

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ALEXANDRE MARTINI PALUDO**

**Análise de Impactos e Planejamento do Sistema de Distribuição em MT e BT  
considerando conexões de Micro e Minigeração Fotovoltaica.**

**São Leopoldo  
2020**

ALEXANDRE MARTINI PALUDO

**Análise de Impactos e Planejamento do Sistema de Distribuição em MT e BT  
considerando conexões de Micro e Minigeração Fotovoltaica.**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial para  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia Elétrica, pelo Curso de  
Engenharia Elétrica da Universidade do  
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Dr. Prof. Paulo Ricardo da Silva Pereira

São Leopoldo

2020

Dedico este trabalho aos meus filhos e minha esposa.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois nada seria de mim sem a fé que eu tenho nele.

Agradeço aos meus pais Jandir Antonio Paludo e Ione Luiza Martini Paludo, por ser minha fonte permanente de integridade moral, minha esposa Marcela Magalhães António Paludo, minha enteada Veena Tirsa António Moreira, e meus filhos Domenic Uriel António Paludo e Jandir Eliel António Paludo que embora não tivessem noção nenhuma do que acontecia, iluminaram de maneira especial meus pensamentos, me levando a buscar mais conhecimento.

Minha família foi muito especial neste período, com muito amor e carinho me apoiou e não mediu esforços para que eu chegasse até a esta que é mais uma etapa da minha vida.

Ao Dr. Prof. Paulo Ricardo da Silva Pereira, pela orientação e aconselhamentos que tornaram possível a conclusão deste trabalho.

Aos coordenadores do curso, pelo convívio, pelo apoio, compreensão e pela amizade.

A todos os professores do curso de Engenharia Elétrica da UNISINOS, que foram tão importantes na minha vida acadêmica e no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos e colegas, pelo incentivo e pelo apoio constante ao longo desta viagem.

E também a aqueles que tiveram que viver privados da minha presença, ao longo desses anos todos.

“Nenhuma Engenharia constrói caráter, mas com caráter se faz os melhores engenheiros” (Jordan Lucas)

## RESUMO

O presente trabalho apresenta as análises dos estudos de casos dos Impactos causados pela conexão de Micro e Minigeradores fotovoltaicos (FV) na rede elétrica, problematizando situações futuras para o melhor planejamento das redes de distribuição. Pesquisas demonstram, que a inserção de sistemas FV conectados à rede, podem trazer impactos como problemas de níveis de tensão, desequilíbrio de fases, alteração no sistema de proteção, entre outros. Atualmente o crescimento das Gerações Distribuídas FV estão crescendo exponencialmente, sendo assim, é necessário um estudo sobre os impactos que estas gerações possam causar futuramente a curto, médio e longo prazo, e para isto escolheu-se três alimentadores para analisar separadamente os impactos na Média tensão, e três circuitos para estudar os impactos na Baixa tensão. A metodologia pautou-se na simulação usando dados reais de uma concessionária de energia elétrica, possibilitando mensurar possíveis soluções para contornar os problemas previstos. Para tanto, analisou-se as características de cada caso escolhido, simulando os casos ano a ano, desde sua situação existente e cenários futuros até o ano de 2024. Finalizando, verificou-se que os cenários futuros se diferenciam do cenário atual, uma vez que o fluxo de corrente elétrica nos circuitos passa a ser oposto nos horários em que há maior incidência de luz solar, junto a esta inversão do fluxo de corrente, verifica-se elevações consideráveis de tensão, sendo estas mais frequentes nos finais de rede, além de necessitarem de mudanças devido a estas alterações de tensão e corrente, como por exemplo, alteração de tap dos transformadores, substituição de transformadores, substituição de elos fusíveis, alteração de bitolas de cabos, alterações de conexão de fases e obras na rede. Dos resultados encontrados, alguns impactos eram previstos, baseados nos estudos feitos previamente, no entanto, a queda do fator de potência não era prevista. Nesta perspectiva, a análise sinaliza urgência na reorganização de soluções para a prevenção dos maiores impactos, que ocorrem principalmente nas redes de distribuição de baixa tensão.

**Palavras-chave:** Análise de impactos, Geração Distribuída, Geração Fotovoltaica, Micro e Minigeração, Planejamento.



## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Conexões de GD no Brasil .....	26
Gráfico 2 – Quantidades de GD instaladas no Brasil por tipo de geração .....	28
Gráfico 3 – Gráficos comparativos de Classes de Consumo .....	29
Gráfico 4 – Histórico de quantidades de RNT com GD .....	59
Gráfico 5 – Quantidade de RNT com GD onde houve instalação de MUG .....	60
Gráfico 6 – Regularizações que solucionaram o nível de tensão.....	61
Gráfico 7 – Regularizações que não solucionaram o nível de tensão.....	61
Gráfico 8 – Regularizações pós medições de MUG .....	62
Gráfico 9 – Nº de conexões e potências de SFCR ao mês no Brasil .....	63
Gráfico 10 – Previsão de conexões de SFCR no Brasil .....	65
Gráfico 11 – Previsão de potência instalada em SFCR no Brasil.....	66
Gráfico 12 – Evolução dos níveis de tensão com GD no Alimentador 1 .....	85
Gráfico 13 – Evolução dos níveis de tensão com GD no Alimentador 2 .....	87
Gráfico 14 – Evolução dos níveis de tensão com GD no Alimentador 3 .....	88
Gráfico 15 – Evolução do nível de C.C no Alimentador 1 .....	90
Gráfico 16 – Evolução do nível de C.C no Alimentador 2 .....	91
Gráfico 17 – Evolução do nível de C.C no Alimentador 3 .....	92
Gráfico 18 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 1 .....	102
Gráfico 19 – Porcentagem de barras por faixa de Desequilíbrio no Alimentador 1 .....	102
Gráfico 20 – Níveis de Corrente elétrica no Alimentador 1 .....	103
Gráfico 21 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 1 .....	103
Gráfico 22 – Níveis de Corrente elétrica no Alimentador 2 .....	104
Gráfico 23 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 3 .....	105
Gráfico 24 – Níveis de Corrente elétrica no Alimentador 3 .....	105
Gráfico 25 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 3 .....	106
Gráfico 26 – Maiores níveis de tensão por ponto no tempo – caso 1.....	110
Gráfico 27 – Maiores níveis de corrente elétrica por ponto no tempo – caso 1.....	110
Gráfico 28 – Potência Aparente mais alta no tempo – caso 1.....	111
Gráfico 29 – Fator de Potência por ponto no tempo – caso 1 .....	112
Gráfico 30 – Desequilíbrios de tensão por ponto no tempo – caso 1 .....	112
Gráfico 31 – Maiores níveis de tensão por ponto no tempo – caso 2.....	116
Gráfico 32 – Maiores níveis de corrente elétrica por ponto no tempo – caso 2.....	116



Gráfico 33 – Potência Aparente mais alta no tempo – caso 2.....	117
Gráfico 34 – Fator de Potência por ponto no tempo – caso 2 .....	118
Gráfico 35 – Piores desequilíbrios de tensão por ponto no tempo – caso 2 .....	118
Gráfico 36 – Maiores níveis de tensão por ponto no tempo – caso 3.....	120
Gráfico 37 – Maiores níveis de corrente elétrica por ponto no tempo – caso 3.....	121
Gráfico 38 – Potência Aparente mais alta no tempo – caso 3.....	121
Gráfico 39 – Fator de Potência por ponto no tempo – caso 3 .....	122
Gráfico 40 – Desequilíbrios de tensão por ponto no tempo – caso 3 .....	123

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de isopotência de um inversor .....	31
Figura 2 - Curva de eficiência de um inversor .....	31
Figura 7 – Ligação dos transformadores de correntes e relés de fase e terra .....	37
Figura 8 – Zonas de proteção do seccionizador e do religador .....	38
Figura 9 – Operação do inversor eletrônico .....	39
Figura 10 – Diagrama Funcional de um Disjuntor MT com relé Microprocessado ....	41
Figura 11 – Níveis de tensão para faixa acima de 230 kV .....	43
Figura 12 – Níveis de tensão para faixa de 69 kV a 230 kV .....	44
Figura 13 – Níveis de tensão para faixa de 1 kV a 69 kV .....	44
Figura 14 – Níveis de tensão para tensão de 220 / 127 V .....	44
Figura 15 – Níveis de tensão para tensão de 380 / 220 V .....	44
Figura 16 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração .....	46
Figura 19 – Fluxograma do projeto .....	49
Figura 20 – Redes de MT escolhidas no estudo .....	55
Figura 21 – Redes de BT escolhidas no estudo .....	57
Figura 22 – Redes de MT escolhidas no estudo .....	67
Figura 23 – Conexões de GD na MT para estudo .....	68
Figura 25 – Correção de Demanda – MT .....	69
Figura 27 – Fluxo de potência do Alimentador 1 com demanda mínima.....	<b>Erro!</b>
<b>Indicador não definido.</b>	
Figura 28 – Visualização da proteção à montante no Alimentador 1 .....	71
Figura 29 – Pontos de conexão para os SFCR simulados no Alimentador 1 .....	73
Figura 30 – Visualização do fluxo de potência do Alimentador 1 em 2021 .....	74
Figura 31 – Visualização do fluxo de potência do Alimentador 1 em 2022 .....	75
Figura 32 – Visualização do fluxo de potência do Alimentador 1 em 2023 .....	75
Figura 34 – Pontos de conexão para os SFCR simulados para o Alimentador 2.....	77
Figura 36 – Pontos de conexão para os SFCR simulados para o Alimentador 3.....	78
Figura 37 – Conexões de GD na BT para estudo .....	80
Figura 39 – Medições de MUG no ponto de conexão da GD – caso 1 .....	81
Figura 42 – Medições de MUG no ponto de conexão da GD – caso 2 .....	83
Figura 45 – Medições de MUG no ponto de conexão da GD – caso 3 .....	84
Figura 47 – Chaves afetadas no Alimentador 1 (2021) .....	93

Figura 48 – Chaves afetadas no Alimentador 1 (2022) .....	94
Figura 49 – Chaves afetadas no Alimentador 1 (2023) .....	95
Figura 50 – Chave que necessita de alteração no cenário de 2023.....	100
Figura 51 – Chave que necessita de alteração no cenário de 2024.....	101
Figura 52 – Sobretensão no circuito – caso 1 .....	107
Figura 53 – Características dos cabos de cobre na rede – caso 1.....	108
Figura 54 – Sobretensão no circuito após troca do transformador – caso 1 .....	109
Figura 55 – Níveis de tensão após recondutoramento – caso 1 .....	109
Figura 56 – Sobretensão no circuito – caso 2 .....	113
Figura 57 – Características dos cabos de alumínio na rede – caso 2.....	114
Figura 58 – Níveis de tensão após recondutoramento – caso 2 .....	114
Figura 59 – Sobretensão no circuito – caso 3 .....	119

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantidade de UCs por classe de consumo no Brasil .....	28
Tabela 2 – Características da Rede de MT .....	56
Tabela 3 – Características dos circuitos de BT .....	58
Tabela 4 – Crescimento de UCs com SFCR ao ano .....	64
Tabela 5 – Crescimento de potência de SFCR ao ano .....	66
Tabela 6 – Crescimento de GDs adotado para o estudo em MT .....	68
Tabela 7 – Diferenças de tensão com demanda máxima no Alimentador 1 .....	69
Tabela 8 – Diferenças de tensão com demanda mínima no Alimentador 1 .....	70
Tabela 9 – Equipamentos de proteção à montante do gerador no Alimentador 1.....	71
Tabela 10 – Quantidade de GDs e potências - 1º Alimentador escolhido .....	72
Tabela 11 – Dados das GDs conectadas no estudo do 1º Alimentador escolhido....	73
Tabela 12 – Características das GDs a serem simuladas para Alimentador 2 .....	76
Tabela 13 – Características das GDs a serem simuladas para o Alimentador 3 .....	78
Tabela 14 – Patamares de carga no GISD .....	79
Tabela 15 – Crescimento de GDs adotado para o estudo em BT .....	80
Tabela 17 – GDs utilizadas nas simulações 1º caso.....	82
Tabela 19 – GDs utilizadas nas simulações 2º caso.....	83
Tabela 21 – GDs utilizadas nas simulações 3º caso.....	84
Tabela 25 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 1 (2020) .....	93
Tabela 26 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 1 (2021) .....	94
Tabela 27 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 1 (2022) .....	95
Tabela 64 – Proteção à montante dos geradores em 2021 no Alimentador 2 .....	96
Tabela 65 – Proteção à montante dos geradores em 2022 no Alimentador 2 .....	96
Tabela 66 – Proteção à montante dos geradores em 2023 no Alimentador 2 .....	97
Tabela 67 – Proteção à montante dos geradores em 2024 no Alimentador 2 .....	98
Tabela 28 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 3 (2021) .....	99
Tabela 29 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 3 (2022) .....	99
Tabela 30 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 2 (2023) .....	99
Tabela 31 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 2 (2023) .....	100
Tabela 37 – Tensão em 2024 com alteração de tap - 1º caso .....	107
Tabela 38 – Tensão nos patamares 1, 4 e 5 com alteração de tap.....	108

## LISTA DE SIGLAS

A	Ampère
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BT	Baixa Tensão
C.C.	Curto Circuito
CGH	Central Geradora Hidráulica
DRC	Duração Relativa da transgressão de tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da transgressão de tensão Precária
DSV	Dispositivo de Secionamento Visível
DTHT	Distorção de Tensão Harmônica Total
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GIS	<i>Geographic Information System</i>
Hz	Hertz
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
MUG	Medidor Universal de Grandezas
MRT	Monofilar com Retorno por Terra
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MT	Média Tensão
NBR	Normas Brasileiras de Regulação
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
RE	Resolução
REN	Resolução Normativa
RNT	Reclamação de Nível de Tensão
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
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TR	Transformador
UC	Unidade consumidora
UTE	Usina Termelétrica
V	Volt
VA	Volt Ampère
Var	Volt Ampère resistivo
W	Watt

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1 Problema .....</b>	<b>18</b>
<b>1.2 Objetivos .....</b>	<b>18</b>
1.2.1 Objetivo Geral .....	18
1.2.2 Objetivos Específicos .....	18
<b>1.3 Justificativa.....</b>	<b>18</b>
<b>1.4 Estruturas do Trabalho .....</b>	<b>19</b>
<b>2 FUN/DAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>20</b>
<b>2.1 O conceito de Geração Distribuída .....</b>	<b>20</b>
2.1.1 Vantagens e barreiras frente à Geração Distribuída .....	20
2.1.2 O sistema de compensação de energia elétrica.....	21
2.1.3 Casos de obra na rede elétrica .....	23
<b>2.2 A Geração Distribuída com sistemas fotovoltaicos .....</b>	<b>24</b>
2.2.1 Indicadores de conexões de GD no Brasil .....	25
2.2.2 Característica da geração FV .....	29
2.2.3 Inversor C.C./C.A. ....	30
2.2.4 Certificados e conexão à rede .....	32
2.2.6 Conexões Trifásica, Bifásica e Monofásica .....	33
<b>2.3 Rede de Distribuição de Energia .....</b>	<b>34</b>
2.3.1 Sistema de proteção.....	35
2.3.2 Transformadores de distribuição .....	35
2.3.3 Equipamentos de proteção contra sobrecorrente.....	36
2.3.4 Proteções no ponto de conexão de uma usina de geração distribuída .....	39
<b>2.4 Qualidade de Energia Elétrica .....</b>	<b>43</b>
2.4.1 Variação de tensão .....	43
2.4.2 Fator de potência .....	46
2.4.3 Desequilíbrio de tensão.....	47
2.4.4 Flutuação de tensão .....	47
2.4.5 Fator de curto-circuito da usina .....	48
2.4.6 Variação de tensão da usina .....	48
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>49</b>
<b>3.1 Coleta de Dados .....</b>	<b>49</b>

<b>3.2 Escolha de casos e Simulações .....</b>	<b>51</b>
<b>3.7 Análise de Resultados .....</b>	<b>53</b>
<b>4 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>55</b>
<b>4.1 Casos Analisados .....</b>	<b>55</b>
4.1.1 Casos de MT .....	55
4.1.1 Casos de BT.....	57
<b>4.2 RNT em SFCR .....</b>	<b>59</b>
<b>4.3 Crescimento previsto de conexões de SFCR no Brasil .....</b>	<b>63</b>
<b>4.4 Análises de Impactos na MT .....</b>	<b>67</b>
4.4.1 Simulação de impacto na MT – Alimentador 1 .....	69
4.4.2 Simulação de impacto na MT –Alimentador 2 .....	76
4.4.3 Simulação de impacto na MT –Alimentador 3 .....	78
<b>4.5 Análises de Impactos na BT .....</b>	<b>79</b>
4.5.1 Simulação de impacto na BT – Caso 1 .....	81
4.5.2 Simulação de impacto na BT – Caso 2 .....	82
4.5.3 Simulação de impacto na BT – Caso 3 .....	83
<b>5 ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>	<b>85</b>
<b>5.1 Resultados nos alimentadores de MT .....</b>	<b>85</b>
5.1.1 Níveis de Tensão no Alimentador 1 .....	85
5.1.2 Níveis de Tensão no Alimentador 2 .....	86
5.1.3 Níveis de Tensão no Alimentador 3 .....	88
5.1.4 Níveis de Curto-Circuito no Alimentador 1 .....	89
5.1.5 Níveis de Curto-Circuito no Alimentador 2 .....	90
5.1.6 Níveis de Curto-Circuito no Alimentador 3 .....	91
5.1.7 Sistema de proteção no Alimentador 1.....	92
5.1.8 Sistema de proteção no Alimentador 2.....	96
5.1.9 Sistema de proteção no Alimentador 3.....	98
5.1.10 Considerações finais para o Alimentador 1 .....	101
5.1.11 Considerações finais para o Alimentador 2 .....	104
5.1.12 Considerações finais para o Alimentador 3 .....	104
<b>5.2 Resultados nos circuitos de BT .....</b>	<b>106</b>
5.2.1 Resultados do Caso 1 .....	106
5.2.2 Resultados do Caso 2 .....	113
5.2.3 Resultados do Caso 3 .....	119



**6 CONCLUSÃO .....124**  
**REFERÊNCIAS.....126**

## 1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) é considerada a produção energética mais próxima do consumo pelos setores elétricos no mundo, sendo cada vez mais comum devido, a se tornar mais barata com o passar dos anos. No passado, em volta da primeira metade do século XX, os setores empresariais tinham a sua matriz energética em grande parte gerada localmente. Por volta dos anos 40 a geração elétrica se tornou mais barata e as empresas começaram a optar pela geração energética em centrais de grande porte, uma das consequências disto, foi uma baixa no incentivo ao desenvolvimento tecnológico para a geração local. Nesta fase, passou a ser uma característica dos principais países do mundo a geração centralizada de energia no setor elétrico, principalmente pelas concessionárias de energia.

A partir deste novo cenário inicia-se uma competição entre as empresas do setor privado, trazendo alternativas para o setor energético cuja proposta compete as energias alternativas. Com a reestruturação dos setores elétricos e a libertação do setor do monopólio estatal e a separação das atividades tanto de geração como de transmissão e distribuição, o acesso aos investimentos privados tornou-se possível, assim trazendo uma consideração mais clara do que temos hoje como geração distribuída de energia.

No Brasil houve um contexto positivo às ideias de GD, tendo principalmente o aumento da demanda energética como estimulante para o seu desenvolvimento. Quanto a qualidade de energia em circuitos introduzidos à GD, é ainda uma discussão sem resposta definitiva, e depende da tecnologia aplicada. Outro fator muito importante quanto ao impacto, principalmente se tratando de grandes potências, é o sistema de proteção nas redes de distribuição, que garantem a segurança do mesmo, ao isolar as partes afetadas em casos de curto-circuito, além de serem cruciais em indicadores de continuidade para a concessionária, e garantindo segurança ao próprio sistema elétrico. Serão estudados os impactos da GD nos dispositivos de proteção, à montante da geração até o alimentador, focando nos cuidados tomados nos projetos de GD, e nas normas e certificados exigidos pelas distribuidoras, que garantem a menor perda de qualidade de energia possível.

## **1.1 Problema**

O problema ocorre em virtude de que muitas vezes a rede elétrica não suporta a geração pretendida pelos clientes, neste caso são necessários obras de melhorias ou reforço na rede elétrica, normalmente feitas antes da conexão da geração, mas também existem problemas que podem ocorrer após a conexão da usina, podendo ou não estar relacionadas com o aumento de outras gerações na rede elétrica.

## **1.2 Objetivos**

Os objetivos podem ser divididos em objetivo geral e objetivo específico, conforme abaixo:

### **1.2.1 Objetivo Geral**

Este trabalho terá como objetivo principal estudar e analisar os impactos da GD na rede elétrica, bem como analisar alguns casos de simulação e medidas reais.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Apresentar uma análise do fluxo de potência de um alimentador sob a presença de clientes conectados à rede elétrica com GD. Será visto quais os pontos apresentam maiores impactos e como esta GD pode interferir no sistema, tendo em vista as proteções e a qualidade de energia.

## **1.3 Justificativa**

O sistema elétrico brasileiro tem passado por um aumento crescente e exponencial de clientes com GD, sendo em sua grande maioria oriundas de usinas com geração solar. Este fato faz com que o setor elétrico tenha que ser adaptado a estas novas gerações, que além de apresentarem um fluxo reverso de corrente na rede também mantêm um horário limitado de geração. Estas gerações podem ocasionar em alterações na rede, alteração de alimentador para clientes, obras na via pública, reclamações de nível de tensão até mudanças na atuação de proteções.

## 1.4 Estruturas do Trabalho

O presente trabalho é composto por seis capítulos. A estrutura é apresentada na seguinte ordem:

Capítulo 1 – Introdução: Apresenta um breve histórico sobre a geração distribuída no mundo, apresentando as evoluções tecnológicas no setor e as mudanças em sua normatização.

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica: Tem por objetivo apresentar ao leitor os assuntos que envolvem o tema abordado, trazendo uma revisão da literatura em torno dos assuntos que estão relacionados ao setor elétrico com os estudos que serão abordados no decorrer do trabalho.

Capítulo 3 – Metodologia: É a descrição das análises em torno do tema escolhido, apresentando as formas de obtenção dos dados, apresentando os cenários escolhidos para o estudo e informações que serão observadas na análise de dados.

Capítulo 4 – Estudo de caso: Parte do trabalho que detalha as análises da rede, realizando simulações e comparações dos dados obtidos e cadastrados.

Capítulo 5 – Análise dos resultados: Parte do trabalho que apresenta os resultados obtidos no Estudo de caso.

Capítulo 6 – Conclusão: Parte onde constam as considerações sobre os aspectos mais importantes do estudo, apontamento dos principais impactos encontrados e considerações sobre alterações no método de trabalho a partir dos resultados das análises. Também consta a apresentação de propostas para trabalhos futuros.

## **2 FUN/DAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Neste capítulo serão apresentadas as definições e tratados dos conceitos que estão ligados diretamente com o tema.

### **2.1 O conceito de Geração Distribuída**

Em princípio a geração distribuída é a contraposição em relação ao cenário centralizado de energia. No Brasil podemos encontrar a Lei nº 10.848/04 no Decreto nº 5.163, de 15 de março de 2004, como estímulo à possíveis fontes de geração de energia. (ZILLES et al, 2012).

Neste artigo a geração distribuída se enquadra explicitamente como produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de permissionárias, concessionárias, autorizadas e cooperativas, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do consumidor. (ZILLES et al, 2012).

Os denominados acessantes de geração distribuída podem ser divididos em duas categorias. A classificação denominada Microgeração distribuída inclui todas as centrais de geração de energia elétrica com potência nominal instalada menor ou igual a 75 kW as quais utilizem fontes renováveis na geração de energia ou cogeração qualificada. A denominação Minigeração distribuída é atribuída para as geradoras de energia elétrica com potência nominal de geração maior de 75 kW, conforme REN nº 235/2006, de 14/11/2006, a potência máxima para esta categoria é de no máximo 5 MW, desde que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis ne energia. (ANEEL, 2012).

Atualmente a definição que melhor define a geração distribuída se entende como unidades de geração de pequeno porte conectadas no sistema de distribuição e próximos aos pontos de carga, embora existam muitos sistemas sem carga utilizados para exportar energia. (ZILLES et al, 2012).

#### **2.1.1 Vantagens e barreiras frente à Geração Distribuída**

A entrada de operação de grandes usinas, a exemplo as usinas com potência maior de 75 kW, classificadas como minigeração, não podem ser desprezadas no planejamento do setor elétrico, uma vez que ajudam no setor energético brasileiro

auxiliando no abastecimento elétrico do país. É necessário fazer previsões no ponto de vista técnico sobre o fluxo de potência, uma vez que a rede é dimensionada para atender à carga, por isto estudos, simulações e previsões são sempre necessárias uma vez que o fluxo de GD poderá apresentar fluxo reverso na rede elétrica, muitas vezes a GD auxilia no planejamento de expansão do setor energético, podendo muitas vezes postergar a necessidade de instalações de usinas, principalmente quando a oferta de energia acompanha o aumento da demanda, nesses casos a geração local em linhas sobrecarregadas minimiza as perdas técnicas por diminuir o fluxo da energia que é transportada desde as grandes usinas, diminuindo o fluxo de corrente no trajeto e por consequência diminuindo o efeito Joule nos cabos. Por poder apresentar vários tipos de fontes de energia na sua geração, as usinas de GD tornam o sistema elétrico mais robusto, diminuindo a dependência por apenas uma tecnologia, aumentando a diversificação da matriz energética com o uso dos recursos naturais que cada região possibilita. (ZILLES et al, 2012).

### 2.1.2 O sistema de compensação de energia elétrica

A compensação de energia elétrica se dá a partir do medidor bidirecional, neste sistema é medido, além das medições que se encontram em um medidor comum de energia, a energia ativa injetada pela unidade consumidora. A energia injetada pelo cliente funciona como um empréstimo, futuramente compensada no consumo de energia do cliente. (ANEEL, 2012).

Para o caso de mais unidades consumidoras dividirem os créditos existem diferentes formas permitidas pelo sistema de compensação de energia elétrica: autoconsumo remoto, a geração compartilhada e a cogeração. O primeiro deve ser feito por unidades consumidoras feitas pelo mesmo cliente, neste caso ambos deverão ser ou sob pessoa física ou jurídica, ou incluídas matriz e filial, sendo em locais diferentes, não podendo ultrapassar o total de 5 MW de limite imposto pelo limite da GD. Conforme resolução normativa nº 482/2012 – Atualizado em 25/05/2017, não é permitida a quebra de uma usina em outras usinas de pequeno porte de forma a atender um único consumidor, sendo este ato classificado como quebra de usina, cabendo a distribuidora identificar e negar a adesão ao sistema de compensação de energia elétrica. (ANEEL, 2012).

No modelo da Geração compartilhada é permitida a reunião de consumidores distintos, sendo da mesma área de concessão, podendo ser realizada por meio de consórcio ou de cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica. Neste caso as usinas devem estar localizadas em locais diferentes e no caso de melhoria ou obra na rede haverá coparticipação financeira do cliente. (ANEEL, 2012).

No modelo de Cogeração, segundo a REN nº 235/2006 de 14/11/2006 trata-se do processo operado especificamente realizado em uma Unidade Consumidora (UC) com fins de produção combinada de utilidades como calor e energia mecânica geralmente convertida em energia elétrica de forma parcial ou total, sendo o termo cogeração qualificada um atributo de cogeneradores que atendem as definições desta resolução, seguindo alguns aspectos políticos de racionalidade energética. (ANEEL, 2012).

Conforme caderno temático de micro e minigeração da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL (2014, p. 10), a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com o objetivo de proporcionar condições favoráveis de forma que o mercado de energia elétrica se desenvolva de forma benéfica, mantendo equilíbrio entre os agentes e a sociedade, exercendo a regulação e fiscalização sobre geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, harmonizando ainda os interesses do estado dos agentes e consumidores. [...] a Agência promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 (de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010) e a Audiência Pública nº 42/2011 (de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011), com o objetivo de instaurar e objetivar os dispositivos legais utilizados nas tratativas de conexão de GD de pequeno porte na rede secundária de distribuição. A REN (Resolução Normativa) nº 482, de 17 de abril de 2012 explicita as condições necessárias para o acesso de micro e minigeração criando então o sistema de compensação de energia elétrica.

Conforme redação dada pela REN ANEEL 687, de 24/11/2015 (p 3), os clientes livres ou especiais não podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, bem como os acessantes que não optarem pelo sistema de compensação.

Os consumidores do grupo B tem sua compensação realizada independente do horário de injeção e consumo, levando em conta apenas a potência injetada e consumida, quando há excedente de energia injetada na rede é gerado crédito para futuras faturas, para o caso de compensar em outras UCs deve-se fixar um percentual

para cada UC, estes créditos tem um período de 60 meses, expirando após este período. (ANEEL, 2015).

Tanto para o grupo A quanto para o grupo B há uma cobrança no faturamento da UC de um valor mínimo referente ao custo de disponibilidade, sendo que no Grupo A este valor está atrelado à demanda contratada, que deve ser igual ou maior que a potência de geração da unidade consumidora. (ANEEL, 2015).

A potência do sistema de microgeração e de GD fica limitado à potência disponibilizada da UC onde a GD está conectada, conforme REN 414/2020, de 09/09/2020, artigo 2º, o inciso LX determina que a potência do sistema elétrico deve atender aos equipamentos, sendo calculada da seguinte forma:

Para clientes do grupo A, a disponibilidade é expressa em quilowatts através da demanda contratada; (ANEEL, 2015).

Para clientes do grupo B, a potência deve ser calculada multiplicando a capacidade de corrente elétrica do equipamento de proteção geral pela tensão nominal e pelo número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA). (ANEEL, 2015).

Para o caso de clientes cuja UC não suporte o sistema de geração, o pedido deverá ser negado até que o cliente regularize a situação. Em casos onde o consumidor do grupo A deseje ter uma geração maior que sua demanda atual, ao aumentar a demanda contratada estará de acordo que não poderá aumentar o seu consumo. Caso o consumidor deseje aumentar o consumo deverá fazê-lo mediante aprovação da concessionária, a informando previamente de forma que caso seja necessário sejam feitas as adequações no sistema elétrico. (ANEEL, 2015).

### 2.1.3 Casos de obra na rede elétrica

Em casos onde a rede primária e ou secundária de distribuição não suporte a GD, seja por carregamento, nível de tensão ou curto circuito, é realizado obra na rede elétrica, onde terá diferentes tratativas quando ao custo e coparticipação financeira pelo cliente. A ANEEL define duas subdivisões para obras, sendo estas: Melhoria e Reforço. (ANEEL, 2015).

