66	5.268,45	- 15,22	-0,29	
IJAU06	2.992,49	3.064,10	71,62	2,39	4.980,73	4.993,99	13,26	0,27	
IJAU07	4.572,88	4.686,50	113,62	2,48	11.120,50	11.123,27	2,78	0,02	
IJAU10	5.224,98	5.518,78	293,80	5,62	7.545,10	7.512,49	- 32,61	-0,43	
IJAU11	5.998,25	6.097,54	99,29	1,66	7.857,07	7.866,45	9,38	0,12	
IJAU13	3.917,74	3.964,32	46,58	1,19	7.772,68	7.752,08	- 20,59	-0,26	
IJAU14	2.513,60	2.520,36	6,76	0,27	4.013,44	3.997,97	- 15,47	-0,39	
IJAU15	5.780,69	5.807,49	26,80	0,46	13.925,57	13.906,59	- 18,98	-0,14	
<b>Total</b>	36.964,94	37.653,41	688,48	1,86	78.478,39	78.401,60	- 76,80	-0,10	

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-5 – Energia e Perdas Percentuais – Minigeração na BT

Energia Injetada e Perdas Percentuais - Minigeração Conectada na BT							
Alimentador	Energia Injetada				Perdas Percentuais		
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD %	Com GD %	Variação [p.p.]
IJAU04	291.439,34	291.246,28	- 193,06	-0,07	14,53	14,53	0,003
IJAU05	242.785,47	236.896,60	- 5.888,88	-2,43	4,04	4,14	0,092
IJAU06	643.960,99	638.088,19	- 5.872,80	-0,91	2,29	2,32	0,025
IJAU07	477.974,13	454.465,11	- 23.509,02	-4,92	4,65	4,85	0,195
IJAU10	350.927,16	315.953,01	- 34.974,16	-9,97	4,54	4,98	0,441
IJAU11	457.844,84	381.146,93	- 76.697,92	-16,75	3,87	4,53	0,664
IJAU13	269.735,21	259.324,16	- 10.411,05	-3,86	5,31	5,50	0,187
IJAU14	424.754,75	418.775,03	- 5.979,72	-1,41	3,06	3,06	0,003
IJAU15	378.934,77	364.419,34	- 14.515,43	-3,83	8,70	8,96	0,254
<b>Total</b>	<b>3.538.356,67</b>	<b>3.360.314,64</b>	<b>- 178.042,03</b>	<b>-5,03</b>	<b>5,17</b>	<b>5,41</b>	<b>0,232</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-6 – Energia e Perdas Percentuais – Minigeração na MT

Energia Injetada e Perdas Percentuais - Minigeração Conectada na MT							
Alimentador	Energia Injetada				Perdas Percentuais		
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD %	Com GD %	Variação [p.p.]
IJAU04	291.439,34	291.246,28	- 193,06	-0,07	14,53	14,53	0,003
IJAU05	242.785,47	236.895,73	- 5.889,75	-2,43	4,04	4,14	0,092
IJAU06	643.960,99	638.087,55	- 5.873,44	-0,91	2,29	2,32	0,025
IJAU07	477.974,13	454.467,55	- 23.506,58	-4,92	4,65	4,85	0,196
IJAU10	350.927,16	315.661,13	- 35.266,04	-10,05	4,54	4,94	0,396
IJAU11	457.844,84	381.132,65	- 76.712,20	-16,76	3,87	4,53	0,660
IJAU13	269.735,21	259.324,62	- 10.410,59	-3,86	5,31	5,50	0,187
IJAU14	424.754,75	418.775,13	- 5.979,62	-1,41	3,06	3,06	0,003
IJAU15	378.934,77	364.449,47	- 14.485,30	-3,82	8,70	8,96	0,254
<b>Total</b>	<b>3.538.356,67</b>	<b>3.360.040,09</b>	<b>- 178.316,58</b>	<b>-5,04</b>	<b>5,17</b>	<b>5,40</b>	<b>0,227</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-7 – Perdas Totais e no Primário – Minigeração na MT

Perdas- Minigeração Conectada na MT								
Alimentador	Perdas Totais				Perdas no Primário			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	42.344,18	42.326,09	- 18,09	-0,04	23.668,83	23.649,68	- 19,15	-0,08
IJAU05	9.816,12	9.795,82	- 20,31	-0,21	1.263,86	1.228,62	- 35,24	-2,79
IJAU06	14.767,50	14.794,40	26,90	0,18	6.794,28	6.734,95	- 59,33	-0,87
IJAU07	22.225,62	22.021,42	- 204,20	-0,92	6.532,24	6.210,44	- 321,80	-4,93
IJAU10	15.932,04	15.579,65	- 352,39	-2,21	3.161,95	2.693,63	- 468,32	-14,81
IJAU11	17.702,74	17.252,21	- 450,53	-2,54	3.847,41	3.303,01	- 544,40	-14,15
IJAU13	14.319,58	14.253,14	- 66,44	-0,46	2.629,17	2.535,66	- 93,50	-3,56
IJAU14	12.991,72	12.821,42	- 170,30	-1,31	6.464,68	6.303,11	- 161,57	-2,50
IJAU15	32.971,59	32.638,34	- 333,25	-1,01	13.265,33	12.924,27	- 341,07	-2,57
<b>Total</b>	<b>183.071,10</b>	<b>181.482,49</b>	<b>- 1.588,61</b>	<b>-0,87</b>	<b>67.627,76</b>	<b>65.583,37</b>	<b>- 2.044,39</b>	<b>-3,02</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-8 – Perdas no Secundário e no Transformador – Minigeração na MT

Perdas- Minigeração Conectada na MT								
Alimentador	Perdas no Secundário				Perdas no Transformador			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	2.695,71	2.696,12	0,41	0,02	15.979,64	15.980,29	0,65	0,00
IJAU05	3.268,60	3.298,54	29,94	0,92	5.283,66	5.268,65	- 15,01	-0,28
IJAU06	2.992,49	3.064,77	72,29	2,42	4.980,73	4.994,68	13,94	0,28
IJAU07	4.572,88	4.687,44	114,56	2,51	11.120,50	11.123,54	3,04	0,03
IJAU10	5.224,98	5.377,48	152,49	2,92	7.545,10	7.508,55	- 36,56	-0,48
IJAU11	5.998,25	6.084,72	86,47	1,44	7.857,07	7.864,47	7,40	0,09
IJAU13	3.917,74	3.965,16	47,42	1,21	7.772,68	7.752,32	- 20,36	-0,26
IJAU14	2.513,60	2.520,34	6,74	0,27	4.013,44	3.997,98	- 15,46	-0,39
IJAU15	5.780,69	5.806,91	26,22	0,45	13.925,57	13.907,17	- 18,41	-0,13
<b>Total</b>	<b>36.964,94</b>	<b>37.501,48</b>	<b>536,54</b>	<b>1,45</b>	<b>78.478,39</b>	<b>78.397,64</b>	<b>- 80,75</b>	<b>-0,10</b>

Fonte: Autoria própria.

## 5.2.2 Perdas Técnicas – Geração Compartilhada

No cenário de implementação de GD na categoria de geração compartilhada, a primeira alternativa considera a conexão da usina próxima à subestação de Itajubá, via alimentador IJAU06.

Os resultados apresentados na Tabela 5-10, Tabela 5-11 e Tabela 5-12 evidenciam o pouco impacto da GD no alimentador, uma vez que a redução de perdas totais performou em -0,04%, bem como as perdas no primário em -0,11%. As perdas no secundário e no transformador apresentaram uma variação positiva, mas também inexpressiva, em +0,01%. Dessa forma, as perdas percentuais apresentam uma leve piora de eficiência do sistema em +0,273 p.p. A energia injetada pela subestação segue tendo o comportamento esperado e apresenta uma redução considerável de -5,04%. O cenário geral indica que, mesmo com a redução nas perdas totais, a implementação da GD não trouxe benefícios e nem malefícios significativos para este sistema no quesito perdas.

A segunda alternativa, conectando a GD ao alimentador IJAU13, em um ponto distante da subestação, resulta em um aumento significativo nas perdas totais e primárias, conforme Tabela 5-14. A variação percentual nas perdas totais e primárias é positiva, +8,63% e +23,16%, respectivamente, para o conjunto da subestação. Avaliando o impacto apenas no alimentador, a variação é ainda mais expressiva representando um aumento de 110,36% para as perdas totais e de 595,79% para o primário. As perdas no secundário e no transformador, Tabela 5-15, apresentam variação positiva, mas mínima, não impactando o sistema significativamente.

Além disso, a Tabela 5-13 mostra que a energia injetada foi reduzida de forma substancial no alimentador, representando um impacto de -63,95%. Do ponto de vista do sistema geral, a energia injetada pela subestação foi reduzida em -4,88% e as perdas percentuais tiveram um aumento de +0,735 p.p. A situação sugere que a localização da GD, neste caso, pode ter impactos adversos nas perdas do sistema.

A última alternativa propõe a conexão no ponto de instalação da UNIFEI, no IJAU11, uma localização que não está tão distante da subestação, mas bem posicionada quanto à densidade de cargas. Do ponto de vista de perdas totais, Tabela 5-16, essa alternativa representa um aumento de +0,91% das perdas do conjunto da subestação e de 9,42% das perdas do alimentador IJAU11. Já no primário, é visível um impacto maior, provocando um aumento de 2,37% das perdas deste nível para a subestação e de 41,59% na avaliação individual do alimentador de conexão. De acordo com a Tabela 5-17, as perdas no secundário e no transformador apresentaram um aumento marginal, mostrando que a GD teve um impacto

mínimo nesses níveis. A energia injetada teve uma variação de -4,96% e as perdas percentuais subiram 0,320 p.p. neste cenário, Tabela 5-18. Esta alternativa não traz benefícios para o sistema do ponto de vista de perdas totais, mas não tem impactos tão extremos quanto ao cenário alocado mais distante da subestação e das cargas.

### 5.2.3 Perdas Técnicas – Comparação de Cenários

Visando auxiliar na comparação e na avaliação do impacto da inserção de GD no quesito perdas técnicas, é proposto um cálculo simples para calcular o valor monetário das perdas. Esse cálculo é baseado no preço médio dos contratos de compra de energia elétrica definido no último Reajuste Tarifário Anual (RTA) da CEMIG – D, definido em R\$ 248,71/MWh (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024d).

O valor monetário do impacto da GD em perdas técnicas para o sistema será o montante de variação de perdas anual, redução ou aumento (em MWh), multiplicado pelo preço médio estabelecido. Assim, com as variações de perdas anteriormente expostas é possível chegar aos valores apresentados na Tabela 5-9. Embora as diferenças tenham sido irrisórias, no cenário do autoconsumo local estão sendo adotados os resultados obtidos com as minigerações conectadas adequadamente na MT.

Tabela 5-9 – Comparação entre os Cenários – Perdas e Energia

Cenário	Variação (%) de Perdas Totais	Variação (%) de Energia Injetada	Variação (p.p.) de Perdas Percentuais	Valor Monetário de Perdas Técnicas (1 ano)
<b>Autoconsumo Local</b>	- 0,87	- 5,04	0,23	- R\$ 20.545,32
<b>GC Próximo a SE – IJAU06</b>	- 0,04	- 5,04	0,27	- R\$ 863,07
<b>GC Distante da SE – IJAU13</b>	8,63	- 4,88	0,73	+ R\$ 204.379,70
<b>GC Conectada na UNIFEI – IJAU11</b>	0,91	- 4,96	0,32	+ R\$ 21.576,58

Fonte: Autoria própria.

Dos 4 cenários apresentados, pode-se concluir que o cenário que apresenta o melhor benefício do ponto de vista de perdas é a conexão de diversos geradores, distribuídos entre os alimentadores, atuando na modalidade de autoconsumo local. Este cenário apresenta o melhor resultado em termos de redução de perdas totais, o que acarreta em uma diminuição nos custos de perdas técnicas na ordem dos R\$ 20 mil por ano.

O cenário neutro seria a conexão de uma única unidade geradora, na modalidade de geração compartilhada, instalada no alimentador IJAU06, mas muito próxima da subestação. Apresentando variações muito pequenas nas perdas e uma economia anual modesta de menos

de mil reais por ano, este é um cenário estável, com um impacto neutro, não provocando o aumento das perdas totais da subestação.

Em seguida, tem-se um cenário que pode ser classificado como intermediário, uma vez que a conexão de uma GD de 3,6 MWp no ponto de instalação da UNIFEI, no IJAU11, acarreta um aumento de perdas totais e percentuais da subestação, mas de maneira modesta, implicando em um aumento nos custos com perdas técnicas na ordem dos R\$ 20 mil por ano, sem ser um impacto muito expressivo.

Por fim, pelos resultados fica evidente que o pior cenário é a instalação da unidade geradora centralizada no IJAU13, com um aumento significativo nas perdas totais (+8,63%) e o maior impacto financeiro, mais de R\$ 200 mil por ano, representando o pior cenário, destacando a ineficiência de uma instalação tão distante da subestação.

Levando-se em conta que a potência de geração instalada é exatamente a mesma em cada um dos cenários, 3,6 MWp, é possível implicar que o comportamento das perdas está diretamente relacionado à distância da subestação, à localização das cargas e à natureza das perdas elétricas ao longo da rede de distribuição. Cada um desses fatores afeta o comportamento das perdas técnicas, o carregamento da rede e a eficiência global da operação.

O autoconsumo local tem um impacto positivo na rede, pois a energia gerada é consumida nas proximidades do ponto de geração, minimizando o fluxo de potência ativa por longas distâncias na rede. Como as perdas elétricas são proporcionais ao quadrado da corrente, efeito Joule, a redução do fluxo de corrente nas redes de distribuição leva a uma redução direta nas perdas totais.

Com a instalação no IJAU06, a proximidade com a subestação reduz parcialmente as perdas no trecho inicial da rede, onde as correntes são maiores devido ao fluxo de potência mais elevado. O cenário ainda é positivo em termos de controle das perdas, já que a capacidade da subestação e dos primeiros trechos da rede é suficiente para lidar com essa geração sem sobrecargas ou impactos severos no sistema. A conexão na UNIFEI, IJAU11, representa uma localização intermediária, tanto em termos de distância da subestação quanto em relação às cargas. Isso resulta em um impacto moderado nas perdas, ainda ocorrendo um fluxo de energia por uma parte significativa da rede, resultando em maiores correntes e, portanto, maiores perdas por efeito Joule. O impacto só não é maior devido à concentração de cargas na região, que conseguem utilizar o excedente da geração e não implicar em um fluxo reverso tão elevado.

Quando a GD está localizada distante da subestação, como no cenário do IJAU13, a energia gerada precisa percorrer longos trechos até chegar às cargas mais próximas da

subestação ou até redistribuir a energia gerada em diferentes pontos da rede. Esse aumento no fluxo de potência em longas distâncias eleva as correntes nas linhas, gerando mais perdas por efeito Joule e sobrecarregando transformadores e cabos ao longo do percurso.

Conforme já exposto neste capítulo, a avaliação das perdas percentuais tem desafios ainda a serem solucionados. Em conclusão, o aumento nas perdas percentuais no cenário com GD revela a complexidade que a geração distribuída traz para o cálculo preciso das perdas técnicas em redes de distribuição. A metodologia atual enfrenta desafios para refletir de forma justa o impacto real da GD, especialmente em casos de autoconsumo local, onde a compensação de energia é feita de maneira instantânea. Esse comportamento destaca a necessidade de uma abordagem metodológica mais refinada, que capture o comportamento particular de cada modalidade de consumo e permita uma análise mais equilibrada das perdas, considerando as peculiaridades de fluxos bidirecionais e de geração local.

Tabela 5-10 – Perdas Totais e no Primário – Centralizada IJAU06

Perdas - Centralizada Próxima a SE (IJAU06)								
Alimentador	Perdas Totais				Perdas no Primário			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	42.344,18	42.344,18	-	0,00	23.668,83	23.668,83	-	0,00
IJAU05	9.816,12	9.816,12	-	0,00	1.263,86	1.263,86	-	0,00
IJAU06	14.767,50	14.700,77	- 66,73	-0,45	6.794,28	6.718,25	- 76,03	-1,12
IJAU07	22.225,62	22.225,62	-	0,00	6.532,24	6.532,24	-	0,00
IJAU10	15.932,04	15.932,04	-	0,00	3.161,95	3.161,95	-	0,00
IJAU11	17.702,74	17.702,74	-	0,00	3.847,41	3.847,41	-	0,00
IJAU13	14.319,58	14.319,58	-	0,00	2.629,17	2.629,17	-	0,00
IJAU14	12.991,72	12.991,72	-	0,00	6.464,68	6.464,68	-	0,00
IJAU15	32.971,59	32.971,59	-	0,00	13.265,33	13.265,33	-	0,00
<b>Total</b>	183.071,10	183.004,36	- 66,73	-0,04	67.627,76	67.551,73	- 76,03	-0,11

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-11 – Perdas no Secundário e no Transformador – Centralizada IJAU06

Perdas - Centralizada Próxima a SE (IJAU06)								
Alimentador	Perdas no Secundário				Perdas no Transformador			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	2.695,71	2.695,71	-	0,00	15.979,64	15.979,64	-	0,00
IJAU05	3.268,60	3.268,60	-	0,00	5.283,66	5.283,66	-	0,00
IJAU06	2.992,49	2.995,17	2,68	0,09	4.980,73	4.987,35	6,62	0,13
IJAU07	4.572,88	4.572,88	-	0,00	11.120,50	11.120,50	-	0,00
IJAU10	5.224,98	5.224,98	-	0,00	7.545,10	7.545,10	-	0,00
IJAU11	5.998,25	5.998,25	-	0,00	7.857,07	7.857,07	-	0,00
IJAU13	3.917,74	3.917,74	-	0,00	7.772,68	7.772,68	-	0,00
IJAU14	2.513,60	2.513,60	-	0,00	4.013,44	4.013,44	-	0,00
IJAU15	5.780,69	5.780,69	-	0,00	13.925,57	13.925,57	-	0,00
<b>Total</b>	36.964,94	36.967,62	2,68	0,01	78.478,39	78.485,01	6,62	0,01

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-12 – Energia e Perdas Percentuais – Centralizada IJAU06

Energia Injetada e Perdas Percentuais - Centralizada Próxima a SE (IJAU06)							
Alimentador	Energia Injetada				Perdas Percentuais		
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD %	Com GD %	Variação [p.p.]
IJAU04	291.439,34	291.439,34	-	0,00	14,53	14,53	0,000
IJAU05	242.785,47	242.785,47	-	0,00	4,04	4,04	0,000
IJAU06	643.960,99	465.458,58	- 178.502,41	-27,72	2,29	3,16	0,865
IJAU07	477.974,13	477.974,13	-	0,00	4,65	4,65	0,000
IJAU10	350.927,16	350.927,16	-	0,00	4,54	4,54	0,000
IJAU11	457.844,84	457.844,84	-	0,00	3,87	3,87	0,000
IJAU13	269.735,21	269.735,21	-	0,00	5,31	5,31	0,000
IJAU14	424.754,75	424.754,75	-	0,00	3,06	3,06	0,000
IJAU15	378.934,77	378.934,77	-	0,00	8,70	8,70	0,000
<b>Total</b>	3.538.356,67	3.359.854,27	- 178.502,41	-5,04	5,17	5,45	0,273

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-13 – Energia e Perdas Percentuais – Centralizada IJAU13

Energia Injetada e Perdas Percentuais - Centralizada Distante da SE (IJAU13)							
Alimentador	Energia Injetada				Perdas Percentuais		
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD %	Com GD %	Variação [p.p.]
IJAU04	291.439,34	291.439,34	-	0,00	14,53	14,53	0,000
IJAU05	242.785,47	242.785,47	-	0,00	4,04	4,04	0,000
IJAU06	643.960,99	643.960,99	-	0,00	2,29	2,29	0,000
IJAU07	477.974,13	477.974,13	-	0,00	4,65	4,65	0,000
IJAU10	350.927,16	350.927,16	-	0,00	4,54	4,54	0,000
IJAU11	457.844,84	457.844,84	-	0,00	3,87	3,87	0,000
IJAU13	269.735,21	97.229,32	- 172.505,89	-63,95	5,31	30,98	25,672
IJAU14	424.754,75	424.754,75	-	0,00	3,06	3,06	0,000
IJAU15	378.934,77	378.934,77	-	0,00	8,70	8,70	0,000
<b>Total</b>	3.538.356,67	3.365.850,78	- 172.505,89	-4,88	5,17	5,91	0,735

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-14 – Perdas Totais e no Primário – Centralizada IJAU13