Melhoria na instalação, consiste em substituir ou reformar equipamentos em instalações existentes na rede de distribuição, ou as adequando, com visão em manter a prestação de serviço de energia elétrica adequada aos consumidores finais. (ANEEL, 2015).



Reforço na instalação se refere à substituição ou reforma de equipamentos na rede de distribuição que já são existentes, também pode ser uma adequação para o aumento de capacidade da distribuição e aumento de confiabilidade, vida útil e possibilitar a conexão de novos usuários no mesmo trecho de rede. (ANEEL, 2015).

## **2.2 A Geração Distribuída com sistemas fotovoltaicos**

A ciência vem desenvolvendo tecnologias cada vez mais aptas para a geração de pequeno porte, onde é possível encontrar formas de viabilizar geradores que aproveitem o movimento dos ventos, do gás natural, da biomassa, da radiação solar e do hidrogênio. Dentre estas possíveis formas de geração para pequenas gerações, a que tem ganhado maior força nos últimos anos, crescendo exponencialmente desde o ano de 2014 no Brasil é a geração solar fotovoltaica. Com a redução de custo dos módulos solares, e principalmente com a melhoria na tecnologia de absorção de energia, onde uma pequena área de telhado se torna capaz de fornecer energia o suficiente para tornar viável financeiramente financiamentos ou até mesmo o lucro que será obtido pelo cliente pela compensação de energia elétrica, surgem muitos aspectos relevantes se tratando da GD via sistemas fotovoltaicos. (ZILLES et al, 2012).

Desde os anos 80 os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) elétrica incentivaram a indústria fotovoltaica no mundo, apresentando um crescimento de mercado de até 30% ao ano. No entanto, mesmo com este crescimento, a energia produzida por estes sistemas não era significativa frente à matriz energética dos centros urbanos, mas isso não fez com que os sistemas parassem de ser utilizados, por serem os conversores de energia com a proposta mais limpa, tendo em vista que a energia do sol se não aproveitada é perdida, ainda continuou sendo uma das melhores opções para a GD daquela época. (ZILLES et al, 2012).

O sistema fotovoltaico é um possível potencial de geração para qualquer unidade consumidora, uma vez que toda unidade consumidora está exposta à luz solar, desta forma, havendo uma distribuição destes sistemas, o mesmo irá colaborar para o crescimento do consumo, sendo uma resposta à este, pois com o aumento do consumo há mais unidades consumidoras, onde há potencial para apresentarem mais sistemas fotovoltaicos, assim reduzindo o problema da expansão da demanda energética, reduzindo o consumo muitas vezes perto da carga, sem causar perdas na

transmissão. Outro fator que torna os sistemas fotovoltaicos a serem um dos mais adequados para a GD é o fato de que são facilmente suscetíveis a alteração de sua potência de geração, pois são de fácil alteração para um aumento, expandindo a área de coleta de energia solar, ou ainda tendo como facilitar a instalação do sistema em partes de forma a parcelar os custos para quem não possui recursos financeiros para investir diretamente em uma grande usina solar. (ZILLES et al, 2012).

Alguns fatores negativos que podem ser citados frente a este tipo de geração é o custo alto de seus equipamentos, principalmente quando comparados a outros tipos de geração, onde fica ainda mais evidente o seu alto custo, além de uma vida útil não muito longa e necessidade de manutenção. Existe também um fator atrelado à região em que será instalado o sistema, pois dependendo do índice de raios solares da região, o sistema poderá ser pouco viável, sendo muitas vezes bastante instável, além ser difícil se ter uma previsão de geração. Também pode ser uma opção pouco eficaz para quem busca uma geração no horário de ponta. (ZILLES et al, 2012).

A ANEEL busca observar os cenários de GD, devido a geração no Brasil ser em sua grande maioria hídrica, é feito um controle barrando ou desestimulando a criação de novas usinas quando estas tiverem potencial de alterar significativamente o fluxo de potência durante o horário de pico de suas gerações. (ZILLES et al, 2012).

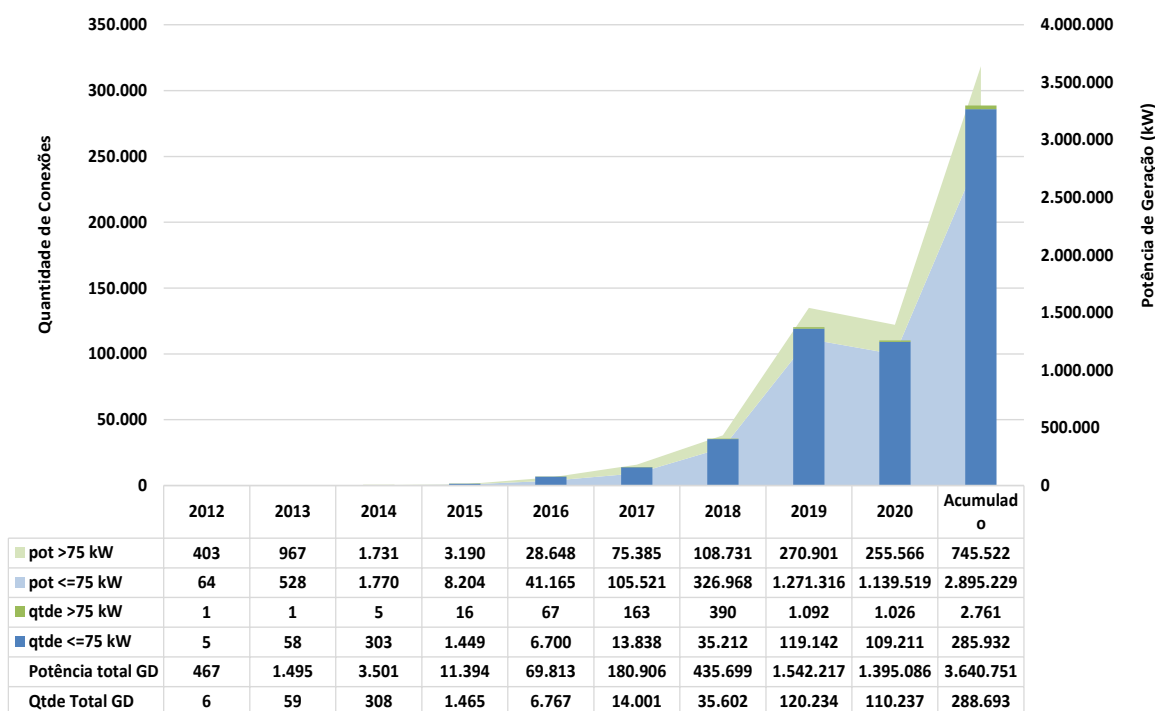
Segundo a Audiência Pública nº 40/2019 a ANEEL informa que pretende aumentar as taxas de exportação de energia quando o sistema atingir o gatilho de mais 4,7 GW de geração distribuída. Quando o gatilho for atingido, deverá haver nova publicação sobre alternativa de taxas referentes à GD.

### 2.2.1 Indicadores de conexões de GD no Brasil

A primeira GD no Brasil foi conectada em 13 de dezembro de 2008. Antes da publicação da Resolução Normativa nº 482, feita no dia 17 de abril de 2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída e do sistema de compensação de energia elétrica houveram 16 ligações de GD, sendo todas com geração FV. A partir da publicação da REN 482 o Brasil ainda houve um atraso para a adoção de um quantitativo significativo de GD conectados à rede, podemos verificar no Gráfico 1, o seu crescimento desde então. (ANEEL, 2015).

Gráfico 1 – Conexões de GD no Brasil

## Geração Distribuída - Dados Base ANEEL (YTD 06/Set/2020)



Fonte: adaptado dos dados da ANEEL (2020)

Pode-se verificar um crescimento exponencial desde a publicação da REN 482, no entanto, após a publicação da REN nº 687 em 24 de novembro de 2015, percebe-se que o mercado cresceu consideravelmente. Isto se deve ao fato de que a REN 687 altera a REN 482 estabelecendo as modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada, com isto abre-se as portas para a geração em terrenos afastados dos locais de consumo, desde que ambos sejam atendidos pela mesma distribuidora, e também abre a possibilidade para consórcios e cooperativas que queiram participar do sistema de compensação de energia. Abre-se a possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais e sistemas de geração distribuída em condomínios.

Estas alterações em relação à compensação tornam a GD um grande negócio, e as facilidades em instalar um SFCR fazem com que a geração fotovoltaica (FV) seja a líder em conexões de GD. Ainda como estímulos à GD, a REN 687 amplia a capacidade de geração máxima das GDs de 1 MW para 5 MW, e amplia também a duração dos créditos de energia que antes eram de 3 anos para 5 anos. Também foi estabelecido que as concessionárias deveriam fornecer atendimento dos projetos via internet a partir de 2017, onde o crescimento foi ainda maior, pois a ANEEL define a

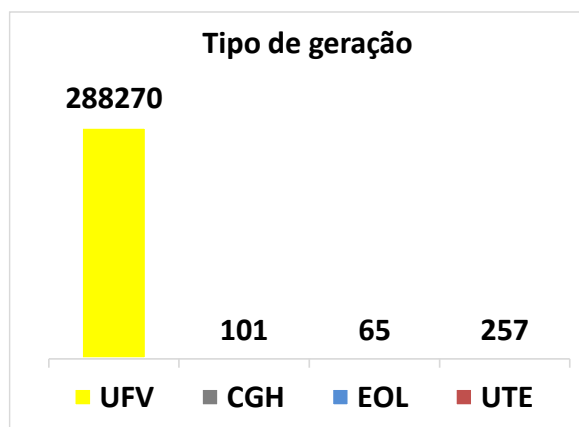
padronização de formulários para todo o território nacional bem como a padronização de prazos para o atendimento destes pedidos, sendo padronizados 15 dias para análise de projeto de microgeradores, 30 para minigeradores, sendo estes prazos dobrados caso seja verificado a necessidade de obra para atender a geração pretendida, 7 dias para vistoria e 3 para ligação. (ANEEL, 2015).

O maior crescimento na conexão de GDs se deu no final de 2018, onde a ANEEL publica que as conexões a partir de 2019 teriam cobrança sobre a energia injetada e também pela utilização dos condutores para o transporte desta energia. Nesta época houve uma grande movimentação no mercado, uma vez que era necessário registrar uma atividade a partir dos sites das distribuidoras para garantir que estas seriam aprovadas sob as cobranças antes da mudança de ano. Com isto houve um grande estímulo tanto por parte dos projetistas como dos clientes em instalar um sistema de GD, com isto a ANEEL percebe este descontrole no mercado e decide voltar atrás antes do encerramento do ano de 2018, mas mesmo assim o tema GD foi amplamente divulgado, o que gerou um aumento ainda maior de conexões que começaram a preocupar as distribuidoras quanto ao sistema elétrico.

Atualmente no Brasil existem 105 distribuidoras de energia elétrica, totalizando 289.048 clientes com Geração Distribuída, havendo um total de 373.098 clientes recebendo créditos de GD, a soma em potência instalada é de 3.644.436,15 Watts. Estes dados foram extraídos do site da ANEEL em 06/09/2020. De acordo com a segunda audiência pública nº 40/2019, a ANEEL informou que pretende aumentar as taxas de exportações de energia quando a geração de GD no país ultrapassar 4,7 GW, sendo assim, faltam menos de 1,1 GW para esta mudança. (ANEEL, 2020).

O foco deste trabalho se faz na geração Fotovoltaica (FV), pelo fato de que este tipo de geração é o mais significativo dentro do cenário de conexões de GD atualmente, conforme mostra o Gráfico 2.

Gráfico 2 – Quantidades de GD instaladas no Brasil por tipo de geração



Fonte: adaptado dos dados da ANEEL (2020)

Em média os SFCR significam um total de 99,85% do percentual de GD no Brasil, gerando uma potência de 3.453.557,9 W contra 187.193,26 W dos outros tipos de GD. Quanto ao tipo destas gerações, das 288.270 unidades consumidoras que aderiram ao sistema de compensação de energia elétrica, 284.437 são do tipo Microgeração, ou seja, possuem potência de geração até 75 kW, as 4.256 restantes são do tipo Minigeração, injetando na rede uma potência acima de 75 kW, limitadas até 5 MW. Quanto às classes de consumo, há uma grande diferença entre estes tipos de geração, pois se tratando de diferença de potência de geração, a maior diferença perceptível é a diferença entre a quantidade de UCs com classe de consumo residencial entre os dois grupos, o que consequentemente altera os picos de geração versus consumo na rede. Pode-se verificar na Tabela 1, um comparativo entre as quantidades de GDs, conectadas em cada classe de consumo no Brasil. (ANEEL, 2020).

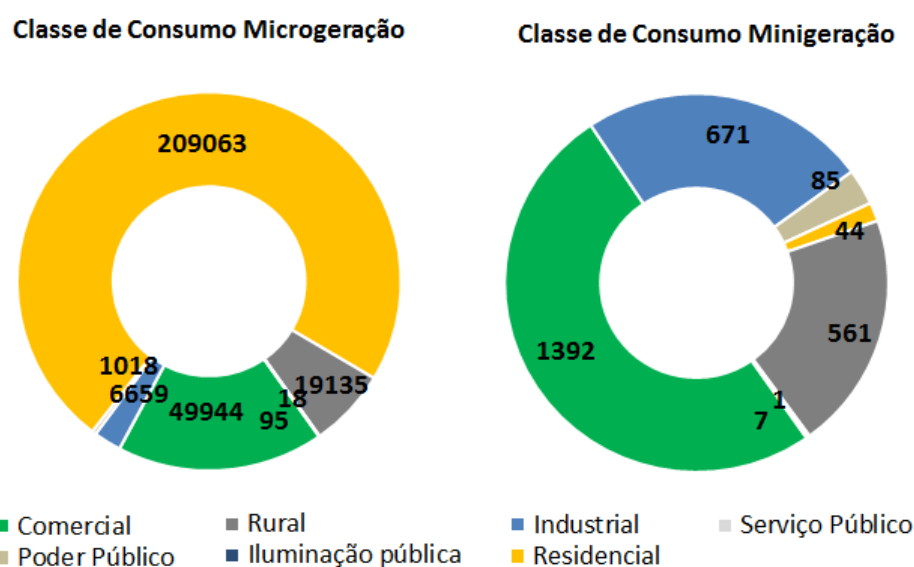
Tabela 1 – Quantidade de UCs por classe de consumo no Brasil

Classe de consumo			
Microgeração		Minigeração	
Comercial	49944	Comercial	1392
Industrial	6659	Industrial	671
Poder Público	1018	Poder Público	85
Residencial	209063	Residencial	44
Rural	19135	Rural	561
Serviço Público	95	Serviço Público	7
Iluminação pública	18	Iluminação pública	1
<b>Total Geral</b>	<b>285932</b>	<b>Total Geral</b>	<b>2761</b>

Fonte: adaptado dos dados da ANEEL (2020)

Com os dados apresentados na Tabela 1, principalmente tendo em vista que as quantidades de UCs são muito diferentes, há certa dificuldade em identificar as diferenças entre as classes de consumo prevalentes em cada sistema. Assim sendo, o Gráfico 3 tem a finalidade de apresentar de forma mais efetiva as características de cada tipo de ligação. Na Microgeração há uma predominância da classe residencial, de em média 73%, enquanto na Minigeração, por volta de 50% pertencem à classe comercial e por volta de 25% à classe Rural, outra diferença perceptível é a grande porcentagem de significância dos clientes industriais, onde embora a quantidade na Minigeração seja muito menor, ela é muito mais impactante no cenário elétrico que no caso das Microgerações. (ANEEL, 2020).

Gráfico 3 – Gráficos comparativos de Classes de Consumo



Fonte: adaptado dos dados da ANEEL (2020)

### 2.2.2 Característica da geração FV

Um sistema fotovoltaico consiste basicamente de um gerador fotovoltaico, de um inversor e a rede elétrica local. O gerador converte raios UV em corrente contínua enquanto o inversor transforma a corrente contínua em corrente alternada em forma senoidal, com frequência e tensão iguais a da rede à qual será conectada. Em cada etapa deste processo ocorrem diferentes tipos de perda, há calor gerado, perdas ôhmicas nos fios e perdas na conversão realizada pelo inversor, a soma de todas estas perdas define a eficiência do sistema fotovoltaico. (ZILLES et al, 2012).

As considerações mais relevantes para o módulo fotovoltaico são a incidência de radiação solar e a temperatura de operação. Na entrada do inversor, a entrada de corrente contínua deve ser dimensionada para trabalhar no ponto de máxima potência, no entanto, este ponto é variável, principalmente pela variação da radiação solar. Com base nesta realidade serão considerados cálculos experimentais (ABELLA, 2004; CHENLO, 2004; HAEBERLIN, 2004; HAEBERLIN et al., 2005; HOHM; ROPP, 2003), onde provam que valores por volta de 98% são facilmente atingíveis quando a potência dos módulos é superior a mais de 20% a potência do inversor.

Em casos onde a potência dos módulos é inferior os resultados variam de 95% a 50%, no entanto estes sistemas não são vistos em aplicações reais, uma vez que a instalação requer a apresentação de projeto, que garantem a melhor utilização dos equipamentos. (LORENZO, 1994) (LASNIER, Ang, 1990).

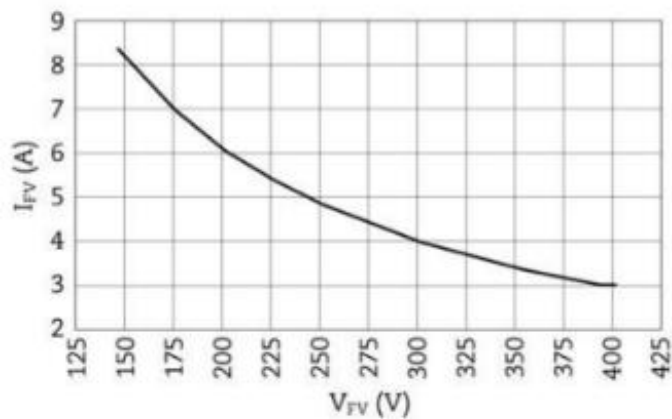
### 2.2.3 Inversor C.C./C.A.

Os inversores de frequência são circuitos estáticos cuja finalidade é converter a potência em C.C. dos geradores fotovoltaicos em potência em C.A. a injetando na rede elétrica, devendo sincronizar a tensão e a frequência de operação com o ponto de conexão da rede elétrica. Existem no mercado várias marcas e modelos construídos especificamente para trabalharem como a energia solar fotovoltaica, as principais características a serem observadas para cada aplicação são as características técnicas do inversor, extremamente importantes para o seu dimensionamento e aplicação. (ZILLES et al, 2012).

Geralmente os inversores utilizados na geração fotovoltaica aceitam uma variação em larga faixa de tensão de C.C. em sua entrada devido ao fato de suportar correntes maiores que a corrente necessária para a conversão, este fato inclusive leva a muitos projetistas aplicarem uma potência maior em módulo fotovoltaicos em relação a soma das potências dos módulos fotovoltaicos, desta forma como o inversor irá suportar a corrente em momentos de pico, a geração irá operar próximo ao ponto máximo de potência por um tempo maior, dentro do tempo de posicionamento solar ótimo dos coletores solares, aumentando assim a eficiência de geração do inversor. (ZILLES et al, 2012).

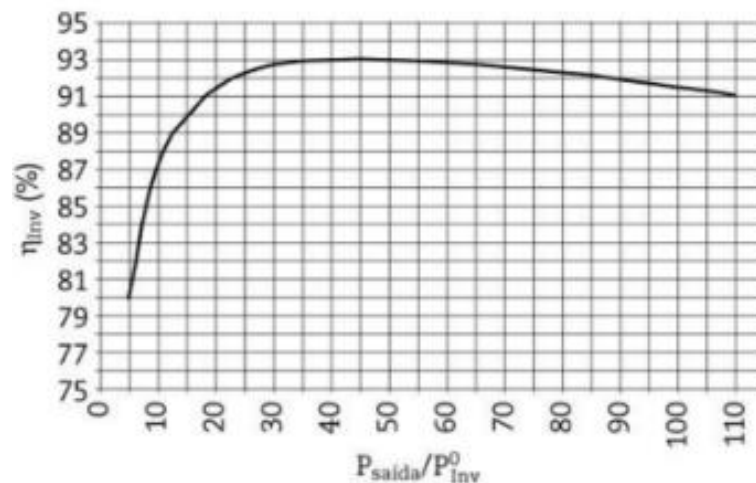
Conforme as Figuras 1 e Figura 2, a curva de isotensão, a qual relaciona a tensão C.C. que fica dentro da faixa especificada pelo fabricante, e a curva de eficiência do inversor, onde relaciona a eficiência da conversão C.C./C.A. do inversor onde é possível encontrar a melhor faixa de operação do mesmo, são informações importantes fornecidos pelos fabricantes de inversores no mundo todo, quando o assunto é eficiência. (ZILLES et al, 2012).

Figura 1 - Curva de isotensão de um inversor



Fonte: ZILLES et al (2012, p. 80).

Figura 2 - Curva de eficiência de um inversor



Fonte: ZILLES et al (2012, p. 80).

Segundo Zilles (2012), os inversores devem possuir uma série de funções que garantam a segurança da instalação, estas funções são abordadas na NBR 16149:2013 e na NBR 16150:2013. No lado C.A. dos inversores, deve-se possuir um



controle que efetue em desconexão e isolamento para o SFCR, ou seja, deverá desconectar-se da rede se os níveis de tensão e frequência não estiverem dentro dos limites programados.

Estes sistemas de controle e proteção que atuam em casos de falha devem estar inseridos nos inversores, evitando a operação ilhada, este fenômeno conhecido como ilhamento acontece quando parte de um sistema elétrico com abastecimento de energia e que contenha cargas e sistemas de geração, funcione de forma isolada do restante do sistema, neste caso ele continua operando. Este fator pode causar enormes prejuízos, podendo causar prejuízos à rede elétrica, à unidade consumidora do cliente onde os SFCR estão instalados, unidades consumidoras vizinhas e às pessoas, uma vez que estes ilhamentos podem energizar um trecho de rede em manutenção, o que por muitas vezes ocasiona em mortes de operadores. Este dispositivo é responsável pelo sistema de chaveamento e controle que identifica a forma de onda gerada na saída e a rede. Para isto foi criada a norma *International Electrotechnical Commission* (IEC) 62116 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, utilizado em todo o mundo. No Brasil esta norma é controlada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, 2012).

#### 2.2.4 Certificados e conexão à rede

Conforme a ABNT (2012), o certificado de conformidade do inversor ou certificado de concessão do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) é obrigatório para garantir que os mesmos cumprem à normatização técnica da ABNT.

O Inmetro realiza testes de inversores eletrônicos através da Portaria Inmetro nº 017/2016, de 14/01/2016. Os inversores para sistemas fotovoltaicos importados devem estar em conformidade com a Portaria Inmetro nº 004/2011, de 04/01/2011. No entanto, o Brasil não possui capacidade técnica para o teste de todos os modelos de inversores importados, neste sentido adota-se que todos os inversores eletrônicos fabricados no exterior e importados para o Brasil com potência nominal de geração menores ou igual a 10 kW sejam testados e tenham certificado Inmetro, enquanto os que possuem potência nominal de geração maior de 10 kW poderão apresentar certificação internacional (alemã VCE, italiana CEI, internacional IEC, entre outras),

desde de que seja emitida por órgão certificador e que sua certificação cubra ou supere os requisitos das normas brasileiras. (ABNT, 2012).

Estas normatizações embora sejam específicas para sistemas fotovoltaicos, aplicam-se também a qualquer fonte primária para microgeradores. Para casos de fontes diversas, mesmo que o inversor tenha funções aplicáveis para apenas sistemas fotovoltaicos, o mesmo poderá ser utilizado, podendo acrescentar funções externas de proteção caso seja necessário, sendo responsabilidade do acessante apresentar a normatização técnica e assumir a responsabilidade de adequação e aderência dos requisitos técnicos aplicáveis. É obrigatório que toda microgeração que esteja ligada em baixa tensão (BT), independente de potência na faixa até 75 kW, número de fases e fonte primária, que a geração seja realizada por meio de inversores eletrônicos. (ANEEL, 2019).

Para os casos de Minigeradores obrigatoriamente deverão ser conectados por meio de um transformador de acoplamento com proteção que atue no lado do primário do transformador, este deve ter enrolamentos conectados em ligação tipo triângulo do lado da rede de distribuição e com conexão do tipo estrela com neutro ao lado do acessante, normalmente a proteção é feita por disjuntor eletrônico e em potências maiores com a adição de um relé de proteção que deve apresentar as funções previstas pela concessionária de energia. O disjuntor é obrigatório nestes casos, devendo ser localizado de forma que separe a instalação particular do sistema de distribuição e sua denominação é conhecida como interruptor de entrada. (ABNT, 2012).

A utilização de dispositivo de proteção contra surtos (DPS) é uma necessidade nas instalações de GD, sendo obrigatório para a ligação de novas UCs, embora seja extremamente indicado, não é um item obrigatório para UCs já existentes, a não ser que haja necessidade de alteração do padrão de entrada, caso contrário se encaixa no previsto item 7.1.1 b da Seção 3.7 do PRODIST, não podendo ser cobrado pela análise técnica. (PRODIST, 2017).

#### 2.2.6 Conexões Trifásica, Bifásica e Monofásica

Os sistemas mais comuns para um SFCR com mais de 10kW de geração são os que utilizam geradores trifásicos, no entanto, principalmente para sistemas menores tem-se empregado o uso de geradores monofásicos. O uso de inversores

descentralizados em uma usina possui alguns fatores positivos, como por exemplo diminuir as perdas utilizando menos cabos, uma vez que um sistema trifásico necessita de mais cabos onde irão trafegar C.C., que possuem maior perda, geralmente utilizar um inversor monofásico é mais simples. Por muitas vezes estes inversores monofásicos são utilizados em maior escala, totalizando em um sistema trifásico, no entanto em sua grande maioria, por possuírem potência de geração mais baixa, acabam por ser utilizados em menores usinas com a finalidade de atender o consumidor residencial urbano, que vêm a instalar um sistema pequeno de modo a baixar a fatura de energia elétrica por meio do medidor bidirecional. (ZILLES et al, 2012).

Nesses tipos de instalação deve haver um cuidado maior, quanto ao balanceamento das gerações por fases do sistema de distribuição, infelizmente muitas instalações ocorrem em unidades consumidoras não trifásicas, ou até mesmo geração com número de fases menor que as fases disponibilizadas. Não há qualquer norma que exija este equilíbrio entre as fases de geração, e conseqüentemente poderão causar um desbalanceamento na rede no seu período de geração máxima, ocasionando as vezes em um desequilíbrio tão significativo a ponto de atuar as proteções dos próprios geradores, prejudicando o rendimento da geração. Esta tem sido uma preocupação pertinente às concessionárias devido ao fato que afetar diretamente na qualidade de energia dos clientes. (ZILLES et al, 2012).

Segundo Ribeiro, Ferreira e Medeiros (2005), é impossível obter um padrão de resposta sobre a geração distribuída em uma instalação e os seus efeitos sem que seja feita uma análise detalhada do que ela significa em termos de tecnologia empregada, do ponto de conexão na rede, capacidade e a topologia do sistema em que está conectada.

### **2.3 Rede de Distribuição de Energia**

Sistema de distribuição de energia é todo o sistema utilizado para o transporte de energia elétrica, incluindo subestações, alimentadores, transformadores, controladores, chaves, barras, condutores, fios, postes e suas estruturas, dispositivos de seccionamento, proteção, manobras e de fixação. A energia proveniente destas redes vem das redes de transmissão, com valores superiores a 230 kV, a rede de

distribuição tem sua origem nas estações transformadoras, onde a tensão é rebaixada. (GEDRA, 2014).

### 2.3.1 Sistema de proteção

A proteção contra sobrecorrentes pode ser definida como uma parte de extrema importância para a proteção do sistema de distribuição, uma vez que garante a proteção dos materiais que compõem a instalação elétrica, tanto as partes condutoras como as partes isolantes, não sendo o seu objetivo direto a proteção de pessoas, animais ou outros bens que por ventura entrem em contato com a rede elétrica. De modo indireto, protegendo as instalações, acaba por proteger também pessoas e animais e causa melhoria na continuidade do fornecimento de energia elétrica evitando que maiores danos sejam causados à rede e também diminuindo os custos de reparos e também de operações na rede, também pode melhorar os indicadores de continuidade, por muitas vezes sendo possível a sinalização do trecho da rede com problema e também abrindo trechos de rede específicos da rede para reparo ou manutenções. (NBR, 2003).

### 2.3.2 Transformadores de distribuição

Os transformadores de distribuição são dispositivos que possuem a função de abaixar a tensão da rede primária de distribuição, ou rede de MT, para a rede secundária de distribuição, ou rede de BT, existem transformadores compatíveis para cada tensão no lado de alta e de baixa tensão, com diferentes potências. Nos sistemas a três fios estes transformadores são trifásicos com conexão em delta do lado com tensão mais alta e com conexão estrela aterrada no lado de tensão mais baixa. Em casos de sistemas sem neutro é possível também a utilização de transformadores não trifásicos, desde que a conexão do lado da alta tensão seja feita entre fases. Os sistemas a dois fios possuem transformadores monofásicos onde o lado de alta é ligado em duas fases da rede enquanto no lado de baixa possui aterramento com derivação central. Os sistemas monofásicos contam com um transformador monofásico ligado entre a fase e terra com aterramento do lado de baixa tensão, sendo que no sistema monofilar com retorno por terra (MRT) os aterramentos do lado primário e secundário do transformador são independentes. (CPFL, 2016).

### 2.3.3 Equipamentos de proteção contra sobrecorrente

#### 2.3.3.1 Chave fusível e elo fusível

As chaves fusíveis possuem uma maior capacidade de interrupção, devendo suportar uma corrente de curto-circuito máxima do ponto de sua instalação, normalmente são utilizadas em saídas de ramais. Seu custo é mais baixo, existem chaves fusíveis com duas capacidades de interrupção, a primeira é o limite da chave fusível, que pode transportar até 300 A de corrente, ao se utilizar os elos fusíveis a capacidade máxima de condução de corrente irá depender do elo fusível instalado. (CPFL, 2016).

Os critérios para o dimensionamento dos elos fusíveis são a capacidade de interrupção, a corrente de carga prevista para o horizonte de, normalmente estudo de 3 a 5 anos, a capacidade de suportar a corrente no momento de energização do circuito chamada de corrente de *inrush*, o tempo máximo de interrupção deve ser menor que a menor corrente de curto circuito de fase-terra mínima do elo de proteção de retaguarda e a escolha do menor elo fusível que atenda as condições anteriores. (CPFL, 2016).