Perdas - Centralizada Distante da SE (IJAU13)								
Alimentador	Perdas Totais				Perdas no Primário			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	42.344,18	42.344,18	-	0,00	23.668,83	23.668,83	-	0,00
IJAU05	9.816,12	9.816,12	-	0,00	1.263,86	1.263,86	-	0,00
IJAU06	14.767,50	14.767,50	-	0,00	6.794,28	6.794,28	-	0,00
IJAU07	22.225,62	22.225,62	-	0,00	6.532,24	6.532,24	-	0,00
IJAU10	15.932,04	15.932,04	-	0,00	3.161,95	3.161,95	-	0,00
IJAU11	17.702,74	17.702,74	-	0,00	3.847,41	3.847,41	-	0,00
IJAU13	14.319,58	30.122,64	15.803,06	110,36	2.629,17	18.293,52	15.664,36	595,79
IJAU14	12.991,72	12.991,72	-	0,00	6.464,68	6.464,68	-	0,00
IJAU15	32.971,59	32.971,59	-	0,00	13.265,33	13.265,33	-	0,00
<b>Total</b>	183.071,10	198.874,15	15.803,06	8,63	67.627,76	83.292,12	15.664,36	23,16

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-15 – Perdas no Secundário e no Transformador – Centralizada IJAU13

Perdas - Centralizada Distante da SE (IJAU13)								
Alimentador	Perdas no Secundário				Perdas no Transformador			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	2.695,71	2.695,71	-	0,00	15.979,64	15.979,64	-	0,00
IJAU05	3.268,60	3.268,60	-	0,00	5.283,66	5.283,66	-	0,00
IJAU06	2.992,49	2.992,49	-	0,00	4.980,73	4.980,73	-	0,00
IJAU07	4.572,88	4.572,88	-	0,00	11.120,50	11.120,50	-	0,00
IJAU10	5.224,98	5.224,98	-	0,00	7.545,10	7.545,10	-	0,00
IJAU11	5.998,25	5.998,25	-	0,00	7.857,07	7.857,07	-	0,00
IJAU13	3.917,74	3.933,95	16,21	0,41	7.772,68	7.895,17	122,50	1,58
IJAU14	2.513,60	2.513,60	-	0,00	4.013,44	4.013,44	-	0,00
IJAU15	5.780,69	5.780,69	-	0,00	13.925,57	13.925,57	-	0,00
<b>Total</b>	36.964,94	36.981,14	16,21	0,04	78.478,39	78.600,89	122,50	0,16

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-16 – Perdas Totais e no Primário – Centralizada IJAU11

Perdas - Centralizada na UNIFEI (IJAU11)								
Alimentador	Perdas Totais				Perdas no Primário			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	42.344,18	42.344,18	-	0,00	23.668,83	23.668,83	-	0,00
IJAU05	9.816,12	9.816,12	-	0,00	1.263,86	1.263,86	-	0,00
IJAU06	14.767,50	14.767,50	-	0,00	6.794,28	6.794,28	-	0,00
IJAU07	22.225,62	22.225,62	-	0,00	6.532,24	6.532,24	-	0,00
IJAU10	15.932,04	15.932,04	-	0,00	3.161,95	3.161,95	-	0,00
IJAU11	17.702,74	19.371,08	1.668,35	9,42	3.847,41	5.447,52	1.600,10	41,59
IJAU13	14.319,58	14.319,58	-	0,00	2.629,17	2.629,17	-	0,00
IJAU14	12.991,72	12.991,72	-	0,00	6.464,68	6.464,68	-	0,00
IJAU15	32.971,59	32.971,59	-	0,00	13.265,33	13.265,33	-	0,00
<b>Total</b>	183.071,10	184.739,44	1.668,35	0,91	67.627,76	69.227,87	1.600,10	2,37

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-17 – Perdas no Secundário e no Transformador – Centralizada IJAU11

Perdas - Centralizada na UNIFEI (IJAU11)								
Alimentador	Perdas no Secundário				Perdas no Transformador			
	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %	Sem GD	Com GD	Variação [kWh]	Variação %
IJAU04	2.695,71	2.695,71	-	0,00	15.979,64	15.979,64	-	0,00
IJAU05	3.268,60	3.268,60	-	0,00	5.283,66	5.283,66	-	0,00
IJAU06	2.992,49	2.992,49	-	0,00	4.980,73	4.980,73	-	0,00
IJAU07	4.572,88	4.572,88	-	0,00	11.120,50	11.120,50	-	0,00
IJAU10	5.224,98	5.224,98	-	0,00	7.545,10	7.545,10	-	0,00
IJAU11	5.998,25	6.016,36	18,11	0,30	7.857,07	7.907,21	50,13	0,64
IJAU13	3.917,74	3.917,74	-	0,00	7.772,68	7.772,68	-	0,00
IJAU14	2.513,60	2.513,60	-	0,00	4.013,44	4.013,44	-	0,00
IJAU15	5.780,69	5.780,69	-	0,00	13.925,57	13.925,57	-	0,00
<b>Total</b>	36.964,94	36.983,04	18,11	0,05	78.478,39	78.528,53	50,13	0,06

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-18 – Energia e Perdas Percentuais – Centralizada IJAU11

Energia Injetada e Perdas Percentuais - Centralizada na UNIFEI (IJAU11)							
Alimentador	Energia Injetada				Perdas Percentuais		
	Sem GD	Com GD	Varição [kWh]	Varição %	Sem GD %	Com GD %	Varição [p.p.]
IJAU04	291.439,34	291.439,34	-	0,00	14,53	14,53	0,000
IJAU05	242.785,47	242.785,47	-	0,00	4,04	4,04	0,000
IJAU06	643.960,99	643.960,99	-	0,00	2,29	2,29	0,000
IJAU07	477.974,13	477.974,13	-	0,00	4,65	4,65	0,000
IJAU10	350.927,16	350.927,16	-	0,00	4,54	4,54	0,000
IJAU11	457.844,84	282.198,70	- 175.646,15	-38,36	3,87	6,86	2,998
IJAU13	269.735,21	269.735,21	-	0,00	5,31	5,31	0,000
IJAU14	424.754,75	424.754,75	-	0,00	3,06	3,06	0,000
IJAU15	378.934,77	378.934,77	-	0,00	8,70	8,70	0,000
<b>Total</b>	<b>3.538.356,67</b>	<b>3.362.710,52</b>	<b>- 175.646,15</b>	<b>-4,96</b>	<b>5,17</b>	<b>5,49</b>	<b>0,320</b>

Fonte: Autoria própria.

### 5.3 Transgressão de Tensão

Para avaliação dos critérios de tensão foram criados 249 monitores de tensão e corrente conectados a cada um dos geradores anteriormente simulados, sendo 246 para a condição de autoconsumo local e 3 para as gerações compartilhadas, conforme explicado na seção 4.4.

No cálculo de DRP e DRC, o Módulo 8 considera 1.008 registros a cada 10 minutos para um período de uma semana (168 horas). Entretanto, como já evidenciado neste trabalho, os estudos são baseados nas curvas típicas definidas para cada UC na BDGD, que possuem períodos de 15 minutos. Dessa forma, será necessária uma adaptação no cálculo do DRP e DRC apresentados nesta seção, sendo considerados para avaliação 672 registros a cada 15 minutos, ao longo de uma semana, de cada um dos monitores simulados.

Para cálculo do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), no cenário de autoconsumo local, estão sendo considerados os valores de tarifa definidos no RTA de 2024 da Cemig-D. Para a baixa tensão a TUSD Energia aplicada é para o subgrupo B3, na modalidade convencional, no valor de R\$ 486,18/MWh (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024e). Esse valor é multiplicado pelo consumo ao longo dos 12 meses da UC associada, que é apresentado na UCBT. Já para a MT, apenas um caso teve registros críticos e está se considerando que essa UC é na modalidade Verde, do grupo A4, tendo uma TUSD Demanda de R\$ 22,23/ kW e a TUSD Energia valorada em R\$ 1.731,06/MWh e R\$ 122,95/MWh, no horário Ponta e Fora-ponta, respectivamente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024e). A demanda contratada dessa UC é de 71 kW. Além disso, pelos registros do monitor PQ, foi possível identificar que ao longo de uma semana, 79% do consumo ocorre em horário Fora-Ponta e 21% no Ponta. Em posse destes dados, foi possível fazer o cálculo de EUSD mensal com base no consumo dessa UC de maneira proporcional às tarifas aplicadas.

Dos 246 barramentos monitorados, 64 apresentaram registros ao longo da semana em faixa precária ou crítica e, desses, 36 apresentaram violação dos limites estabelecidos pelo PRODIST, contabilizando um ressarcimento no valor total de R\$2.058,45 ao longo de um ano. A Tabela 5-20 apresenta os 64 casos em ordem decrescente do valor de compensação por transgressão de indicadores de tensão em regime permanente.

Na seção 4.4.1, foram mencionadas duas minigerações instaladas na BT do IJAU10, Nº GD 3 e 5, com potência de 120,57 kWp e 89,69 kWp, respectivamente. Esses casos são interessantes de observar a diferença de impactos com a conexão ocorrendo em um barramento BT ou MT. Com essas duas gerações conectadas na BT, tem-se alguns registros classificados

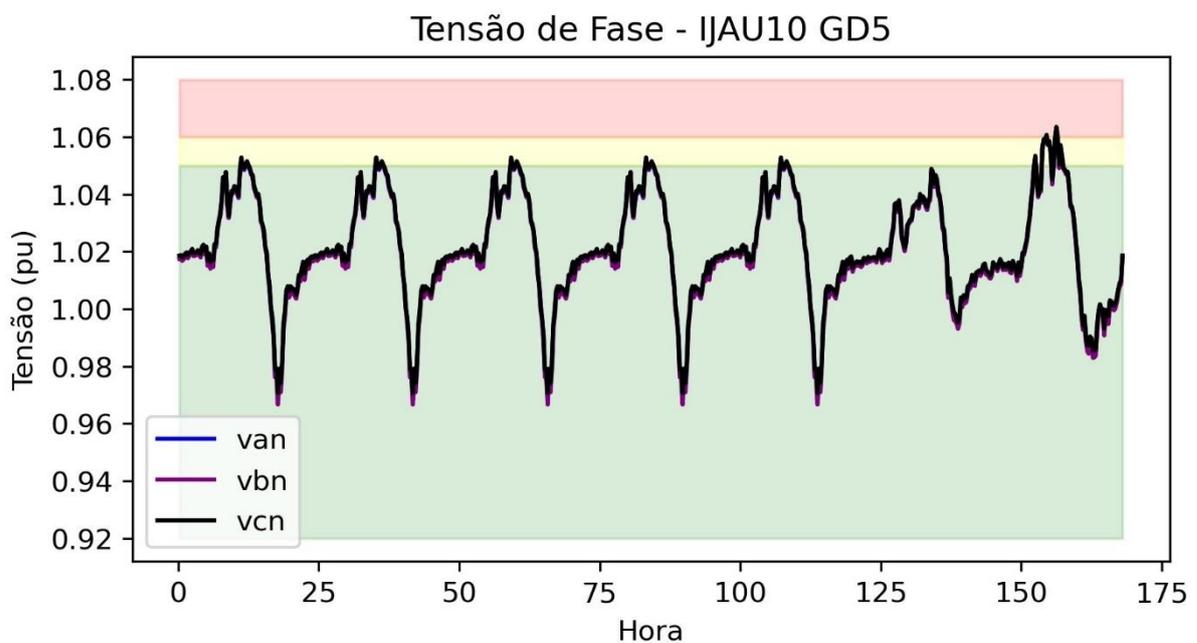
na faixa precária e crítica, conforme apresentado na Tabela 5-19. Entretanto, quando se passa essas duas GDs para conexão na MT, os impactos nos níveis de tensão são mitigados, conforme Figura 5.18 e não aparecendo registros na Tabela 5-20. Houve violação dos limites estabelecidos de DRP para o caso da GD N°5, ficando 2% acima do limite. Essa violação pode ser considerada irrisória e corresponde a uma compensação financeira de R\$35,03 ao longo de 12 meses para a UC associada à GD, mas este exemplo serve para demonstrar o potencial impacto de instalações de GD com potência instalada acima de 75 kWp na BT. A Figura 5.16 e a Figura 5.17 apresentam o comportamento da GD N°5, quando conectada na BT. Observe que os registros de tensão no patamar crítico ocorrem apenas no domingo, e neste cenário a tensão máxima no ponto de conexão teve um aumento de 4%, enquanto a Figura 5.18 apresenta o comportamento com a conexão ocorrendo na MT e sem sobretensões.

Tabela 5-19 – Registros de Tensão – Minigeração conectada na BT

Nº GD	COD_ID UCBT	Tensão Precária		Tensão Crítica		DRP		DRC	
		Sub	Sobre	Sub	Sobre	Sub	Sobre	Sub	Sobre
3	049d7f6e394620f1bb7624601a53d3cf271a1e3d2ff3191725caf1018d5f171f	0	4	0	0	0%	1%	0%	0%
5	e23835c2163c3d8c1c82db9e23d78b53ac9622e626ab361c09ab03fcddb97518	0	33	0	2	0%	5%	0%	0%

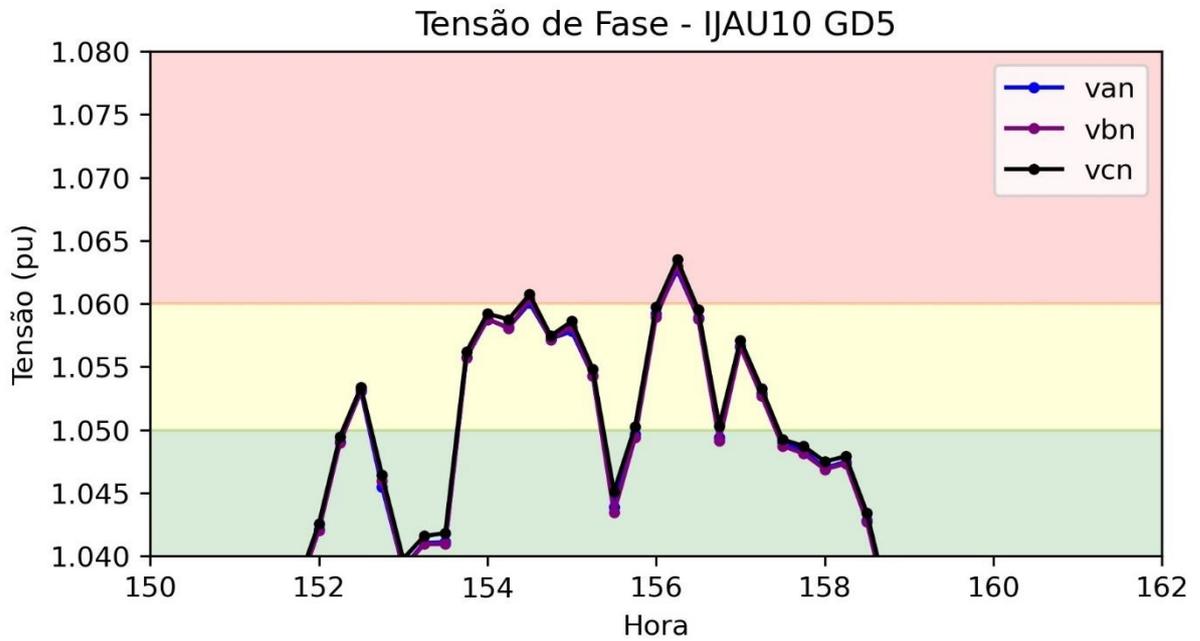
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.16 – Registros de Tensão GD N° 5 Conectada na BT



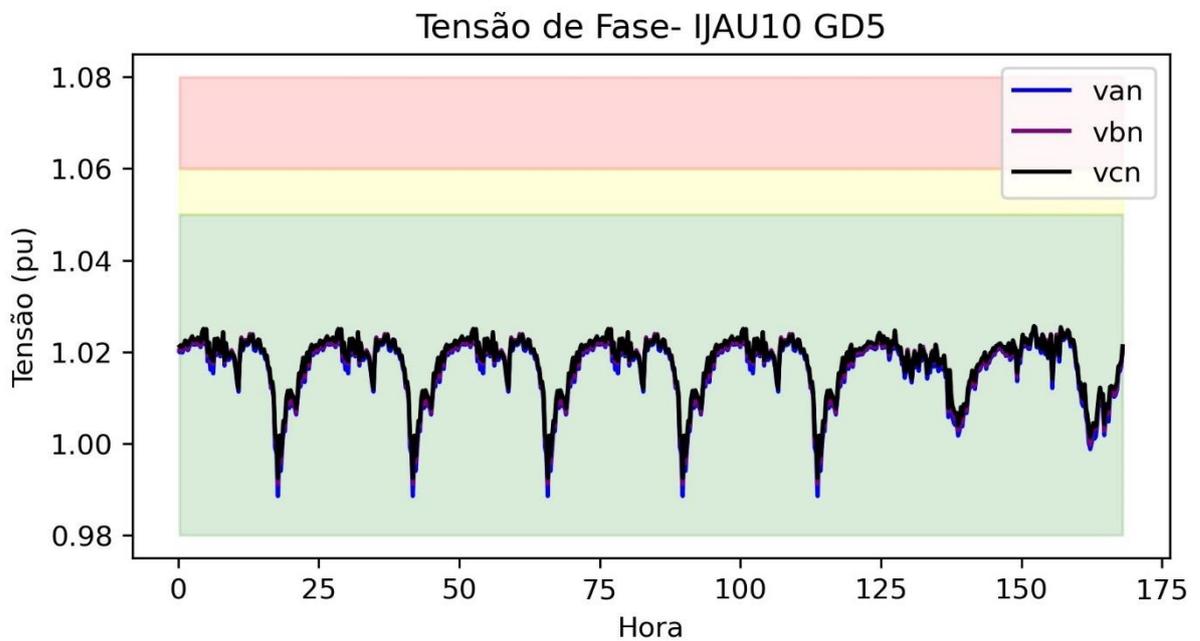
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.17 – Registros de Tensão GD N° 5 Conectada na BT - Domingo



Fonte: Autoria própria.

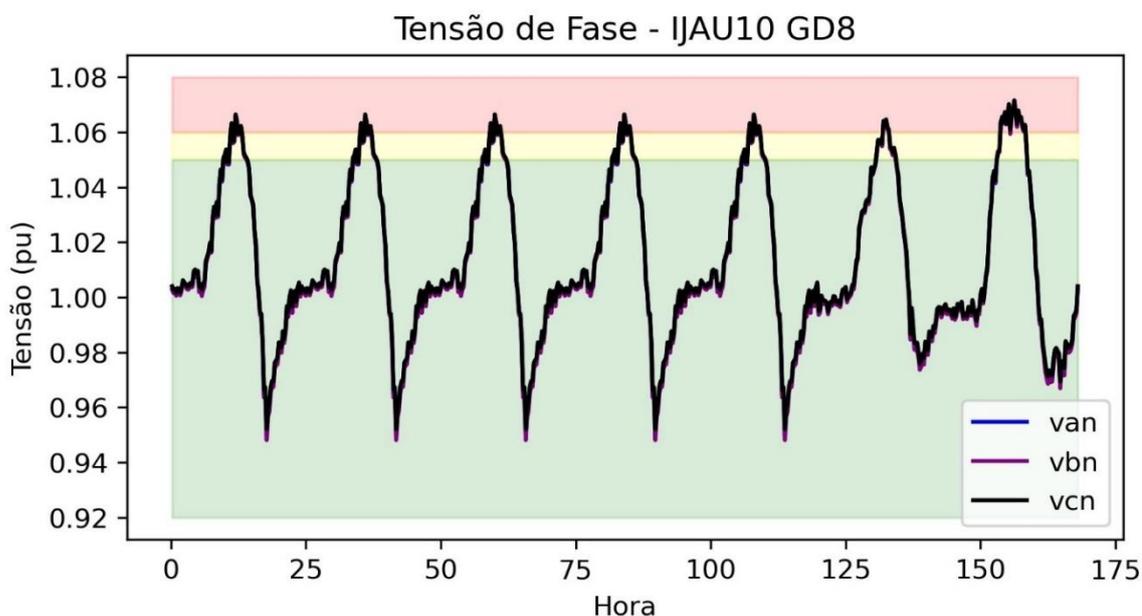
Figura 5.18 – Registros de Tensão GD N° 5 Conectada na MT



Fonte: Autoria própria.

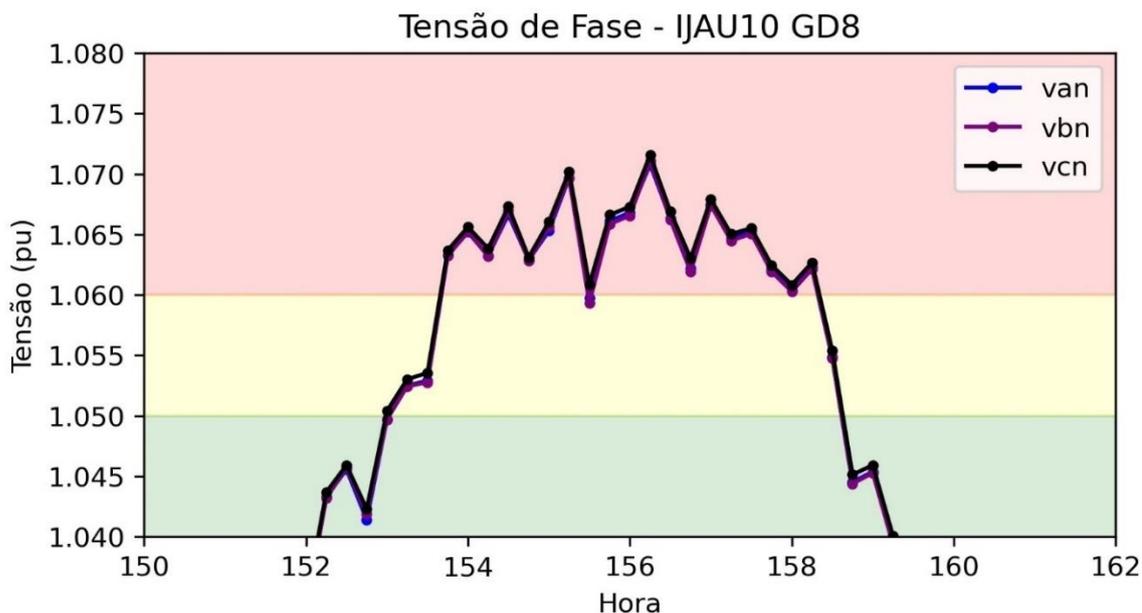
Dos R\$ 2.058,45 contabilizados de compensação financeira devido à transgressão de tensão em regime permanente, R\$ 786,50 (38% do total) são referentes a registros de apenas duas UCs com GD simuladas: GD N° 8 e GD N°13. A Figura 5.19 e a Figura 5.20 apresentam os registros de tensão no ponto de conexão da GD N° 8, no IJAU10 com potência instalada de 66,85 kWp, enquanto a Figura 5.21 apresenta os registros de tensão neste ponto sem a instalação da GD. O aumento da máxima tensão neste caso foi de 6,1%, passando de 1,01 para 1,07.

Figura 5.19 – Registros de Tensão GD N° 8 IJAU10



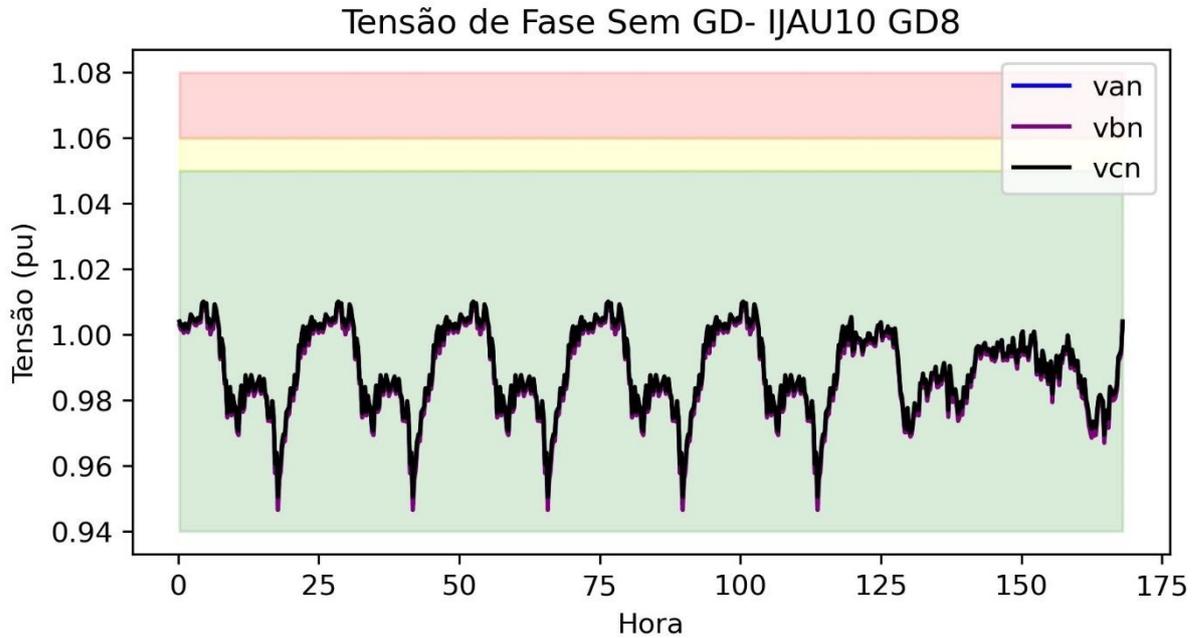
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.20 – Registros de Máximas Tensões GD N° 8 IJAU10



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.21 – Registros de Tensão Sem Conexão da GD N° 8 IJAU10



Para a GD N° 13, com potência instalada de 46,12 kWp e conectada ao IJAU06, o aumento da máxima tensão registrada foi de 5,9%. A Figura 5.22 e a Figura 5.23 apresentam os registros de tensão no ponto de conexão, com máxima tensão de 1,075 e a Figura 5.24 apresenta os registros na condição sem a instalação da GD, com máxima tensão em 1,015.

Figura 5.22 – Registros de Tensão GD N° 13 IJAU06

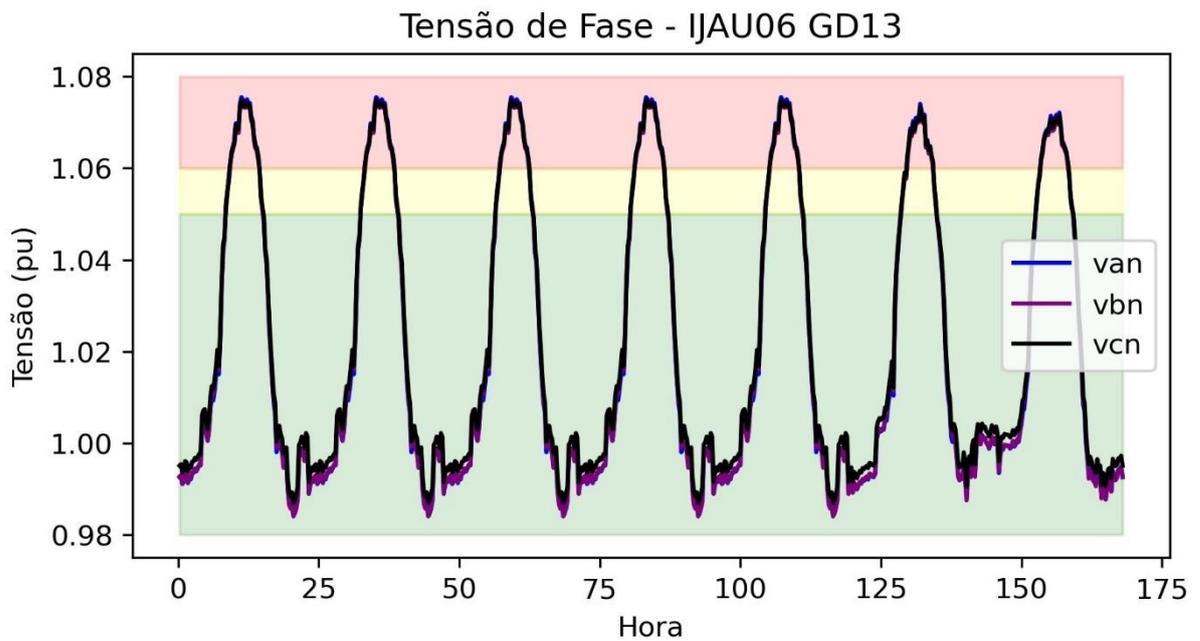
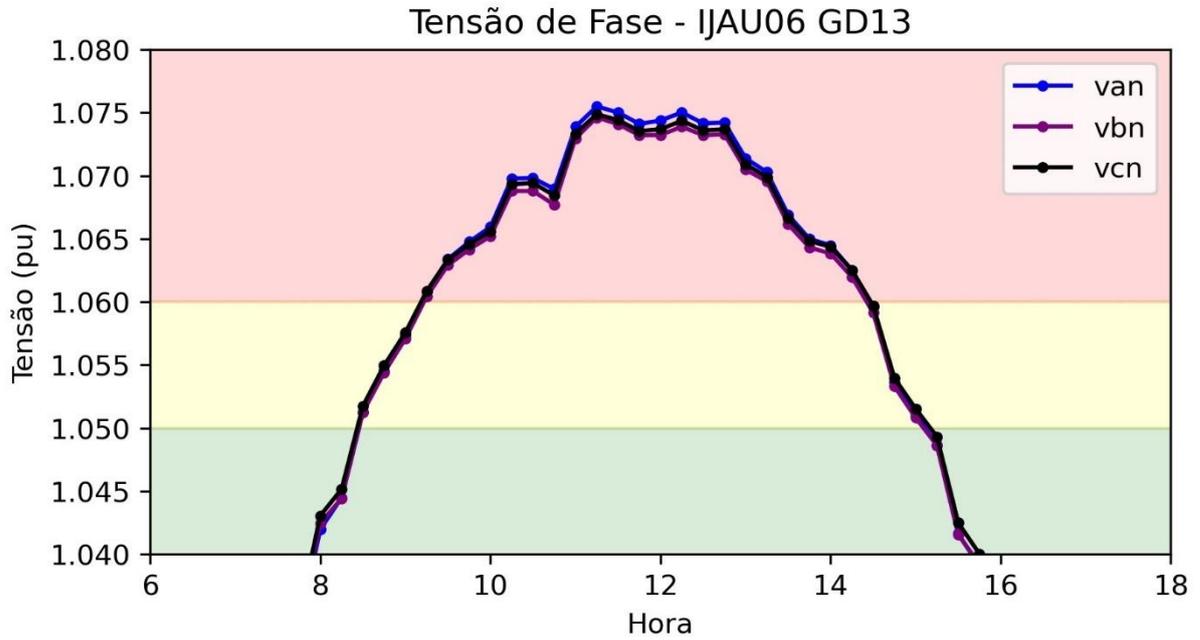
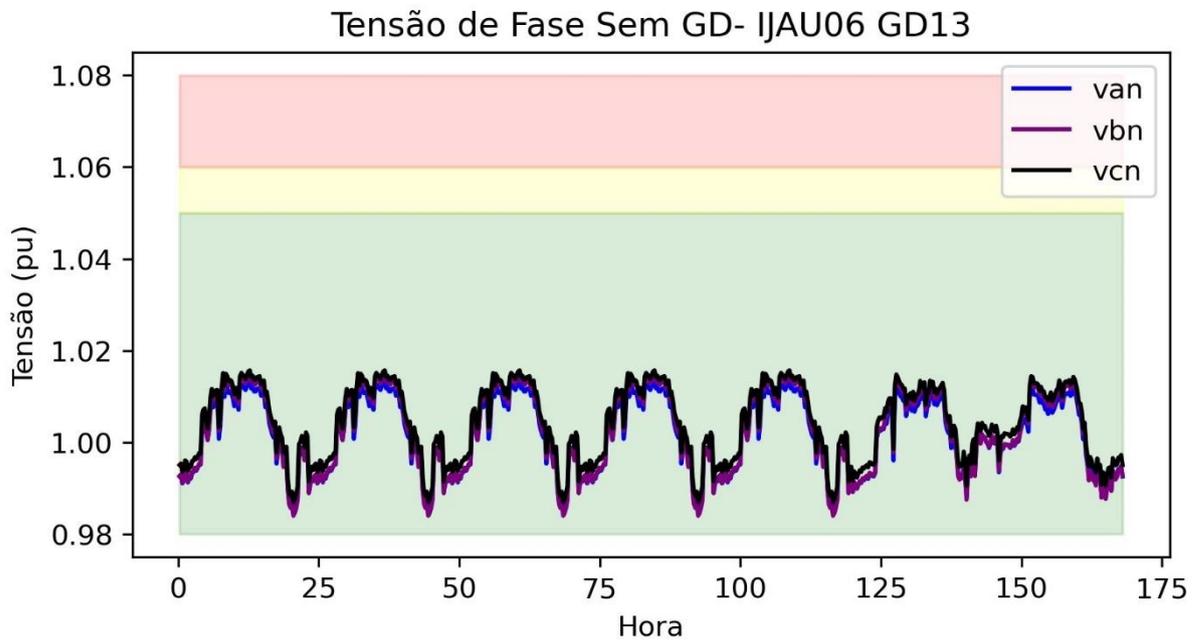


Figura 5.23 – Registros de Máximas Tensões GD N° 13 IJAU06



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.24 – Registros de Tensão Sem Conexão da GD N° 13 IJAU06



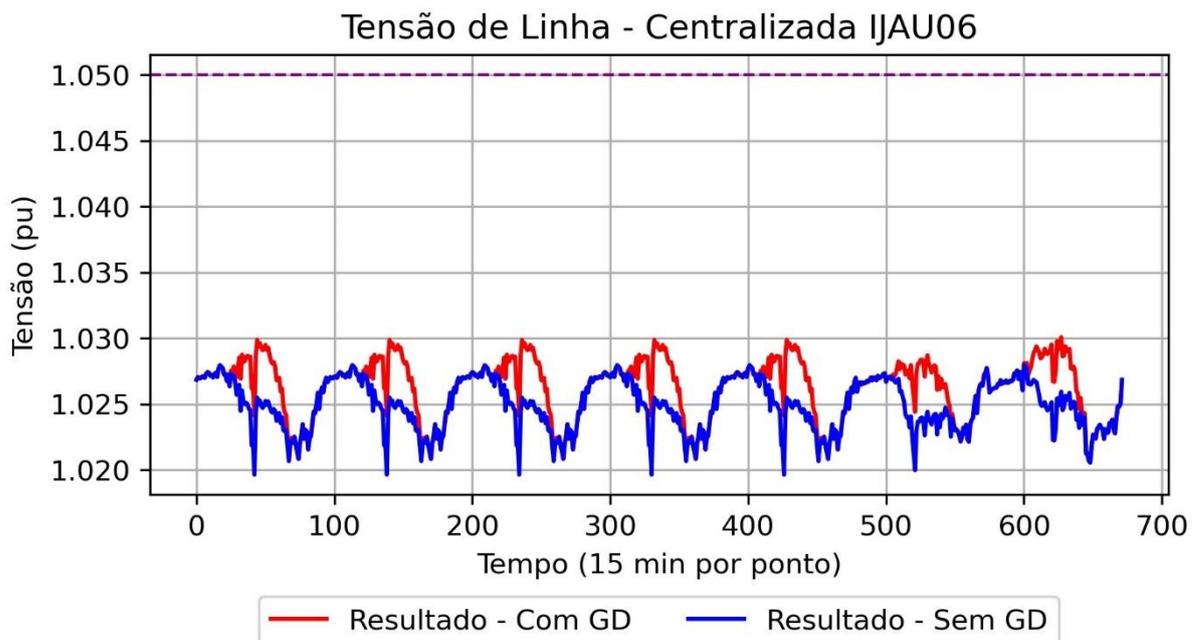
Fonte: Autoria própria.

Para o cenário de geração compartilhada, cabe ressaltar que para esta modalidade, na qual não há UC associada ao ponto de conexão da GD, a ANEEL não prevê compensação financeira para a transgressão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017a).

Os resultados da tensão de linha para cada cenário são apresentados nas figuras a seguir e são importantes para correlação com os resultados que serão discutidos na seção 5.5.

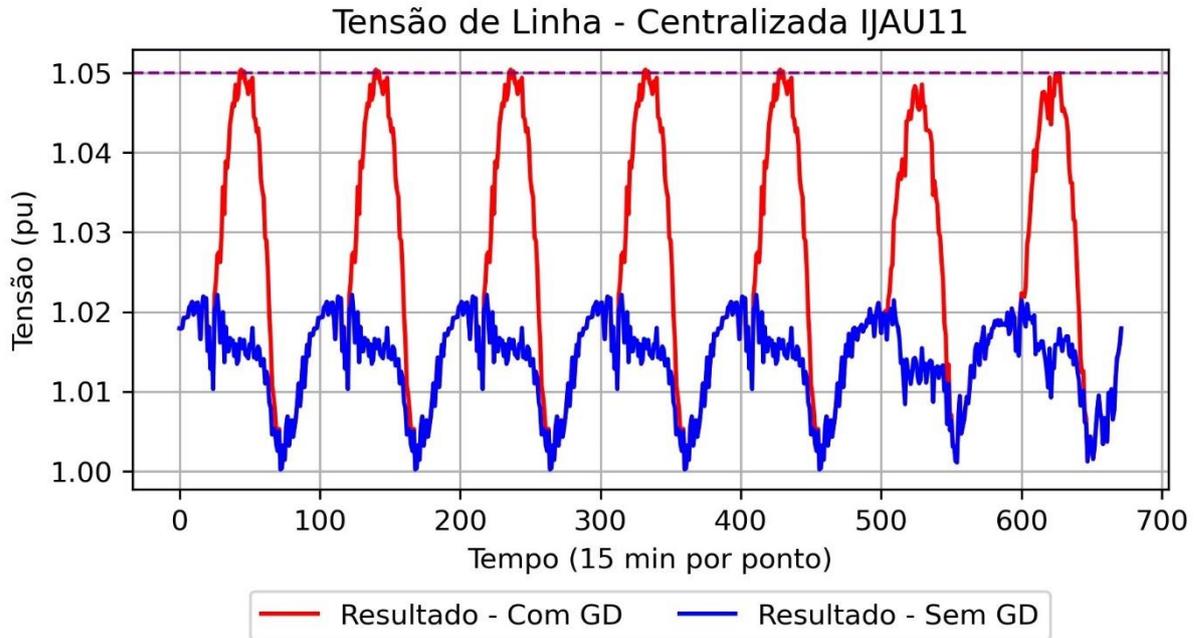
A Figura 5.25 apresenta os resultados da tensão de linha no ponto de conexão da GD no cenário Com e Sem GD para a conexão no IJAU06, próximo da subestação. Neste caso, a tensão máxima registrada sem GD foi de 1,02798 pu e com GD passou a ser de 1,03007, registrada no ponto de máxima geração, representando um aumento da máxima tensão em 0,2%. Já a Figura 5.26 contém os resultados no ponto de conexão do IJAU11, nas instalações da UNIFEI, com uma variação da máxima tensão de 2,8%, passando de 1,02151 sem GD para 1,05039 pu com GD, ultrapassando ligeiramente o limite estabelecido pelo PRODIST de 1,05. Por fim, na Figura 5.27 tem-se os resultados da conexão no IJAU13, no ponto de rede rural distante da subestação, sendo que, neste caso, o aumento da máxima tensão foi de 12,5%, de 1,02619 para 1,15456 pu, ultrapassando o limite e já representando uma tensão crítica.

Figura 5.25 – Registros de Tensão de Linha – Geração Compartilhada IJAU06



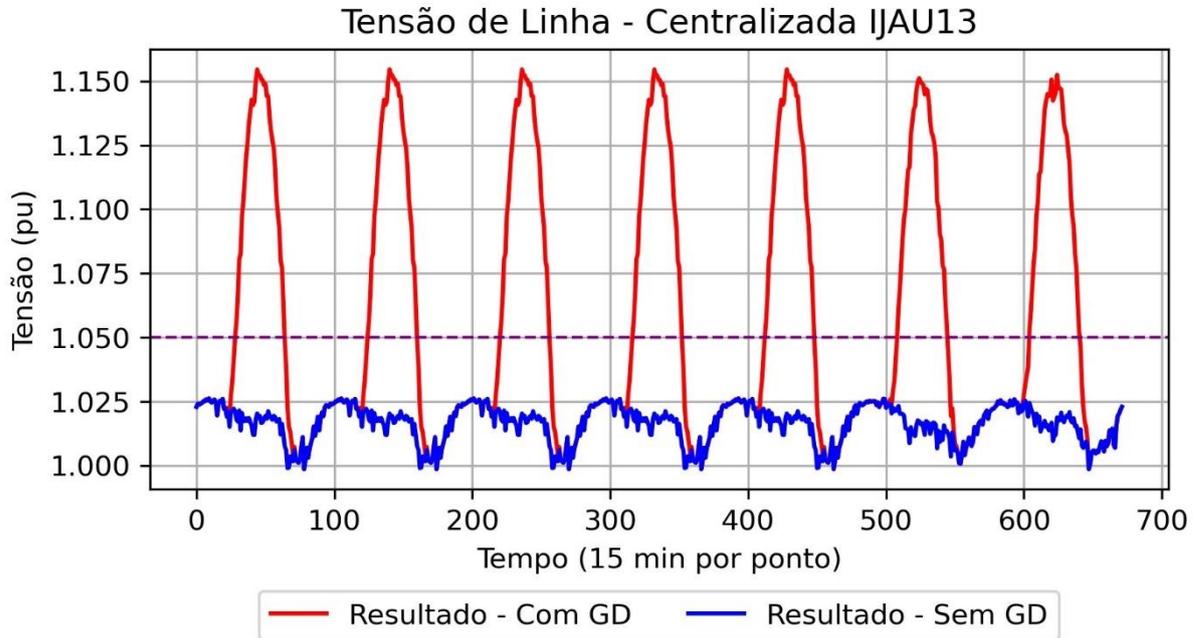
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.26 – Registros de Tensão de Linha – Geração Compartilhada IJAU11



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.27 – Registros de Tensão de Linha – Geração Compartilhada IJAU13



Fonte: Autoria própria.