#### 2.3.3.2 Chave fusível religadora

As chaves fusíveis religadoras são o conjunto de chaves fusíveis em um conjunto onde uma das chaves conduz a corrente elétrica, desta forma quando ocorrer a queima do elo fusível que conduz a corrente, um mecanismo altera a transferência de corrente elétrica para outra chave fusível, esta sequência ocorre até que todos os fusíveis sejam fundidos, quando ocorre então a interrupção definitiva de corrente. Para que o dispositivo possa operar novamente, além da substituição dos elos deve-se rearmar o dispositivo de transferência com o uso de uma vara de manobra. (CPFL, 2016).

É preferível que a chave fusível religadora, seja a chave mais à montante do alimentador, devido ao fato das chaves à montante exigirem valores de capacidade mais altos devido a seletividade da proteção. (CPFL, 2016).

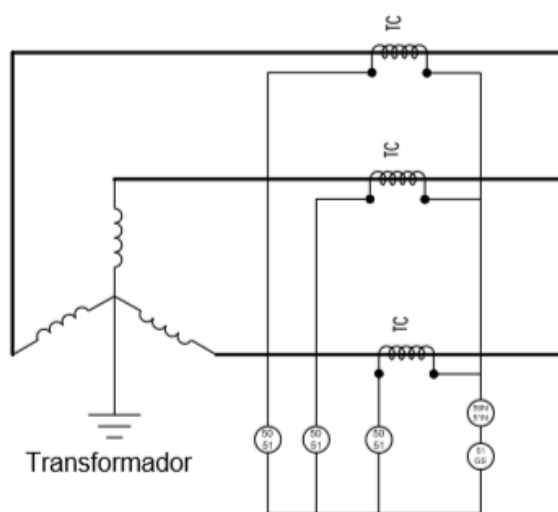
### 2.3.5.3 Disjuntores e Relés

Disjuntores de proteção possuem relés que realizam suas funções de proteção, estes relés são divididos por funções, podendo atuar como proteção de fase, neutro, terra, podem ser eletromecânicos, estáticos ou digitais, com unidades temporizadas e com acionamento a distância bem como verificação de estado e parâmetros à distância, podendo ser as vezes compartilhado. Os relés digitais possuem curvas pré-definidas pela norma IEC 60.255-161 ou pela norma ANSI c37.112, a depender do fabricante. Os relés eletromecânicos e estáticos têm suas curvas informadas pelo fabricante. Aos poucos os relés estáticos e eletromecânicos estão sendo substituídos pelos digitais. Na saída dos alimentadores estes equipamentos são encontrados, tendo nas saídas dos alimentadores um disjuntor contendo os relés de proteção por sobrecorrente de fase 50/51, de neutro 50N/51N e 51GS com religamento automático. (CPFL, 2016).

Tanto os relés digitais como os estáticos permitem que seja ajustado um valor de corrente de pick-up de terra, esta função desliga o alimentador na presença de falta de terra com alta impedância, esta função não se encontra nos relés eletromecânicos.

Os dispositivos utilizados para a ligação dos relés são conhecidos como transformadores de corrente ou TC, estes transformadores devem possuir as capacidades adequadas para a proteção de terra, função 51GS. Na Figura 3, é mostrada a configuração de ligação das funções dos relés e a ligação com os TCs. (CPFL, 2016).

Figura 3 – Ligação dos transformadores de correntes e relés de fase e terra



Fonte: Norma Técnica GED 2912 (2016, p. 23).

### 2.3.5.4 Religadores

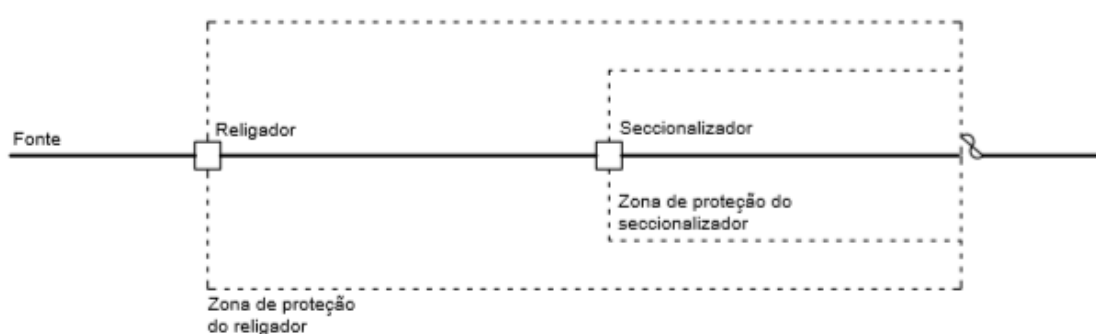
Os religadores são equipamentos de proteção que possuem operação a tempo dependente definidos para fase e terra, são utilizados tanto na proteção da saída de alimentadores como também ao longo do alimentador. (CPFL, 2016).

De forma análoga à chave fusível religadora, o religador efetua a abertura do circuito quando sensibilizado e transcorrido o tempo especificado na curva característica. Após o tempo de religamento o religador volta a fechar, caso a corrente de defeito tenha desaparecido não irá atuar novamente. Caso após o rearme ainda exista uma corrente de defeito, ela volta a abrir, após todas os desligamentos programados pelo religador serem acionados, será necessária uma atuação via operador ou eletricista para que seja efetuado o religamento. (CPFL, 2016).

### 2.3.5.5 Seccionalizadores

Conforme a CPFL (2016), seccionadores são equipamentos de proteção utilizados juntamente com outros equipamentos de proteção, após um religador ou após um disjuntor, sua atuação é chamada de zona de proteção, é um equipamento automático que realiza suas funções juntamente com outros comandos automáticos. A posição da chave seccionadora e as zonas de proteção são mostradas na Figura 4.

Figura 4 – Zonas de proteção do seccionalizador e do religador



Fonte: Norma Técnica GED 2912 (2016, p. 38).

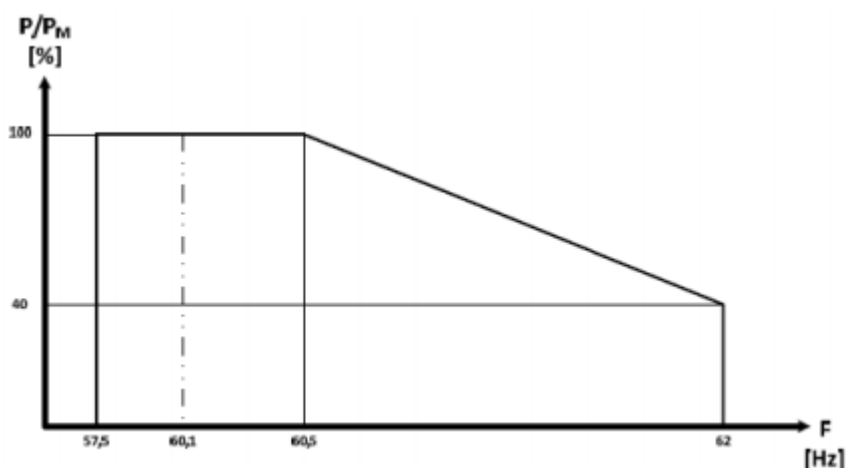
Este dispositivo funciona quando há uma corrente de curto-circuito circulando por ele, neste momento ele fica sensibilizado e começa a contar, enquanto isso o equipamento de retaguarda também é sensibilizado, abrindo o circuito, o seccionador detecta a abertura deste equipamento uma vez que haverá queda de corrente para um valor abaixo do que este é configurado para disparo, e irá contar a operação do

equipamento. Quando passado o tempo determinado o equipamento de retaguarda irá fechar o circuito, persistindo o problema na rede o processo se repete até quando o seccionador acumular a quantidade de contagens que foi parametrizado, enquanto o equipamento de retaguarda está aberto o seccionador mantém seus contatos abertos. Ao ligar-se de novo o equipamento de retaguarda o trecho com defeito ficará isolado, enquanto o resto da rede continuará funcionando normalmente. Em casos de seccionadores monofásicos, é desenergizada apenas a fase em que este está ligado. (CPFL, 2016).

#### 2.3.4 Proteções no ponto de conexão de uma usina de geração distribuída

O inversor eletrônico possui a capacidade de interromper a geração, parando completamente o fluxo de corrente. Para todas as conexões BT e as conexões em MT que sejam microgeração distribuída, a proteção sendo feita pelos inversores eletrônicos deverão ter sua curva de operação de potência em função da frequência da rede, conforme Figura 5, onde  $P$  é a potência ativa injetada,  $P_M$  a máxima potência ativa da central geradora e  $F$  a frequência instantânea da rede. (CPFL, 2019).

Figura 5 – Operação do inversor eletrônico



Fonte: Norma Técnica GED 15.303 (2019, p. 27).

A função de Sub e Sobrefrequência do inversor eletrônico ou do relé de MT devem interromper a injeção de energia ativa na rede em no máximo 0,2 segundos. Isto deve ocorrer caso a frequência fique abaixo de 57,5 Hertz (Hz) ou fique acima de 62 Hz. Para que o sistema possa voltar a injetar energia ativa a frequência deverá



retornar a 59,9 Hz caso tenha sido desativada pelo limite mínimo, e 60,1 Hz caso tenha sido desativada pelo limite máximo. Também deverá ser respeitado o tempo mínimo de 180 segundos após o retorno de condições normais de frequência bem como de tensão, conhecido como tempo de reconexão. (CPFL, 2019).

Estas proteções garantem a segurança tanto das instalações do acessante quanto da rede de distribuição secundária, por este motivo as funções do inversor garantem os requisitos necessários para os projetos de geração distribuída conectados na rede de baixa tensão (BT). Estes requisitos mínimos são superiores aos valores de proteção dos inversores de frequência, estabelecidos pelo PRODIST, onde a frequência não pode ser inferior a 56,5 Hz nem superior a 66 Hz, tendo dentro de seu limite superior um limite de 30 segundos dentro da frequência de 62 a 63,5 Hz, e seu limite inferior, por no máximo 10 segundos, até a frequência de 58,5 Hz, e no máximo por 5 segundos até 57,5 Hz. (ABNT, 2012).

Para Minigeradores em geral deverá haver um dispositivo de interrupção automática na rede de MT do cliente, podendo ser um disjuntor ou religador acionados por proteção (relés) ou comando secundário (controles eletrônicos). Nestes casos é obrigatório um padrão de entrada de MT com cabine primária. Quando potência de geração for maior de 300 kW será necessário que o acessante instale um religador automático de distribuição de classe 15 – 24,2 – 36,2 kV, o qual possui supervisão remota e funções de proteção necessárias para o paralelismo com a rede. Se entende por paralelismo a condição de geração própria operando permanentemente em sincronismo com a rede de distribuição da concessionária. Nos projetos de geração distribuída este equipamento entra no cálculo de coparticipação de obra, onde haverá proporcionalidade conforme necessidade de melhorias e reforços na rede. Este equipamento deverá estar disponível para a concessionária realizar quaisquer manobras de forma remota, e ter acesso ao controle do mesmo em tempo real a fim de garantir segurança e qualidade no fornecimento de energia a todos os consumidores finais. (CPFL, 2019).

Para a interligação destes minigeradores deverá existir um disjuntor de interligação localizado onde inicia a instalação particular do acessante e onde termina a rede da concessionária, chamado de interruptor de entrada. Neste interruptor será possível remover o paralelismo entre a rede primária de distribuição e os geradores quando ocorrer alguma anomalia nas instalações elétricas do cliente ou no sistema

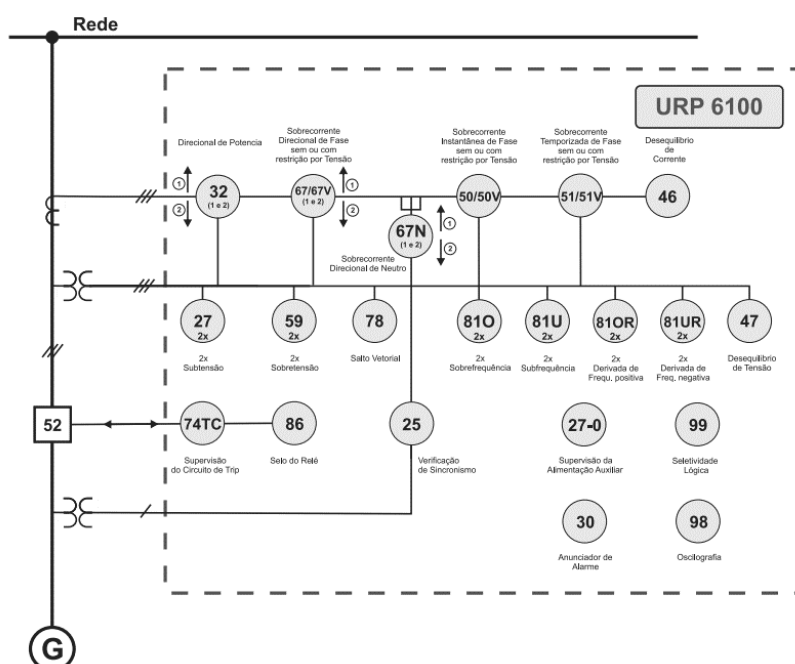
da distribuidora, a exemplos, curto-circuito, queda de tensão, variação de frequência, falta de fase, entre outros problemas mais acentuados. (CPFL, 2019).

Segundo informações contidas na tabela ANSI (American National Standards Institute), que podem ser consultadas no seu site, disponível em <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>, temos as seguintes especificações:

- 50/51 - Sobrecorrente de fase com unidades instantânea e temporizada, que deverão atuar para defeitos internos no acessante;
- 50N/51N - Sobrecorrente de neutro com unidades instantânea e temporizada, que deverão atuar para defeitos internos no acessante;
- 27 - Subtensão;
- 67 - Sobrecorrente direcional, que deverá atuar para defeitos na rede;
- 59 - Sobretensão;
- 59N - Sobretensão de neutro, que deverá atuar para defeitos na rede;
- 32 - Direcional de potência ativa; (deverá atuar no sentido do acessante para a rede da distribuidora)
- 81 - Subfrequência e sobrefrequência;
- 25 - Verificação de sincronismo, para supervisão do fechamento do paralelismo.

Os disjuntores MT com relé microprocessado possuem as funções ANSI com opções de ajustes de gatilho para acionar a proteção, e com opção de tempo de acionamento, alguns relés possuem algumas funções com opção de 2 configurações de gatilho e tempo por função. Abaixo na figura 6 é apresentado o diagrama de um Disjuntor utilizado em subestações de GD, o URP 6100.

Figura 6 – Diagrama Funcional de um Disjuntor MT com relé Microprocessado



Fonte: Datasheet URP 6100.

Segundo TABELA ANSI / IEC 61850 (2018), as funções de proteção ANSI 50/51, 50N/51N e 27 acima especificadas, deverão necessariamente atuar no interruptor de entrada. As funções de proteção ANSI 67, 59, 59N, 32, 81 e 25 acima especificadas, poderão a critério do acessante, atuar em qualquer outro interruptor de suas instalações que interrompa ou estabeleça o paralelismo com a rede. Elas poderão, ainda, ser uma “retaguarda” que atue no interruptor de entrada.

O interruptor deve ter manobra independente das proteções de outros equipamentos ou sistemas do acessante, devendo ser manobrado por relé recundário, devendo ter a capacidade de registrar eventos a fim de permitir a análise das perturbações do paralelismo. As proteções mínimas do cliente para estes casos, serão as funções de proteção, conforme normatização ANSI – *American National Standards Institute*, contempladas através de relé digital. (ANSI, 2018).

O interruptor de entrada e o gerador não podem possuir em seu trajeto chaves fusíveis ou seccionadores monopolares. O acessante poderá instalar outros relés ou dispositivos de controle à sua vontade, desde que não interfira na operação do sistema. Caso haja alteração no sistema que desencadeie uma piora no desempenho das proteções projetadas, a concessionária poderá cobrar um novo estudo de seletividade e coordenação a fim de propor novos ajustes para as funções de proteção, sendo necessário uma nova análise e aprovação de projeto para sua implementação, sendo que a concessionária poderá bloquear o paralelismo do cliente caso a mesma cause problemas à rede de distribuição. (CPFL, 2019).

Para clientes de algumas concessionárias ainda poderão ser propostas proteções adicionais a depender do impacto da geração na rede, as mesmas devem ser justificadas tecnicamente pela distribuidora. Havendo injeção de corrente contínua na rede elétrica em 0,5 % da corrente nominal da central geradora deverá ser interrompida a injeção à rede em no máximo 1 segundo após a detecção, salvo casos onde haja separação galvânica entre a rede geradora e da concessionária, chamado transformador de isolamento. Para a instalação que não possuir supervisão de sincronismo pela função ANSI 25 não é permitido religamento automático, neste caso deve ser aguardado o reestabelecimento da rede para que a mesma seja religada de forma manual, devendo estar bloqueada a função ANSI 79, nos inversores. As proteções de ângulo de fase e taxa de variação de frequência são dispensadas nos religadores, funções ANSI 78 e ANSI 81  $df/dt$ , quando há utilização de inversores eletrônicos, que já desempenham esta função. (CPFL, 2017).

Os sensores das funções de proteção ANSI 50/51, 50N/51N, 27, 67 e 59N deverão ser os respectivos sinais dos transformadores de corrente e de potências, conhecidos como TCs e TPs, instalados junto ao interruptor de entrada. A função ANSI 51G, proteção de sobrecorrente de terra deve garantir a permissão de ajustes de pick-up em 10 ou menos Ampères primários ajustados de acordo com a parametrização do próximo equipamento de proteção à montante, na rede da concessionária. (CPFL, 2017).

## 2.4 Qualidade de Energia Elétrica

Este tópico trata da qualidade de energia associada aos SFCR e suas influências no ponto de conexão que serão abordadas neste trabalho. As unidades geradoras de micro e minigeração devem atender aos requisitos do Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, do PRODIST, seção 8.1 comprovando que cumprem os requisitos gerando energia com os cumprimentos para com o serviço público.

### 2.4.1 Variação de tensão

Para os clientes atendidos em MT na rede primária de distribuição, a tensão contratada no ponto de conexão, ou tensão de referência do Transformador Particular, deve estar dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, podendo apresentar variações dentro das faixas de tensão, conforme Figura 7, Figura 8 e Figura 9.

Figura 7 – Níveis de tensão para faixa acima de 230 kV

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: PRODIST (2020, p 42).

Figura 8 – Níveis de tensão para faixa de 69 kV a 230 kV

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: PRODIST (2020, p 42).

Figura 9 – Níveis de tensão para faixa de 1 kV a 69 kV

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

Fonte: PRODIST (2020, p 42).

Para os clientes atendidos em BT na rede secundária de distribuição, a tensão contratada no ponto de conexão, no ponto de derivação para o cliente, deve apresentar variações dentro das faixas de tensão, conforme Figura 10 e Figura 11.

Figura 10 – Níveis de tensão para tensão de 220 / 127 V

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)</b>
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233) / (TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: PRODIST (2020, p 42).

Figura 11 – Níveis de tensão para tensão de 380 / 220 V

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)</b>
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403) /$ $(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331$ ou $TL > 403) / (TL < 191$ ou $TL > 233)$

Fonte: PRODIST (2020, p 42).

Para determinar a qualidade de energia, a metodologia de medição para a gestão das reclamações conta com a medição de tensão em regime permanente em intervalos de 10 em 10 minutos, com a utilização de um medidor universal de grandezas (MUG). (PRODIST, 2020).

A tensão é medida de acordo com o PRODIST, desta forma dependendo do nível de consumo o nível de tensão poderá influenciar significativamente no nível de tensão, e embora os níveis possam estar acima em um período de tempo menor, em casos de reclamação de nível de tensão (RNT) estes pequenos intervalos com tensão acima do permitido poderão fazer a diferença em alguns casos de amostras, onde as mesmas devem ter 1080 registros, um pouco mais de 7 dias, sendo este um fator preocupante uma vez que em locais onde a tensão pudesse apresentar níveis fora do padrão para tensão, estes ficarão ainda mais críticos em situações atípicas, podendo apresentar procedência em um maior número de medições do processo de RNT. (ZILLES et al, 2012).

Os maiores níveis de diferença entre geração e demanda ocorre com os consumidores residenciais, onde a probabilidade de ocorrerem é ainda maior, isto se deve ao fato do perfil de carga apresentar os maiores picos durante o início da manhã e à noite, enquanto a geração apresenta picos durante o dia, esta diferença poderá afetar o fluxo de potência principalmente se considerarmos o fato de que podem apresentar gerações monofásicas e bifásicas em sistemas trifásicos, dentre outras configurações que causem desequilíbrio de tensão. Desta forma à medida que o número de sistemas fotovoltaicos forem crescendo é possível que os fluxos reversos em áreas residenciais apresentem um fluxo reverso alto o suficiente para um determinado alimentador fazendo-o ultrapassar o limite superior de tensão permitido. (ZILLES et al, 2012).

Outra variação de tensão que pode estar presente nas redes elétricas é a variação de tensão de curta duração, definida por desvios significativos da amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. Embora este intervalo possa não ser evidenciado em uma medição de RNT, pode-se verificar cintilação da luz entre outros problemas perceptíveis ao consumidor. As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Figura 12. (ANEEL, 2015).

Figura 12 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência</b>
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST (2020, p 20).

#### 2.4.2 Fator de potência

Os inversores de frequência geram o sinal de saída respeitando a forma de onda da rede, casando a curva da geração com a curva de tensão da rede, desta forma se tratando de qualidade de energia com fase entre tensão e corrente é avaliada apenas a corrente, pois esta, dependendo do fator de potência da geração, poderá estar deslocada. Existem inversores que trabalham com fator de potência próximos a 1, no entanto isto é presente quando o mesmo trabalha com sua potência próxima à nominal, geralmente estes inversores podem apresentar um fator de potência quando a potência de geração é muito menor que sua potência nominal. (ZILLES et al, 2012).

De acordo à norma IEEE-929 de 2000, a geração poderá apresentar até 0,85 de fator de potência desde que a geração esteja abaixo de 10% de sua potência nominal. No entanto se sobressai o que é definido pela concessionária. Muitas vezes este valor poderá ser excedido em acordo entre concessionária e cliente caso o fator de potência venha a corrigir o fator da unidade, dependendo do perfil da carga no local e a produção solar fotovoltaica, podem haver grande ou pequena influência no fator de potência geral.

Em virtude disto existem muitos inversores no mercado com ajuste de fator de potência, onde é possível ajustar a potência reativa de acordo com a necessidade do consumidor, trazendo menos impactos à rede elétrica. Uma grande parte da potência ativa consumida é suprida pelo sistema de geração, diminuindo a demanda de potência ativa da rede, enquanto a potência reativa poderá permanecer quase que inalterada, nestes casos o fator de potência poderá ser deteriorado, então o fator de potência é sempre calculado pela relação entre a potência ativa e potência aparente fornecidas pela rede. (ZILLES et al, 2012).

Conforme PRODIST (2017), o fator de potência da UC com micro ou minigeração distribuída deve estar dentro do permitido para as UCs que não apresentem geração, ou seja, a presença dos geradores não poderá desestabilizar o ponto de conexão do cliente, devendo estar compreendido entre 0,92 a 1, tanto para capacitivo quanto para indutivo.

#### 2.4.3 Desequilíbrio de tensão

Desequilíbrio de tensão se entende pela alteração de grandezas nos padrões trifásicos no sistema de distribuição, pode se apresentar por meio de valores de sequência positiva ou negativa, sendo levantado em medições de tensão de fase e fase, a fim de evitar componentes de sequência zero. O PRODIST determina que as unidades consumidoras com central de minigeração distribuída devem apresentar um desequilíbrio de tensão menor ou igual a 2 %, não havendo ainda valores de referência para baixa tensão, ou seja, para casos de microgeração distribuída conectados na rede secundária de distribuição. (PRODIST, 2017).

#### 2.4.4 Flutuação de tensão

Flutuação de tensão se compreende pelo fenômeno de variação aleatória da tensão da rede, podendo ser ou não esporádica, repetitiva, podendo apresentar um valor eficaz ou de pico da tensão instantânea. Este fator afeta a qualidade de tensão de um sistema de distribuição ao apresentar incômodo aos clientes finais devido ao efeito de cintilação luminosa, muito mais proeminente em unidades consumidoras nos pontos de iluminação alimentados em BT. (PRODIST, 2017).



#### 2.4.5 Fator de curto-circuito da usina

Conforme IEEE (2009), O fator de curto circuito no ponto de geração é utilizado para determinar a porcentagem de geração pela potência total de curto-circuito no ponto de conexão, determinando que a potência da geração deve ser até 10% da potência de curto circuito trifásica. Segue abaixo as equações utilizadas para o cálculo do fator de curto circuito trifásico de acordo à IEEE:

$$I_{ger} = \frac{S_{ger}}{\sqrt{3} \cdot V_{lin}} \quad (1)$$

$$S_{icc3o} = V_{lin} \cdot I_{3cco} \cdot \sqrt{3} \quad (2)$$

$$S_{ger} = \frac{P_{ger}}{f.p.} \quad (3)$$

$$Fator = \frac{S_{ger}}{S_{icc3o}} \quad (4)$$

Onde  $I_{ger}$  é a corrente da geração em Ampère (A),  $S_{ger}$  é a potência de geração em kilowatts (kW),  $V_{lin}$  é a tensão de fase da geração em quilovolt (kV),  $S_{icc3o}$  é a potência de curto-circuito trifásica da geração em kilowatts (kW),  $P_{ger}$  é a potência ativa gerada kilowatts (kW);  $f.p.$  é o fator de potência (para geração admite-se 1),  $I_{3cco}$  é a corrente de curto circuito trifásica em Ampère (A) e o  $Fator$  é um valor adimensional dado pela razão entre a potência de curto-circuito trifásica pelo curto circuito trifásico.

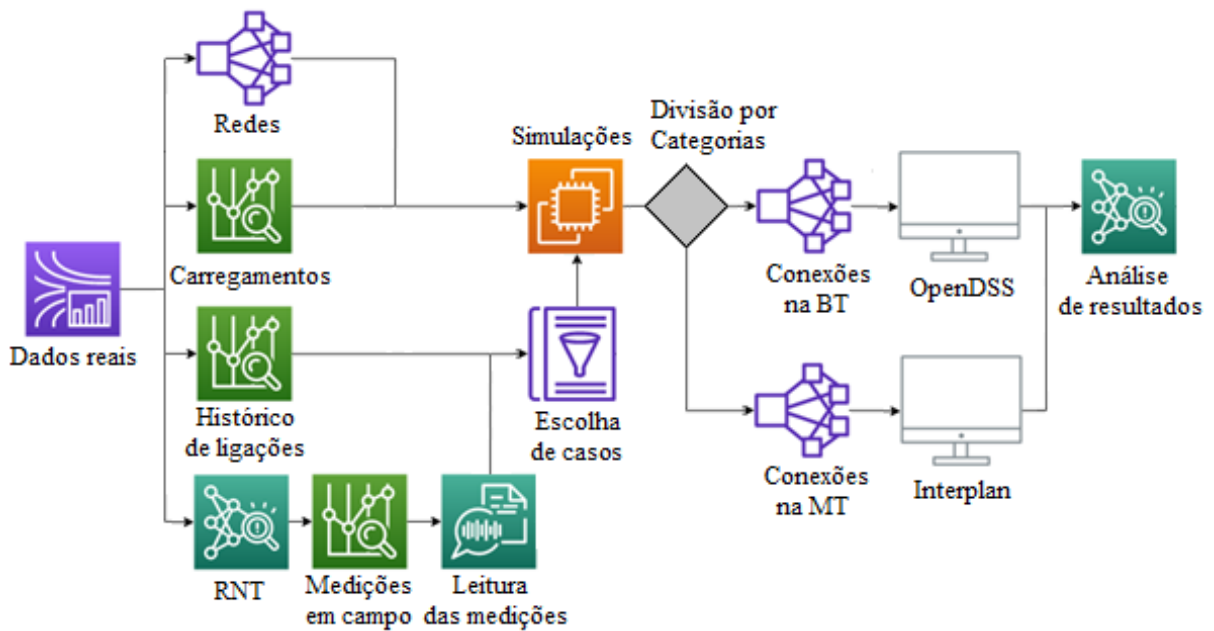
#### 2.4.6 Variação de tensão da usina

Segundo a IEEE 10.1109/TIE.2008.2009274, os geradores conectados à rede elétrica não devem apresentar uma variação de tensão maior de 5% pu para redes de MT, desta forma antes da conexão de um ponto de geração em um alimentador deverá ser verificado a variação de tensão no ponto com e sem geração, a diferença de níveis de tensão com e sem o paralelismo da geração não deve ultrapassar os 5%.

### 3 METODOLOGIA

A proposta para este trabalho é um estudo de caso, onde compete o levantamento paralelo entre dados de clientes, dados da rede, medições de nível de tensão, e dados de conexões de GD de uma concessionária de energia. Dados esses, utilizados para simular o fluxo de potência, havendo a necessidade de se conhecer as características das regiões, que apresentam maior incidência de haver impactos causados pelos SFCR. Além das características construtivas da rede, deve ser levado em conta o carregamento do Alimentador, a densidade de carga e geração da região, o histórico de reclamações de nível de tensão e de qualidade de energia, e também o aumento de conexões de SFCR nestes circuitos. A Figura 13 apresenta uma visão geral do processo de análise considerando seus principais componentes.

Figura 13 – Fluxograma do projeto



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 3.1 Coleta de Dados

Para o estudo de caso serão utilizados os dados de uma concessionária de energia elétrica, por se tratar de um sistema complexo e de grande interesse investigativo, foi escolhido trabalhar com os dados existentes da empresa, de forma a auxiliar na tomada de decisão de análises de impactos na rede, ocasionados pela ligação de clientes que aderem ao sistema de energia elétrica, conforme define a REN

482 de 2012, com a utilização do medidor bidirecional. Os dados obtidos para o estudo são classificados em Rede, Carregamento, Histórico de Ligações e Reclamações de Níveis de Tensão.

Nos dados de redes, estão contempladas todas as características físicas do sistema elétrico da concessionária; estando salvos em um sistema conhecido como Geographic Information System (GIS), neste sistema é possível realizar uma análise espacial onde os ativos da rede são desenhados com extrema precisão, em um mapa com escalas reais, servindo para o cruzamento de informações geográficas com o banco de dados da empresa, onde há informações dos ativos da rede. Desta forma é possível realizar consultas de dados de rede e de clientes através deste sistema, além de extraí-los para uso externo.