Tabela 5-20 – Registros de Tensão – DRP e DRC

Nº GD	Alm.	Tensão	Tensão Precária		Tensão Crítica		DRP		DRC		Compensação Financeira		
			Sub	Sobre	Sub	Sobre	Sub	Sobre	Sub	Sobre	Sub	Sobre	Total
13	IJAU06	BT	0	43	0	144	0%	6%	0%	21%	R\$ -	R\$ 470,59	R\$ 470,59
8	IJAU10	BT	0	69	0	49	0%	10%	0%	7%	R\$ -	R\$ 315,91	R\$ 315,91
9	IJAU07	BT	0	111	0	0	0%	17%	0%	0%	R\$ -	R\$ 174,81	R\$ 174,81
32	IJAU13	BT	0	85	0	97	0%	13%	0%	14%	R\$ -	R\$ 141,40	R\$ 141,40
25	IJAU13	BT	0	80	0	64	0%	12%	0%	10%	R\$ -	R\$ 139,12	R\$ 139,12
36	IJAU13	BT	0	97	0	76	0%	14%	0%	11%	R\$ -	R\$ 106,80	R\$ 106,80
30	IJAU15	BT	2	74	1	53	0%	11%	0%	8%	R\$ -	R\$ 92,04	R\$ 92,04
12	IJAU10	BT	0	75	0	1	0%	11%	0%	0%	R\$ -	R\$ 76,83	R\$ 76,83
58	IJAU13	BT	0	80	0	64	0%	12%	0%	10%	R\$ -	R\$ 62,81	R\$ 62,81
75	IJAU10	BT	0	81	0	97	0%	12%	0%	14%	R\$ -	R\$ 62,77	R\$ 62,77
23	IJAU07	BT	0	90	0	0	0%	13%	0%	0%	R\$ -	R\$ 49,20	R\$ 49,20
74	IJAU10	BT	0	81	0	69	0%	12%	0%	10%	R\$ -	R\$ 48,16	R\$ 48,16
16	IJAU10	BT	0	70	0	0	0%	10%	0%	0%	R\$ -	R\$ 43,07	R\$ 43,07
73	IJAU05	BT	0	80	0	56	0%	12%	0%	8%	R\$ -	R\$ 41,16	R\$ 41,16
90	IJAU07	BT	0	49	0	90	0%	7%	0%	13%	R\$ -	R\$ 39,12	R\$ 39,12
22	IJAU11	BT	0	67	0	0	0%	10%	0%	0%	R\$ -	R\$ 33,75	R\$ 33,75
59	IJAU05	BT	0	83	0	22	0%	12%	0%	3%	R\$ -	R\$ 32,32	R\$ 32,32
34	IJAU11	BT	0	67	0	0	0%	10%	0%	0%	R\$ -	R\$ 22,35	R\$ 22,35
72	IJAU15	BT	0	90	0	15	0%	13%	0%	2%	R\$ -	R\$ 21,96	R\$ 21,96
60	IJAU11	BT	0	86	0	0	0%	13%	0%	0%	R\$ -	R\$ 19,97	R\$ 19,97
38	IJAU14	BT	0	51	0	0	0%	8%	0%	0%	R\$ -	R\$ 12,37	R\$ 12,37
61	IJAU05	BT	0	54	0	0	0%	8%	0%	0%	R\$ -	R\$ 9,65	R\$ 9,65
152	IJAU13	BT	0	62	0	49	0%	9%	0%	7%	R\$ -	R\$ 7,53	R\$ 7,53
94	IJAU14	BT	0	64	0	0	0%	10%	0%	0%	R\$ -	R\$ 7,07	R\$ 7,07
35	IJAU07	BT	0	30	0	0	0%	4%	0%	0%	R\$ -	R\$ 4,29	R\$ 4,29
135	IJAU11	BT	0	66	0	0	0%	10%	0%	0%	R\$ -	R\$ 3,67	R\$ 3,67
7	IJAU14	MT	0	0	0	6	0%	0%	0%	1%	R\$ -	R\$ 14,56	R\$ 14,56
133	IJAU15	BT	14	0	11	0	2%	0%	2%	0%	R\$ 1,49	R\$ -	R\$ 1,49
185	IJAU05	BT	17	0	32	0	3%	0%	5%	0%	R\$ 1,42	R\$ -	R\$ 1,42
156	IJAU11	BT	0	38	0	0	0%	6%	0%	0%	R\$ -	R\$ 0,79	R\$ 0,79
182	IJAU11	BT	0	38	0	0	0%	6%	0%	0%	R\$ -	R\$ 0,43	R\$ 0,43
177	IJAU05	BT	5	0	10	0	1%	0%	1%	0%	R\$ 0,41	R\$ -	R\$ 0,41
46	IJAU13	BT	0	21	0	0	0%	3%	0%	0%	R\$ -	R\$ 0,30	R\$ 0,30
199	IJAU13	BT	34	0	5	0	5%	0%	1%	0%	R\$ 0,22	R\$ -	R\$ 0,22
189	IJAU13	BT	0	26	0	0	0%	4%	0%	0%	R\$ -	R\$ 0,09	R\$ 0,09
238	IJAU04	BT	0	45	0	17	0%	7%	0%	3%	R\$ -	R\$ 0,02	R\$ 0,02
127	IJAU04	BT	0	6	0	0	0%	1%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
234	IJAU04	BT	1	1	0	0	0%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
193	IJAU04	BT	1	2	0	0	0%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
107	IJAU05	BT	5	0	0	0	1%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
237	IJAU05	BT	5	0	0	0	1%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
29	IJAU06	BT	11	0	0	0	2%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
227	IJAU06	BT	10	0	0	0	1%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
17	IJAU07	BT	0	2	0	0	0%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
244	IJAU07	BT	6	0	0	1	1%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
140	IJAU07	BT	5	0	0	0	1%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
178	IJAU10	BT	2	0	0	0	0%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
83	IJAU10	BT	5	0	0	0	1%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
76	IJAU10	BT	0	8	0	2	0%	1%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
84	IJAU10	BT	5	0	0	0	1%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
121	IJAU11	BT	0	20	0	0	0%	3%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
87	IJAU11	BT	0	20	0	0	0%	3%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
122	IJAU11	BT	0	20	0	0	0%	3%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
126	IJAU11	BT	0	3	0	0	0%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
112	IJAU11	BT	0	20	0	0	0%	3%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
132	IJAU11	BT	0	20	0	0	0%	3%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
52	IJAU11	BT	16	1	0	0	2%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
66	IJAU11	BT	0	6	0	0	0%	1%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
125	IJAU13	BT	0	20	0	0	0%	3%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
204	IJAU13	BT	0	15	0	0	0%	2%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
62	IJAU13	BT	0	14	0	0	0%	2%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
63	IJAU13	BT	0	6	0	0	0%	1%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
138	IJAU15	BT	1	0	0	0	0%	0%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
18	IJAU15	BT	0	13	0	0	0%	2%	0%	0%	R\$ -	R\$ -	R\$ -

Fonte: Autoria própria.

## 5.4 Carregamento

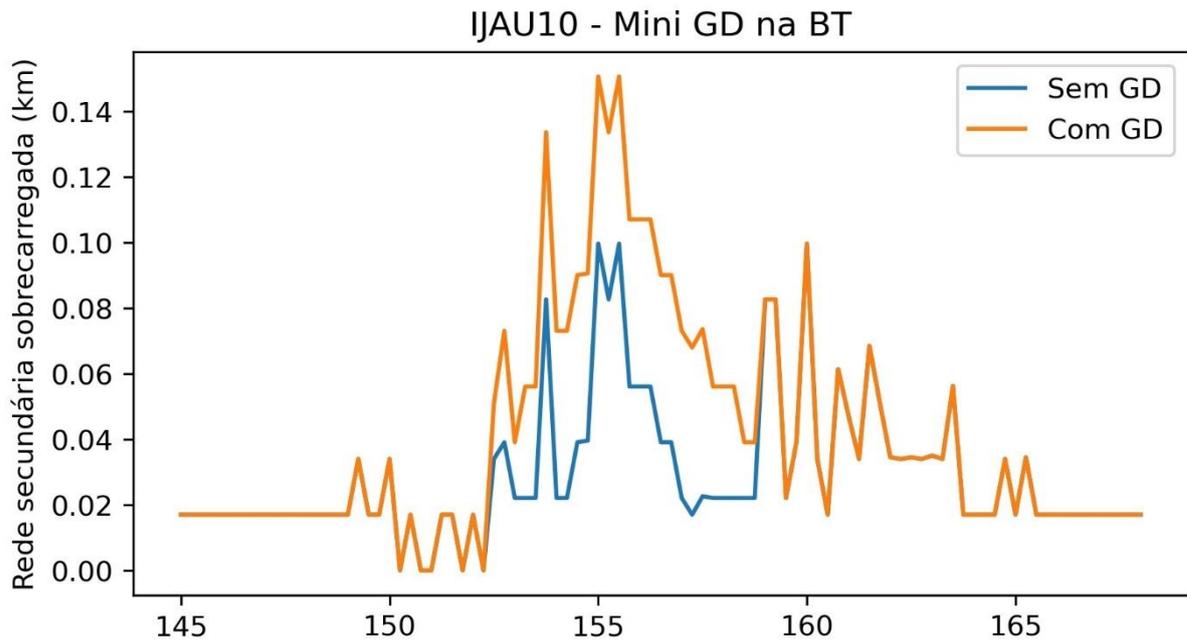
Para avaliação dos critérios de carregamento dos condutores da rede, adotou-se a mesma metodologia já descrita para a tensão, mas agora avalia-se os registros de corrente dos monitores criados. Os gráficos avaliados apresentam a quilometragem de condutores de rede secundária e ramais de ligação que tiveram algum registro acima da corrente nominal suportada no cenário Com e Sem GD, assim, sendo possível identificar a sobrecarga que foi provocada pela inserção dos geradores.

Nos cenários simulados neste estudo, o fenômeno da sobrecarga não ocorreu com frequência e, quando presente, a proporção da ultrapassagem da nominal dos condutores foi pequena.

Considerando o cenário de autoconsumo local, não houve nenhum trecho de rede primária com registros de sobrecarga. Neste caso, o fenômeno ficou restrito apenas à rede secundária e aos ramais de ligação. Os alimentadores que apresentaram rede secundária e/ou ramais com sobrecarga devido à inserção de GD foram o IJAU05, IJAU06, IJAU07, IJAU10 e IJAU11. O maior impacto ocorreu no IJAU10, e por isso estes serão os resultados apresentados e detalhados a seguir, já que para os demais o impacto foi irrisório.

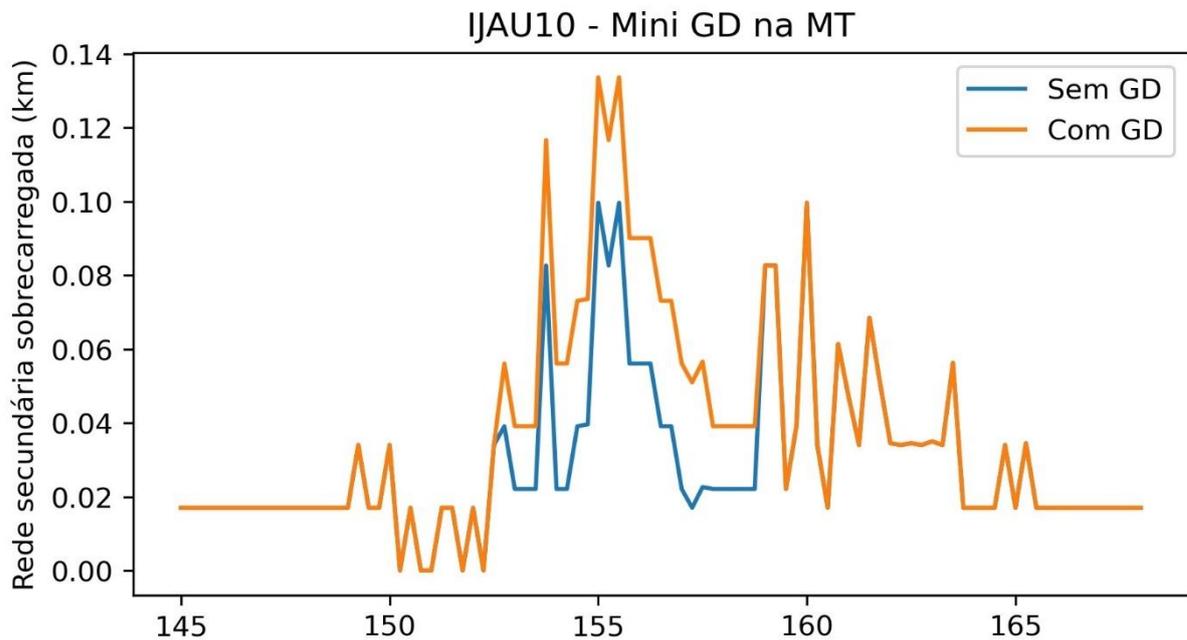
No IJAU10 tem-se o caso das duas minigerações que inicialmente foram instaladas na BT e posteriormente na MT, e, assim como foi realizado para tensão, é interessante avaliar o critério da sobrecarga para estas formas de conexão. A Figura 5.28 apresenta os registros na rede secundária, no domingo, com a minigeração conectada na BT e a Figura 5.29 com a minigeração conectada na MT. É possível observar que os impactos são sutis e que existe uma diferença entre os dois cenários, sendo os impactos da conexão na BT ligeiramente superiores que na MT. Para a conexão na BT, no horário de pico de geração, seriam necessários 20 metros a mais de recondutoramento de rede secundária para mitigar os efeitos de sobrecarga no ponto de conexão. Para este caso em isolado, a diferença é insignificante, mas se houvessem muitos casos de minigerações conectadas na BT, os impactos seriam potencializados. Visto que as diferenças de impacto existem, mas não foram tão relevantes, as avaliações seguintes são considerando o caso padrão dessas minigerações conectadas na MT, conforme é realizado atualmente pelas distribuidoras.

Figura 5.28 – Registros de Sobrecarga na Rede Secundária IJAU10 – Mini GD na BT



Fonte: Autoria própria.

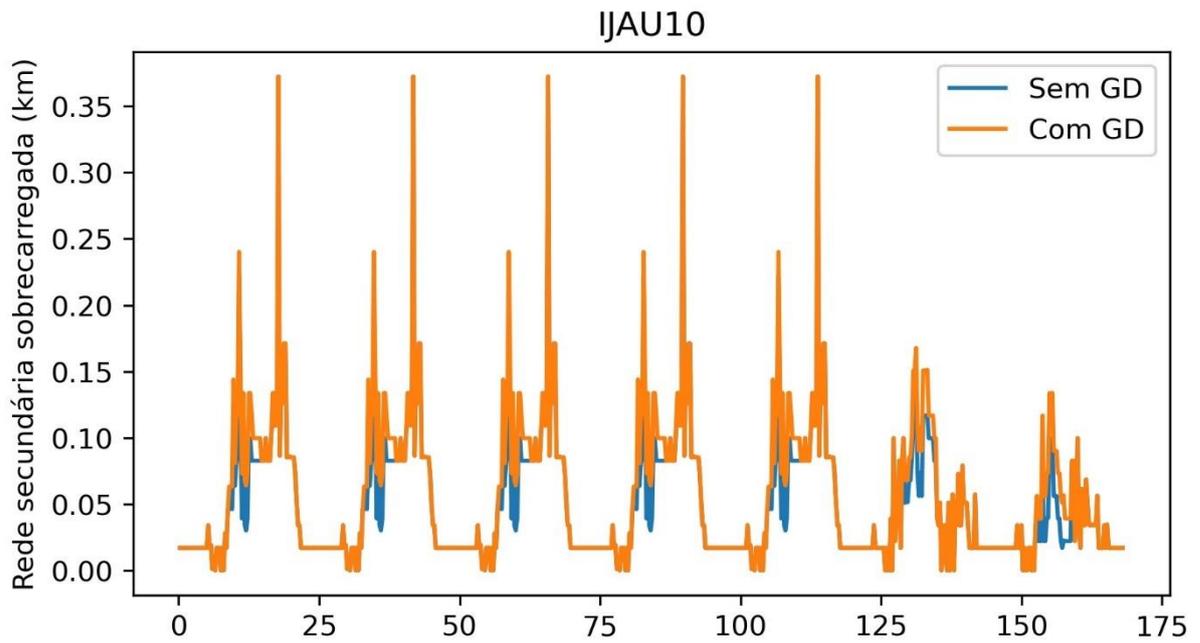
Figura 5.29 – Registros de Sobrecarga na Rede Secundária IJAU10 – Mini GD na MT



Fonte: Autoria própria.

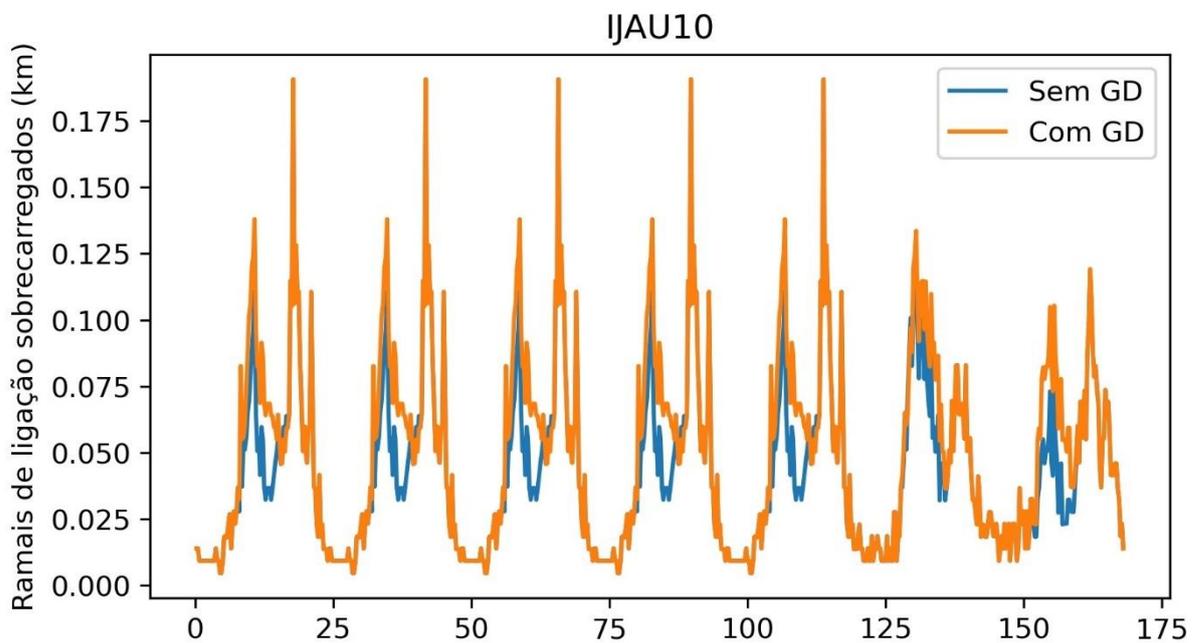
A Figura 5.30 e a Figura 5.31 apresentam os resultados ao longo da semana para rede secundária e ramais de ligação, respectivamente. E para facilitar a visualização, a Figura 5.32 e a Figura 5.33 apresentam uma aproximação dos gráficos, considerando apenas as primeiras 24 horas.

Figura 5.30 – Registro Semanal de Sobrecarga no Secundário – IJAU10



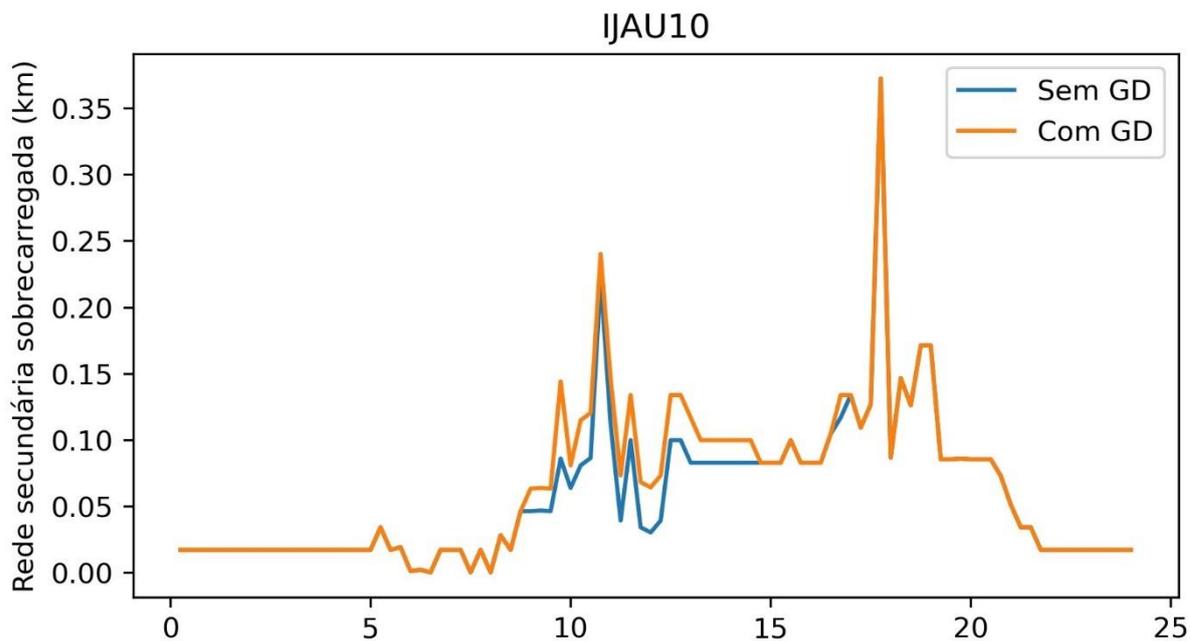
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.31 – Registro Semanal de Sobrecarga nos Ramais – IJAU10



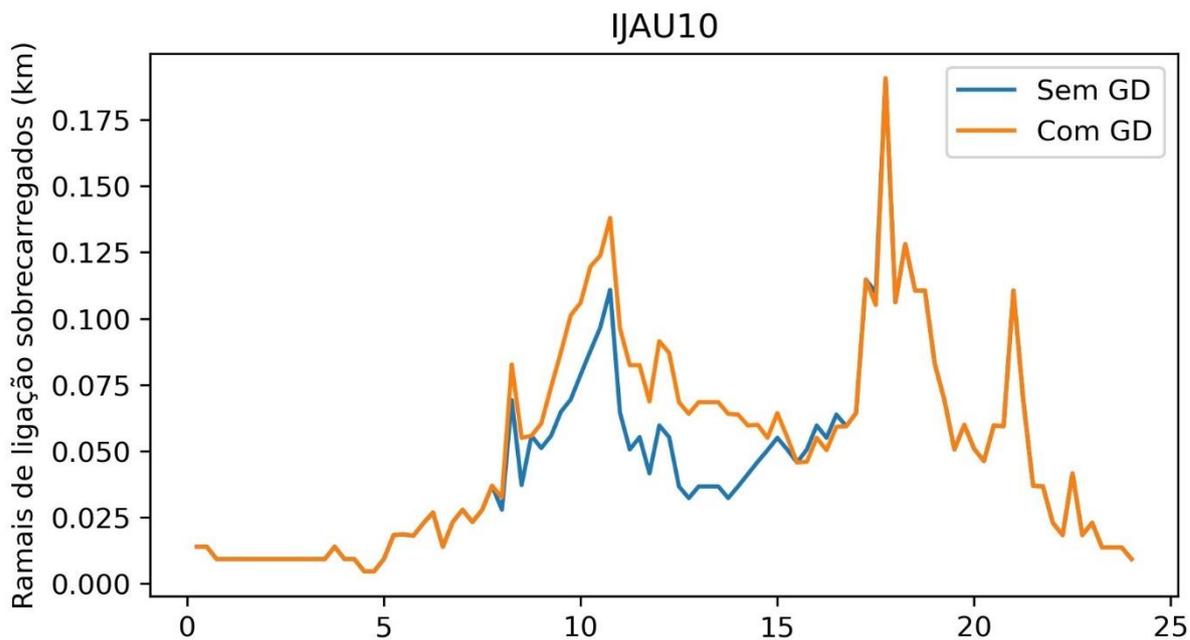
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.32 – Registro Diário de Sobrecarga no Secundário – IJAU10



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.33 – Registro Diário de Sobrecarga nos Ramais – IJAU10



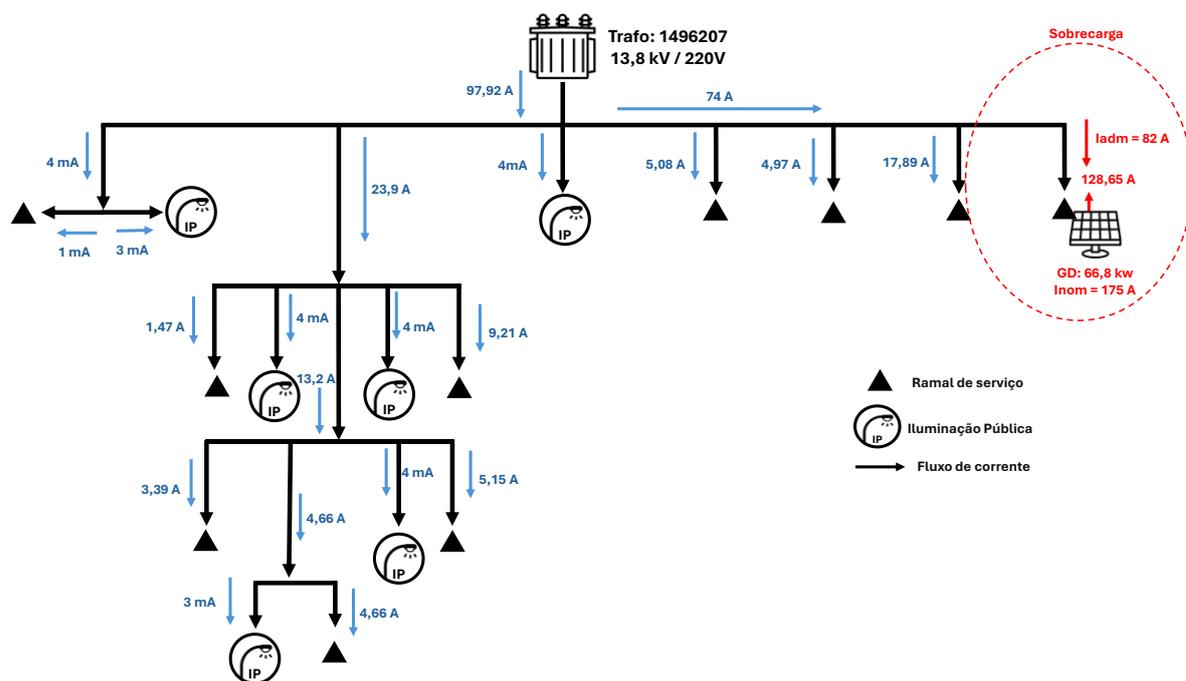
Fonte: Autoria própria.

É perceptível que as curvas laranja e azul se sobrepõem a maior parte do tempo, e apenas no período de geração fotovoltaica a curva laranja fica acima da azul, indicando que a sobrecarga que já existia no sistema foi agravada pela inserção da GD. Ainda assim, poucos

metros de rede sinalizam sobrecarga, trata-se de cerca de 400 metros de rede secundária e de 200 metros de ramal de ligação.

Para o IJAU10 tem-se 3 transformadores e 4 segmentos de rede secundária com carregamento acima da nominal. Para ilustrar essa situação, a Figura 5.34 apresenta o diagrama unifilar da rede secundária do transformador 1496207, que possui uma potência nominal de 75 kVA e uma GD conectada de 66,8 kWp.

Figura 5.34 – Diagrama Unifilar Trafo 1496207



Fonte: Autoria própria.

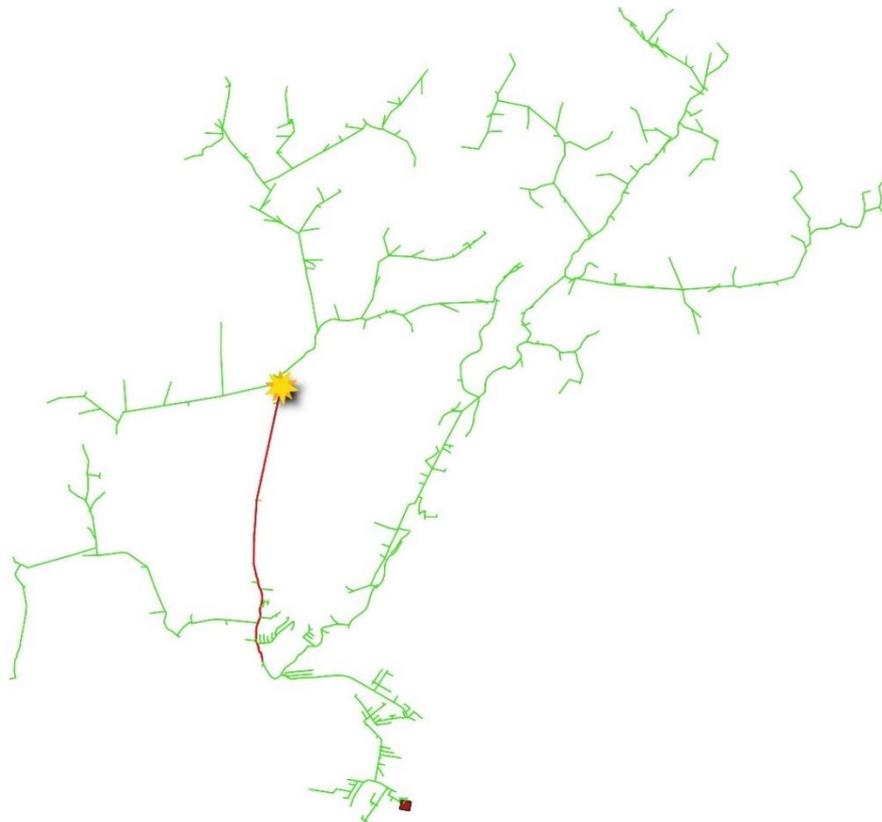
Esta rede secundária possui 31 segmentos de rede modelados, que totalizam 503 metros de extensão e desses, apenas o trecho sec\_11097477, de 17 metros, apresentou sobrecarga, sendo a GD conectada justamente neste ponto. Considerando a potência nominal de geração, a corrente injetada pela GD é de 175 A, como se tem uma carga associada a esta geração, observa-se que a corrente no trecho é menor, registrando 128,65 A.

O *LineCode* que modela este segmento é o CABBTG06\_4\_3\_4, que a BDGD da Cemig descreve como um cabo multiplexado quadruplex de alumínio isolado com polietileno termoplástico (PE), com uma bitola de 16 mm<sup>2</sup> e corrente nominal de 82 A. A Norma Brasileira que estabelece os requisitos para cabos de potência multiplexados para tensões até 0,6/1 kV é a NBR8182 de 10/11, e define que para essa configuração descrita de cabo, a capacidade de condução de corrente em regime permanente seria no máximo 68 A (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NOMAS TÉCNICAS, 2011). O estudo tratado nesta dissertação depende

intrinsecamente das informações apresentadas na BDGD, logo, esta divergência com a norma vigente pode representar um erro cadastral em algum dos detalhes mencionados, como por exemplo o cabo ser de cobre, que teria uma corrente nominal de 88 A. Mas de qualquer forma, este trecho ainda estaria em sobrecarga com a corrente que foi registrada.

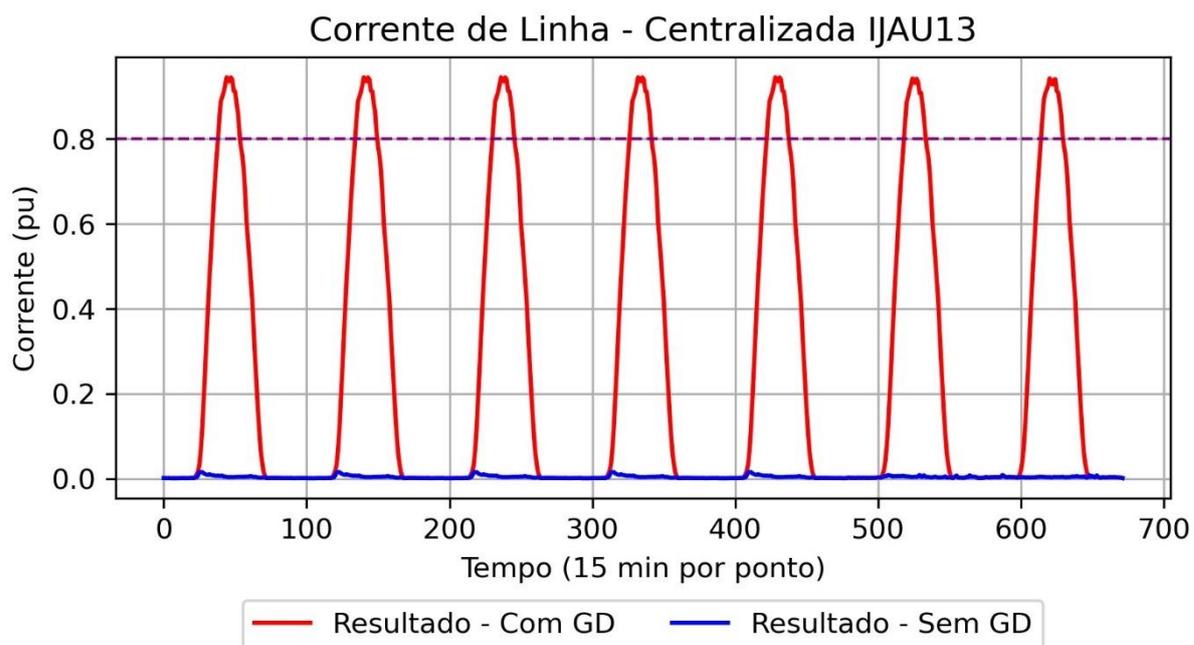
Para os geradores simulados como geração compartilhada, não houve nenhum registro acima da nominal dos cabos de rede primária. No entanto, é importante frisar que as distribuidoras de energia seguem um padrão de ocupação máximo dos cabos, abaixo da nominal, para assegurar manobras de socorro em situações de contingência. A ocupação máxima praticada usualmente pelas distribuidoras varia entre 70% e 90%, dependendo do nível de criticidade da região e do conservadorismo dos critérios de planejamento adotados. Nos casos analisados, apenas um cenário ultrapassou o patamar de 80% de ocupação: a instalação em área rural, localizada no IJAU13. Nesse ponto, com a geração máxima, a corrente medida atingiu 0,94 pu, conforme trecho destacado em vermelho na Figura 5.35 e Figura 5.36, e possivelmente seria sinalizada a necessidade de intervenções estruturais para adequação ao padrão de operação do sistema. O trecho destacado corresponde a 4 km de rede aérea, com cabo de alumínio 4 AWG singelo nu, com corrente nominal de 150 A, caracterizado pelo *LineCode* CAB102\_3\_3. No sentido da subestação até a carga, o trecho que não apresenta ocupação acima de 80% é composto por redes mais robustas de 50 mm<sup>2</sup> e 150 mm<sup>2</sup>, protegias com etileno-propileno (EPR), descritas pelos *LineCodes* CABA06\_3\_3\_1 e CABA08\_3\_3\_1 que apresentam corrente nominal de 229 A e 456 A, respectivamente.

Figura 5.35 – Trecho com Sobrecarga IJAU13



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.36 – Registros de Corrente de Linha – Geração Compartilhada IJAU13

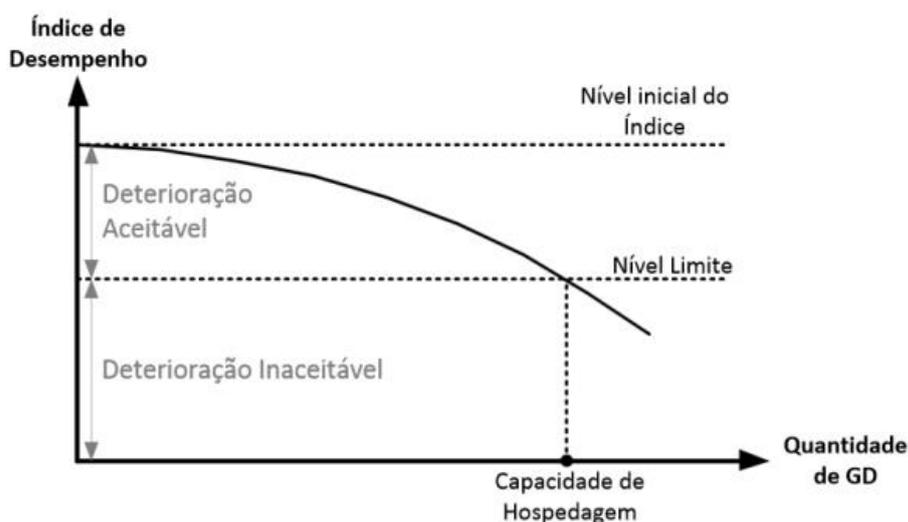


Fonte: Autoria própria.

## 5.5 Capacidade de Hospedagem

Uma avaliação interessante para se realizar em redes de distribuição é a definição da Capacidade de Hospedagem (CH) do sistema. O conceito de CH refere-se à máxima penetração de GD que o sistema pode acomodar sem comprometer sua operação segura, eficiente e confiável. Esse limite está relacionado à capacidade da infraestrutura da rede de absorver a energia gerada localmente, sem a necessidade de modificações significativas, reforços na rede, ou instalação de equipamentos adicionais. A CH é definida com base em um ou mais indicadores que vão compor o índice de desempenho deste sistema e ser medido em função do aumento da injeção de potência ativa proveniente da GD (DUTRA, 2024; OLIVEIRA, 2015). A Figura 5.37 apresenta um índice de desempenho genérico, em que a interpretação é que o índice diminui conforme a GD aumenta, e no ponto limite estabelecido de avaliação deste índice, é onde se encontra a CH do sistema.

Figura 5.37 – Curva Teórica – CH



Fonte: (DUTRA, 2024).

Um critério de restrição muito utilizado na avaliação da CH de sistemas é a sobretensão nas barras, visto que com uma potência gerada pela GD maior que a demanda da carga, a energia excedente é injetada na rede e pode ocorrer um aumento de tensão no barramento de conexão, conforme já discutidos com os resultados apresentados na seção 5.3. Sendo assim, este foi o critério adotado para a definição da CH da rede de estudo, verificando as violações dos níveis de tensão com base nas definições do Módulo 8 do PRODIST, apresentado na seção 2.2.2.4.

Elaborou-se um script que percorre todos os alimentadores da subestação de Itajubá, desativando os geradores e os controladores de tensão existentes no sistema, garantindo que a simulação não tenha essas influências que podem gerar resultados distorcidos. A avaliação foi

realizada apenas nos segmentos trifásicos, já que a ideia é identificar pontos potenciais para a alocação dos 3,6 MWp propostos neste estudo para suprir a demanda do PP. O horário realizado da simulação é as 11h, que nas simulações deste estudo foi identificado como o ponto crítico de máxima injeção de energia fotovoltaica.