A fim de se obter uma visão geral do crescimento das ligações de GD no Brasil, é levantado todo o histórico de ligações de conexões através do site da ANEEL, sendo deste modo possível estimar quantitativamente futuras conexões, auxiliando no estudo de caso e na simulação de um cenário futuro, possibilitando a verificação dos impactos com necessidades de mudanças imediatas no sistema elétrico, ou se os mesmos poderão acompanhar este crescimento.

Com o levantamento de notas de reclamação de nível de tensão, desde a publicação da resolução 482 de 2012, e com o mapeamento dos circuitos com casos procedentes de tensão precária e tensão crítica, é possível obter alguns critérios de escolhas para os circuitos que serão simulados, uma vez que as reclamações de níveis de tensão (RNT), já determinam o circuito onde a tensão será facilmente comprometida mais. As medições em campo serão realizadas através de um Medidor Universal de Grandezas (MUG); e para que o MUG seja instalado, é necessário que uma RNT seja protocolada, junto a um dos canais de atendimento da concessionária de energia, gerando uma solicitação de medição no local. Uma equipe é enviada a campo com um MUG, mas sua instalação é realizada apenas se um número mínimo de 3 medições de tensão, apresentar valores que violam os limites estabelecidos pelo PRODIST, no seu módulo 8. Para os casos onde estas primeiras medições apontem um problema de nível de tensão é realizada a instalação do MUG, este que ficará conectado junto ao poste do cliente, ou em caso de impossibilidade da realização desta instalação ou da não permissão do cliente, este será instalado junto ao poste de derivação do cliente, neste caso é aplicado um percentual de queda de tensão devido ao ramal de ligação.

O período mínimo de medições é de 168 horas, totalizando 7 dias. Neste período são gravados em sua memória interna 1008 registros de nível de tensão, cada uma destas medições possuem uma média de tensão correspondentes a 10 minutos de medição. Desta forma realiza-se uma busca de dados de clientes com RNT procedente, com instalação de MUG, que atendam as seguintes condições:

- 1- Clientes com RNT procedente ou improcedente com SFCR.
- 2- Clientes com RNT procedente ou improcedente antes da conexão de um SFCR.

Desta forma se torna possível realizar uma análise dos níveis de tensão antes e depois da atuação do serviço de campo, além de levantar as soluções que precisaram ser tomadas para que o problema de nível de tensão fosse solucionado. As leituras feitas através do MUG serão exportadas para a rede, onde serão avaliadas através dos indicadores DRP (Duração Relativa da transgressão de tensão Precária) e DRC (Duração Relativa da transgressão de tensão Crítica). A partir destas leituras serão avaliados os casos que apresentaram os índices mais altos de DRP e DRC e avaliar se o SFCR apresentou fatores positivos ou negativos à rede.

### **3.2 Escolha de casos e Simulações**

Através dos casos de GD com RNT, são mapeados os casos específicos e analisados os perfis de cargas, e clientes destas regiões, dimensionando assim o aumento de geração para casos futuros, e testando cenários com potenciais para haver diferentes combinações de ligações de SFCR, levando-se em conta os cenários mais prováveis, dentro dos levantamentos realizados.

Com as plataformas de simulação utilizadas na empresa, foi possível modelar vários senários de SFCR, extrair os dados simulados estimando os casos prováveis de apresentar impactos, e analisando os impactos da geração referentes ao seu nível de tensão, corrente de curto circuito, fator de potência e desequilíbrio de fases. Avaliando os impactos de gerações conectadas tanto na BT quanto na MT, se faz a análise da rede de distribuição primária e secundária, permitindo a avaliação por patamares de carga, o período com a menor e maior demanda na rede, e por perfil, considerando o horário de ponta residencial, comercial e industrial.

As conexões na MT serão realizadas através de um, ou mais Transformadores de Acoplamento com isolamento galvânico, conhecidos como transformador

particular, por serem de responsabilidade do cliente, e não havendo compromisso da distribuidora com as instalações no lado de BT, tanto quanto a operação e manutenção destes transformadores, sendo que a injeção do SFCR será feita diretamente na MT sem a conexão com outros clientes no lado da BT. Para gerações acima de 75 kW é obrigatório que a conexão seja na MT, sendo classificadas como minigeração, nestes casos, como a geração é feita no secundário do transformador, sua tensão elevada é injetada no lado de MT, logo a corrente injetada é menor, no entanto, em grandes gerações esta corrente injetada poderá alterar as características locais da rede. Assim, será avaliado se estas ligações poderão perturbar o sistema de proteção de um alimentador, alterar significativamente os níveis de tensão e o nível de curto circuito ao longo do trecho.

As microgerações, com potências inferiores a 75 kW, não serão objeto de estudo, por não possuírem um número significativo de ligações, dentre as conexões de GD desta classificação, não acarretando impactos significativos de corrente reversa, como no caso de uma minigeração. Diferente das conexões na MT, as conexões na BT possuem grande injeção de corrente elétrica que podem perturbar UCs próximas. O maior problema nestes casos é uma maior facilidade de haver uma alteração nos níveis de tensão do circuito secundário de distribuição, que consistem dos trechos da saída do transformador de distribuição até o poste do cliente. Nestes casos os sistemas sempre serão classificados como microgeradores, e deverão apresentar, independente da fonte primária de geração, um inversor de frequência. Estes inversores possuem relés de proteção internos como relé de sobretensão, relé de subtensão, relé de sub / sobrefrequência, relé de verificação de sincronismo ou sincronização e um sistema de anti-ilhamento, estas proteções podem atuar em casos onde a geração cause um impacto negativo à rede em que está conectada, por muitas vezes fazendo com que não haja geração de energia e conseqüentemente não injete energia para compensação de energia, gerando reclamações junto a concessionária para o sistema de GD. Nas conexões em BT existem muitas possibilidades de cenários e seria inviável avaliar todos eles, desta forma serão escolhidos os testes de acordo com a vivência adquirida no tempo de realização de análises de conexões e no histórico de reclamações de clientes, estas escolhas serão bem fundamentadas na etapa de estudo de caso.

O Software Interplan é uma ferramenta aplicada para o planejamento de redes de distribuição, apresentando os resultados por patamares de carga, sendo divididos

em 4 patamares. Neste software são simuladas as ligações de GD classificadas como minigeração, uma vez que o programa avalia as condições de rede no pior caso, o que corresponde a uma geração fotovoltaica no seu pico de geração, em dia de céu claro, sem nuvens, no verão, com a melhor posição de incidência solar possível e com a carga mínima possível para os consumidores, o que seria o cenário de maior impacto no sistema. O Interplan trabalha diretamente com dados de demanda da concessionária, trabalhando com múltiplos patamares de carga, onde é possível alterar a época do ano e avaliar os impactos no pior caso se baseando em medições realizadas pelo próprio programa que realiza um histórico de consumo de carga para cada UC. Os dados de rede e de demanda de cargas de todos os clientes são abertos no Interplan a partir da exportação de arquivo com os dados de rede do GIS e com medições de cargas reais de medidores localizados na rede, além de dados de consumo de carga provenientes da base de dados da concessionária.

O OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) é um software de código aberto, seu funcionamento se dá através de linhas de comando para a realização de cadastro de dados, a partir dele, é feito os estudos de geração distribuída versus carga nos circuitos de BT por apresentar de maneira mais rápida as alterações necessárias para os testes que serão feitos neste tipo de sistema, o software oferece uma leitura dinâmica dos dados dos circuitos da base GIS sem que haja a necessidade de exportar os circuitos, funcionando como um bloco em paralelo, que possibilita a visualização da base GIS para os cálculos do fluxo de potência no OpenDSS.

### **3.7 Análise de Resultados**

Para cada categoria de estudo realizada, Microgeradores injetando potência gerada na BT através das simulações no OpenDSS e Minigeradores injetando potência gerada na MT através das simulações no Interplan, serão apresentados os resultados dos impactos na rede mostrando as piores situações do sistema e apontando se estas condições trazem prejuízos de alguma forma à rede em que estão conectados. Neste estudo de caso sempre será apontado os impactos de cada caso mostrando a magnitude do problema, trazendo para a realidade as causas e consequências destes impactos, apresentando as possibilidades de melhoria no sistema que podem evitar, postergar, controlar ou contornar estes problemas.

O intuito principal deste estudo de caso é principalmente conseguir apresentar claramente quais os principais impactos possíveis oriundos de ligações de clientes que aderem ao sistema de compensação de energia elétrica, de forma prever situações futuras e ter o poder de tomada de decisão antes que estes impactos possam ser altamente prejudiciais à rede e outros clientes. Atualmente estão começando a ser realizados pequenos estudos na empresa, mas como o sistema é complexo e muda frequentemente, estão se buscando conhecer as principais preocupações que deve se ter com o crescimento das ligações de GD, principalmente Solar que vem crescendo exponencialmente, desta forma a análise de resultados não se trata apenas de mostrar números, mas também dimensionar o quanto estes números são expressivos dentro do todo.

No próximo capítulo é apresentado o estudo de caso, descrevendo cada etapa de estudo e as simulações realizadas.

## 4 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo estão descritos os estudos realizados conforme a metodologia proposta, mostrando a modelagem dos dados, das cargas utilizadas, além dos parâmetros da rede e os testes realizados para verificação dos impactos da GD na rede.

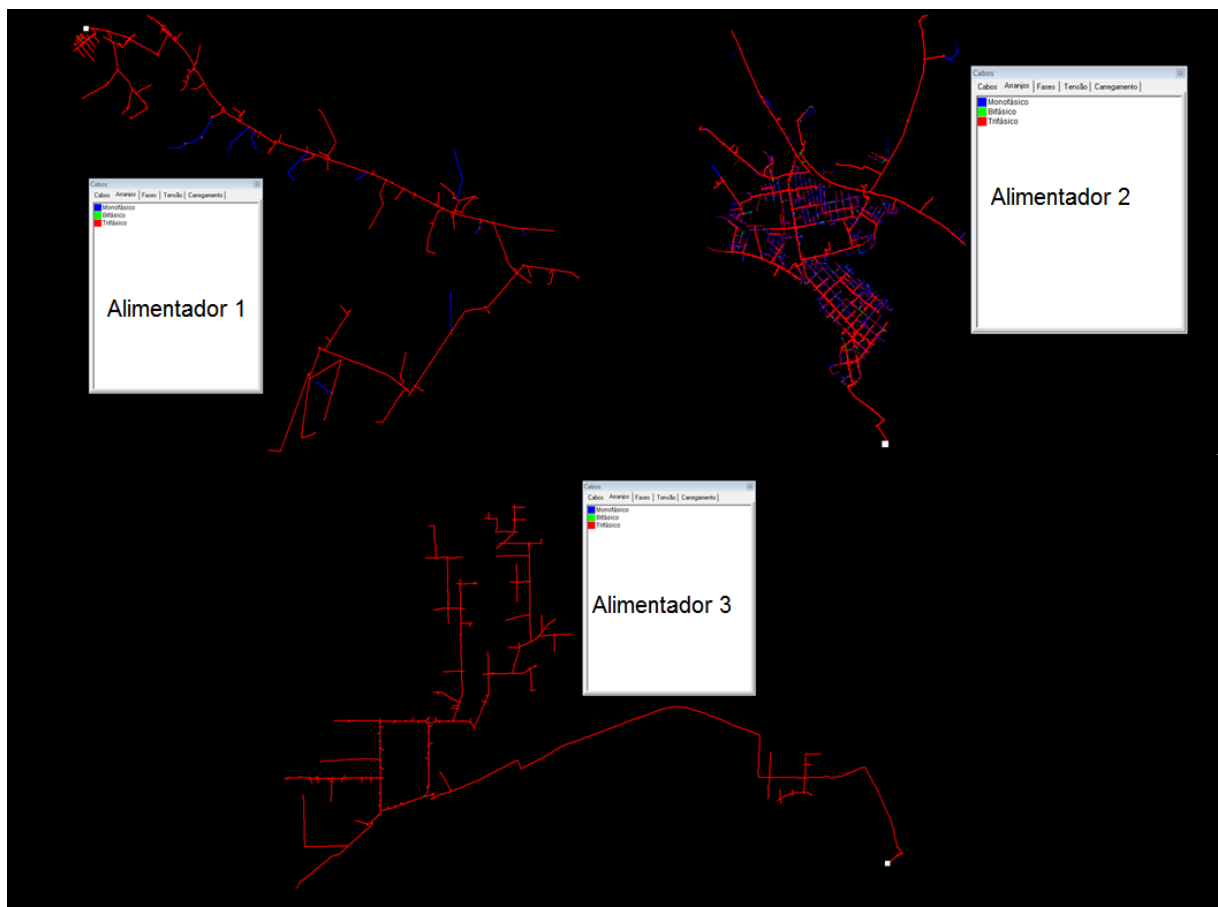
### 4.1 Casos Analisados

Nesse item são apresentados de forma breve os casos selecionados para a avaliação dos impactos da conexão da GD nos sistemas de distribuição.

#### 4.1.1 Casos de MT

A Figura 14 possibilita uma visão geral dos circuitos de MT escolhidos.

Figura 14 – Redes de MT escolhidas no estudo



Fonte: Elaborado pelo autor



As principais características dos alimentadores são detalhadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Características da Rede de MT

<b>Características da rede</b>	<b>Alimentador 1</b>	<b>Alimentador 2</b>	<b>Alimentador 3</b>
Tensão de Linha	23,1 kV	23,1 kV	13,8 kV
Extensão máxima	123.209,4 m	41.965,5 m	17.513,4 m
Nº de consumidores	2.048 UCs	7.363 UCs	3.206 UCs
Corrente Máxima	114 A	153 A	551 A
Corrente Mínima	40 A	121 A	341 A
Demanda Máxima	4.307 kW	6.046,6 kW	8.268,3 kW
Demanda Mínima	1.563 kW	4.784 kW	8.159 kW
Qtde Minigeradores	1	3	2
Potência de geração	5 MW	922 kW	1020 kW

Fonte: Elaborado pelo autor

A escolha desses alimentadores, se deu em função do histórico de ligações de Minigeradores, nos alimentadores da concessionária de energia objeto de estudo, por não haver medições de RNT na MT que apontem para medição de níveis de tensão antes e depois da conexão de um SFCR, foram escolhidos alimentadores onde o impacto de instalação de minigeradores na rede possuem maior potência de geração.

Para o alimentador 1 a escolha foi devido a possuir 5 MW de potência injetada por apenas 1 minigerador, sendo o alimentador que possui a maior concentração de potência de minigeração pela menor quantidade de conexões. Um detalhe importante é o que a unidade consumidora apesar de ter tarifa comercial se trata de uma usina exclusiva para geração, neste caso não há carga instalada.

Para o alimentador 2 foi escolhido por apresentar uma situação mais típica na concessionária de estudo, sendo um dos alimentadores com maior número de conexões de minigeradores atualmente. O alimentador possui 3 minigeradores conectados à rede, estes não são exclusivos para geração, sendo duas UCs industriais e uma comercial.

Para o alimentador 3 a sua escolha se dá principalmente por operar com tensão de 13,8 kV, diferente dos sistemas anteriores com tensão de 23,1 kV, desta forma será avaliado quais os impactos que se acentuam ou se atenuam com esta tensão de operação, sendo o alimentador com maior potência de geração que opera com 13,8

kV. O circuito possui 2 minigeradores conectados à rede, estes não são exclusivos para geração, sendo uma instalação comercial e uma instalação industrial.

#### 4.1.1 Casos de BT

Para a avaliação de redes de baixa tensão foram selecionados 3 circuitos, conforme Figura 15.

Figura 15 – Redes de BT escolhidas no estudo



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 3, são detalhadas as principais características dos circuitos escolhidos.

Tabela 3 – Características dos circuitos de BT

<b>Características da rede</b>	<b>Circuito 1</b>	<b>Circuito 2</b>	<b>Circuito 3</b>
Tensão de Linha	380 V	380 V	220 V
Extensão máxima	328 m	237 m	195 m
Nº de consumidores	9 UCs	59 UCs	73 UCs
Corrente Máxima	26,76 A	93,64 A	193,62 A
Corrente Mínima	8,46 A	52,89 A	123,71 A
Demanda Máxima	10,46 kW	34,77 kW	51,04 kW
Demanda Mínima	6,16 kW	29,03 kW	30,06 kW
Qtde Microgeradores	1	1	1
Potência de geração	13,2 kW	28,56 kW	18 kW

Fonte: Elaborado pelo autor

O primeiro caso estudado para impacto de GD na BT é de uma UC residencial que possui tarifa Rural Monômia, atendida por um transformador de 75 kVA a 300 metros de distância do acessante, neste caso a penetração máxima no transformador é de 18,4%. Os condutores são de cobre nu, 4 AWG e suportam até 70 A.

O segundo caso estudado para impacto de GD na BT é de uma UC residencial localizada na zona urbana e possui tarifa Residencial, atendida por um transformador de 75 kVA a 210 metros de distância do acessante, neste caso a penetração máxima no transformador é de 38,8%. Os condutores são de alumínio sem alma de aço 2 AWG e suportam uma corrente de até 175 A.

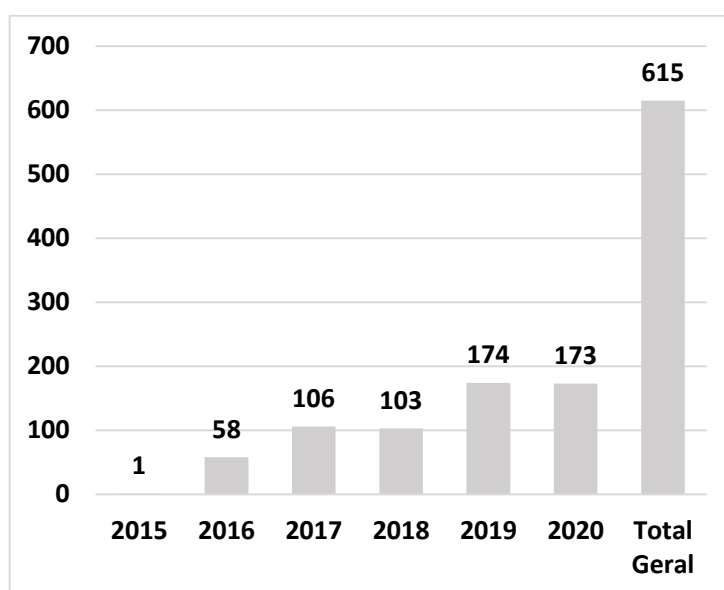
O terceiro caso estudado para impacto na rede BT pela GD é de uma UC que possui uma tarifa Comercial, é atendida por um transformador de 112,5 kVA a 90 metros de distância do acessante, neste caso a penetração máxima no transformador é de 16%, o circuito é localizado em zona comercial, sendo que existem também apartamentos, ou seja, clientes residenciais em minoria no circuito que se caracteriza principalmente como comercial, possuindo inclusive uma curva de demanda com pico durante o horário comercial. Os condutores são de alumínio sem alma 2 AWG e suportam até 175 A.

Ao longo deste trabalho serão apresentados de forma detalhada os procedimentos de análise para os alimentadores da análise em MT e os circuitos de análise em BT, possibilitando uma visão mais completa do processo.

## 4.2 RNT em SFCR

Para se ter dimensão dos possíveis impactos causados com a conexão de SFCR na rede de BT foi analisado o histórico de conexões de GDs que tenham RNT desde a publicação da REN 482 de 17 de abril de 2012, foram levantados os casos de RNT na distribuidora estudada desde esta data e então cruzados os dados de conexões de GD para trazer um número preciso de RNT que possuem GD, como mostra o Gráfico 4.

Gráfico 4 – Histórico de quantidades de RNT com GD

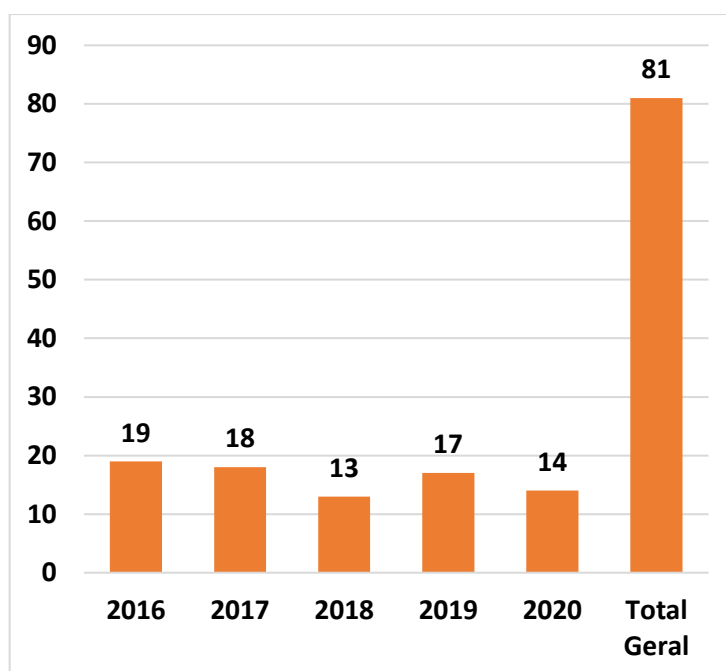


Fonte: Adaptado dos dados cedidos pela concessionária (2020)

Os resultados mostram a primeira RNT registrada em 2015 que ocorreu no mês de fevereiro, desde então passam a ocorrer mais problemas de tensão devido ao crescimento da GD, mas este crescimento não é exponencial como o aumento de conexões. Em uma RNT, quando protocolada no sistema de uma concessionária, primeiramente uma equipe de campo é deslocada ao local onde deve efetuar o que se denomina medição instantânea, esta medição é feita no ponto de conexão, medindo o valor eficaz em Volt, conforme determina a ANEEL devem ser realizadas pelo menos 2 leituras com intervalos mínimos de 5 minutos entre elas. Durante o processo de medição instantânea, a equipe poderá solucionar possíveis problemas de conexão no local, em caso de tentativa de regularização poderão ser realizadas novas medições instantâneas, também com duração de 5 minutos entre si. Caso as medições instantâneas não detectem tensões fora dos limites estabelecidos pelo

PRODIST não há necessidade de instalação do MUG. Quando as medições instantâneas apontam para valores fora da faixa de tensões adequadas pelo PRODIST, deve ser realizada a instalação de um MUG, ao realizar a sua instalação, a equipe no local poderá realizar regularizações adicionais na tentativa de reduzir os indicadores de DRP e DRC. O Gráfico 5, mostra a quantidade de RNT que foram procedentes, ou seja, quando de fato houve a conclusão de que há transgressão dos níveis de tensão para faixas precárias ou críticas de tensão nas medições instantâneas. A medição será procedente caso o limite do indicador DRP seja maior ou igual a 3% ou caso o indicador DRC seja maior ou igual a 0,5%.

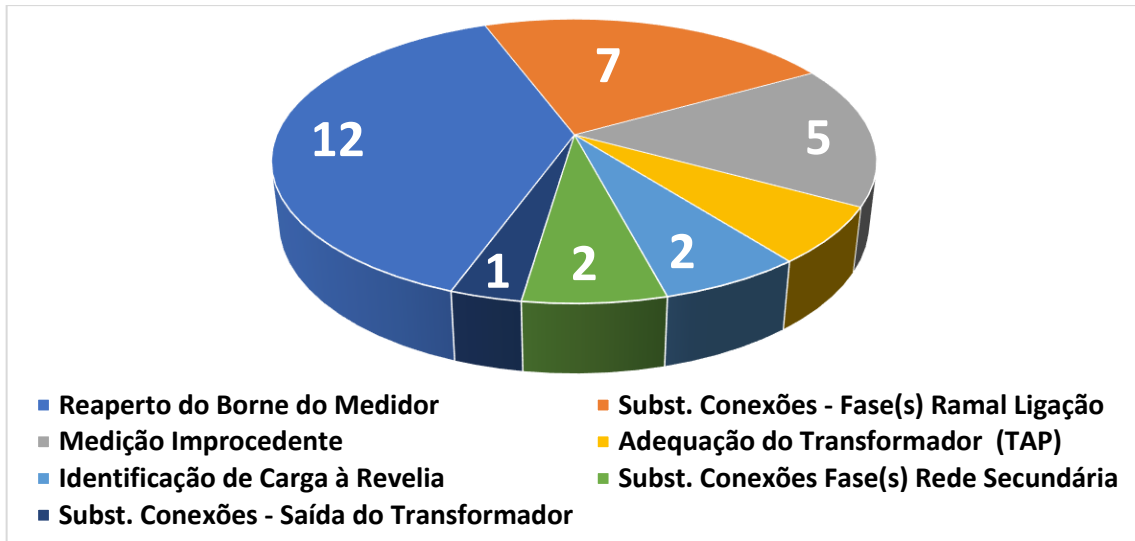
Gráfico 5 – Quantidade de RNT com GD onde houve instalação de MUG



Fonte: adaptado dos dados cedidos pela concessionária (2020)

Dos 81 casos de RNT procedentes, 31 ficaram abaixo dos indicadores de DRP e DRC, classificando a leitura como improcedente, segue o Gráfico 6, com o quantitativo de cada uma das ações tomadas pela equipe que esteve no local quando instalaram o MUG.

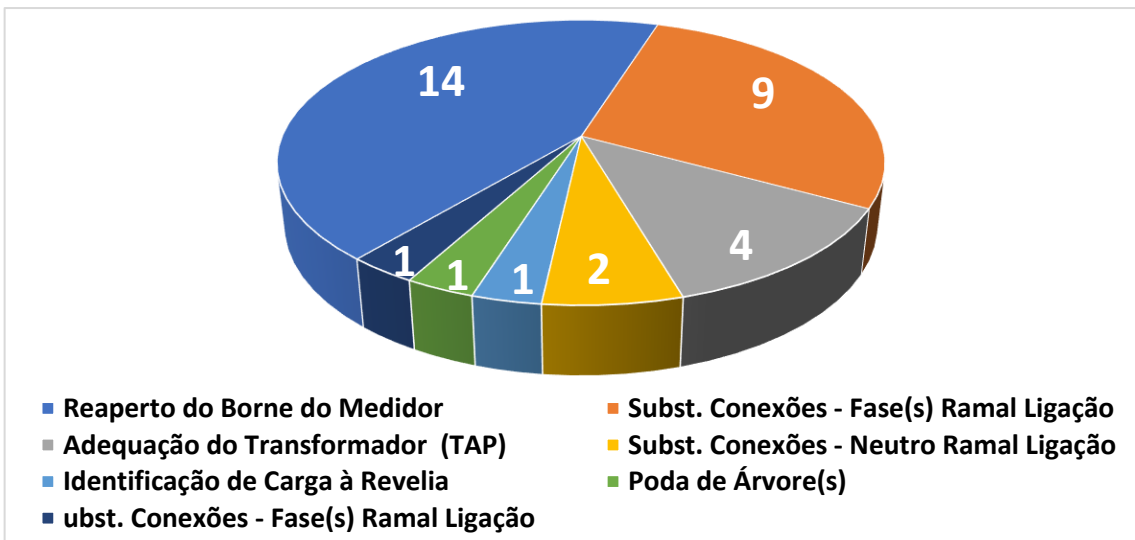
Gráfico 6 – Regularizações que solucionaram o nível de tensão



Fonte: Elaborado pelo autor

Nos 50 casos de RNT procedentes restantes houveram transgressões de DRP e DRC acima dos limites estabelecidos pelo PRODIST, o Gráfico 7 mostra as tentativas de regularização realizadas no momento da medição instantânea que não solucionaram os problemas de tensão.

Gráfico 7 – Regularizações que não solucionaram o nível de tensão

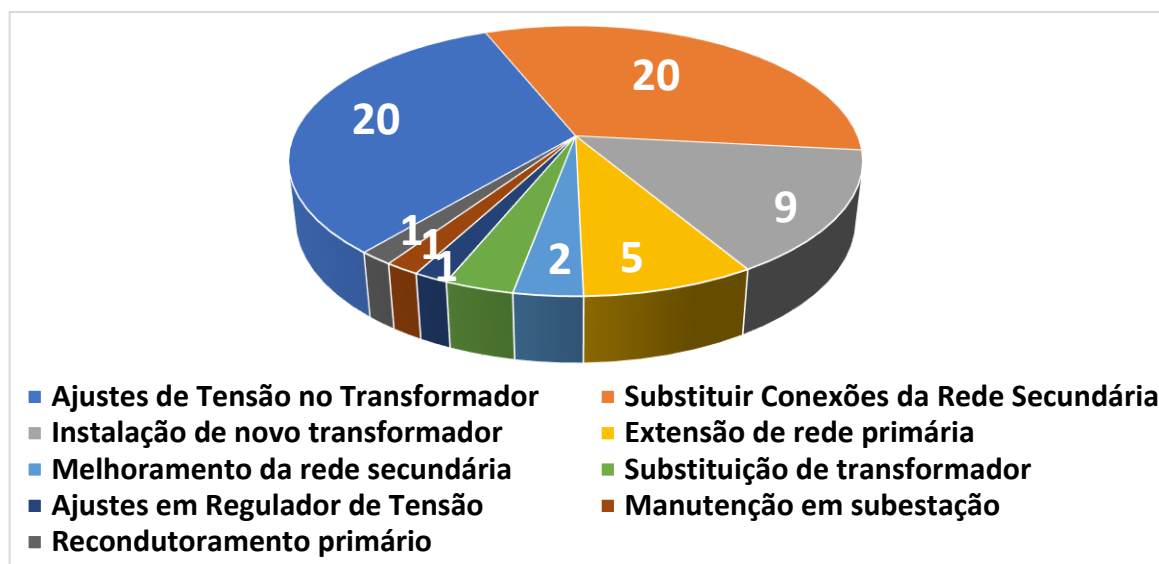


Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 7, se comparado com o Gráfico 6, fica perceptível a ocorrência dos mesmos procedimentos em ambos, apontando a existência de casos onde apesar das tentativas de regularização no momento das leituras instantâneas, necessitam de outras regularizações, que são decididas de acordo à medição realizada. Conforme o

Gráfico 8, é observado a relação de medidas tomadas para regularização após efetuada a leitura do MUG, ressaltando que por haver casos onde foi realizada mais de uma regularização, há um número maior de regularizações que de casos de RNT procedentes.