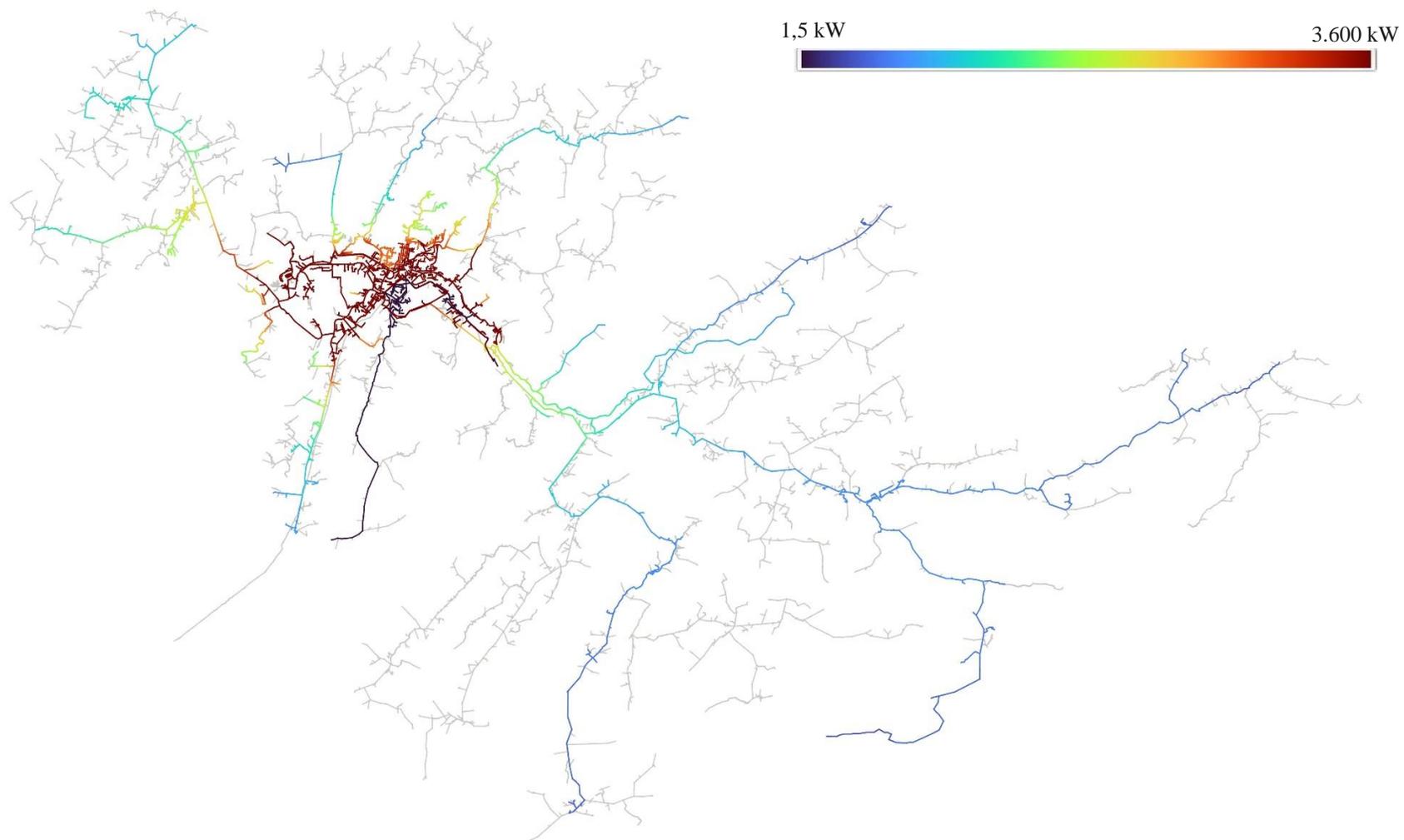
O processo utiliza a busca binária para ajustar a potência da GD. Inicialmente, os valores de potência máxima ( $kWGD_{sup} = 3.600 \text{ kWp}$ ) e mínima ( $kWGD_{inf} = 1 \text{ kWp}$ ) são definidos. A cada iteração, o valor médio ( $kWGD$ ) entre o limite superior e inferior é calculado e injetado na barra em análise. Após cada injeção, o sistema é resolvido, e os níveis de tensão nas barras são monitorados.

A técnica binária é crucial nesse processo, pois permite ajustar iterativamente a potência de geração injetada de forma eficiente, reduzindo o número de simulações necessárias para encontrar o valor ideal de CH. Ao utilizar a busca binária, o algoritmo garante que o valor encontrado esteja dentro da faixa de tolerância desejada, evitando um número excessivo de tentativas e simulando com precisão a capacidade de cada barra. Foram realizadas 107.748 simulações de fluxo de potência e avaliadas 8.979 barras do sistema como pontos de conexão.

O objetivo do *script* é determinar a quantidade máxima de GD, neste intervalo, que pode ser conectada sem ultrapassar o limite de tensão de 1,05 pu. A cada iteração, o *script* verifica a tensão máxima ( $V_{max}$ ) nas barras da rede. Se a tensão exceder 1,05 pu, o valor de potência gerada é considerado muito alto, e o limite superior da potência ( $kWGD_{sup}$ ) é ajustado para o valor atual. Se a tensão estiver abaixo de 1,05 pu, o limite inferior ( $kWGD_{inf}$ ) é ajustado. O processo continua até que a diferença entre os limites de potência seja suficientemente pequena (menor que 1 kW), determinando assim a capacidade máxima de geração que o sistema pode acomodar sem violações de tensão.

Os resultados são salvos para cada alimentador contendo a potência máxima suportada, a barra conectada, o código da linha e a tensão máxima observada. Esses dados são formatados para correta leitura no QGIS e a Figura 5.38 apresenta o mapa de CH de Itajubá.

Figura 5.38 – Mapa Capacidade de Hospedagem Itajubá



Fonte: Autoria própria.

As cores indicam a quantidade de geração que diferentes áreas da rede podem suportar:

- Tons de azul a verde (1,5 kWp – 2.000 kWp): As áreas representadas por cores azuis até os tons esverdeados indicam uma baixa CH, ou seja, essas regiões podem suportar pequenas quantidades de GD. Essas áreas estão mais distantes da subestação e de centros de carga, ou em pontos onde a infraestrutura elétrica tem limitações que restringem a capacidade de absorver mais geração. É possível notar que estes são os trechos finais da rede trifásica, sendo os trechos em cinza a rede monofásica.
- Tons de amarelo (2.001 kWp – 2.800 kWp): O amarelo reflete uma capacidade intermediária de hospedagem, o que indica que essas regiões podem receber uma quantidade significativa de GD, mas ainda com certas limitações. Essas áreas estão na rede tronco dos alimentadores, mas um pouco mais afastado da subestação.
- Tons alaranjados e vermelhos (2.801 kWp – 3.601 kWp): As áreas vermelhas indicam uma alta CH, ou seja, essas são regiões que conseguem receber a maior quantidade de GD sem causar problemas de tensão na rede. Essas áreas estão mais próximas da subestação ou em locais com uma infraestrutura robusta de rede elétrica, com maior concentração de carga.

A Figura 5.39 corrobora com o que já foi apresentado na Figura 5.25, a conexão proposta próxima a subestação no IJAU06, é a que apresenta a maior capacidade de hospedagem, conseguindo absorver os 3,6 MWp da GD simulada sem apresentar violações do nível de tensão, ficando com a tensão em 1,03 pu. Da mesma forma, na Figura 5.41, a conexão no IJAU11, no ponto de entrega da UNIFEI, tem-se um tom alaranjado, que corresponde ao gráfico de tensão da Figura 5.26, onde fica perceptível que a máxima tensão ultrapassa ligeiramente o limite estabelecido. Dessa forma, os 3,6 MWp não são completamente acomodados neste ponto, mas uma potência similar pode ser acomodada, já que a tensão registrada está bem próxima do limiar. Logo, neste ponto de conexão a potência máxima acomodada até o limite de 1,05 pu está na casa dos 3,0 MW.

A conexão da GD na zona mais rural do município, Figura 5.40, já se encontra no limite entre a rede trifásica e a monofásica, representando um nível de capacidade de hospedagem inferior, ficando com a coloração azulada, o máximo que a rede suporta acomodar sem violar os limites de tensão é 800 kWp. A avaliação da CH deste trecho dialoga com o aumento em

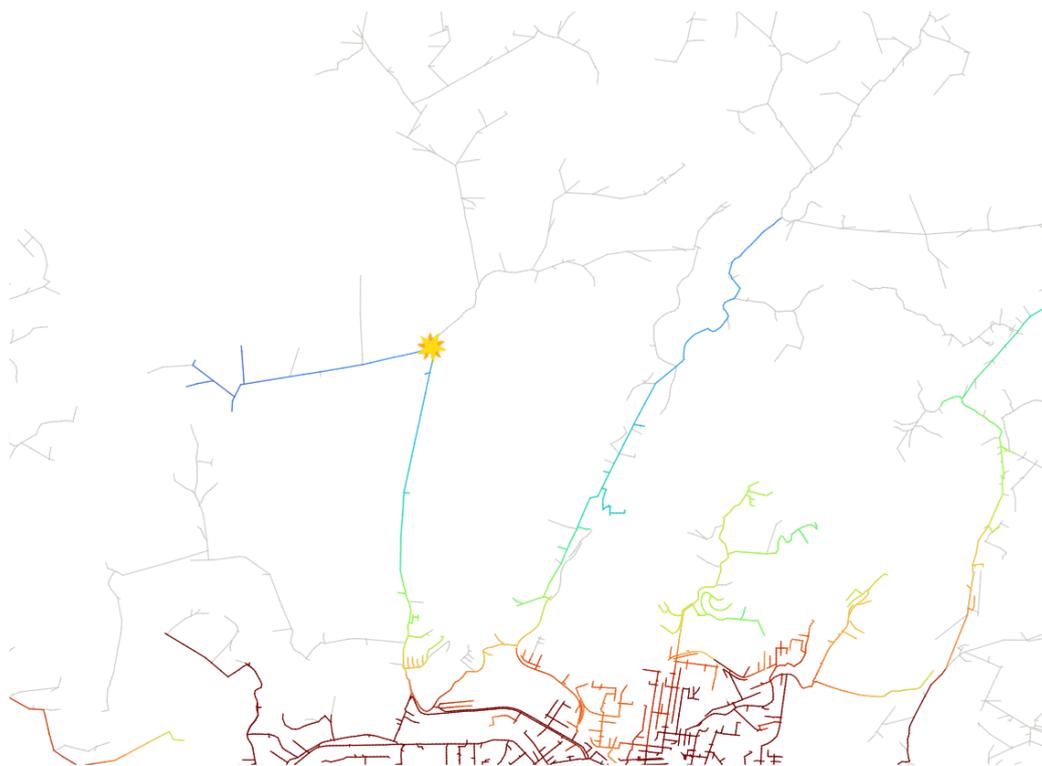
12,5% da tensão máxima no ponto quando submetido aos 3,6 MWp, mais do que 8 vezes a CH do ponto, na Figura 5.27.

Figura 5.39 – Capacidade de Hospedagem Conexão no IJAU06



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.40 – Capacidade de Hospedagem Conexão no IJAU13



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.41 – Capacidade de Hospedagem Conexão no IJAU11



Fonte: Autoria própria.

## 5.6 Necessidade e Custos de Reforço de Rede

Para mitigar os impactos da GD acessante na rede de distribuição, principalmente em cenários de alta penetração, a distribuidora deve realizar obras de reforço estruturantes que garantam a estabilidade e a eficiência do sistema. As obras propostas para liberação do acesso da geração devem seguir o critério de menor custo global e podem incluir o redimensionamento de equipamentos, atualizações tecnológicas, e melhorias na infraestrutura para assegurar que a rede suporte os fluxos de energia bidirecionais e as variações de carga provocadas pela GD.

De maneira geral, para a rede primária as distribuidoras propõem obras de recondutoramento de rede, expandindo a capacidade condução do trecho e conseqüentemente diminuindo a impedância do cabo. Para a rede secundária adota-se usualmente a substituição de transformadores BT para uma maior potência nominal ou a subdivisão dos circuitos, já que é comum no Brasil a existência de redes secundárias longas e que atendem uma grande quantidade de clientes, levando a correntes, impedâncias e variações de tensão elevadas (ALMEIDA, 2024).

Caso nenhum dos reforços avaliados permita a conexão da GD respeitando os limites que garantem a QEE, a concessionária deve propor a potência possível para a opção de menor custo global.

Para os casos de gerações compartilhadas simulados neste trabalho, é possível estimar os custos relativos ao recondutoramento dos 4 km de rede, do IJAU13, que indicaram utilização acima de 80% da corrente nominal do cabo e tensão acima de 1,15 pu. Considerando o recondutoramento para um cabo de alumínio protegido com bitola de 185 mm<sup>2</sup>, e uma corrente nominal de 416 A, o custo modular é em torno de R\$190.000,00 por km de rede, logo o custo total seria em torno de R\$760.000,00. A instalação no IJAU06 não apresentou nenhuma perturbação que necessite de reforços estruturantes.

Para o caso do IJAU11, em que a tensão ultrapassou ligeiramente o limite de 1,05, pressupõe-se que algum ajuste interno da cabine primária de conexão seja o suficiente para resolver esse pequeno grau de perturbação. Da mesma forma, para a avaliação do cenário na modalidade de autoconsumo local, dos 246 barramentos com GD, apenas 36 apresentaram violação de DRP e/ou DRC, cerca de 15% dos casos. O valor de ressarcimento anual também é baixo, conforme já discutido. Logo, entende-se que os reforços necessários nestes casos são pontuais e de menor escala, não acarretando altos custos associados à instalação e, portanto, não sendo estimados neste trabalho.

## 6 Conclusão

O movimento crescente em direção à sustentabilidade energética, impulsionado por incentivos de políticas públicas, resultou em um aumento expressivo no número de sistemas de GD conectados à rede elétrica. Essa expansão não só promove o uso de fontes renováveis, como a energia solar, mas também representa uma transformação profunda no padrão operacional da rede, contribuindo para a descentralização do sistema energético. No entanto, a integração massiva dessas unidades de GD exige uma análise cuidadosa dos impactos técnicos, econômicos e estruturais, pois afeta diretamente a estabilidade, o desempenho e os custos operacionais da rede.

Este trabalho demonstrou, por meio de simulações no OpenDSS, o impacto da GD sobre os alimentadores da rede de Itajubá, considerando tanto a modalidade de autoconsumo local quanto a geração compartilhada em pontos próximos e distantes da subestação. A Tabela 6-1 apresenta um comparativo financeiro entre as alternativas avaliadas.

Tabela 6-1 – Comparativo Entre os Cenários

Cenário	Benefício em Perdas Técnicas (1 ano)	Compensação Violação de Tensão (1 ano)	Reforços no Sistema	Valor Monetário Associado a Obra
Autoconsumo Local	-R\$ 20.545,32	R\$ 2.058,45	-	-R\$ 18.486,87
GC Próximo a SE - IJAU06	-R\$ 863,07	-	-	-R\$ 863,07
GC Distante da SE - IJAU13	R\$ 204.379,70	-	R\$ 760.000,00	R\$ 964.379,70
GC Conectada na UNIFEI - IJAU11	R\$ 21.576,58	-	-	R\$ 21.576,58

Fonte: Autoria própria.

A modalidade de autoconsumo local surge como a melhor alternativa entre os quesitos técnicos avaliados, pois o custo financeiro associado à compensação por violações nos indicadores de tensão é relativamente baixo quando comparado ao benefício proporcionado pela redução das perdas técnicas. De forma similar, na modalidade de geração compartilhada, a conexão próxima à subestação, no alimentador IJAU06, mostrou menores impactos em perdas técnicas e não exigiu reforços estruturais. Logo, essas duas alternativas se destacam como as mais vantajosas financeiramente, considerando a redução de perdas e os custos associados à implementação do sistema de geração distribuída.

Em contrapartida, a alternativa de conexão em um alimentador mais distante, como o IJAU13, apresentou maior suscetibilidade a perdas, problemas de tensão e sobrecargas. Esse comportamento negativo generalizado não é nenhuma surpresa, uma vez que a rede de

distribuição é radial, esses parâmetros técnicos são intrínsecos uns aos outros. Assim, a conexão no ponto mais distante da subestação demonstrou-se a menos vantajosa, pois, além de aumentar as perdas técnicas, demanda um investimento significativo em reforço da infraestrutura de rede.

A conexão nas instalações da UNIFEI, que representa uma distância intermediária da subestação, mostra um aumento nas perdas técnicas, mas não requer grandes investimentos estruturais, posicionando-se como uma alternativa moderada na avaliação financeira.

Os resultados demonstram que a localização da GD é um fator crítico, influenciando diretamente o comportamento das perdas técnicas e o carregamento da rede. Essa conclusão é corroborada pelo mapa de capacidade de hospedagem que foi apresentado na Figura 5.38: quanto mais próxima da subestação e, conseqüentemente, do centro de carga da região, maior é a potência instalada de geração que pode ser absorvida sem provocar impactos severos na rede. À medida que o traçado da rede se afasta da subestação e adentra regiões rurais, de menor densidade de carga, o mapa mostra tons azulados, indicando uma menor capacidade de hospedagem.

Assim, quanto mais próxima a geração estiver do ponto de consumo, melhor é para a operação da rede de distribuição. O próprio conceito de GD nasce dessa premissa de reduzir a distância entre a fonte geradora e a carga, diminuindo perdas e custos associados à distribuição. No entanto, as modalidades que permitem que a geração ocorra distante da unidade consumidora, como o autoconsumo remoto e geração compartilhada, distorcem esse conceito, pois essas GDs acabam não ocupando o espaço de forma tão distribuída. Especialmente no caso das minigerações, que possuem maior potência instalada, essas unidades muitas vezes atuam como fontes centralizadas, semelhantes a uma usina hidrelétrica, mas embutidas dentro das vantagens da geração distribuída.

Embora o incentivo através de subsídios faça sentido dentro do conceito essencial de GD, pois os ganhos gerados seriam revertidos em prol de toda a sociedade, o que se observa é o contrário. Quando essas unidades de geração estão longe do centro de carga, a rede acaba sendo sobrecarregada, piorando a qualidade da energia e agregando custos extras. Esses custos são então socializados entre todos os consumidores, enquanto o benefício é privatizado para aqueles que possuem a GD. Em suma, socializam-se os prejuízos e privatizam-se os benefícios.

De um ponto de vista puramente técnico sobre o sistema de distribuição, considerando apenas os impactos estruturais e operacionais, a avaliação e definição de um local ótimo de instalação das unidades de geração é primordial para assegurar que os incentivos estejam

alinhados com o princípio de sustentabilidade e equidade, evitando a transferência de custos adicionais para os consumidores que não possuem geração distribuída.

Entretanto, sendo a distribuição de energia um serviço público essencial para uma vida em sociedade com dignidade, entende-se que outros fatores possam ser utilizados para avaliação dos custos e benefícios desses sistemas geradores.

As simulações realizadas neste trabalho tiveram como base o consumo das unidades de poder público federal, estadual e municipal instaladas no município. Isso motivou-se não apenas pelas discussões de novas proposições de leis sobre prédios públicos sustentáveis, mas também porque diminuir os gastos com energia de instituições que servem a toda a sociedade pode agregar mais benefícios e retornos a um maior número de pessoas.

A instalação na UNIFEI representou um aumento intermediário nas perdas técnicas da subestação, mas este poderia ser um local estratégico para a instalação de GD, se for considerado que a utilização dos telhados e áreas livres no campus não só promoveria o autoconsumo e a sustentabilidade energética da universidade, e dos demais prédios públicos, mas também abriria espaço para o desenvolvimento de pesquisas aplicadas e capacitação técnica dos alunos em um ambiente prático, atuando como um laboratório a céu aberto para inovação. Este modelo de geração compartilhada em campus universitário poderia, portanto, servir como referência para outras instituições públicas, incentivando a expansão da GD vinculada a instituições públicas e com caráter educativo.

Embora este trabalho tenha se limitado à avaliação técnica da inserção de GD na rede de Itajubá, a metodologia empregada se diferencia dos demais trabalhos existentes por possibilitar que seja replicada de forma massiva através do uso de informação pública. Além disso, espera-se promover insumos técnicos, como a rede modelada e com um fluxo de potência funcional, para que outras avaliações e discussões possam ser focadas nos impactos sociais, ambientais e econômicos desse tipo de iniciativa no município de Itajubá.

Muitos trabalhos discutem sobre esse momento de modernização do sistema elétrico e criam métodos e estudos para que se possa avaliar a melhor forma de empregar esses novos recursos e manter uma rede robusta, flexível e confiável. Entretanto, grande parte dessas iniciativas abordam esse tema de uma perspectiva liberal econômica, na qual as soluções para os novos dilemas enfrentados virão do próprio mercado. Não há dúvidas de que o mercado contribui ativamente para o avanço da transição energética e da inovação dos sistemas elétricos. Contudo, aplicar o princípio da autorregulação do mercado para discutir um serviço essencial, como o acesso à energia elétrica, pode implicar na negligência de aspectos coletivos

importantes, como impactos ambientais, sustentabilidade, energia acessível e limpa e a erradicação da pobreza energética.

O mercado se mobiliza para alavancar iniciativas lucrativas, mas cabe a todos os agentes envolvidos no setor garantir os interesses coletivos nesta agenda tão essencial. As agências reguladoras visam justamente assumir esse papel de mediar e conciliar os interesses de todos os agentes do setor elétrico – empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica – e os consumidores. Não obstante, a missão da ANEEL é: “Proporcionar condições favoráveis para que o para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.” Porém, deve-se buscar soluções conjuntas e holísticas que permitam avaliar mais cenários de diferentes perspectivas.

A transparência com que os dados geográficos das redes de distribuição são tratados no Brasil, sendo apresentados como informação pública e aberta, representa uma grande oportunidade nesta visão de prospecção de soluções conjuntas, retirando do órgão regulador esse dever exclusivo. O acesso a estes dados detalhados e padronizados permite a realização de uma série de estudos acadêmicos e empresarias que visem o equilíbrio e o bem comum.

Neste trabalho, demonstrou-se como foi possível acessar as informações do sistema elétrico de atendimento do município de Itajubá. E com o auxílio de ferramentas gratuitas como o QGIS e o OpenDSS pode-se visualizar e manipular esses dados de muitas formas, possibilitando estudos completos. O trabalho deu enfoque na possibilidade de estudos de eficiência energética em UCs vinculadas ao poder público. Para trabalhos futuros, sugere-se que os impactos técnicos descritos nesta dissertação sejam conjuntamente avaliados com outros indicadores que retratem aspectos sociais e ambientais, como tonelada de CO<sub>2</sub> evitado, população diretamente beneficiada pela geração, postos de trabalhos gerados, movimentação da economia local, avaliação de métricas de desenvolvimento sustentável e cidades inteligentes, etc. A metodologia empregada neste estudo pode ser replicada para diversos outros municípios a fim de se realizar uma avaliação destes impactos a nível estadual ou nacional, caso o programa “Energia Zero no Setor Público”, do governo federal, seja convertido em lei e condicione os prédios públicos a terem GD renovável. Pode-se também realizar um trabalho semelhante, mas que desenvolva a modelagem de cenários pautados na instalação de GD em UCs de baixa renda, capacidade de hospedagem dos circuitos e alocação ótima para pontos de ônibus elétricos, por exemplo.