Gráfico 8 – Regularizações pós medições de MUG



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 8 aponta claramente que os maiores problemas de nível de tensão em trechos de BT associados à GD estão ligados à sobretensão, uma vez que para os 20 casos de alteração de tensão no transformador, que é realizado através de uma alteração do tap do transformador, ocorreram todas baixando um tap, o que resulta em entregar 5% a menos de tensão no secundário do transformador, ou seja, a intensão era baixar a tensão por haver sobretensão no secundário. Para os 20 casos de substituição de conexões da rede secundária houveram troca de cabos na rede elétrica, desde o cliente com transgressão de tensão até o trecho estudado, por este motivo foram simuladas situações a fim de verificar se o motivo de troca do condutor foi a de possibilitar maior fluxo de corrente elétrica ou reduzir a resistência do trecho com uma seção maior, diminuindo assim a sobretensão.

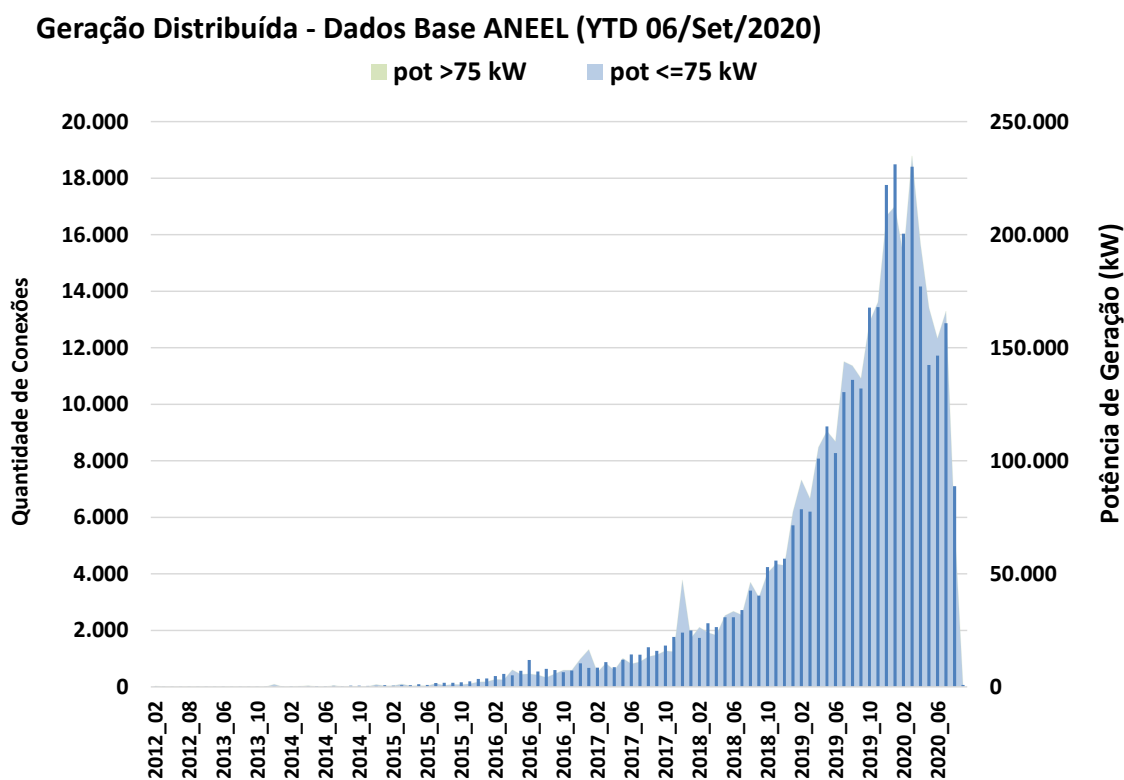
No restante, as 9 instalações de novo transformador pode ser tanto em decorrência de sobrecarga ou sobretensão, por este motivo nas simulações de GD na BT foram verificadas as grandezas no transformador para cada potência de geração. A extensão de rede primária também está associada a problemas de tensão, assim

como os outros motivos relacionados à rede primária de distribuição, onde os níveis de tensão são consequências da rede primária.

### 4.3 Crescimento previsto de conexões de SFCR no Brasil

Ao verificarmos a quantidade de ligações e potência a cada mês, através do Gráfico 9, pode ser percebido que, a partir de 2015 houve um crescimento exponencial de conexões de SFCR.

Gráfico 9 – Nº de conexões e potências de SFCR ao mês no Brasil



Fonte: Adaptado dos dados da ANEEL (2020)

A partir do histórico de ligações registrados no site da ANEEL, foi feito um levantamento das médias de crescimento a fim de verificar em que ano a geração distribuída irá alcançar o patamar de 4,7 GW, a quantidade de clientes esperado neste patamar de carga, além da abertura de uma janela de 4 anos de forma a dimensionar a quantidade de clientes, e potência instalada no futuro. Para obter uma média de crescimento, foi levantado a porcentagem de crescimento de cada ano em relação ao ano anterior, analisando este crescimento mês a mês. A quantidade de aumento de micro e mini geração apresentadas foram muito próximas, por isto não haverá



distinção. Na Tabela 4, é verificada a quantidade de conexões de cada ano, a quantidade de conexões acumulado e a taxa de crescimento que o ano significou.

Tabela 4 – Crescimento de UCs com SFCR ao ano

Ano	Qtde ano	Qtde ano anterior	Qtde acumulada	Crescimento (%)
2012	6	14	20	30,00%
2013	52	20	72	72,22%
2014	295	72	367	80,38%
2015	1.435	367	1.802	79,63%
2016	6.719	1.802	8.521	78,85%
2017	13.921	8.521	22.442	62,03%
2018	35.504	22.442	57.946	61,27%
2019	120.134	57.946	178.080	67,46%
2020	165.179	178.080	343.259	48,12%

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o ano de 2020 foi estipulado um número de conexões até o final do ano com o objetivo de se obter um valor aproximado. Podemos perceber que houve uma diminuição no crescimento das conexões no ano de 2020 devido ao novo coronavírus, fato este que dificulta uma previsão de crescimento de conexões. Outro fator que dificulta uma previsão de conexões são possíveis estímulos fiscais, alterações de normas e padrões e mudanças na cobrança de taxas para geração no gatilho de 4,7 GW de GD instalados.

Primeiramente foi realizado um levantamento através de uma equação diferencial simples, levando em conta a média de crescimento de conexões de forma a mencionarmos um cenário futuro para as simulações neste trabalho. As equações utilizadas foram:

$$\frac{dp}{dt} = a \cdot p \quad (5)$$

$$q = q(t_0) \cdot e^{a \cdot \Delta t} \quad (6)$$

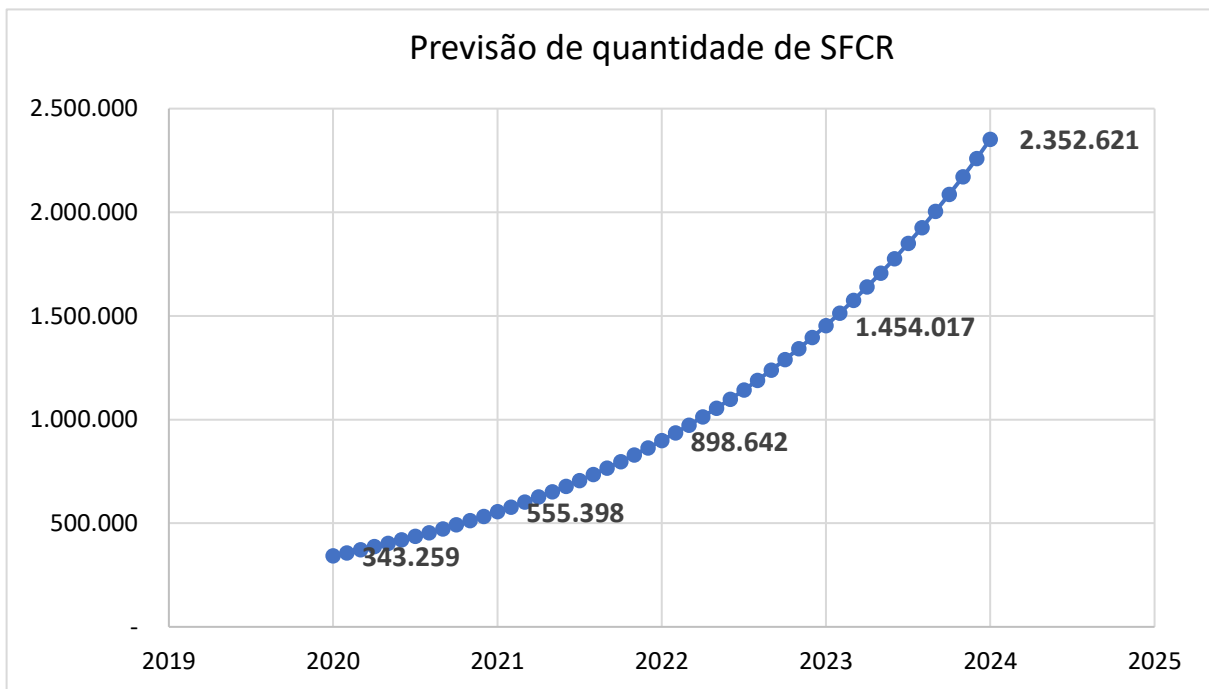
Onde  $a$  é a taxa de crescimento,  $p$  é a quantidade inicial,  $q$  a quantidade de conexões,  $\Delta t$  a variação do tempo, e  $t_0$  o tempo inicial. Devido às dificuldades de previsão de crescimento do mercado no cenário atual, a taxa de crescimento escolhida foi a do crescimento médio do ano de 2020, sendo assim a taxa de crescimento escolhida de 48,12%. Sendo assim, temos que:

$$q = 343.259 \cdot e^{0,4812 \cdot (2024 - 2020)}$$

$$q = 2.352.621 \text{ unidades em 2024}$$

No Microsoft Excel foram calculados os resultados mês a mês, e plotados os pontos para cada ano, conforme o Gráfico 10.

Gráfico 10 – Previsão de conexões de SFCR no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir do Gráfico10, define-se qual o aumento da quantidade de sistemas fotovoltaicos nas simulações de cenários futuros. Desta forma é verificada a quantidade de SFCR e multiplicados por um fator para cada ano, sendo 1,62 para simulação de cenário no ano de 2021, por 2,62 para simulação de cenário no ano de 2022, por 4,24 para simulação de cenário no ano de 2023 e por 6,85 para simulação de cenário no ano de 2024.

O mesmo método foi aplicado para determinar o aumento futuro da potência de conexão dos SFCR, que pode ser visto na Tabela 5.

Tabela 5 – Crescimento de potência de SFCR ao ano

Ano	Pot Ano	Pot Ano anterior	Pot acumulada	Crescimento (%)
2012	467	174	641	72,85%
2013	1.474	641	2.115	69,69%
2014	2.517	2.115	4.632	54,34%
2015	9.673	4.632	14.305	67,62%
2016	49.400	14.305	63.705	77,54%
2017	127.871	63.705	191.576	66,75%
2018	398.011	191.576	589.587	67,51%
2019	1.486.467	589.587	2.076.054	71,60%
2020	2.066.256	2.076.054	4.142.310	49,88%

Fonte: Elaborado pelo autor

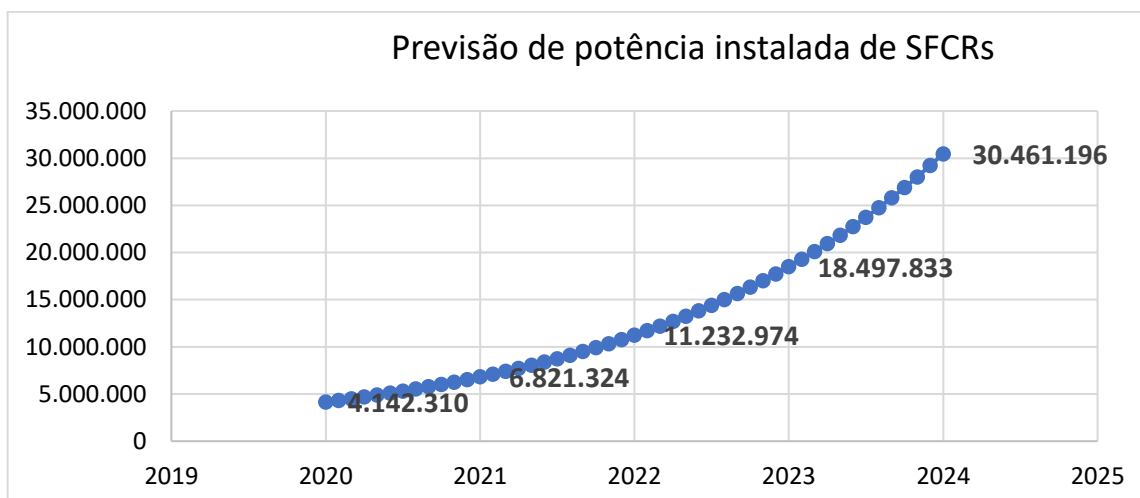
Da mesma forma como realizado para o cálculo da quantidade de conexões, foi feito o levantamento para a potência instalada, adotando o crescimento atual de 49,88%, desta forma temos:

$$P = 2.076.054 \cdot e^{0,4988 \cdot (2024 - 2020)}$$

$$P = 15.266.623,52 \text{ Watts}$$

Em planilha no Microsoft Excel foram calculados os pontos e plotados os valores de cada ano, conforme pode ser visto no gráfico a seguir.

Gráfico 11 – Previsão de potência instalada em SFCR no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor

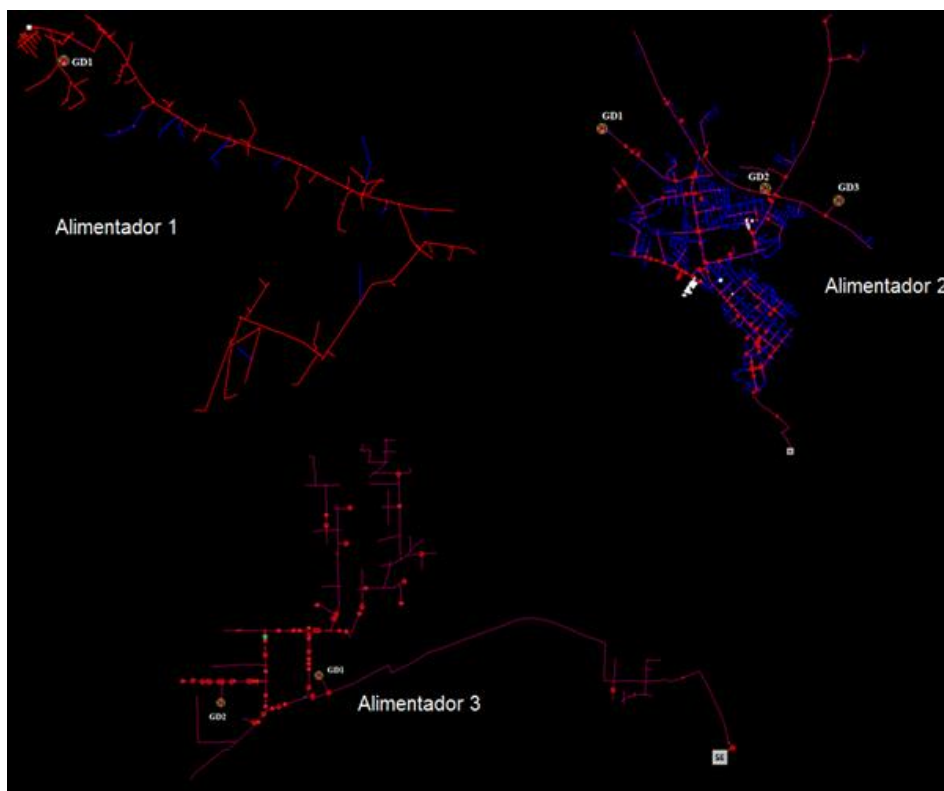
A partir do Gráfico 11, é possível verificar a potência de instalação para os cenários futuros. Desta forma o fator de multiplicação das somas das potências instaladas nas simulações é feito por 1,65 para simulação de cenário no ano de 2021, por 2,71 para simulação de cenário no ano de 2022, por 4,47 para simulação de cenário no ano de 2023 e por 7,35 para simulação de cenário no ano de 2024.

Também podemos perceber que a marca de 5,7 GW que traria mudanças nas taxas de cobrança de energia gerada deve ter sido alcançada em setembro de 2020, desta forma esta estimativa de potência instalada, bem como de número de conexões não se torna muito confiável uma vez que as políticas podem sofrer alterações, mas estas previsões serão mantidas no trabalho para o caso de não alteração, ou ainda a possibilidade de continuar havendo um crescimento contínuo no cenário.

#### 4.4 Análises de Impactos na MT

As simulações com a inserção de GD consideraram os pontos apresentados na Figura 16, que permite uma melhor visualização dos pontos de conexão de GD existentes nos três alimentadores.

Figura 16 – Redes de MT escolhidas no estudo



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 6 estão detalhadas as principais características dos alimentadores.

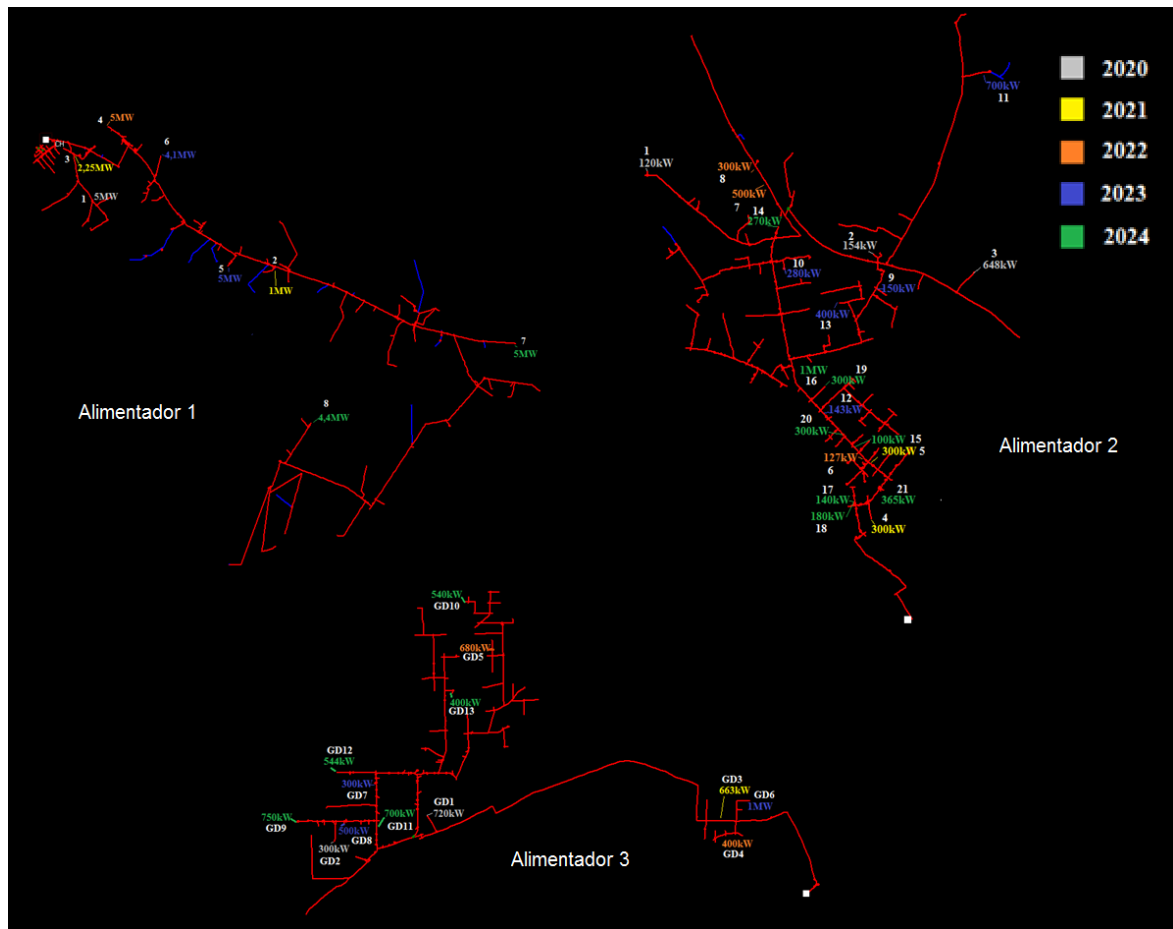
Tabela 6 – Crescimento de GDs adotado para o estudo em MT

Ano	Qtde multiplicada	Potência multiplicada	SFCR Alimentador 1	Geração Alimentador 1 (kW)	SFCR Alimentador 2	Geração Alimentador 2 (kW)	SFCR Alimentador 3	Geração Alimentador 3 (kW)
2020	-		1	5000	3	922	2	1020
2021	1,62	1,65	3	8250	5	1521,3	3	1683
2022	2,62	2,71	4	13550	8	2498,62	5	2763
2023	4,24	4,47	5	22350	13	4121,34	8	4563
2024	6,85	7,35	8	36750	21	6776,7	13	7497

Fonte: Elaborado pelo autor

Já na Figura 17, são apresentadas as potências de GD e seus pontos de conexão ao longo do horizonte de planejamento considerado no estudo.

Figura 17 – Conexões de GD na MT para estudo



Fonte: Elaborado pelo autor

#### 4.4.1 Simulação de impacto na MT – Alimentador 1

No circuito escolhido todos os trechos bifásicos e monofásicos não apresentam minigeradores, pelo fato de que a UC necessita de potência disponibilizada maior ou igual a potência de geração e possuir tarifa grupo A, sendo assim, todas as UCs são trifásicas, bem como sua geração.

As correntes máximas e mínimas registradas por medições no alimentador tendo como base o último ano, foram de respectivamente 114 e 40 Ampères, sendo elas utilizadas na função “Correção de Demanda – MT” para corrigir a demanda de todo o alimentador para as simulações.

Figura 18 – Correção de Demanda – MT

Intervalo	Imax(A)	Fase
0 às 7 h	20,36	E
7 às 19 h	36,57	E
19 às 21 h	43,91	E
21 às 24 h	33,54	E

Fonte: Elaborada pelo autor

Conforme Figura 18, a demanda foi ajustada para responder a corrente máxima de 114 Amperes, verificando a diferença entre tensão máxima e tensão mínima no ponto de conexão.

Tabela 7 – Diferenças de tensão com demanda máxima no Alimentador 1

Sem GD		Com GD		Diferença de tensão	
Vmin(pu)	Vmax(pu)	Vmin(pu)	Vmax(pu)	Dif Vmin	Dif Vmáx
0,989	0,989	1,041	1,041	5,20%	5,20%

Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se na Tabela 7, que a variação de tensão ultrapassa em 0,2% da variação máxima recomendada pela IEEE, porém, para as normas brasileiras (ABNT) os valores máximos e mínimos de tensão não ultrapassam os limites.

Com a demanda do alimentador corrigida para a demanda mínima, e corrente do alimentador igual a 40 Ampères, são realizados os mesmos passos para o caso de maior demanda.

Tabela 8 – Diferenças de tensão com demanda mínima no Alimentador 1

Sem GD		Com GD		Diferença de tensão	
Vmin(pu)	Vmax(pu)	Vmin(pu)	Vmax(pu)	Dif Vmin	Dif Vmáx
0,996	0,996	1,048	1,048	5,20%	5,20%

Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se na Tabela 8, que a variação de tensão para a demanda mais baixa também ultrapassa em 0,2% o recomendado pela IEEE, valores máximos e mínimos de tensão não ultrapassam os limites, sendo estas tensões levemente mais elevadas que na demanda máxima.

Em seguida, verifica-se a corrente de curto-circuito trifásico no ponto de conexão da usina. Segue abaixo o cálculo do fator de curto circuito trifásico de acordo à IEEE, utilizando as equações 1, 2, 3 e 4:

$$I_{ger} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 23,1} = 124,96 \text{ A}$$

$$S_{icc3\phi} = 23,1 \cdot 2667 \cdot \sqrt{3} = 67337 \text{ kVA}$$

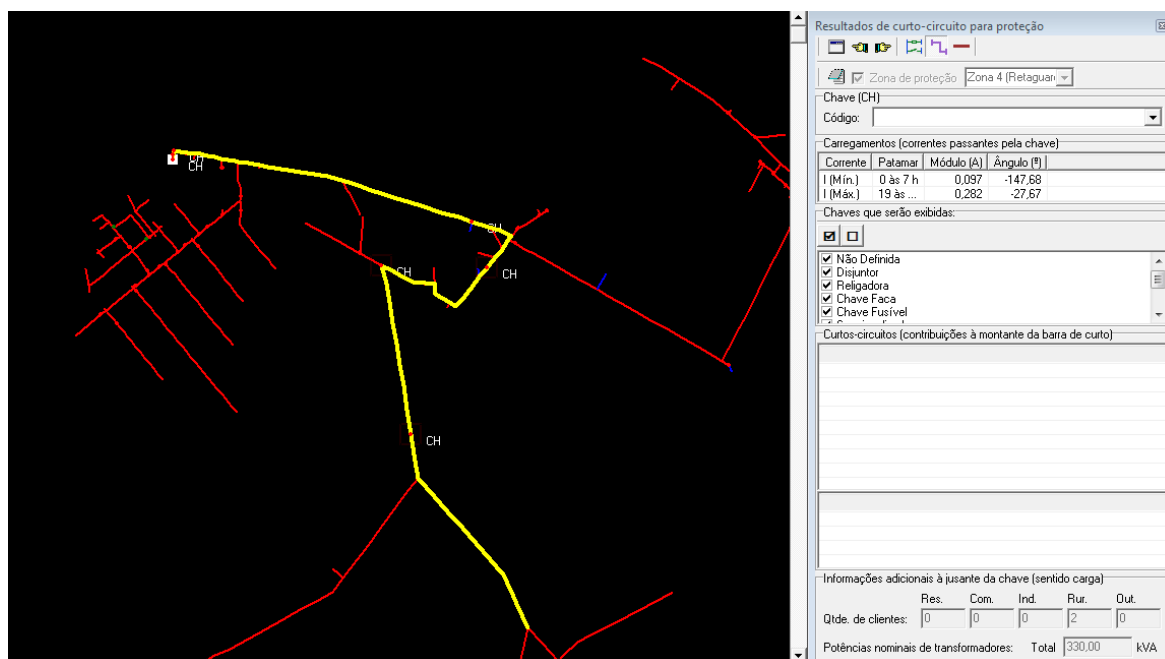
$$S_{ger} = \frac{5000}{1} = 5000 \text{ kVA}$$

$$Fator = \frac{5000}{67337}$$

$$Fator = 7,42 \%$$

O fator calculado ficou abaixo dos 10% recomendados pela IEEE. A fim de se verificar se os minigeradores no circuito, prejudicam os ajustes de proteção do circuito, é utilizado a ferramenta “Curto-Circuito para Proteção” do Interplan. A partir desta função o software apresenta todos os equipamentos de proteção no caminho da usina até o relé da saída da Subestação, com isto pode-se visualizar as suas características de operação e verificar se as alterações de corrente elétrica causam perturbações significantes, para as medidas de proteção adotadas no alimentador.

Figura 19 – Visualização da proteção à montante no Alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se na Figura 19 que desde o caminho da geração até o alimentador existem apenas chaves do tipo faca, as chaves faca apresentam corrente nominal de 100 Ampères para o ramo em que a geração está conectada, além disso, a partir dos relatórios tabulares exportados do Interplan, nenhuma chave apresenta uma corrente nominal abaixo da corrente máxima suportada pelas chaves. Na Tabela 9 temos a corrente elétrica nominal do equipamento ( $I_{nom}$ ), a corrente elétrica máxima e mínima no ponto ( $I_{max}$  e  $I_{min}$ ), o tipo de cabo conectado no equipamento, a sua corrente elétrica admitida ( $I_{adm}$ ) e o número de consumidores a jusante do equipamento.

Tabela 9 – Equipamentos de proteção à montante do gerador no Alimentador 1

Tipo	$I_{nom}$ (A)	$I_{max}$ (A)	$I_{min}$ (A)	Cabo	$I_{adm}$ (A)	Consumidores a jusante
Disjuntor	400	112	50,4	-	788	2048
Chave faca	100	1,75	0,91	3S04	116	7
Chave faca	100	1,87	0,96	3S04	116	13
Chave faca	100	63,32	32,54	3S1/0	202	165
Chave faca	630	112	50,4	3S1/0	202	2048

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para os casos estudados no primeiro alimentador escolhido, são multiplicados os fatores apresentados no capítulo 4.2, fazendo os devidos arredondamentos. Desta



forma verificam-se quais as alterações apresentadas para cada ano separando em análises diferentes.

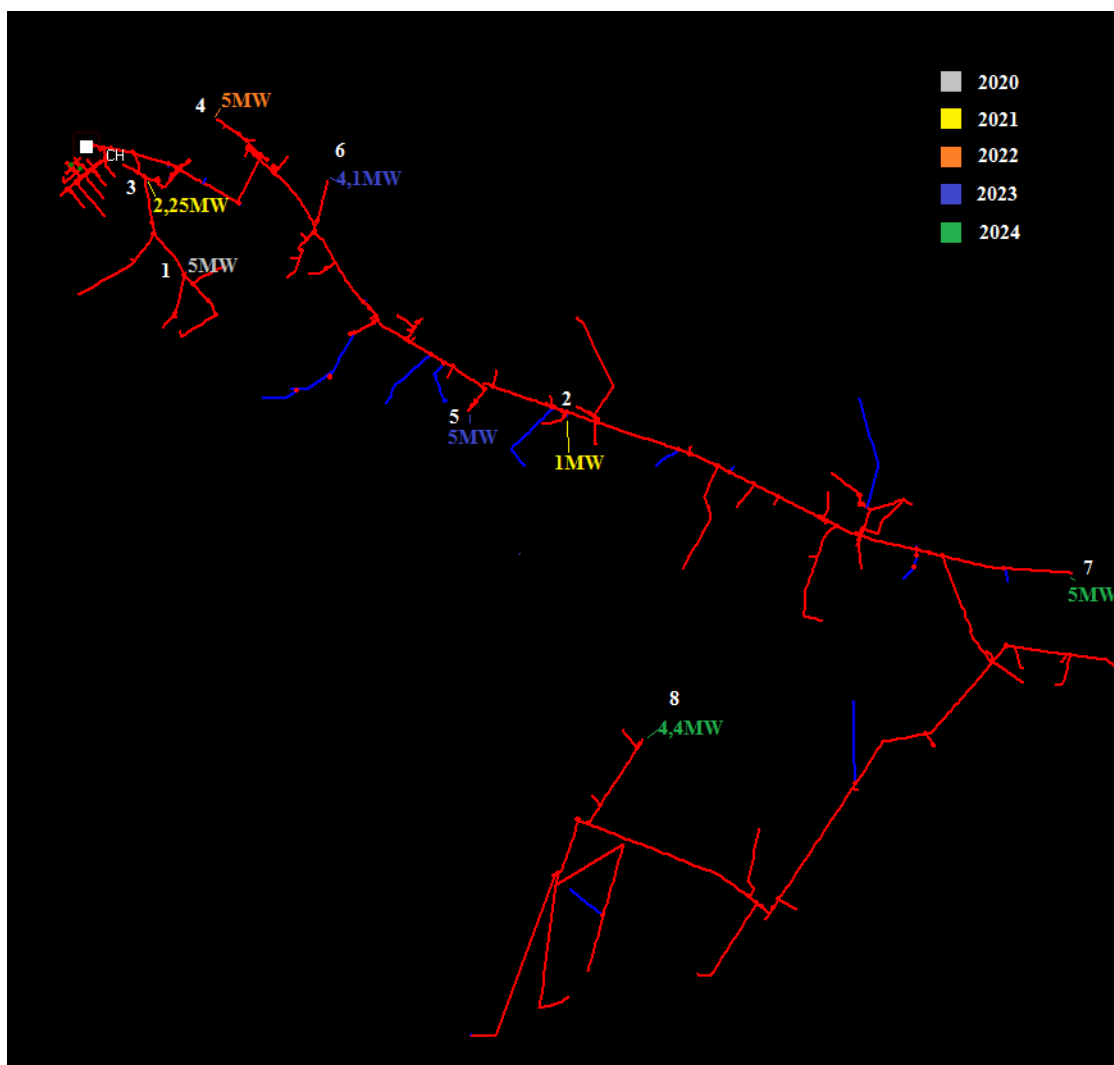
Tabela 10 – Quantidade de GDs e potências - 1º Alimentador escolhido

Ano	Multiplicação de Qtde	Multiplicação de Potência	Qtde de SFCR	Pot total de SFCR
2020	-		1	5000
2021	1,62	1,65	3	8250
2022	2,62	2,71	4	13550
2023	4,24	4,47	5	22350
2024	6,85	7,35	8	36750

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os números de quantidade de minigeradores foram arredondados para cima e acrescidos de mais uma unidade, de modo que a potência distribuída não ultrapassasse 5 MW de potência de geração, uma vez que este é o limite para uma usina possa ser enquadrada como Microgeração Distribuída, conforme Tabela 10. A escolha do ponto de conexão para os minigeradores foi baseada nas características mais comuns da concessionária de energia que foi utilizada no estudo, onde a maioria das conexões de minigeração são conectadas próximas ao alimentador, principalmente em casos onde a geração possui potências mais altas, pois se tratando de um local destinado somente para geração, normalmente se busca por conexões em pontos ótimos do alimentador. As características de ligações de minigeradores, geralmente com potências abaixo de 300 kW ocorrem em locais diferentes do alimentador, podendo estar localizado inclusive nos finais de rede. Devido à dificuldade de critério de local de escolha, os locais escolhidos tiveram base nos locais do alimentador em que existem microgeradores com maior potência de geração e que tenham a mesma classe de consumo que as predominantes na minigeração. A escolha do ponto e potência de usina de 1 MW se deve a uma consulta de acesso que houve neste ponto. Na Figura 29, segue ilustração dos locais escolhidos para inserção das minigerações simuladas no alimentador, tendo o ano de inserção separados por cores.

Figura 20 – Pontos de conexão para os SFCR simulados no Alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11 – Dados das GDs conectadas no estudo do 1º Alimentador escolhido

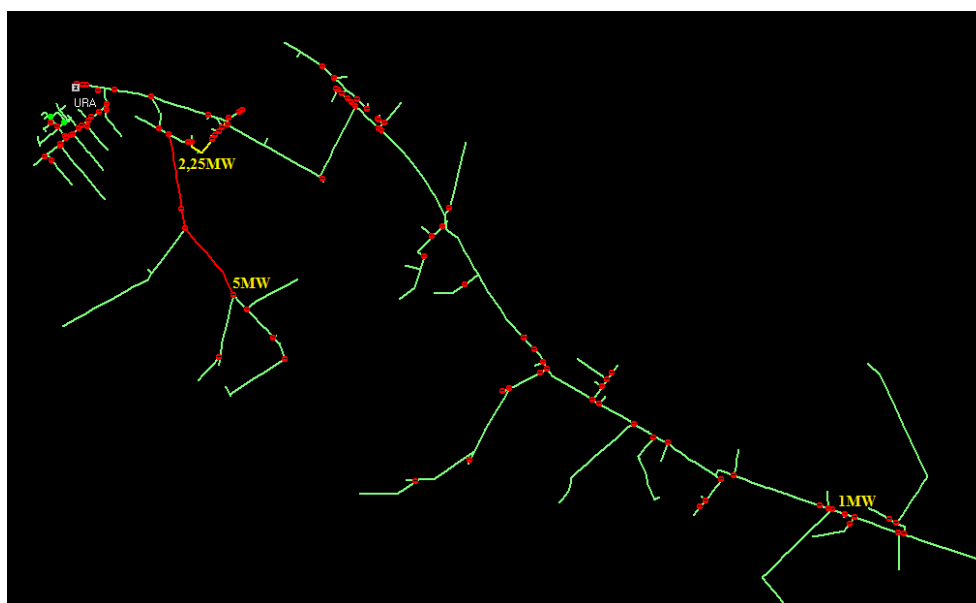
Nº	Ano de ligação	Potência (kW)	Classe de Consumo	Demanda Contratada	Potência Transformador	Carga Instalada (kW)
GD1	2020	5000	Comercial	5000	5000	-
GD2	2021	1000	Industrial	1080	1250	1080
GD3	2021	2250	Comercial	2250	2250	336
GD4	2022	5000	Comercial	5000	5000	-
GD5	2023	4100	Comercial	4500	4500	33,81
GD6	2023	5000	Comercial	5000	5000	-
GD7	2024	5000	Comercial	5000	5000	-
GD8	2024	5000	Comercial	5000	5000	-
GD9	2024	4400	Comercial	4500	4500	137

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 11 nomeia cada um dos geradores apresentados na figura acima, apresentando as características da usina e da UC à qual ela está conectada, embora aparente ser uma difícil realidade o fato de haver muitas conexões de minigeradores com potências de 5 MW, já existem projetos sendo analisados para conexões desta forma, onde com o apoio governamental, empresas investem em geração como consórcio, dividindo os créditos entre várias UCs.

A ferramenta de fluxo de potência do Interplan apresenta uma visão gráfica da rede apontando os trechos em que possa haver níveis de tensão precários ou críticos, onde a cor verde indica trechos que estão com tensão dentro dos padrões, a cor amarela indica que a tensão é precária e a cor vermelha indica que a tensão é crítica. Na Figura 21, temos o fluxo de potência para o caso de menor demanda, onde apresenta uma sobretensão localizada próxima à GD1.

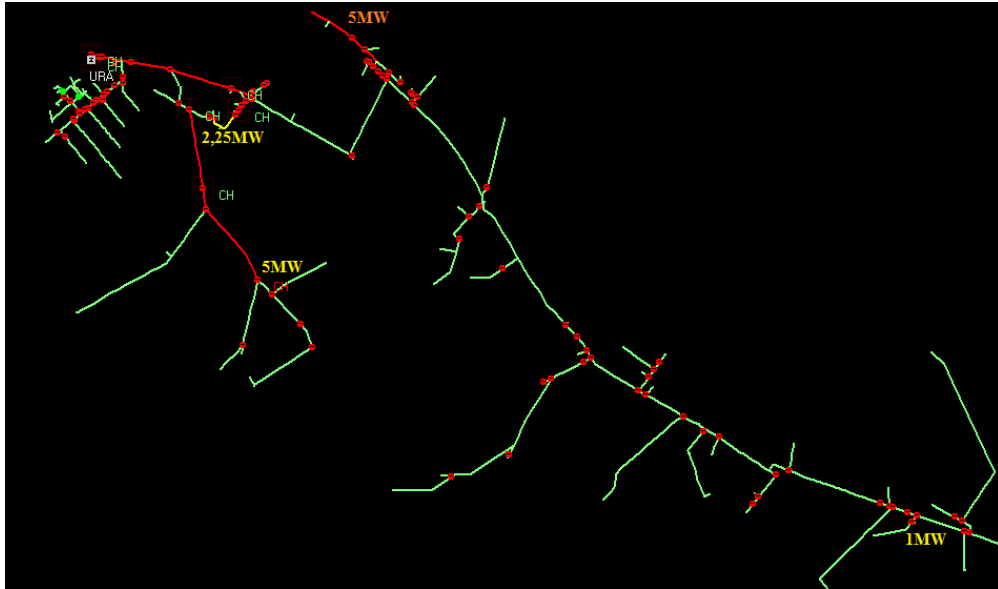
Figura 21 – Visualização do fluxo de potência do Alimentador 1 em 2021



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 22, todo o trecho em vermelho apresenta sobretensão na rede de MT, chegando a ultrapassar em 0,5% os níveis de tensão para sobretensão.

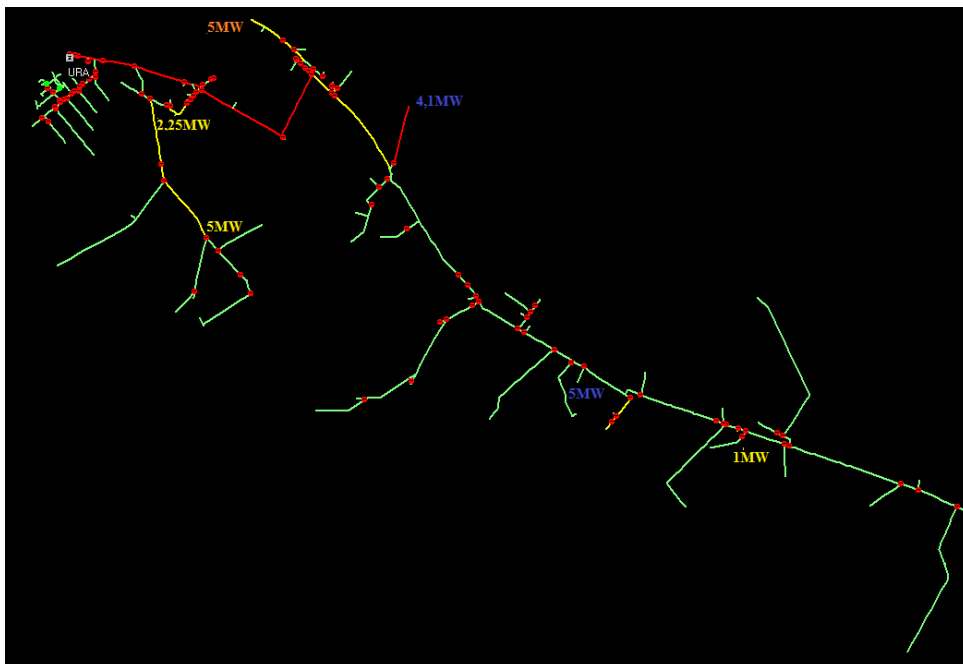
Figura 22 – Visualização do fluxo de potência do Alimentador 1 em 2022



Fonte: Elaborado pelo autor

Os níveis mais altos se encontram próximos às duas minigerações com potência de 5 MW. Neste caso, a sobretensão além de afetar os ramos diretamente conectados nestas grandes usinas, também afetou a troncal do alimentador, conforme Figura 23.

Figura 23 – Visualização do fluxo de potência do Alimentador 1 em 2023



Fonte: Elaborado pelo autor

Para o cenário ilustrado na Figura 23, não há condições para as conexões dos minigeradores previstos para o ano de 2023, exceto em caso de obras de grande porte no alimentador, mesmo havendo uma alteração positiva no trecho onde a primeira usina está conectada, passando de tensão crítica para tensão precária devido à inclusão de novas usinas diminuir o fluxo de corrente nos nós do começo do trecho, outros trechos passaram a apresentar tensões críticas. Por este motivo não são realizadas as simulações para o ano de 2024, caso houvesse a intensão de clientes conectarem nestas situações, ou seriam conectados em outro alimentador, ou seria realizada obra de melhoria em todo o alimentador.

#### 4.4.2 Simulação de impacto na MT –Alimentador 2

No Alimentador 2, dos 21 minigeradores presentes nas simulações, 3 já estão conectados, as características de cada uma das UCs utilizadas para simular os pontos com minigeração seguem na Tabela 12.

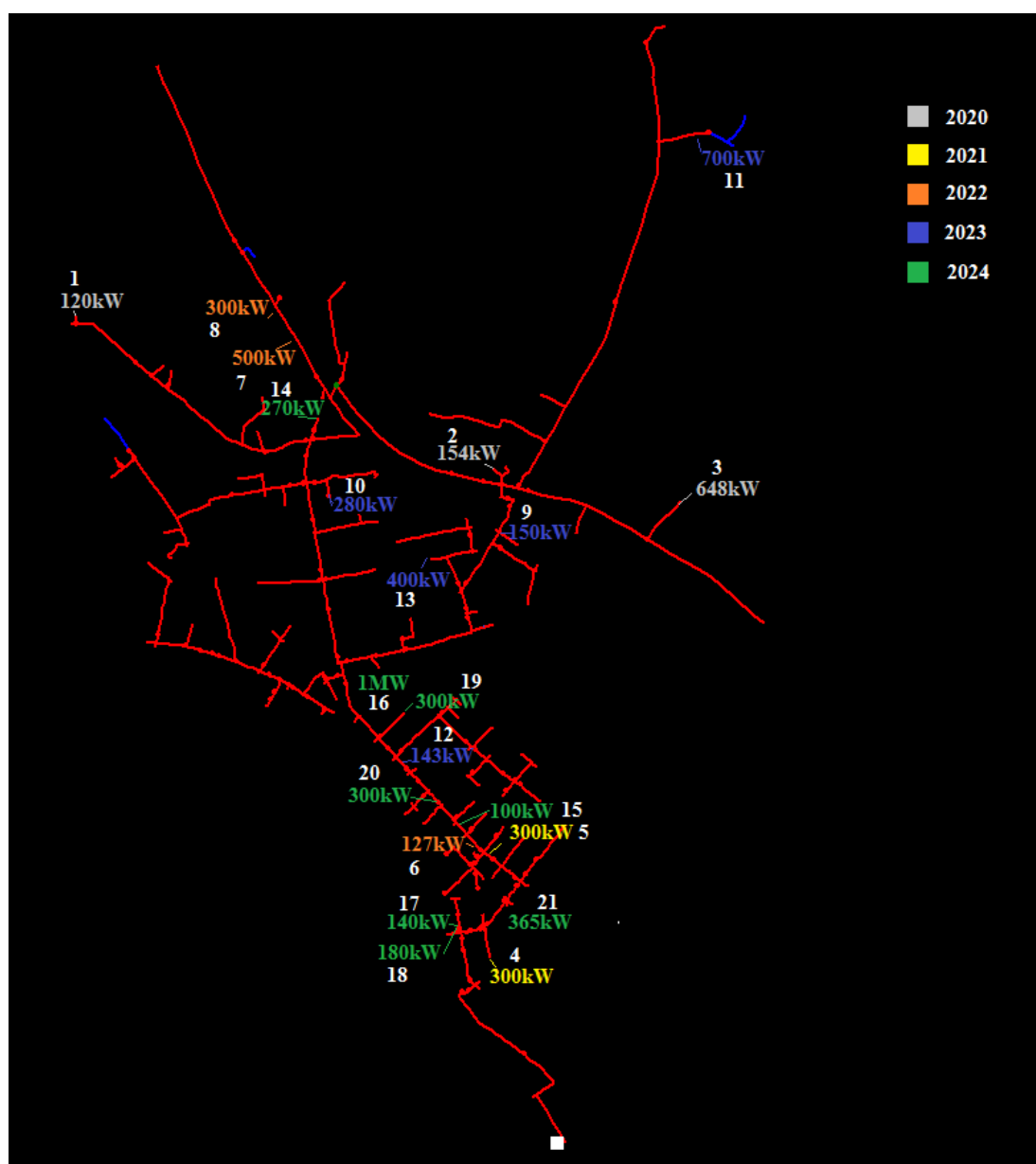
Tabela 12 – Características das GDs a serem simuladas para Alimentador 2

Nº	Ano de ligação	Potência (kW)	Classe de Consumo	Demanda Contratada	Potência Transformador	Carga Instalada(kW)
GD1	2020	120	Industrial	145	225	145
GD2	2020	154	Industrial	250	600	250
GD3	2020	648	Comercial	648	675	960
GD4	2021	300	Comercial	300	300	231
GD5	2021	300	Comercial	300	300	198
GD6	2022	127	Comercial	127	145	97,79
GD7	2022	500	Comercial	500	500	385
GD8	2022	300	Comercial	300	300	120
GD9	2023	150	Comercial	150	150	115,5
GD10	2023	280	Rural Monômia	280	300	215,6
GD11	2023	700	Rural Monômia	700	750	900
GD12	2023	143	Comercial	143	150	110,11
GD13	2023	400	Comercial	400	400	308
GD14	2024	270	Comercial	270	300	207,9
GD15	2024	100	Comercial	100	125	77
GD16	2024	1000	Residencial	1000	1000	46,57
GD17	2024	140	Comercial	140	150	107,8
GD18	2024	180	Comercial	180	200	138,6
GD19	2024	300	Comercial	300	300	249
GD20	2024	300	Comercial	300	300	240
GD21	2024	365	Comercial	365	400	281,05

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 12 apresenta as características das GDs utilizadas no Alimentador 2, quantidade de minigeradores foi arredondada para cima, as potências de geração foram apenas arredondadas para números inteiros. A escolha dos pontos de conexão para os minigeradores foi baseada nos pontos onde existiam clientes potenciais para ligação de uma usina fotovoltaica, foi respeitada a característica de ligações de GD conforme as usinas existentes, que são valores de geração próximos à de carga, diferentemente do primeiro alimentador escolhido onde a usina existente não apresentava carga. Na Figura 24, temos todos os pontos de conexão de GD e as potências escolhidas.

Figura 24 – Pontos de conexão para os SFCR simulados para o Alimentador 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4.3 Simulação de impacto na MT –Alimentador 3

A simulação do terceiro alimentador também está completa no apêndice A, as considerações de forma resumida constam neste capítulo, enquanto o apêndice trás os mesmos detalhes do capítulo 4.4.1. Conforme Tabela 13, para futuras gerações foram escolhidos, pontos de conexões onde já existem pontos de Microgeração.

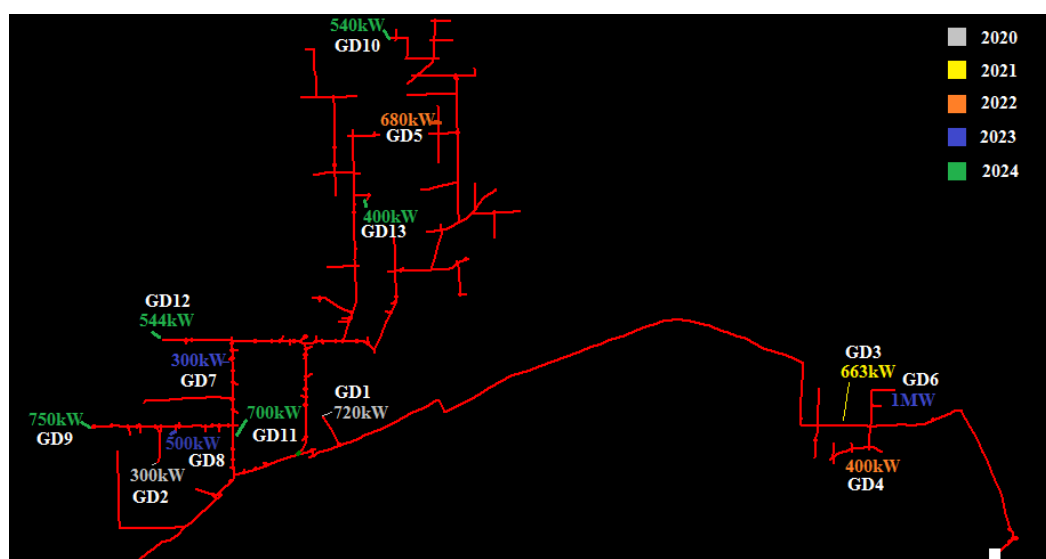
Tabela 13 – Características das GDs a serem simuladas para o Alimentador 3

Nº	Ano de ligação	Potência (kW)	Classe de Consumo	Demanda Contratada	Potência Transformador	Carga Instalada (kW)
GD1	2020	720	Comercial	1300	1000	1300
GD2	2020	300	Industrial	330	300	330
GD3	2021	663	Comercial	750	750	5
GD4	2022	400	Comercial	450	450	23
GD5	2022	680	Industrial	750	750	72,7
GD6	2023	1000	Residencial	1000	1000	14
GD7	2023	300	Industrial	300	300	107
GD8	2023	500	Industrial	500	500	40
GD9	2024	750	Comercial	750	750	854
GD10	2024	540	Industrial	575	575	548
GD11	2024	700	Comercial	700	700	720
GD12	2024	544	Comercial	550	550	648
GD13	2024	400	Comercial	400	400	321

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 25, observa-se a localização dos pontos de conexão de minigeradores bem como, o ano em que será considerado esta conexão, sendo que os resultados das simulações serão apresentados no capítulo 5.

Figura 25 – Pontos de conexão para os SFCR simulados para o Alimentador 3



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.5 Análises de Impactos na BT

Para as análises de impactos de SFCR nas redes de BT é utilizado o software OpenDSS, como mencionado no capítulo 3. A escolha dos circuitos analisados se faz a partir dos critérios das medições de RNT, mostrando assim as medições antes e depois do sistema fotovoltaico instalado e apontando quais foram as ações tomadas para reduzir este problema na rede secundária de distribuição. Os carregamentos são trazidos por curvas de carga e demanda exportadas do GISD.

Através de visualização gráfica do GISD serão apresentados nos estudos a posição geográfica dos circuitos, com a posição dos componentes da rede de BT e MT. Os dados são exportados do GISD e vinculados ao OpenDSS, onde as curvas de carga são registradas em 5 patamares diferentes, neste caso os patamares que serão considerados no estudo serão os patamares dos turnos diurnos correspondentes à manhã e tarde, sendo chamados de patamares 3 e 4, conforme Tabela 14.

Tabela 14 – Patamares de carga no GISD

Nº	Nome	Horário Início	Horário Fim
1	Madrugada	00:15	5:45
2	Manhã	6:00	12:00
3	Tarde	12:15	17:30
4	Ponta	17:45	21:00
5	Noite	21:15	00:00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados são calculados no OpenDSS com o uso da ferramenta OpenDSS Cálculos e exportados para arquivo Excel, onde são tratados para verificação das alterações entre os cenários simulados. Assim como no estudo de geração na MT, são simulados aumentos de número de GDs e potência de acordo com a média de multiplicação apresentada no subcapítulo 4.2, sendo os pontos de acréscimo de geração para estudo baseados em outras GDs existentes em outros circuitos, inclusive a sua distância do transformador, respeitando a distância máxima da rede de BT. Quanto ao carregamento da rede, realiza-se um estudo considerando a carga mais pesada registrada no último ano assim como a mais leve, permitindo a análise dos impactos nestes dois extremos.

A Tabela 15 apresenta as potências de geração para cada ano simulado.



Tabela 15 – Crescimento de GDs adotado para o estudo em BT

Ano	Qtde multiplicada	Potência multiplicada	SFCR Caso 1	Geração Caso 1 (kW)	SFCR Caso 2	Geração Caso 2 (kW)	SFCR Caso 3	Geração Caso 3 (kW)
2020	-		1	13,8	1	28,56	1	28,56
2021	1,62	1,65	2	22,77	3	47,12	3	47,12
2022	2,62	2,71	3	37,4	4	77,4	4	77,4
2023	4,24	4,47	5	61,68	5	127,66	5	127,66
2024	6,85	7,35	8	101,43	8	209,92	8	209,92

Fonte: Elaborado pelo autor

Enquanto na Tabela 15 são apresentadas as potências de GD, os seus pontos de conexão ao longo do horizonte de planejamento considerado no estudo, podem ser verificados na Figura 26.

Figura 26 – Conexões de GD na BT para estudo



Fonte: Elaborado pelo autor

Embora a quantidade inicial de GD e o multiplicador de quantidade seja o mesmo, devido ao fato de que algumas UCs não tenham potência disponibilizada suficiente para suprir as potências desejadas para as simulações, o número de GDs foi aumentado.

#### 4.5.1 Simulação de impacto na BT – Caso 1

Neste primeiro caso escolhido o problema de nível de tensão verificado pela concessionária foi de sobretensão, sendo que a primeira reclamação ocorreu antes da instalação do sistema fotovoltaico, sendo a medida tomada, foi diminuir um tap do transformador, acarretando caso haja sobretensão devido a GD, a existência de mais um tap para baixar a tensão no secundário; com a regularização, o problema de tensão foi resolvido. Na Figura 27, temos os níveis de tensão antes da instalação e depois da instalação da GD.

Figura 27 – Medições de MUG no ponto de conexão da GD – caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os limites para DRP e DRC determinados pelo PRODIST são de respectivamente 3% e 0,5%. Na primeira medição o DRP foi de 10,12 e o DRC foi de

0,69. Na segunda medição o DRP foi de 0,40 e o DRC foi zero, fazendo com que a medição esteja adequada.

Para os cenários simulados foram verificados os cenários de carga leve e pesada nos patamares 2 e 3, acrescentando as GDs ano a ano e extraíndo os valores do OpenDSS para planilha no Excel. Na Tabela 16, segue os pontos utilizados na simulação, fases em que as GDs estão conectadas e sua potência, vale ressaltar que para as GDs abaixo de 10 kW foram simuladas GDs monofásicas, uma vez que são os tipos de SFCR mais vistos em campo.

Tabela 16 – GDs utilizadas nas simulações 1º caso

Nº	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Potência (kW)</b>	13,8	8,97	14,63	15	9,28	20	7,25	12,5
<b>Fases</b>	ABC	A	ABC	ABC	A	ABC	ABC	ABC

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados são apresentados ano a ano, sendo as medições separadas em: tensão, corrente, potência ativa, fator de potência e desequilíbrio de fases. A fim de apresentar os resultados de forma mais dinâmica e resumida, posteriormente, na apresentação dos resultados, serão considerados os casos de tensão mais alta, uma vez que se sabe que os problemas ocasionados pela GD são comumente a sobretensão, também a corrente mais alta, maior potência ativa, o maior desequilíbrio de tensão e o menor fator de potência para cada ponto.

#### 4.5.2 Simulação de impacto na BT – Caso 2

Neste segundo caso o problema de nível de tensão verificado pela concessionária foi de subtensão, ocasionado pelo sobrecarregamento da rede, sendo instalado de um novo transformador na rede. Na primeira medição apresentadas na Figura 28, os problemas de nível de tensão são já com GD no circuito, conectado ao transformador anterior que também é de 75 kW, e a segunda medição apresenta o novo circuito onde está conectado o novo transformador.

Figura 28 – Medições de MUG no ponto de conexão da GD – caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na primeira medição o DRP foi de 18,85 e o DRC zero. Na segunda medição o DRP foi de 2,18 e DRC zero, sendo assim uma medição adequada. Conforme simulação do caso 1, segue Tabela 17 com a relação de quantidades e potência de geração.

Tabela 17 – GDs utilizadas nas simulações 2º caso

Nº	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Potência (kW)</b>	28,56	18,56	30,28	13,86	12,50	5,00	13,20	5,70
<b>Fases</b>	ABC	ABC	ABC	B	C	B	C	C
Nº	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Potência (kW)</b>	8,20	7,50	10,00	7,50	12,70	10,36	12,80	13,20
<b>Fases</b>	C	A	A	A	C	C	C	C

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.5.3 Simulação de impacto na BT – Caso 3

No caso 3, a reclamação de nível de tensão no local foi por subtensão, o que não aponta que a GD não foi o motivo da RNT, os problemas não foram solucionados com o reaperto dos bornes do medidor no momento da medição instantânea; na Figura 29, temos as medidas de tensão registradas pelo MUG.

Figura 29 – Medições de MUG no ponto de conexão da GD – caso 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Na primeira medição o DRC foi 0,20 e o DRP 15,38. No circuito do caso 3, percebeu-se que havia problema de aterramento, onde ocasionava além de um desequilíbrio de fases, afundamentos de tensão, beirando a tensão crítica para subtensão. Após a regularização no circuito, com todos os aterramentos da rede refeitos, a nova medição de RNT não apresentou tensões fora dos limites em nenhum momento, resultando em DRC e DRP iguais à zero. Na Tabela 18 seguem os pontos utilizados na simulação.

Tabela 18 – GDs utilizadas nas simulações 3º caso

Nº	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Potência (kW)</b>	18	11,70	19,08	16,68	15,00	25,00	12,00	14,84
<b>Fases</b>	ABC	ABC	ABC	ABC	ABC	ABC	ABC	ABC

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesse capítulo serão apresentadas as análises dos dados obtidos nas simulações realizadas nos circuitos selecionados, sendo 3 alimentadores na análise de MT e 3 circuitos na análise de BT.

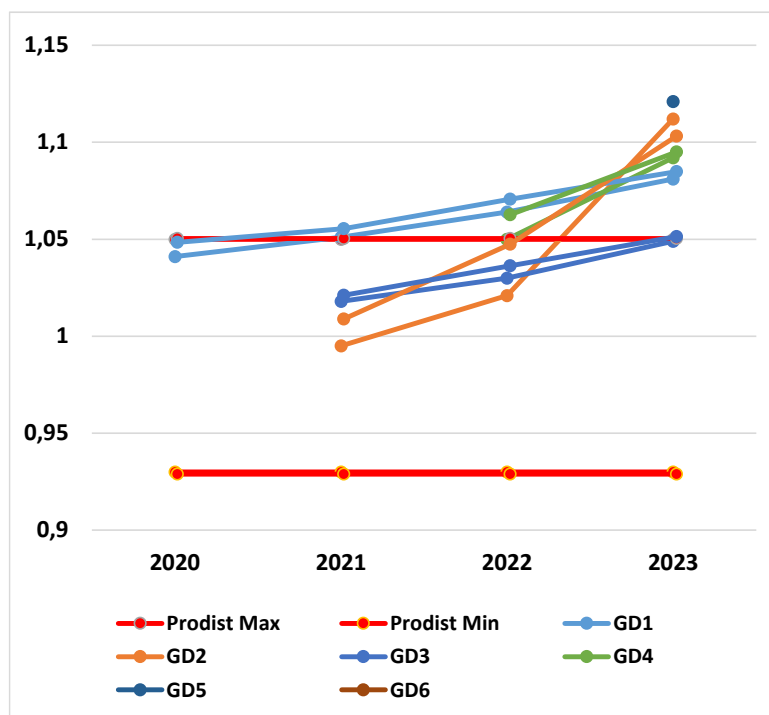
### 5.1 Resultados nos alimentadores de MT

#### 5.1.1 Níveis de Tensão no Alimentador 1

São verificados os níveis de tensão de cada ponto de conexão dos acessantes utilizados neste estudo, sendo observados na janela de um ano, para o pior caso, com o carregamento máximo e mínimo dentro do horário de geração, utilizando o patamar das 7 às 19 horas.