Com melhores simulações e estudos é possível uma melhor alocação de investimentos e uma tomada de decisão consciente que garanta a isonomia e o equilíbrio do setor e sociedade.

A utilização da informação pública a serviço do interesse coletivo é essencial para a garantia de serviços de energia modernos, acessíveis, sustentáveis e de qualidade. E essa questão é premente nos tempos atuais, indo de encontro aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), em especial ao Objetivo 7 – Energia Limpa e Acessível e ao 11 – Cidades e Comunidades Sustentáveis.

Assim, considera-se que os principais objetivos deste trabalho foram alcançados, pois as avaliações técnicas para os cenários propostos foram amplamente discutidas. Além disso, o compartilhamento das redes modeladas e dos *scripts* desenvolvidos abre espaço para novas discussões e avaliações de impactos, que foram suscitados ao longo deste trabalho, permitindo uma análise holística de como a GD pode impulsionar o desenvolvimento local e contribuir para a democratização do acesso à energia limpa e renovável.

## Referências

ADERALDO, Miguel A. D. C. Gonçalves. **Democratizando a Análise de Redes Elétricas de Distribuição Brasileiras com BDGD-Tools: Contribuições de Desenvolvimento de Aplicação Open Source Para Conversão de BDGD em Modelos do Opendss**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Extrato de Contrato de Concessão de Transmissão nº079/2000**. Brasília. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ect2000079.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL nº482. 17 abr. 2012 a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL nº517. 11 dez. 2012 b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0100/2014-SRD/ANEEL**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL nº687. 24 nov. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica** Cadernos Temáticos ANEEL. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012 – atualizado em 25/05/2017**. Brasília. Disponível em: [https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/FAQ-V3\\_20170524.pdf](https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/FAQ-V3_20170524.pdf). Acesso em: 28 out. 2024a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL nº 786. 17 out. 2017 b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST - Módulo 1- Introdução**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 004/2018 - SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília. Disponível em: <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília. Disponível em: <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Instruções da Base de Dados Geográfica da Distribuidora**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 16 ago. 2024g.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST**. Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 16 ago. 2024j.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0047/2022**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Resposta da Demanda entra em vigor**. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/programa-de-resposta-da-demanda-entra-em-vigor>. Acesso em: 27 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059**. Brasília. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 61/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Unidades com Geração Distribuída**. 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 19 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cronograma Referencial das Atividades Regulatórias da ANEEL**. 2024b. Disponível em:

<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/agendaRegulatoria/CronogramaReferencialRealizacaoAtividadesRegulatorias>. Acesso em: 4 out. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW**. 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw>. Acesso em: 13 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 71/2024 - STR/ANEEL Reajuste Tarifário Anual 2024 CEMIG-D**. Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Homologatória nº 3.328 - RTA 2024 Cemig-D. 21 de maio de 2024 e, p. 1–16.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL aprova operacionalização do sandbox regulatório do Programa de Resposta da Demanda**. 2024f. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-aprova-operacionalizacao-do-sandbox-regulatorio-do-programa-de-resposta-da-demanda>. Acesso em: 27 set. 2024.

ALMEIDA, Lucas Rodrigues De. **Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2024. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2024. DOI: 10.14393/ufu.te.2024.340. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/41496>.

AMARAL, Volmir Ribeiro Do; BÜTTENBENDER, Pedro Luís; THESING, Nelson José. Novo Marco Legal à Geração Distribuída de Energia Elétrica no Brasil: Uma Abordagem das Principais Mudanças. **Informe GEPEC**, [S. l.], v. 28, n. 1, p. 440–461, 2024. DOI: 10.48075/igepec.v28i1.31536.

ANTUNES, Flávia Mesquita. **A Institucionalização do Modelo Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro - O Caso das Distribuidoras de Energia Elétrica**. 2006. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

ARAÚJO, Ericka. **Sunways lança linha de inversores trifásicos com potências de 30 a 60 kW**. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/sunways-lanca-linha-de-inversores-trifasicos-com-potencias-de-30-a-60-kw/>. Acesso em: 11 out. 2024.

ARSALAN, M. R.; SARWITO, S.; KOENHARDONO, E. S. Planning an on-grid solar energy generation system for the Dwimatama pier at Tanjung Emas port. *In: IOP CONFERENCE SERIES: EARTH AND ENVIRONMENTAL SCIENCE 2022*, **Anais** [...]. Institute of Physics, 2022. DOI: 10.1088/1755-1315/1081/1/012019.

ARTHUR O. SILVA; LINA P. G. NEGRETE; GELSON A. A. BRIGATTO. Relevância do Modelo de Carga ZIP em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *In: XXIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA 2022*, Fortaleza. **Anais** [...]. Fortaleza: Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2022. p. 4113–4118. DOI: 10.20906/CBA2022/3734. Disponível em: [https://sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/cba/article/view/3734](https://sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/3734).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico**. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 13 set. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NOMAS TÉCNICAS. **NBR 8182: Cabos de potência multiplexados autossustentados com isolamento extrudado de PE ou XLPE, para tensões até 0,6/1 kV - Requisitos de Desempenho**. Rio de Janeiro.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO VEÍCULO ELÉTRICO. **94 mil eletrificados: 2023 bate todas as previsões**. 2024a. Disponível em: <https://abve.org.br/2023-supera-todas-as-previsoes-94-mil-eletrificados/>. Acesso em: 26 set. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO VEÍCULO ELÉTRICO. **Vendas de eletrificados leves de 2024 já ultrapassa, em julho, o total de 2023**. 2024b. Disponível em: <https://abve.org.br/vendas-de-eletrificados-em-2024-ja-ultrapassam-total-de-2023/>. Acesso em: 26 set. 2024.

ASSUNÇÃO DE SOUZA, João Paulo; KLOCK FERREIRA, João Pedro; ESTEVES MENDES CAMPOS, Guilherme. Uso do OpenDSS em Aplicações Reais para Concessionárias de Energia. *In*: 2020, **Anais [...]**. Sociedade Brasileira de Automatica, 2020. DOI: 10.48011/asba.v2i1.1582.

BAROUCHE, Iuri de Oliveira. **Análise Comparativa e Proposições de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas**. 2017. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

BELLIDO, Marlon Max Huamani. **Microrredes Elétricas: Uma Proposta de Implementação no Brasil**. 2018. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: [http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/doutorado/Marlon\\_Max\\_Huamaní\\_Bellido.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/doutorado/Marlon_Max_Huamaní_Bellido.pdf).

BONADIA, Rodrigo Santos. **Investigação do uso de diferentes modelos e métodos de solução de fluxo de potência no cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2021. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021. Disponível em: <https://hdl.handle.net/20.500.12733/1642113>. Acesso em: 26 ago. 2024.

BORGES, Thais Roupe. **Metodologia para Avaliação da Continuidade do Serviço de Distribuição em Locais com Restrição de Acesso por Registros de Violência**. 2023. Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC Rio, Rio de Janeiro, 2023.

BRASIL. **Lei Nº 10.847, de 15 de março de 2004**. Brasília: Presidência da República, 2004. a. DOI: 10.847. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm).

BRASIL. **Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Brasília: Presidência da República, 2004. b. DOI: 10.848. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm).

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Brasília: Presidência da República, 2004. c. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=DEC&numero=5163&ano=2004&ato=336kXRU5keRpWT468>. Acesso em: 4 out. 2024.

BRASIL. **Portaria MME nº 538, de 15 de dezembro de 2015**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2015.

BRASIL. **Lei Nº 13.755, de 10 de dezembro de 2018**. Brasília: Presidência da República, 2018. a. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2018/lei/113755.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/lei/113755.htm).

BRASIL. **Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2018. b.

BRASIL. **Acórdão TCU nº 1530 de 2019**. Brasília: Tribunal de Contas da União, 2019. a.

BRASIL. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019. b.

BRASIL. **Resolução CNPE nº 15, de dezembro de 2020**. Brasília: Presidência da República, 2020.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 3907, de 2021**. Brasília: Senado Federal, 2021. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/150648#:~:text=Institui%20a%20obrigatoriedade%20de%20instala%C3%A7%C3%A3o,12%20de%20janeiro%20de%202021>. Acesso em: 14 set. 2024.

BRASIL. **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Brasília: Presidência da República, 2022. a. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 19 ago. 2024.

BRASIL. **Consulta Pública MME nº 129, de 23 de junho de 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022. b. Disponível em: [https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet\\_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025](https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025). Acesso em: 5 out. 2024.

BRASIL. **Portaria nº50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022. c.

BRASIL. **Portaria nº 690/GM/MME, de 29 de setembro de 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022. d. Acesso em: 28 out. 2024.

BRASIL. **Resolução MME nº 2, de 22 de abril de 2024**. Brasília: Presidência da República, 2024. a.

BRASIL. **Resolução CNPE nº 2, de abril de 2024**. Brasília: Presidência da República, 2024. b.

BU, Fankun; WANG, Zhaoyu. **OpenDSS Tutorial and Cases**. Ames. Disponível em: <https://wzy.ece.iastate.edu/PPT/EE653%20OpenDSS%20Tutorial%20and%20Cases.pdf>. Acesso em: 10 set. 2024.

BURIN, Heloísa Pereira; FOGLIATTO, Flavio Sanson; HSUAN, Juliana. The electricity market in Brazil: A multilevel perspective of sector agents for liberalization to residential consumers. **Energy for Sustainable Development**, [S. l.], v. 76, 2023. DOI: 10.1016/j.esd.2023.101289.

CAMPOS, Adriana Fiorotti; SILVA, Neilton Fidélis Da; PEREIRA, Marcio Giannini; SIMAN, Renato Ribeiro. Deregulation, flexibilization and privatization: historical and critical perspective of the brazilian electric sector. **Electricity Journal**, [S. l.], v. 33, n. 7, 2020. DOI: 10.1016/j.tej.2020.106796.

CANAL ENERGIA. **CNPE define diretrizes de MMGD quase dois anos após prazo**. 2024. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53278142/cnpe-define-diretrizes-de-mmgd-quase-dois-anos-apos-prazo>. Acesso em: 5 out. 2024.

CANAL SOLAR. **Não será possível atender a toda demanda do mercado de GD, afirma Cemig**. 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/nao-sera-possivel-atender-a-toda-demanda-do-mercado-de-gd-afirma-cemig/>. Acesso em: 14 set. 2024.

CASTRO, Nivalde; ROSENTAL, Rubens. **Os desafios e oportunidades da GD social no Brasil**. 2024. Disponível em: <https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/48622769>.

CATTO, André. **Carros elétricos terão preços mais acessíveis no Brasil? Entenda os desafios e perspectivas do setor**. 2023. Disponível em: <https://g1.globo.com/carros/noticia/2023/11/23/carros-eletricos-entenda-os-desafios-e-perspectivas-do-setor.ghtml>. Acesso em: 27 set. 2024.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Contribuição da Cemig - Audiência Pública 026/2014**. Belo Horizonte.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Relatório de Situação de Emergência**. Belo Horizonte. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/ise-23-01-20.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2024.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Dados Abertos - Base de Dados Geográfica da Distribuidora**. 2022. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>. Acesso em: 24 jun. 2024.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Cemig Concessões**. 2024. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/concessoes/>. Acesso em: 13 ago. 2024.

CONTROLADORIA-GERAL DA UNIÃO. Portal da Transparência. Energia. Disponível em: <https://portaldatransparencia.gov.br/funcoes/25-energia?ano=2024>. Acesso em: 3 dez. 2024.

COSTA, Vinicius Braga Ferreira Da; BITENCOURT, Leonardo; PETERS, Pedro; DIAS, Bruno Henriques; SOARES, Tiago; SILVA, Bernardo Marques Amaral; BONATTO, Benedito Donizeti. Holistic regulatory framework for distributed generation based on multi-objective optimization. **Journal of Cleaner Production**, [S. l.], v. 470, 2024. DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.143275.

COSTA, Vinicius Braga Ferreira Da; DOILE, Gabriel Nasser Doyle De; TROIANO, Gustavo; DIAS, Bruno Henriques; BONATTO, Benedito Donizeti; SOARES, Tiago; FILHO, Walmir de Freitas. Electricity Markets in the Context of Distributed Energy Resources and Demand Response Programs: Main Developments and Challenges Based on a Systematic Literature Review. **Energies**, [S. l.], v. 15, n. 7784, 2022. DOI: 10.3390/en15207784.

COUTO, Fábio. **Ministro de Minas e Energia sinaliza que novo marco legal do setor volta à pauta do governo**. 2024. Disponível em:

<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2024/04/15/ministro-de-minas-e-energia-sinaliza-que-novo-marco-legal-do-setor-volta-a-pauta-do-governo.ghtml>. Acesso em: 26 set. 2024.

CRUZ, Elenice Cristina Da; SILVA, João Fernando C. Da. Análise de Procedimentos Para Georreferenciamento e Cadastramento de Atributos de Redes Elétricas Urbanas. **Revista Brasileira de Cartografia**, Presidente Prudente, v. 0, p. 499–518, 2014.

CUBEROS, Fábio Luiz. **Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise Dos Mecanismos de Mitigação de Riscos de Mercado das Distribuidoras**. 2008.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

DA SILVA, Henrique; SALDANHA, John Jefferson Antunes. **Ferramenta Computacional Para Criação de Modelos de Alimentadores Reais de Distribuição no OpenDSS a Partir de Dados Disponibilizados Pela ANEEL**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso

(Graduação) - Instituto Federal de Santa Catarina, Jaraguá do Sul, 2022. Disponível em:

[https://repositorio.ifsc.edu.br/bitstream/handle/123456789/2559/TCC\\_HENRIQUE%20DA%20SILVA\\_Aprovado.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.ifsc.edu.br/bitstream/handle/123456789/2559/TCC_HENRIQUE%20DA%20SILVA_Aprovado.pdf?sequence=1&isAllowed=y). Acesso em: 12 set. 2024.

DAIMON. **Pertec Plus**. 2024. Disponível em: <http://www.daimon.com.br/pertecplus.html>. Acesso em: 12 set. 2024.

DRANKA, Géremi Gilson; FERREIRA, Paula. Towards a smart grid power system in Brazil: Challenges and opportunities. **Energy Policy**, [S. l.], v. 136, 2020. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.111033.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis; BALLANTI, Andrea. **Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [s.l.: s.n.]. Disponível em:

<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2024.

DUTRA, Ruan Pablo Dias. **Capacidade de Hospedagem em Redes de Distribuição Considerando Geração Fotovoltaica**. 2024. Monografia (Bacharelado) - Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2024.

EDP DISTRIBUIÇÃO. **Conexão de Micro e Minigeradores ao Sistema de Distribuição em Média Tensão - Padrão Técnico**. São Paulo.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. Brasília. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor - PDE 2034**. Rio de Janeiro. Disponível em: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br) [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).

ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO. **Ampliação da Capacidade de Transformação da ETD Sumaré - Estudo de Viabilidade**. São Paulo.

ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO. **Ampliação da Capacidade de Transformação da ETD Saúde - Estudo de Viabilidade**. São Paulo.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. **Global Solar Atlas**. 2024. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=-22.446572,-45.443573,11&s=-22.446751,-45.443771&m=site>. Acesso em: 19 ago. 2024.

ENGIE BRASIL. **COP29: o que esperar da Conferência do Clima no Azerbaijão**. 2024. Disponível em: <https://www.alemndaenergia.engie.com.br/cop-29-conferencia-do-clima-azerbaijao/>. Acesso em: 13 set. 2024.

EPOWERBAY. **Geração Distribuída: Conceitos e História do Mercado**. 2020. Disponível em: <https://www.epowerbay.com/single-post/geracao-distribuida-conceitos-e-historia-do-mercado>. Acesso em: 4 out. 2024.

FERREIRA, Gustavo Assed; ASSED, Carolina. A regulação de energia elétrica no Brasil e a teoria dos leilões. **Revista Políticas Públicas & Cidades**, [S. l.], v. 9, n. 4, 2020. DOI: 10.23900/2359-1552v9-n4-2-2020-2-4-4.

FIANDER, Joseph; WALKER, Chad; ROWLANDS, Ian H.; DEVINE-WRIGHT, Patrick; WILSON, Charlie; SOUTAR, Iain; GUPTA, Rajat. Energy democracy, public participation, and support for local energy system change in Canada. **Energy Research and Social Science**, [S. l.], v. 113, 2024. DOI: 10.1016/j.erss.2024.103526.

FIGUEIRÊDO, André Gouveia De. A importância da Gestão dos Ativos Técnicos para o Negócio de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. **Revista Especialize On-line IPOG**, Goiânia, v. 17, 2019. Disponível em: <http://assets.ipog.edu.br/wp-content/uploads/2019/12/07015627/andre-gouveia-de-figueiredo-16441011.pdf>. Acesso em: 15 set. 2024.

FREITAS, Walmir. **Gestão de perdas técnicas: modelos e ferramentas (DSS Extensions)**. Ciclo De Debates: Futuro Dos Sistemas De Distribuição. Agência Nacional de Energia Elétrica. ago. 2022. Apresentação do Power Point. 48 slides. color. Disponível em:

[https://www.dsee.fee.unicamp.br/~walmir/PRESENTATIONS/PERDAS\\_ANEEL\\_WALMIR.pdf](https://www.dsee.fee.unicamp.br/~walmir/PRESENTATIONS/PERDAS_ANEEL_WALMIR.pdf). Acesso em: 26 ago. 2024.

G1 CAMPINAS. **Projeto vai instalar 21 usinas de energia solar para substituir 80% da iluminação de prédios públicos em Hortolândia.** 2023. Disponível em: <https://g1.globo.com/sp/campinas-regiao/noticia/2023/12/11/projeto-vai-instalar-21-usinas-de-energia-solar-para-substituir-80percent-da-iluminacao-de-predios-publicos-em-hortolandia.ghtml>. Acesso em: 14 set. 2024.

GAMA, Carlos José de Paiva; CRUZ, Pedro Manuel Gonçalves; FERNANDES, André Pinto. Liberalização do mercado de energia elétrica no Brasil: experiências e lições aprendidas com outras nações. **Revista Brasileira de Energia**, [S. l.], v. 30, n. 1, p. 11–27, 2024. DOI: 10.47168/rbe.v30i1.836.

GETPOWER SOLAR. **Qual a potência das placas solares?** 2022. Disponível em: <https://getpowersolar.com.br/blog/qual-a-potencia-das-placas-solares/#:~:text=Geralmente%2C%20as%20pot%C3%A2ncias%20de%20pain%C3%A9is,original%20por%20at%C3%A9%2025%20anos>. Acesso em: 11 out. 2024.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 295–321, 2009.

GREMAUD, Amaury Patrick; FIGUEIREDO, Alexandre Ganan de Brites; CICOGNA, Maria Paula Vieira; TONETO JR., Rudinei. Os serviços de utilidade pública no Brasil: um paradoxo entre dois modelos. **Revista de Direito Economico e Socioambiental**, Curitiba, v. 14, n. 3, 2023. DOI: 10.7213/revdireconsoc.v14i3.29570.

GRUPO CPFL ENERGIA. **Tomada de Subsídios N°13/2022 - CPFL.** Campinas. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p\\_auth=jLZ52Ze1&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=3697&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_auth=jLZ52Ze1&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3697&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica). Acesso em: 26 ago. 2024.

IGLESIAS, Caroline; VILAÇA, Phillipe. On the regulation of solar distributed generation in Brazil: A look at both sides. **Energy Policy**, [S. l.], v. 167, 2022. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.113091.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Malha Municipal.** 2022a. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/malhas-territoriais/15774-malhas.html>. Acesso em: 27 ago. 2024.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Cidades e Estados.** 2022b. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/mg/itajuba.html>. Acesso em: 13 ago. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Re-powering Markets - Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems**. Paris. Disponível em: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/).

KAJIKAWA, Carlos Ossamu; GASPAR, Andrius; VASCONCELOS, Diego dos Reis. **ETD Gomes Cardim - Estudo Técnico**. São Paulo.

KAMWA, Innocent. Consumer empowerment: much talk, little progress: New findings in market design and experiments. **IEEE Power and Energy Magazine**, [S. l.], v. 21, n. 4, p. 4–11, 2023. DOI: 10.1109/MPE.2023.3269542.