Tendo as simulações realizadas e as medidas de tensões realizadas, pode-se verificar no gráfico 12 o crescimento visualizado para os pontos de conexão no alimentador estudado para o horizonte simulado.

Gráfico 12 – Evolução dos níveis de tensão com GD no Alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor

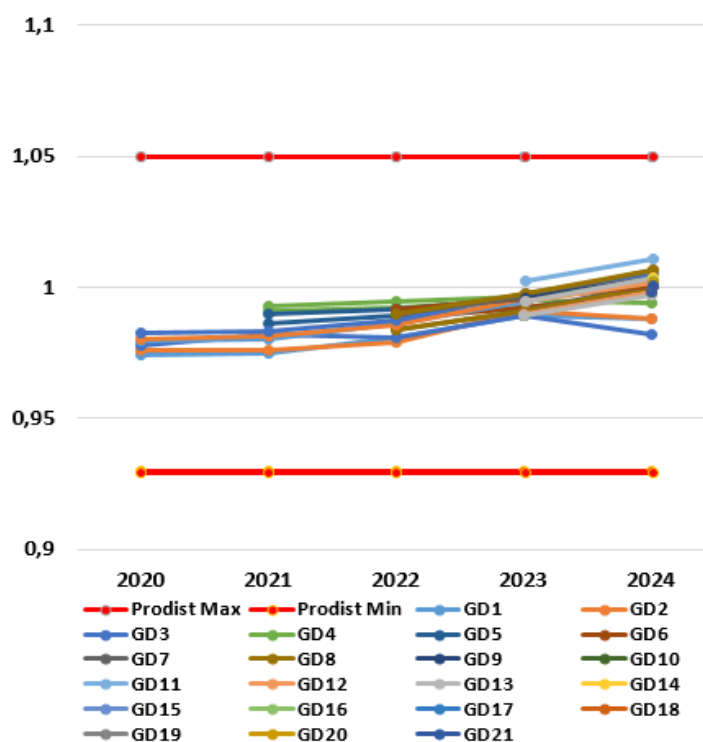
Com este gráfico percebe-se que há um aumento significativo de tensão nos pontos de conexão das usinas. Com a adição das GDs 2 e 3 no alimentador houve um aumento da diferença de tensão no ponto da GD1, apresentando sobretensão no período de geração máxima com o máximo de carregamento. Para a simulação do ano de 2022 há a adição de mais uma usina conectada a outro ramo do alimentador, onde não houve um aumento de tensão tão significativo. Com a adição da quarta GD na rede todos os pontos de conexão apresentaram variações maiores de tensão, as maiores usinas inclusive, que não apresentam carga no ponto de conexão, apresentaram as maiores variações, na GD2 que apresentava seus valores dentro dos parâmetros, também houve transgressões nos níveis de tensão.

Para o ano de 2023 com a inclusão de mais 3 usinas de respectivamente 5 MW, 5MW e 4,1MW, os níveis de tensão de todas as GDs ficam acima dos limites estabelecidos pela IEEE, para carga no seu menor patamar verifica-se que a sobretensão se torna ainda mais problemática. Para o ponto de conexão da GD5 pela ausência de cargas na derivação de MT há uma elevação ainda maior de tensão quando a demanda do circuito se apresenta nas condições de menor carga do ano, com os dados apresentados nas GDs de número 5 e 6, a conexão das mesmas não pode ser permitida sem obras na rede, de forma a melhorar as condições de conexão e sem prejudicar as demais presentes no mesmo alimentador, outra alternativa nestes casos é considerar a instalação destas usinas em outro alimentador próximo, caso apresente um número pequeno ou nulo de conexões de minigeradores. Entende-se que o cenário proposto para o ano de 2024 não é possível de ser realizado e não necessita assim de uma simulação, tendo em vista que o cenário de 2023 já demonstra que o alimentador não suporta o ingresso de mais pontos de geração.

### 5.1.2 Níveis de Tensão no Alimentador 2

Tendo as simulações realizadas e as medidas de tensões realizadas, o gráfico 13 mostra o crescimento visualizado para os pontos de conexão no alimentador estudado para um horizonte de 4 anos futuros.

Gráfico 13 – Evolução dos níveis de tensão com GD no Alimentador 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Como o alimentador é robusto e atende muitos clientes, ligado também ao fato de que as minigerações neste cenário são muito menos impactantes, uma vez que o ponto de conexão apresenta geração e carga no mesmo ponto, e a geração é pequena comparado às GDs no Alimentador 1, percebe-se que os níveis de tensão no ano de 2021 pouco mudaram.

As medições do ano de 2022 apresentaram um leve aumento da tensão que ainda continua abaixo de 1 pu, pode-se afirmar que a potência de GD no alimentador ainda é pequena para trazer sobretensão para o circuito, estando ainda ao ponto de suprir a demanda da rede em questão.

No ano de 2023 devido à previsão de um crescimento exponencial de novas conexões de GD no Brasil, e com mais 5 GDs no alimentador estudado, sendo as potências destes sistemas são de 150 kW, 280 kW, 700 kW, 143 kW e 400 kW de geração, começam a subir os níveis de tensão de forma a se perceber com maior notoriedade a diferença entre tensão máxima e mínima no circuito, devido a situação inicial com tensões baixas, as tensões em 2023 continuam 100% dentro dos limites do PRODIST.

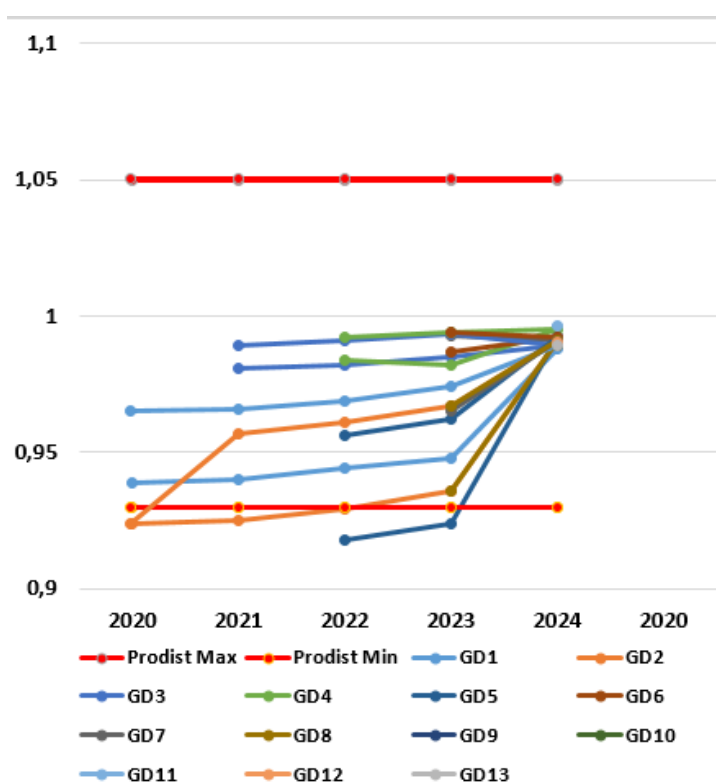


A última simulação do ano de 2014 chega a um total de 21 minigerações no alimentador, totalizando 6,777 MW de geração. Percebe-se que no cenário de 2024 todo o alimentador apresenta tensões ideais com GD, houveram mais de 1 pu de tensão apenas nos pontos, nas GDs 7 e 11, para a GD7 ocorre que há a GD8 logo ao lado aumentando a energia injetada, quanto à GD11 se trata de uma usina com maior potência de geração, sendo de 700 kW, além de se situar em um final de alimentador, onde há menor densidade de carga, mesmo assim os níveis de tensão são ótimos.

### 5.1.3 Níveis de Tensão no Alimentador 3

Tendo as simulações realizadas e as medidas de tensões realizadas, o gráfico 14 mostra o crescimento visualizado para os pontos de conexão no alimentador estudado para um horizonte de 4 anos.

Gráfico 14 – Evolução dos níveis de tensão com GD no Alimentador 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Para o ano de 2021 é simulado que mais 1 usina de 663 kW entra em operação no alimentador, esta conexão comete em um caso de transgressão de limite mínimo

de tensão, com e sem geração para o caso de demanda máxima e ocorrendo na GD2, nos demais pontos a tensão está dentro dos limites.

Simulando o ano de 2022 percebe-se em sua análise que conforme esperado, em uma rede de MT com tensão de 13,8 kV, as alterações de tensões são muito mais bruscas, na demanda máxima o ponto da GD2 continua precário, e o ponto de conexão da GD5 quase se encontra em nível crítico na demanda máxima. Mesmo com uma alteração maior de tensão entre as demandas máxima e mínima no circuito, as diferenças entre tensão com e sem geração permanecem baixas.

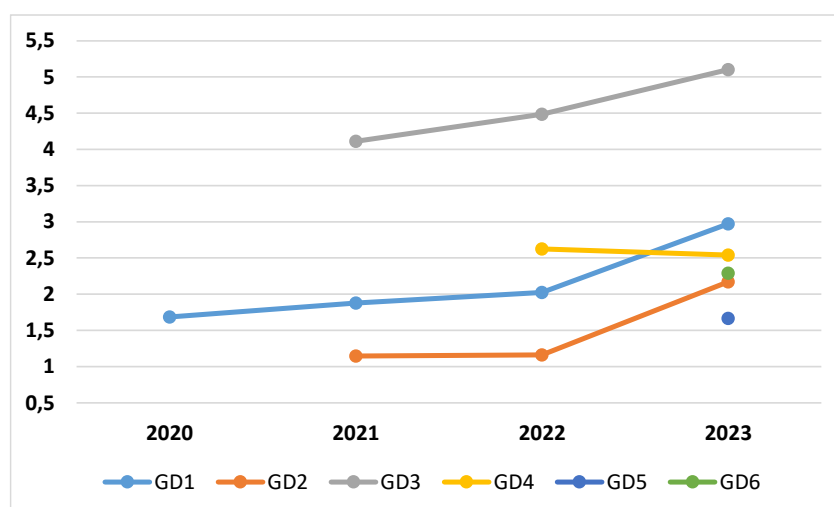
Com o nível de geração na simulação do ano de 2023, percebe-se um pequeno aumento de tensão, mas estas alterações no circuito não foram tão impactantes como as do ano anterior, os pontos das GDs 2 e 5 continuam em subtensão, mas percebemos que os pontos 7 e 8 não estão em subtensão graças à conexão das GDs nestes pontos, neste caso a inclusão de geradores na rede de MT pode ser uma solução para o aumento de carga, que é comprometido trazendo queda dos níveis de tensão.

Percebe-se que no cenário de 2024 todo o alimentador apresenta tensões ideais com GD, neste ponto as GDs apresentam variação muito grande de tensão no ponto de conexão, sendo as GDs de 9 a 13 exigindo melhoria no alimentador para sua conexão.

#### 5.1.4 Níveis de Curto-Circuito no Alimentador 1

Com as correntes de C.C. extraídas da função “curto circuito para proteção” no software Interplan, a potência de curto circuito e o fator foram calculados com a utilização das Equações apresentadas no referencial teórico. Com os dados coletados para cada conexão de minigerador em relação ao nível de curto circuito trifásica na barra onde a UC possui a GD conectada, apresenta-se o gráfico 15 com a evolução destes valores.

Gráfico 15 – Evolução do nível de C.C no Alimentador 1



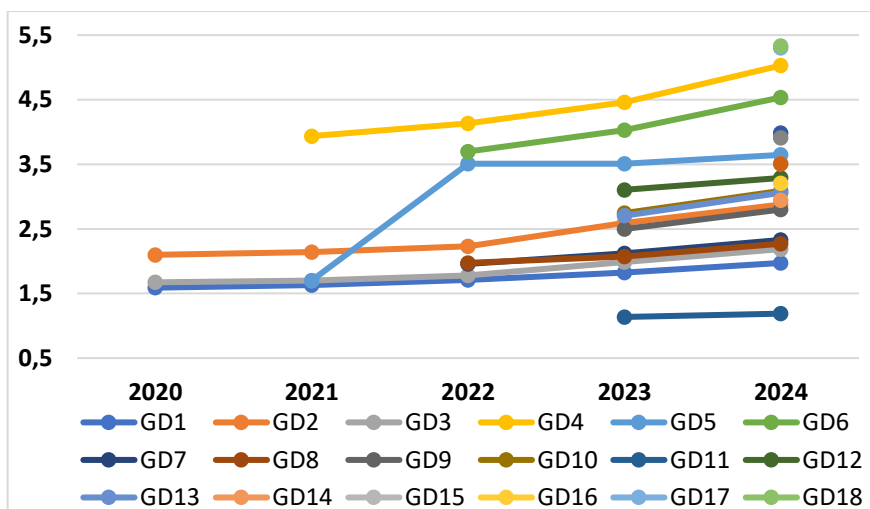
Fonte: Elaborado pelo autor

Dependendo do ponto de conexão da GD, a tendência é de que o nível de corrente de curto-circuito trifásica aumente. Estes valores tendem a aumentar uma vez que mais uma fonte entra em paralelo com o circuito fornecendo uma tensão maior no ponto, e o curto-circuito tende a ser mais alto. Uma vez que o fator entre a potência de geração pelo curto circuito trifásico não ultrapassou de 10%, não há qualquer preocupação, uma vez que também a cada acréscimo de GD no sistema esta porcentagem cai, sendo apenas preocupante em casos onde há pouca geração no alimentador, o curto-circuito trifásico é baixo e a potência de geração é muito alta.

#### 5.1.5 Níveis de Curto-Circuito no Alimentador 2

Para o alimentador 2 espera-se níveis de curto de circuito ainda mais baixos, uma vez que as usinas conectadas possuem uma potência menor, veremos se neste caso a corrente de curto circuito fica mais alta também com o ingresso de outras usinas. O Gráfico 16 apresenta a evolução destes níveis para o Alimentador 2.

Gráfico 16 – Evolução do nível de C.C no Alimentador 2



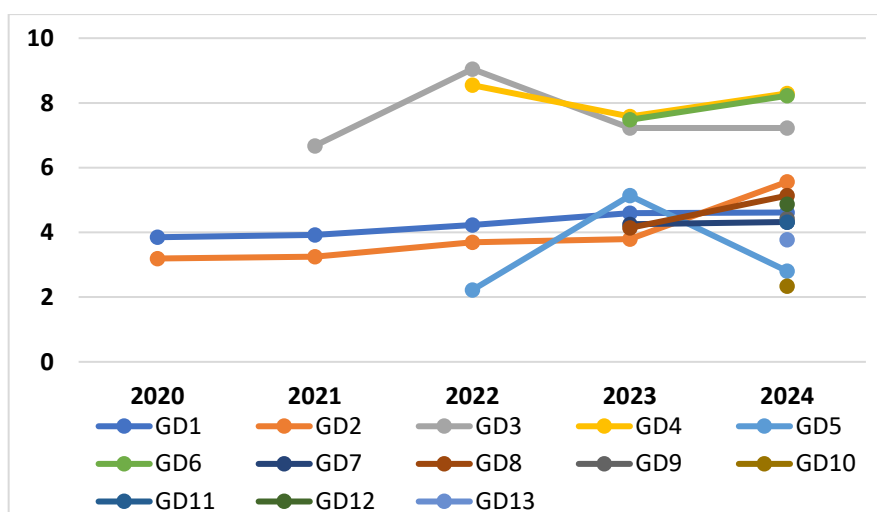
Fonte: Elaborado pelo autor

Assim como na simulação do Alimentador 1, verifica-se um aumento na corrente de curto-circuito para todas as GDs do alimentador ao se conectar novas GDs, neste alimentador se acentua um pouco mais este aumento pois temos uma quantidade maior de usinas.

#### 5.1.6 Níveis de Curto-Circuito no Alimentador 3

Aqui pretende-se verificar se o comportamento para a tensão de 13,8 kV, apresenta maiores preocupações. Com os dados adquiridos percebe-se que o nível de curto-circuito é muito mais alto para este Alimentador, o que acarreta um fator muito reduzido, não sendo um problema preocupante para conexões de novos geradores. Com os dados coletados pode-se verificar a evolução no Gráfico 17.

Gráfico 17 – Evolução do nível de C.C no Alimentador 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Percebe-se que dependendo do ponto de conexão no alimentador o nível de curto-circuito pode cair muito mais facilmente que nos outros Alimentadores, mas sua tendência é aumentar, mas com uma variação menor.

#### 5.1.7 Sistema de proteção no Alimentador 1

Neste tópico serão mostrados os resultados da análise dos equipamentos de proteção à montante de todos os geradores, verificando se o nível de corrente injetada no alimentador afeta de alguma forma as proteções do circuito. Conforme os testes realizados para 2020, será considerado apenas o caso de maior demanda, uma vez que se mostra o cenário que mais apresenta a possibilidade de causar problemas para a proteção adotada no circuito. Assim a função “curto circuito para proteção” é feita nos trechos onde antes não havia GD, e são exportados os dados necessários para todos os equipamentos de proteção envolvidos. A partir da identificação e exportação dos dados das chaves presentes no alimentador foram levantados os dados das chaves à montante das GDs. Por fim é verificado os equipamentos à montante dos geradores, agora acrescentando os equipamentos de proteção do trecho que alimenta as barras até a GD4. Os testes realizados utilizam os casos de maior demanda e seus resultados podem ser vistos na Tabela 19.

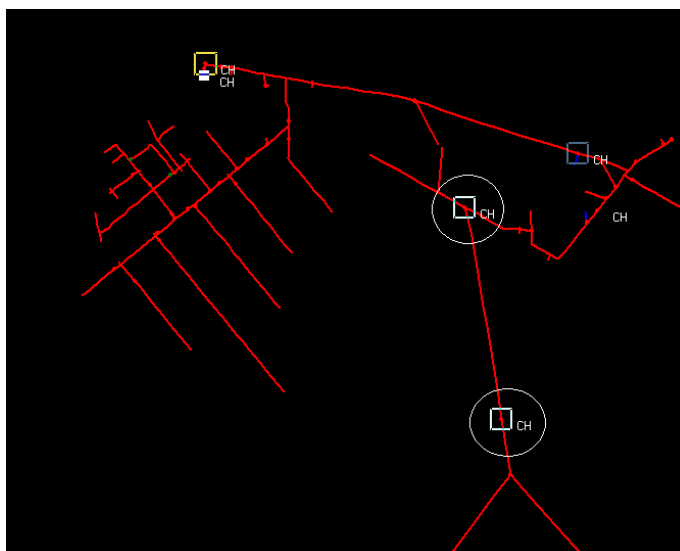
Tabela 19 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 1 (2020)

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Cabo	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante
Disjuntor	400	137,35	38,78	-	788	2048
Chave faca	630	137,35	38,78	3S1/0	202	2048
Chave faca	100	156,54	24,99	3S1/0	202	165
Chave faca	630	37,69	17,62	3S1/0	202	130
Chave faca	300	169,42	2,19	3S1/0	202	30
Chave faca	630	37,01	17,55	3S1/0	202	102
<b>Chave faca</b>	<b>100</b>	<b>117,28</b>	<b>0,74</b>	<b>3S04</b>	<b>116</b>	<b>13</b>
Chave faca	630	28,18	9,42	3S1/0	202	99
<b>Chave faca</b>	<b>100</b>	<b>117,36</b>	<b>0,71</b>	<b>3S04</b>	<b>116</b>	<b>7</b>
Chave faca	630	27,84	9,23	3S1/0	202	95
Chave faca	100	0,5	0,17	3S04	116	2
Chave faca	630	21,14	8,85	3S1/0	202	67
Chave faca	100	0,16	0,05	3S04	116	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 30 apresenta as duas chaves tipo faca com potência nominal de 100 Ampères necessitam de substituição devido à sobrecorrente no circuito provocada pela inclusão das usinas. Além da substituição das chaves facas também se faz necessário um recondutoramento de todo o trecho.

Figura 30 – Chaves afetadas no Alimentador 1 (2021)



Fonte: Software Interplan.

Incluindo a GD 4, há um novo caminho percorrido, como o alimentador é protegido apenas por chaves do tipo faca, é possível verificar na Tabela 20 a inclusão de várias destas chaves.

Tabela 20 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 1 (2021)

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Configuração	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante
Disjuntor	400	217,54	16,52	-	788	2048
Chave faca	630	217,54	16,52	3S1/0	202	2048
<b>Chave faca</b>	<b>100</b>	<b>245,45</b>	<b>4,9</b>	<b>3S1/0</b>	<b>202</b>	<b>165</b>
Chave faca	300	167,47	1,59	3S1/0	202	30
Chave faca	630	81,1	2,21	3S1/0	202	130
<b>Chave faca</b>	<b>100</b>	<b>117,04</b>	<b>0,3</b>	<b>3S04</b>	<b>116</b>	<b>13</b>
Chave faca	630	81,13	2,18	3S1/0	202	102
<b>Chave faca</b>	<b>100</b>	<b>117,09</b>	<b>0,29</b>	<b>3S04</b>	<b>116</b>	<b>7</b>
Chave faca	630	24,97	1,56	3S1/0	202	99
Chave faca	100	110,44	0,2	3S04	116	15
Chave faca	100	0,35	0,18	3S04	116	2
Chave faca	630	24,71	1,44	3S1/0	202	95
Chave faca	630	14,6	0,78	3S1/0	202	67
Chave faca	100	0,17	0,03	3S04	116	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na figura 31 observa-se que três chaves tipo faca com potência nominal de 100 Ampères necessitam de substituição devido à sobrecorrente no circuito provocada pela inclusão das usinas, bem como alteração de todos os condutores do trecho.

Figura 31 – Chaves afetadas no Alimentador 1 (2022)



Fonte: Software Interplan.

Por fim verificamos os equipamentos à montante dos geradores, acrescentando as chaves das derivações onde estão as GDs adicionadas na simulação para o ano de 2023, que podem ser verificados na Tabela 21.

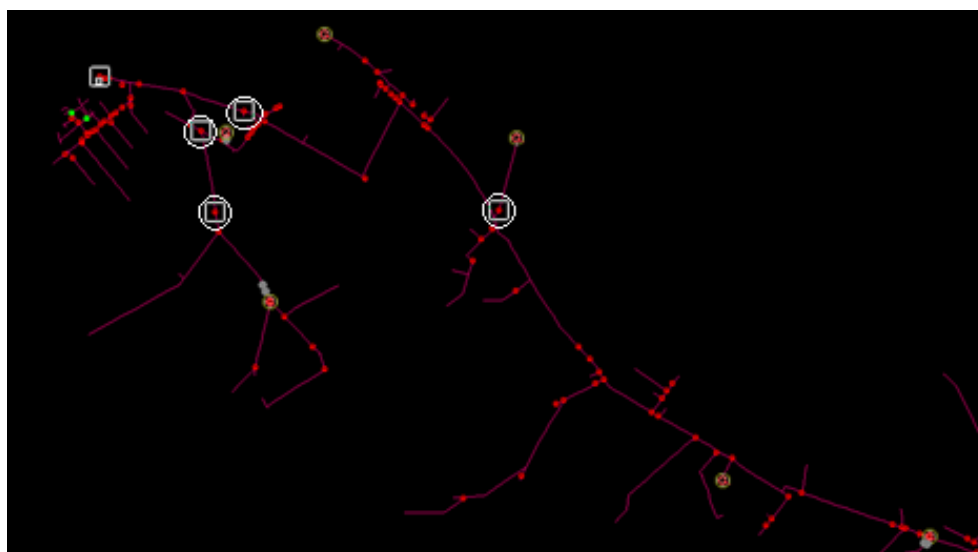
Tabela 21 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 1 (2022)

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Configuração	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante
Disjuntor	400	406,67	60,23	-	788	2048
Chave faca	630	406,67	60,23	3S1/0	202	2048
<b>Chave faca</b>	<b>100</b>	<b>436,8</b>	<b>38,95</b>	<b>3S1/0</b>	<b>202</b>	<b>165</b>
Chave faca	630	276,98	34,3	3S1/0	202	130
Chave faca	300	162,91	3,38	3S1/0	202	30
<b>Chave faca</b>	<b>630</b>	<b>277,07</b>	<b>34,27</b>	<b>3S1/0</b>	<b>202</b>	<b>102</b>
Chave faca	100	113,74	1,14	3S04	116	13
Chave faca	100	107,87	3,92	3S04	116	15
Chave faca	630	178,27	26,17	3S1/0	202	99
Chave faca	100	113,86	1,09	3S04	116	7
<b>Chave faca</b>	<b>100</b>	<b>81,95</b>	<b>0</b>	<b>3CAZ_3.09</b>	<b>25</b>	<b>0</b>
Chave faca	630	97,35	25,92	3S1/0	202	95
Chave faca	100	0,78	0,27	3S04	116	2
Chave faca	630	33,5	12,7	3S1/0	202	67
Chave faca	300	110,62	0,63	3S04	116	2
Chave faca	100	0,25	0,08	3S04	116	2
Chave faca	100	110,63	0,62	3S04	116	1
Chave faca	100	0,03	0,01	3S04	116	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apenas uma das chaves facas adicionadas apresentou uma corrente elétrica máxima superior à corrente suportada, sendo necessário a substituição da mesma e realizado recondutoramento da rede. A Figura 32 apresenta as 4 chaves facas que tiveram sua corrente nominal ultrapassada e necessitam de substituição, bem como dos condutores conectados a elas em todo o trecho até a subestação.

Figura 32 – Chaves afetadas no Alimentador 1 (2023)



Fonte: Software Interplan.



## 5.1.8 Sistema de proteção no Alimentador 2

Em relação às proteções, segue abaixo o relatório das chaves emitido para o ano de 2021 na Tabela 22.

Tabela 22 – Proteção à montante dos geradores em 2021 no Alimentador 2

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Conf	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
Disjuntor	400	210,82	83,35		496	7308	manobra	
Chave Fusível	100	43,65	14,84	3A02	151	1726	100	Kyle
Religador	400	41,6	14,26	3A02	151	1654	manobra	
Religador	630	50,27	23,88	3S1/0	202	1274	159	PEXTRON URPE 7104
Chave Fusível	100	43,62	18,4	3S1/0	202	1001	100	Kyle
Chave Fusível	100	4,4	3,22	3S02	153	150	25	Kyle
Chave Fusível	100	3,04	1,06	3S04	116	6	100	Kyle
Chave Fusível	100	2,84	0,75	3S04	116	1	25	Kyle
Religador	630	27,22	11,26	3S04	116	225	manobra	
Chave Fusível	100	16,54	0,01	3S04	116	1	100	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

No ano de 2021 as GDs conectadas na simulação não apresentaram mudanças nas correntes dos elos fusíveis. Pode-se verificar as alterações na Tabela 23.

Tabela 23 – Proteção à montante dos geradores em 2022 no Alimentador 2

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Conf	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
Disjuntor	400	210,82	83,35		496	7308	manobra	
Chave Fusível	100	43,65	11,69	3A02	151	1726	100	Kyle
Religadora	630	50,27	23,88	3S1/0	202	1274	159	PEXTRON URPE 7104
Religadora	400	41,6	11,07	3A02	151	1654	manobra	
Chave Fusível	100	43,62	18,4	3S1/0	202	1001	100	Kyle
Chave Fusível	100	4,4	3,22	3S02	153	150	25	Kyle
Chave Fusível	100	17,66	1,31	3S04	116	144	100	Kyle
Chave Fusível	100	3,04	1,06	3S04	116	6	25	Kyle
Religadora	630	27,22	11,26	3S04	116	225	manobra	
Chave Fusível	100	2,84	0,75	3S04	116	1	100	Kyle
Chave Fusível	100	16,48	0,01	3S04	116	1	100	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em 2022, verifica-se uma chave fusível que protege as GDs 7 e 8, e é emitido o relatório das chaves do circuito verificando novamente as correntes a fim de verificar se estas poderão desarmar algum fusível. Os níveis de corrente se mostraram muito

abaixo da corrente dos elos fusíveis e não impactam o sistema de proteção. Abaixo vemos as condições para o ano de 2023 na Tabela 24.

Tabela 24 – Proteção à montante dos geradores em 2023 no Alimentador 2

Tipo	Inom (A)	Imax (A)	Imin (A)	Config	Iadm (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
Disjuntor	400	210,82	83,35		496	7308	manobra	
Chave Fusível	100	43,65	11,69	3A02	151	1726	100	Kyle
Religadora	630	50,27	23,88	3S1/0	202	1274	159	PEXTRON URPE 7104
Religadora	400	41,6	11,07	3A02	151	1654	manobra	
Chave Fusível	100	43,62	18,4	3S1/0	202	1001	100	Kyle
Chave Fusível	100	8,12	2,93	3A02	151	211	10	Kyle
Chave Fusível	100	8,4	2,3	3A04	113	416	25	Kyle
Chave Fusível	100	4,4	3,22	3S02	153	150	25	Kyle
Chave Fusível	100	17,66	1,31	3S04	116	144	100	Kyle
Chave Fusível	100	3,04	1,06	3S04	116	6	25	Kyle
Religadora	630	27,22	11,26	3S04	116	225	manobra	
Chave Fusível	100	2,84	0,75	3S04	116	1	100	Kyle
Chave Fusível	100	16,48	0,01	3S04	116	1	100	Kyle
Chave Fusível	100	0,15	0	3CAZ_11.9	35	5	10	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os níveis de curto circuito subiram consideravelmente, nenhum equipamento é afetado pelas correntes máximas, mas as faixas operam em zonas mais rápidas dos elos fusíveis, o único caso que chama a atenção é a chave fusível que protege o cliente com a GD10, com sua corrente máxima chegando em 8,12 Ampères, ficando 1,88 Ampères abaixo do nível de corrente que poderia prejudicar o funcionamento da proteção neste trecho. Temos na Tabela 25 as características dos equipamentos de proteção para o último ano de simulação.