KASHIN, A. M. Distributed Energy Generation Based on Advanced Technologies and Digital Systems. **Herald of the Russian Academy of Sciences**, [S. l.], v. 89, n. 2, p. 96–100, 2019. DOI: 10.1134/S1019331619020096.

LEGISLAÇÃO & MERCADOS. **Os riscos e os benefícios do Projeto de Lei que abre o mercado de energia**. 2022. Disponível em: <https://legislacaoemercados.capitalaberto.com.br/os-riscos-e-os-beneficios-do-projeto-de-lei-que-estabelece-o-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 25 out. 2023.

LEME, Alessandro André. A Reforma do Setor Elétrico no Brasil, Argentina e México: Contrastes e Perspectivas em Debate. **Revista de Sociologia e Política**, Curitiba, v. 17, p. 97–121, 2009.

LOMBARDI, Pedro Mello. **A inserção da micro e minigeração distribuída e a liberalização do mercado de energia elétrica: os impactos da Lei nº 14.300/2022 na estratégia de abertura do mercado para a baixa tensão**. 2023. Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) - Instituto Serzedello Corrêa, Brasília, 2023.

MEIRA, Paulo; KRISHNAMURTHY, Dheepak; DSS-EXTENSIONS CONTRIBUTORS. **DSS- Python**. 2018. Disponível em: <https://dss-extensions.org/DSS-Python/>. Acesso em: 26 ago. 2024.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. **Organização do Setor - Cemig**. 2024. Disponível em: <https://memoriadaeletricidade.com.br/acervo/@id/24199>. Acesso em: 13 ago. 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **MME abre consulta pública sobre geração distribuída**. 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-abre-consulta-publica-sobre-geracao-distribuida>. Acesso em: 5 out. 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **MME publica resultado de consulta pública sobre liberdade de escolha para todos os consumidores de energia elétrica**. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-publica-contribuicoes-recebidas-sobre-liberdade-de-escolha-para-todos-os-consumidores-de-energia-eletrica>. Acesso em: 26 set. 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Primeiro das Américas: Brasil ganha destaque em ranking mundial sobre transição energética**. 2024. Disponível em:

<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/primeiro-das-americas-brasil-ganha-destaque-em-ranking-mundial-sobre-transicao-energetica>. Acesso em: 13 set. 2024.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, Indústria, Comércio e Serviços. **Imposto de importação para veículos eletrificados será retomado em janeiro de 2024**. 2023.

Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2023/novembro/imposto-de-importacao-para-veiculos-eletrificados-sera-retomado-em-janeiro-de-2024>. Acesso em: 27 set. 2024.

MONTENEGRO, Sueli. **Marco Legal da GD Dispara “Corrida do Ouro” em 2022**. 2022.

Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/especiais/53201662/marco-legal-da-gd-dispara-corrida-do-ouro-em-2022>. Acesso em: 14 set. 2024.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. **Mudanças climáticas: ameaça ao bem-estar humano e à saúde do planeta**. 2022.

Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/173693-mudan%C3%A7as-clim%C3%A1ticas-amea%C3%A7a-ao-bem-estar-humano-e-%C3%A0-sa%C3%BAde-do-planeta>. Acesso em: 13 set. 2024.

NEOSOLAR. **Tipos de Placa Solar**. 2024.

Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/placa-solar-fotovoltaica/tipos>. Acesso em: 27 set. 2024.

NERIS, Alessandra. **Com 26 anos em operação, o primeiro sistema fotovoltaico do Brasil**. 2023.

Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2023/11/16/com-26-anos-em-operacao-o-primeiro-sistema-fotovoltaico-do-brasil/>. Acesso em: 4 out. 2024.

OLIVEIRA, Tiago Elias Caetano De. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário**. 2015. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.

OLIVEIRA, I. C. **Análise Econômica da Inserção de Painéis Fotovoltaicos no Campus da UNIFEI - Itajubá com Simulação de Monte Carlo**. 2019. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019.

Disponível em: [https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/2026/dissertacao\\_2019119.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/2026/dissertacao_2019119.pdf?sequence=1&isAllowed=y). Acesso em: 4 out. 2024.

OLIVEIRA, V. R. J.; TENFEN, D.; FERNANDES, R. C. **Demand side management in Brazil: Brief history, lessons learned, status, challenges, and trends**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, 2023. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113437.

OWENS, Brandon. **The Rise of Distributed Power**. General Electric Company, 2014.

Disponível em: [https://legacy-assets.eenews.net/open\\_files/assets/2014/02/25/document\\_gw\\_02.pdf](https://legacy-assets.eenews.net/open_files/assets/2014/02/25/document_gw_02.pdf). Acesso em: 4 out. 2024.

PAIVA, Juliana Lopes Barroso Villas Boas Carvalho De. **A Liberalização do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro: Regulação para Promoção da Concorrência no Varejo (“Full Retail Competition”)**. 2021. Dissertação (mestrado) - Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2021.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos Impactos de Elevador Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-23042014-153815/publico/DissertPaludoJulianaAramizuCorrig.pdf>. Acesso em: 10 set. 2024.

PAUL, Júlia Simeoni. **Análise dos Parâmetros Regulatórios no Cálculo das Perdas Técnicas: Estudo de Caso na Celesc Distribuição**. 2021. Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Florianópolis, Florianópolis, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ifsc.edu.br/handle/123456789/2347>. Acesso em: 12 set. 2024.

PEDRINI, Renata. **Análise Técnico Econômica da Adoção da Tarifa Branca em Conjunto com a Geração Distribuída para Consumidores de Baixa Tensão**. 2016. Monografia - Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC, Joinville, 2016.

PERIM, André Grobério Lopes. **Avaliação de Políticas Públicas: A Contribuição das Diretrizes Nacionais para o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída – MMGD**. 2023. Dissertação (Mestrado) - Escola Nacional de Administração Pública, Brasília, 2023.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **MME lança chamada pública de R\$ 100 milhões para prédios públicos eficientes**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-chamada-publica-de-r-100-milhoes-para-predios-publicos-eficientes>. Acesso em: 14 set. 2024.

RADATZ, Paulo. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. Monografia (Graduação) - Universidade de São Paulo–USP, São Paulo, 2015.

ROCKMANN, Roberto. **Setor vive espiral de judicialização**. 2023a. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2023/04/28/setor-vive-espiral-de-judicializacao.ghtml>. Acesso em: 5 out. 2024.

ROCKMANN, Roberto. **Judicialização e concorrência das distribuidoras preocupam segmento de GD, diz Absolar**. 2023b. Disponível em: <https://agenciainfra.com/blog/judicializacao-e-concorrencia-das-distribuidoras-preocupam-segmento-de-gd-diz-absolar/>. Acesso em: 5 out. 2024.

RODRIGUES, Ênio; LONDERO, Rodolfo; MAMEDE, Ana Camila. **BDGD-Tools**. 2022. Disponível em: <https://bdgd-tools.readthedocs.io/en/latest/>. Acesso em: 12 set. 2024.

ROMAGNOLE. **Como calcular a potência do kit gerador fotovoltaico**. 2022. Disponível em: <https://www.romagnole.com.br/noticias/como-calcular-a-potencia-do-kit-gerador-fotovoltaico/>. Acesso em: 11 out. 2024.

SEXAUER, Jason; RADATZ, Paulo; ROCHA, Celso. **Introdução ao OpenDSS**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://ifgjatai.eu5.org/OpenDSS.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2024.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. 2010. Tese (Doutorado) - Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SILVA, Fernanda A. Cardoso e.; COSTA, Vinicius Braga Ferreira Da; SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos; BONATTO, Benedito Donizeti. Electric sector modernization in Brazil: Milestones, challenges, and prospects. **Utilities Policy**, [S. l.], v. 90, 2024. DOI: 10.1016/j.jup.2024.101793.

Cardoso e Silva, F. A., Bonatto, B. D., & Ricciardi, T. (2024). **Scriptps Para Análise de Impactos, Custos e Benefícios da Penetração de Fontes Renováveis na Rede de Distribuição de Itajubá - MG**. Zenodo. 2024. Disponível em: <https://zenodo.org/records/14558156>. Acesso em: 2 dez. 2024.

SILVA, Fernanda Alyne Cardoso. **Modelagem Computacional para Análise Técnica, Econômica e Regulatória da Microrrede Inteligente do campus da UNIFEI -Itajubá**. 2021. a. Monografia (Graduação) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021.

SILVA, Patrícia Ferreira. **Análise de modelos e viabilidades para inserção de sistemas de geração fotovoltaica em universidades públicas brasileiras visando a sustentabilidade energética**. 2021. b. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/2470>. Acesso em: 3 dez. 2024.

SINAPSIS. **SIGPerdas**. 2024. Disponível em: <https://sinapsisenergia.com.br/produto/sigperdas-software-para-calculo-de-perdas-tecnicas/>. Acesso em: 12 set. 2024.

SOARES, Alexsandra Maria de Almeida; BARRETO, Cristiane Gomes. Disputas e narrativas sobre o marco da geração distribuída no Brasil: retrocessos para a Agenda 2030 e o Acordo de Paris. **Sustentabilidade em Debate**, [S. l.], v. 13, n. 3, p. 32–51, 2022. DOI: 10.18472/SustDeb.v13n3.2022.45621.

SOLAR MAGAZINE. **Tipos de painéis solares: no mercado e no laboratório**. 2021. Disponível em: <https://solarmagazine.com/pt-br/paineis-solares/>. Acesso em: 27 set. 2024.

SOUSA, Tiago; SOARES, Tiago; PINSON, Pierre; MORET, Fabio; BAROCHE, Thomas; SORIN, Etienne. Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 104, p. 367–378, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.036.

SOUTO, Poliana. **Aneel adia regulação de baterias para armazenamento para 2025**. 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/economia-e-politica/empresas/aneel-adia-regulacao-de-baterias-para-armazenamento-para-2025/#:~:text=Armazenamento%20adiado&text=Em%20contraste%20a%20decis%C3%A3o%20da,em%20baterias%20e%20hidrel%C3%A9tricas%20revers%C3%ADveis>. Acesso em: 27 set. 2024.

SUKUMARAN, Sreenath; SUDHAKAR, Kumarasamy; YUSOP, Ahmad Fitri; KIRPICHNIKOVA, Irina; CUCE, Erdem. Solar farm: siting, design and land footprint analysis. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, [S. l.], v. 17, p. 1478–1491, 2022. DOI: 10.1093/ijlct/ctac107.

USIDA, Wesley Fernando; FLAUZINO, Rogério Andrade. Avaliação da Conciliação de Ativos da Base de Remuneração Regulatória usando a BDGD. *In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, XXIII., 2023, Vitória. **Anais [...]**. Vitória: Instituto ABRADÉE de Energia, 2023. Disponível em: <https://sendi.org.br/sendi2023/search-technical-jobs/>. Acesso em: 26 ago. 2024.

ZILLES, Roberto. **As Promissoras Dádivas que Vêm do Céu**. 2001. Disponível em: <https://www.iee.usp.br/sites/default/files/biblioteca/producao/2001/Artigos%20de%20jornal/Dadivas%20que%20vem%20do%20ceu.PDF>. Acesso em: 4 out. 2024.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira De. **Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

# Apêndice A – Scripts de Simulação OpenDSS e Python

Todos as modelagens e simulações utilizadas no presente estudo desenvolvido estão disponibilizadas de maneira pública, através da plataforma Zenodo, pelo DOI [10.5281/zenodo.14558156](https://doi.org/10.5281/zenodo.14558156).

A seguir, é apresentado um pequeno manual com o nome dos arquivos disponibilizados e a função de cada um dentro dos estudos desenvolvidos nesta dissertação.

## *Pasta Scripts\_Python*

### **#1Análise\_SaídaSEeAlimentadores**

**Função:** Script usado para verificação do comportamento do fluxo de potência, possibilita comparar a energia medida (fluxo de potência) com a energia calculada pelos perfis de carga (loadshapes). Na linha 82 é possível ir desconectando trechos do circuito para verificação de falhas na convergência do fluxo.

**Saída:** Gera gráficos, por alimentador, comparando a potência ativa dos monitores do fluxo com o perfil de carga simulado (loadshapes). Imprime a energia injetada registrada nos monitores e nos medidores.

### **#2Criacao\_Geradores\_Monitores(BTeMT)**

**Função:** O script tem como objetivo principal preparar e realizar simulações elétricas no software OpenDSS para avaliar o impacto da instalação de sistemas GD em unidades consumidoras do poder público (UCs PP) na cidade de Itajubá-MG. Ele gera arquivos .dss para a configuração de geradores e monitores associados às UCs, permitindo análises detalhadas de consumo e geração em cenários específicos. Neste script são criados os geradores descritos na Tabela 4-6 e os geradores centralizados da seção 4.4.2 e seção 4.4.3.

**Saída:** Arquivos .dss para descrição dos monitores BT, monitores MT, separados por alimentador. Arquivo .dss com a descrição dos geradores BT e MT. Todos são salvos no caminho especificado em base\_folder.

### **#3Criacao\_Curva\_de\_Carga\_Alimentadores1Semana**

**Função:** Script usado para verificação do comportamento do fluxo de potência, possibilita comparar a energia medida (fluxo de potência) com a energia calculada pelos perfis de carga (loadshapes).

**Saída:** Gera gráficos, por alimentador, comparando a potência ativa dos monitores do fluxo com o perfil de carga simulado (loadshapes). Imprime a energia injetada registrada nos monitores e nos medidores.

#### **#4AtivacaodeGDs\_GraficosComparativosCOMeSEM**

**Função:** Este script realiza uma análise comparativa de um alimentador de rede elétrica, considerando dois cenários: "Sem GD" (sem Geração Distribuída) e "Com GD" (com Geração Distribuída). O script usa o OpenDSS para simular fluxos de potência e comparar a potência ativa total gerada em ambos os cenários, visualizando os resultados por meio de gráficos e calculando a energia injetada na subestação.

**Saída:** Gera gráficos, por alimentador e da subestação, comparando a potência ativa dos cenários. Imprime a energia injetada dos cenários. Os gráficos gerados são os apresentados na seção 5.1.

#### **#5Modificacao\_loadshape\_7\_dias**

**Função:** Esse código basicamente manipula e ajusta o arquivo de LoadShape, fazendo transformações nos dados e criando um novo arquivo de saída com esses dados processados, de forma que se tenha a composição de uma semana de dados, considerando 5 dias úteis, 1 sábado e um domingo.

**Saída:** Arquivo .dss LoadShape\_1\_semana.ds, salvo no caminho especificado.

#### **#6TransgressaoTensao\_LeituraDeDados(BTeMT)**

#### **#7TransgressaoTensao\_LeituraDeDados(BTeMT)-Micro\_Para\_Mini**

#### **#8TransgressaoTensao\_LeituraDeDados(BTeMT)-Centralizadas**

**Função:** Esse script simula os alimentadores, coleta as medições e calcula as tensões nas fases de cada monitor, gerando resultados organizados para análise posterior. O arquivo #6 se refere ao caso em que as minigerações estão conectadas na BT, o arquivo #7 já chama os arquivos em que as minigerações estão conectadas na MT e por fim, o arquivo #8 é referente os arquivos das gerações centralizadas. Para o caso das gerações centralizadas é necessário adaptar o código, comentando e tirando os comentários do código, de forma a rodar um cenário centralizado por vez.

**Saída:** O script gera um arquivo pickle para cada alimentador, contendo os resultados das tensões calculadas em PU para os monitores de cada alimentador, no cenário "Com GD" e "Sem GD". Esses arquivos são armazenados no diretório de simulação.

#### **#9Análise\_Transgressao\_Tensao\_Prodist**

#### **#10Análise\_Transgressao\_Tensao\_Prodist-Micro\_Para\_Mini**

#### **#11Análise\_Transgressao\_Tensao\_Prodist-Centralizadas**

**Função:** O script carrega os dados de monitoramento de tensão e medição de energia de arquivos pickle gerados previamente (#6,#7,#8) e realiza a análise de tensões para monitores de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT) em cenários com geração distribuída (GD). Ele carrega informações de monitores e medidores de energia, filtra os monitores de tensão, e calcula o número de ocorrências de sobretensão e subtensão em faixas críticas e precárias para cada tipo de monitor.

**Saída:** Arquivos de excel, no formato .xlsx, para os resultados de tensão BT e MT.

#### **#12GráficoTensão- DRP e DRC**

#### **#13GráficoTensãoComeSemGD-Centralizadas**

**Função:** O script carrega os dados salvos anteriormente (#6,#7,#8) e plota os valores de tensão para diferentes períodos de tempo. As tensões são visualizadas com diferentes cores de fundo para indicar faixas de tensão crítica (vermelho), precária (amarelo) e ideal (verde). O script também permite ajustes para visualizações de um intervalo específico das amostras para aproximação e melhor avaliação.

**Saída:** Gera os gráficos de tensão que foram apresentados na seção 5.3

#### **#14CarregaDicionárioEnergyMeter**

#### **#15CarregaDicionárioEnergyMeter-Micro\_Para\_Mini**

#### **#16CarregaDicionárioEnergyMeter-Centralizadas**

**Função:** Este script carrega dados de medições elétricas armazenados em um arquivo .pkl anteriormente (#6,#7,#8), processa-os para organizar a estrutura das e os exporta para um arquivo Excel. Ele permite que os dados brutos, originalmente armazenados em formato serializado, sejam transformados em uma tabela legível e analisável, facilitando a visualização e manipulação para estudos e relatórios relacionados às simulações elétricas realizadas no OpenDSS. A tabela final apresenta os resultados dos medidores de energia para 67 variáveis, entre elas, as perdas apresentadas na seção 5.2.

**Saída:** Arquivos de excel, no formato .xlsx, para os resultados de cada cenário simulado, salvo no diretório especificado pela variável base\_folder.

### **#17FluxoDeCargaSnapShot**

### **#18FluxoDeCargaSnapShot\_Micro\_Para\_Mini**

### **#19FluxoDeCargaSnapShot\_Centralizadas**

**Função:** Este script é utilizado para simular e analisar o comportamento de sobrecarga em alimentadores elétricos modelados no software OpenDSS, com e sem geração distribuída (GD). Ele avalia o impacto das condições operacionais, identifica linhas sobrecarregadas (primárias, secundárias e ramais), e coleta dados de monitores de potência e energia para os diferentes cenários.

**Saída:** O script gera dois arquivos em formato .pkl no diretório especificado pela variável `base_folder`. Os resultados de sobrecarga contêm informações sobre o comprimento das linhas sobrecarregadas (primárias, secundárias, ramais) e listas de ramais e secundários que excederam os limites de corrente nominal. Os resultados dos monitores armazenam os dados coletados dos monitores configurados nos cenários, incluindo medições de potência e energia

### **#20AnaliseSobrecarga**

### **#21AnaliseSobrecarga\_Micro\_Para\_Mini**

### **#22AnaliseSobrecarga\_Centralizada**

**Função:** Este script compara cenários "Com GD" e "Sem GD" em relação às redes sobrecarregadas (primária, secundária e ramais) e identifica os trechos que ficaram sobrecarregados devido a inserção de GD.

**Saída:** Gera os gráficos de sobrecarga que foram apresentados na seção 5.4.

### **#23IJAU13\_Qgis\_Sobrecarga**

**Função:** O script realiza simulações elétricas usando o OpenDSS, analisando cenários "Com GD" e "Sem GD" para o alimentador IJAU13. Ele avalia sobrecargas em linhas de distribuição, cria monitores para registrar grandezas elétricas, calcula a relação de corrente medida versus corrente nominal (IPU) em diferentes trechos da rede, e identifica ramais, linhas secundárias e primárias sobrecarregadas.

**Saída:** O Script gera saídas em arquivos pickle contendo os dados de sobrecarga por trecho e informações de monitores, além de salvar um CSV com valores IPU no instante especificado. Esse arquivo é utilizado para compor a visualização no QGIS apresentada na Figura 5.35.

## **#24Capacidade\_Hospedagem\_Itajuba**

**Função:** Este script realiza análises de capacidade de hospedagem para os alimentadores de Itajubá, considerando a integração de GD. Ele utiliza o OpenDSS para simular a inserção de GD em diferentes barras do sistema, ajustando a potência gerada de forma iterativa para identificar o limite antes de exceder um valor de tensão de 1,05 pu.

**Saída:** Arquivos de excel, no formato .csv, para cada alimentador, contendo informações sobre a potência máxima de GD suportada, tensões máximas observadas, barras associadas e identificação das linhas analisadas. Gera os insumos necessários para construção no QGIS do gráfico apresentado na seção 5.5.

### ***Pasta Scripts\_DSS***

Contém 10 pastas, cada um referente a um alimentador da Subestação Itajubá 1. Em cada pasta, estão os arquivos .dss de modelagem dos dispositivos, equipamentos e elementos que compõem essa rede. A estrutura de cada uma das modelagens pode ser entendida conforme o que foi apresentado na seção 3.3.

### ***Pasta BDGD\_sqlite***

Arquivo da BDGD utilizada neste trabalho no formato SQLite, para facilitar a leitura do banco de dados.