Tabela 25 – Proteção à montante dos geradores em 2024 no Alimentador 2

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Config	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
Disjuntor	400	210,82	56,22		496	7308		
Chave Fusível	100	6,46	0,98	3S1/0	202	83	15	Kyle
Chave Fusível	100	0,92	0,3	3E+70	310	36	6	Kyle
Chave Fusível	100	43,65	14,44	3A02	151	1726	100	Kyle
Religadora	400	41,6	14,26	3A02	151	1654	manobra	
Religadora	630	50,27	15,22	3S1/0	202	1274	159	PEXTRON URPE 7104
Chave Fusível	100	43,62	12,26	3S1/0	202	1001	100	Kyle
Chave Fusível	100	6,29	0,29	3A02	151	15	10	Kyle
Chave Fusível	100	17,39	1,31	3S04	116	144	100	Kyle
Chave Fusível	100	4,32	1,79	3A02	151	1	6	Kyle
Chave Fusível	100	8,4	2,3	3A04	113	416	25	Kyle
Chave Fusível	100	0,47	0,1	3A02	151	28	10	Kyle
Chave Fusível	100	3,05	1,06	3S04	116	6	100	Kyle
Chave Fusível	100	5,67	0,75	3S04	116	1	100	Kyle
Religadora	630	27,22	11,29	3S04	116	225	manobra	
Chave Fusível	100	16,26	0,01	3S04	116	1	25	Kyle
Chave Fusível	100	0,15	0	3CAZ_11.9	35	5	10	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os níveis de corrente que circulam nas chaves fusíveis se apresentaram estáveis, não houve nenhum prejuízo com as GDs que resultaram em rompimento de elo fusível, deixando intacta as parametrizações de proteção por parte de gerações para os próximos 4 anos.

#### 5.1.9 Sistema de proteção no Alimentador 3

Para o alimentador 3 ocorreram dois casos onde haveria o rompimento de elos fusíveis. A Tabela 26 apresenta as relações analisadas pelo Interplan.

Tabela 26 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 3 (2021)

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Cabo	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
Disjuntor	400	506,35	284,4		575	3206		
Religadora	630	473,95	258,27		575	2635		
Chave Fusível	100	32,08	0	3A02	151	0	40	Kyle
Chave Fusível	100	2,1	0,44	3A04	113	1	10	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quando a corrente do trecho ultrapassa a faixa de corrente nominal do fusível, este desarma sem que seja necessário ocorrer uma falta no sistema de distribuição, neste caso o fusível deve ser substituído por um fusível de classe maior, o que pode incorrer em alterar o sistema de proteção do trecho. A Tabela 27 apresenta os mesmos equipamentos no ano de 2022

Tabela 27 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 3 (2022)

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Cabo	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
Religadora	630	473,76	258,27		575	2635		
Disjuntor	400	495,29	284,4		575	3206		
Chave Fusível	100	32,05	0	3A02	151	0	40	Kyle
Chave Fusível	100	2,1	0,44	3A04	113	1	10	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o ano de 2022 não há transgressões. A Tabela 28 aponta os resultados para o ano de 2023, que conta com mais 2 chaves à montante dos geradores, sendo uma chave religadora e uma chave fusível.

Tabela 28 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 2 (2023)

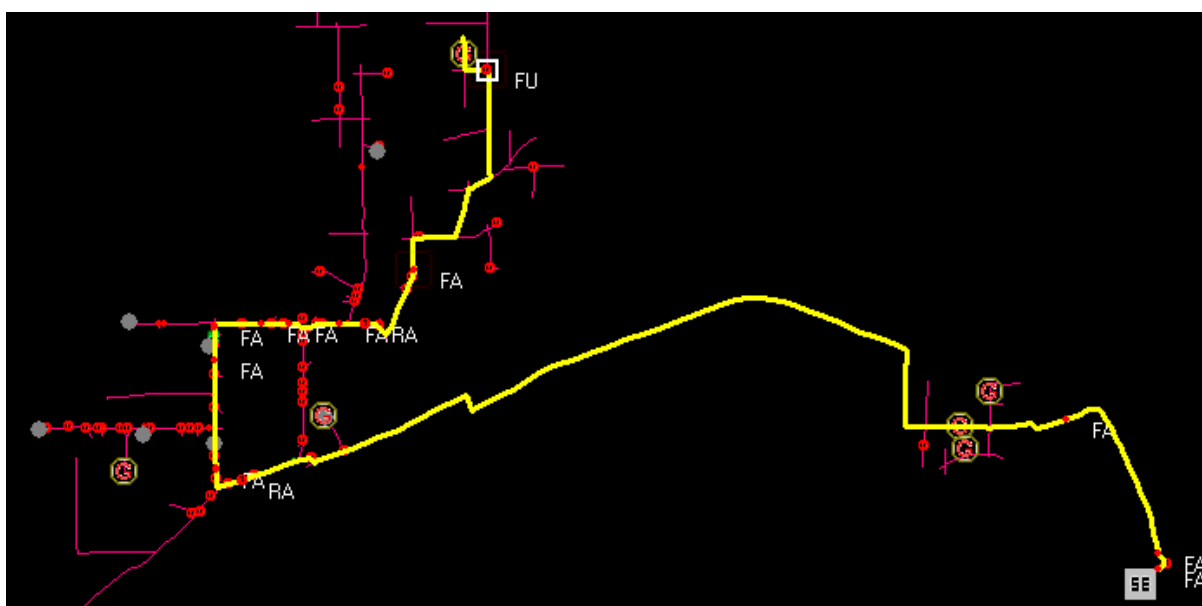
Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Cabo	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
Religadora	630	443,19	258,27		575	2635		
Religadora	630	134,92	47,27	3A4/0	313	1399		
Disjuntor	400	495,29	284,4		575	3206		
Chave Fusível	100	31,93	0	3A02	151	0	40	Kyle
Chave Fusível	100	2,11	0,44	3A04	113	1	10	Kyle
Chave Fusível	100	22,34	5,35	3A02	151	256	15	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o caso do ano de 2023 há uma transgressão de corrente que faz com que a proteção à jusante do trecho onde está localizado o ponto de conexão da GD5 seja desarmado sem necessariamente ocorrer um curto-circuito no local, para este caso não há necessidade de alteração do estudo de proteção do alimentador, uma vez que

há um religador à montante da chave fusível, e o mesmo coordena com um fusível 25K, que deverá ser instalado no lugar do fusível 10K. A figura 33 apresenta o ponto da rede e destaca a chave fusível que deverá ser substituída com a inserção da GD5 no alimentador.

Figura 33 – Chave que necessita de alteração no cenário de 2023



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 29 apresenta os resultados para a última simulação, a fim de verificar se mais algum equipamento de proteção será prejudicado pela adição das GDs.

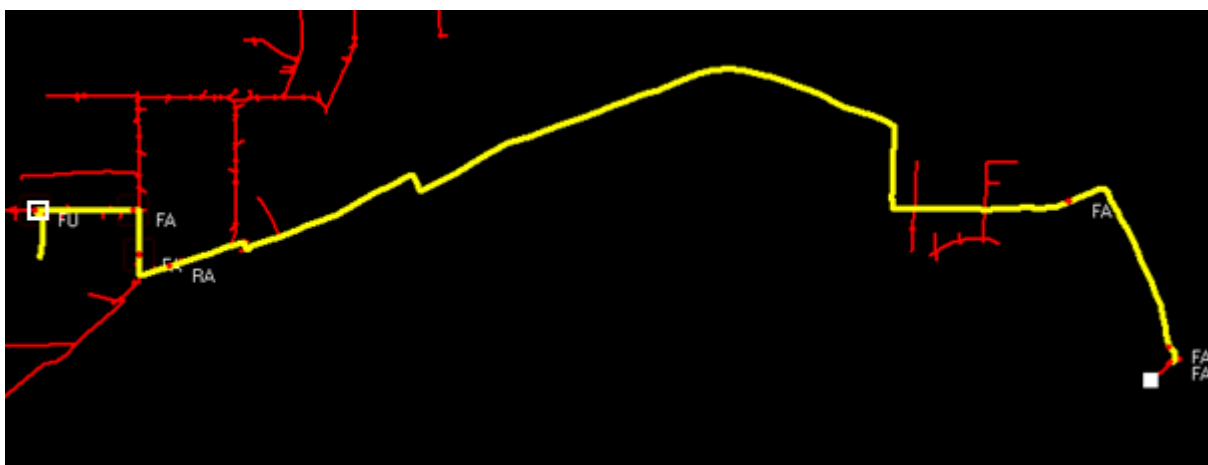
Tabela 29 – Proteção à montante dos geradores no Alimentador 2 (2023)

Tipo	Inom (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	Configuração	I <sub>adm</sub> (A)	Consumidores a jusante	Elo/Ajuste	Curva
	Religador	630	0			310		
Religadora	630	488,1	258,27		575	2635		
Religadora	630	134,92	47,27	3A4/0	313	1399		
Disjuntor	400	550,73	284,4		575	3206		
Chave Fusível	300	24,31	6,05	3A02	151	292	15	Kyle
Chave Fusível	100	0	0	3A02	151	0	40	Kyle
Chave Fusível	100	4,62	1,76	3A02	151	6	15	Kyle
Chave Fusível	100	14,34	0,44	3A04	113	1	10	Kyle
Chave Fusível	100	20,97	5,35	3A02	151	256	15	Kyle

Fonte: Elaborado pelo autor.

Desta vez a chave fusível à montante da GD2 tem a corrente elevada a ponto de desarmar o elo fusível, neste caso a fusível 10K deverá ser substituída por uma 15K no mínimo, ou 25K. A Figura 34 apresenta o caminho a montante do gerador até a subestação, onde há destaque para a chave fusível a ser substituída. Assim como no caso anterior, a chave fusível possui um Religador à montante que coordena com a chave fusível, não sendo necessário alterar o estudo de proteção feito para o circuito.

Figura 34 – Chave que necessita de alteração no cenário de 2024

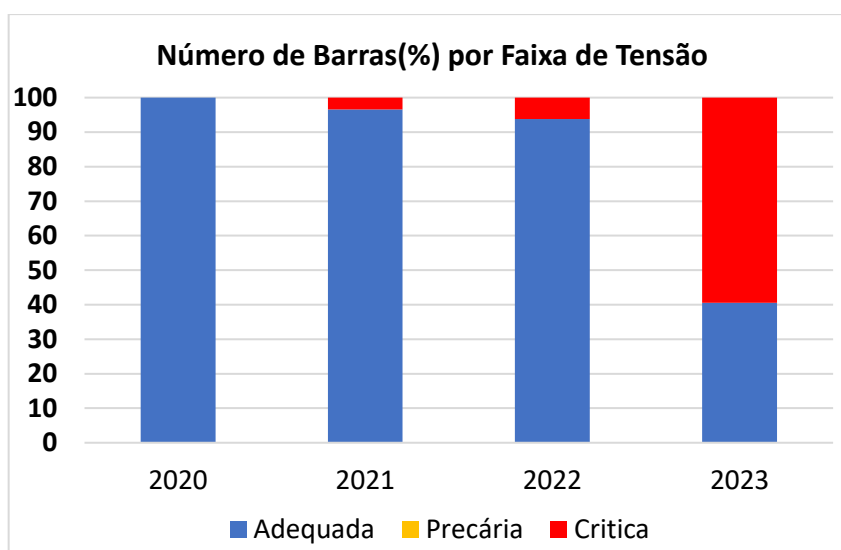


Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 5.1.10 Considerações finais para o Alimentador 1

Por fim para encerrar as análises ano a ano, verifica-se as principais mudanças no sistema com e sem GD a partir das ferramentas de análise do Interplan. O Gráfico 18 apresenta a porcentagem de barras dos circuitos de MT do Alimentador 1 por faixas de tensão, sendo elas, Adequada, Precária e Crítica.

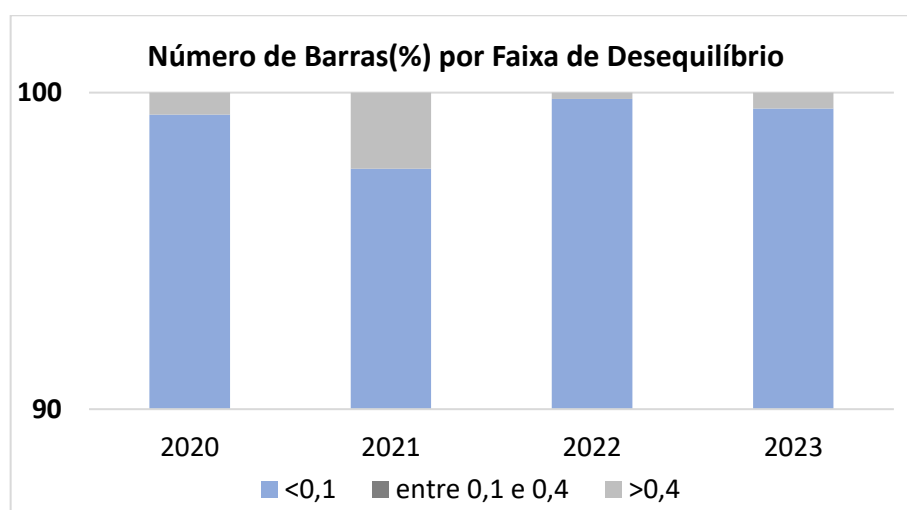
Gráfico 18 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Através do gráfico acima podemos ter uma noção melhor do quanto o cenário simulado para 2023 é grave, sendo o mais aconselhável a não conexão das minigerações neste alimentador caso fossem solicitadas, conforme já descrito neste capítulo. O Gráfico 19 apresenta a faixa em porcentagem por desequilíbrio de tensão nos circuitos de MT do Alimentador 2.

Gráfico 19 – Porcentagem de barras por faixa de Desequilíbrio no Alimentador 1



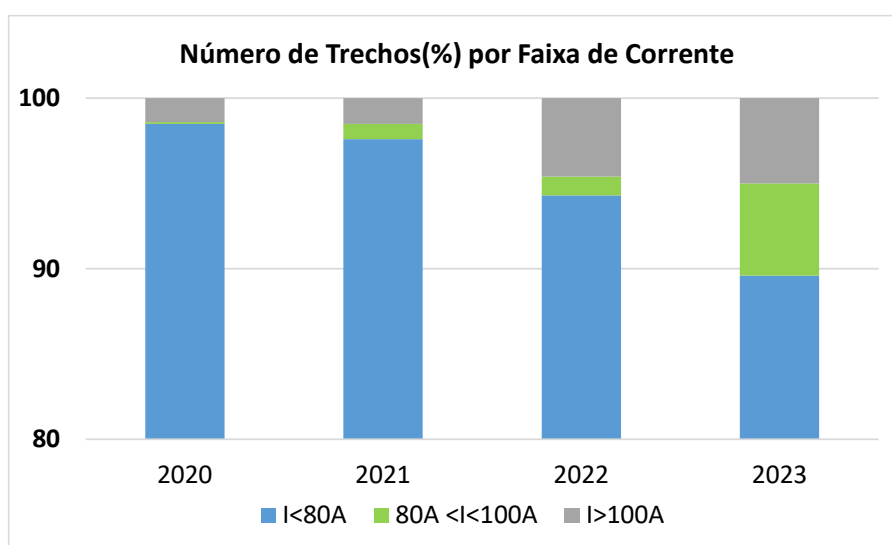
Fonte: Elaborado pelo autor

Embora geralmente uma geração fotovoltaica trifásica ajude a equilibrar as fases próximo ao ponto de geração, na simulação de 2021 a geração prejudicou ainda

mais o equilíbrio de fases, sendo corrigido em 2022, mostrando que estes equilíbrios de fases dependem muito da região do alimentador onde a GD está conectada.

O Gráfico 20 mostra o aumento de corrente elétrica proporcionado pelo acréscimo de geração no alimentador, onde mais da metade do alimentador muda de faixa de corrente ao final das simulações, mostrando que o ingresso de usinas de grande potência onde não há carga de consumo traz um aumento considerável nos níveis de corrente no Alimentador.

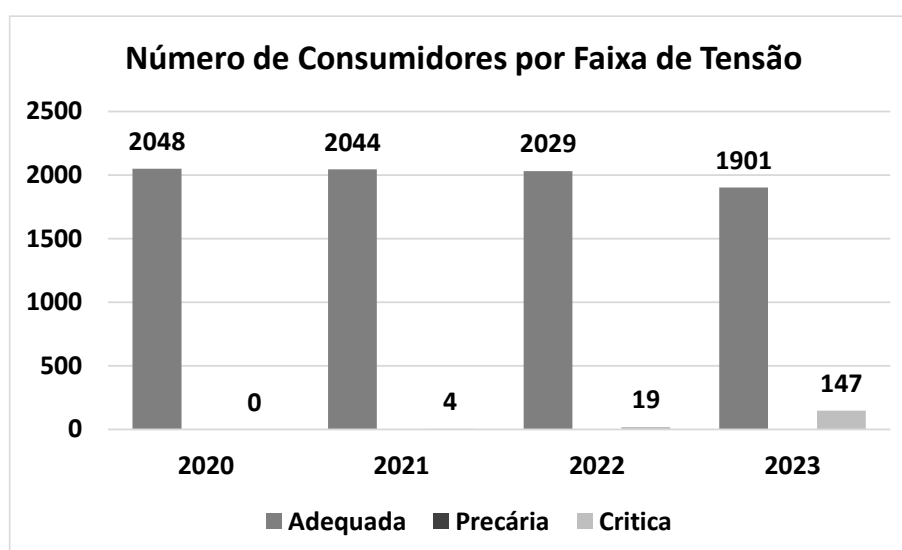
Gráfico 20 – Níveis de Corrente elétrica no Alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, o Gráfico 21 traz o número de consumidores finais por faixa de tensão.

Gráfico 21 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor



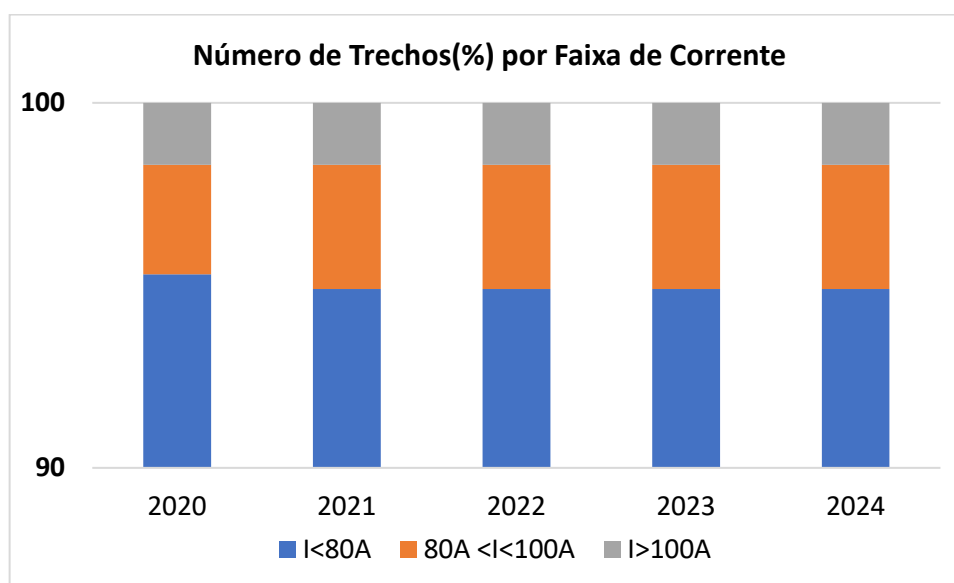
Importante salientar que para esta faixa de tensão não existe tensão precária para sobrecorrente no PRODIST, por este motivo os valores estão zerados, então as faixas de tensão que ultrapassam os limites entram para a classificação de tensão Crítica.

#### 5.1.11 Considerações finais para o Alimentador 2

Seguem a baixo as considerações finais pertinentes ao sistema com e sem GD a partir das ferramentas de análise do Interplan para o Alimentador 2.

O Gráfico 22 mostra que o nível de corrente já é alto no alimentador já no ano de 2020 e que o aumento proporcionado pelas GDs é de fato muito pequeno, comprovando que as GDs em um alimentador alteram em muito os níveis de tensão e pouco na corrente elétrica.

Gráfico 22 – Níveis de Corrente elétrica no Alimentador 2



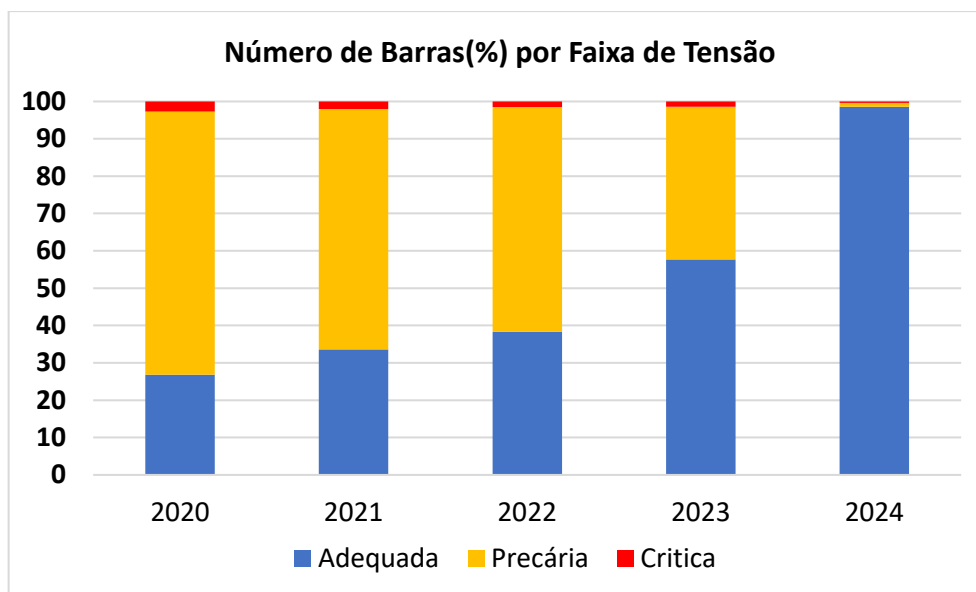
Fonte: Elaborado pelo autor

#### 5.1.12 Considerações finais para o Alimentador 3

Seguem a baixo as considerações finais do sistema com e sem GD a partir das ferramentas de análise do Interplan para o Alimentador 3.

O Gráfico 23 apresenta a porcentagem de barras por faixas de tensão no Alimentador 3, divididas conforme apresentado no Alimentador 1.

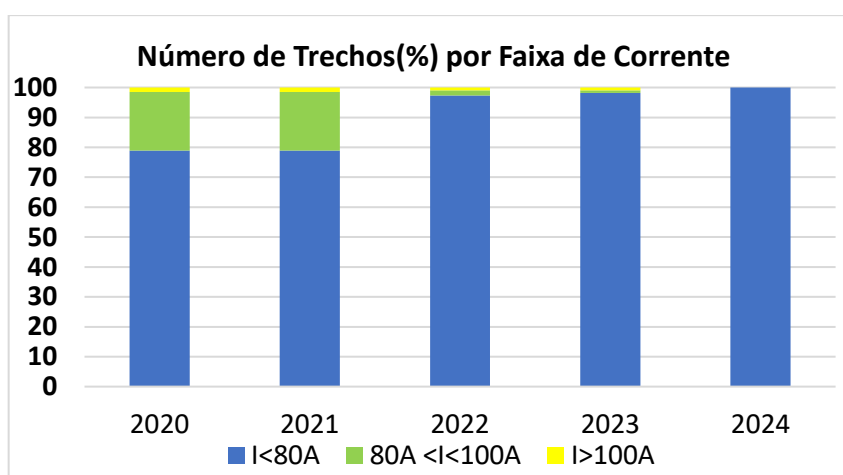
Gráfico 23 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Através do gráfico acima podemos ter uma noção melhor da melhora nos níveis de tensão que foram conseguidos com as notas conexões de GD, onde a porcentagem de barras com nível de tensão adequado subiu exponencialmente até chegar próximo de 100%. Quanto ao equilíbrio de fases, este permaneceu em qualquer condição sempre em 100%. Os níveis de corrente tiveram uma melhora, uma vez que o consumo de corrente passou a ser mais utilizado das gerações locais e menos das gerações centralizadas, ou seja, houve menor fluxo de corrente da subestação até os centros urbanos. Os Níveis de corrente elétrica no Alimentador são apresentados no Gráfico 24.

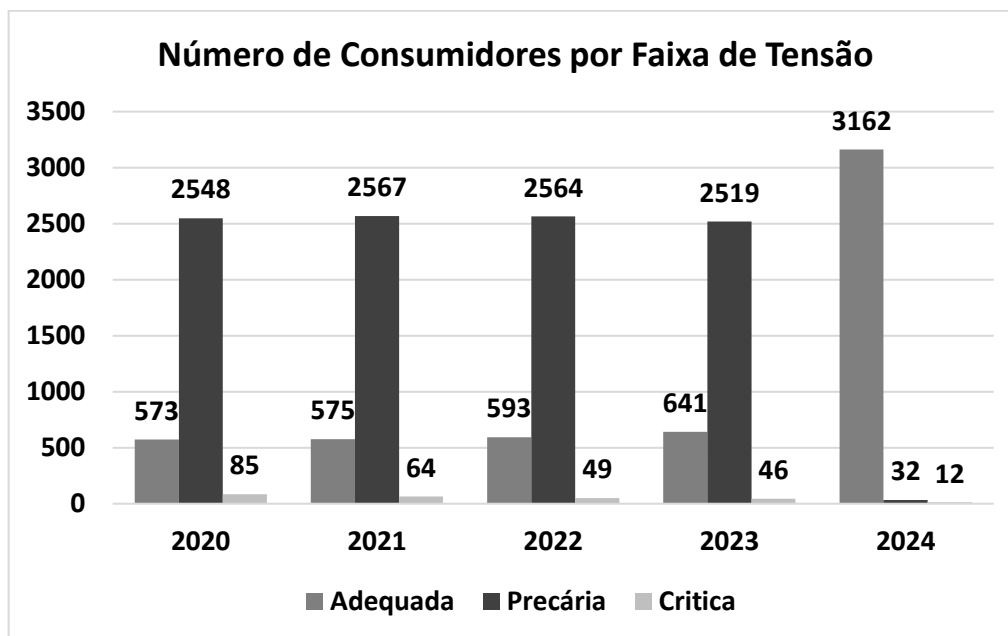
Gráfico 24 – Níveis de Corrente elétrica no Alimentador 3



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 25 mostra o número de consumidores por faixa de tensão, onde temos claramente uma melhora significativa de fornecimento para os clientes no ano de 2024.

Gráfico 25 – Porcentagem de barras por faixa de tensão no Alimentador 3



Fonte: Elaborado pelo autor

## 5.2 Resultados nos circuitos de BT

Para as análises de impactos no sistema de distribuição de BT os resultados das simulações são apresentados de forma mais direta, apresentando as características de cada rede estudada através da extração dos resultados do OpenDSS, que possibilita a extração de dados direto em Excel.

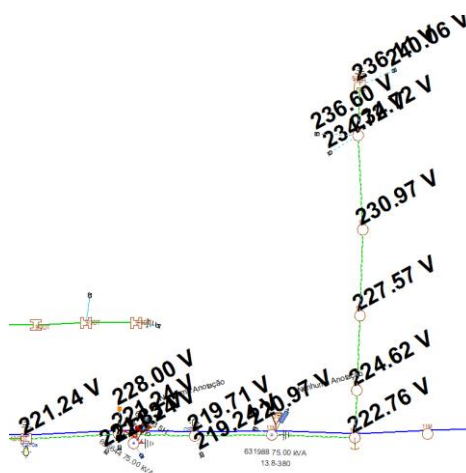
### 5.2.1 Resultados do Caso 1

O caso 1 apresenta um circuito com fator de potência muito baixo, comum em zonas residenciais, devido ao transformador estar operando no tap 2 a tensão fica abaixo de 1 pu, o circuito apresenta um desequilíbrio de fases um pouco acentuado e correntes baixas.

A partir da análise dos resultados dos anos de 2021 a 2024 simulados, a sobretensão demorou a ser um problema pelo transformador estar no tap 2, mas em 2024 houve um grande salto de tensão, onde há sobretensão em dois pontos de

conexão de GD, observando os níveis de tensão apresentados na Figura 35, ao longo da rede de BT há a evidência de que há um trecho da rede com sobretensão, como pode ser visto abaixo.

Figura 35 – Sobretensão no circuito – caso 1



Fonte: Elaborado pelo Autor.

A fim de retificar os problemas da rede, primeiramente alterando a potência do transformador de 75 kVA para 112,5 kVA, onde há um índice de sobrecorrente muito elevada em situações de carga pesada. A substituição do transformador é uma correção vital para o circuito, uma vez que a potência em casos de carga pesada chegava ao dobro da nominal do transformador, o que ocasionaria a queima do equipamento, porém, a substituição do transformador resolve apenas o problema de sobrecorrente injetada pela geração, para resolver o problema da sobretensão no circuito, é alterado o tap do transformador, fazendo com que a tensão na saída do transformador seja 5% menor. Desta forma chegamos aos valores de tensão que podem ser vistos na Tabela 30.

Tabela 30 – Tensão em 2024 com alteração de tap - 1º caso

	Carga leve Patamar 2	Carga leve Patamar 3	Carga pesada Patamar 2	Carga pesada Patamar 3
<b>TR</b>	208,665	208,617	208,617	208,617
<b>GD1/4/6</b>	228,843	228,413	228,413	228,413
<b>GD2</b>	212,182	212,133	212,133	212,133
<b>GD3</b>	225,450	225,099	225,099	225,099
<b>GD5</b>	213,707	213,563	213,563	213,563
<b>GD7</b>	216,646	216,598	216,598	216,598
<b>GD8</b>	214,709	214,661	214,661	214,661

Fonte: Elaborado pelo autor.

Antes de dar como concluído que a alteração de tap do transformador foi efetiva, é necessário verificar se os patamares 1, 4 e 5 em condição de carga pesada a fim de certificar de que não ficaram trechos em subtensão devido a alteração deste tap para o terceiro tap. Desta forma foram verificados os níveis de tensão obtendo os resultados apresentados na Tabela 31.

Tabela 31 – Tensão nos patamares 1, 4 e 5 com alteração de tap

	Tensão com Carga pesada Patamar 4 (V)	Tensão com Carga pesada Patamar 5 (V)	Tensão com Carga pesada Patamar 1 (V)
TR	208,07	207,98	208,3
GD1/4/6	207,63	207,46	208,2
GD2	207,89	207,75	208,2
GD3	207,57	207,37	208,2
GD5	207,77	207,63	208,2
GD7	208,08	208	208,3
GD8	207,91	207,79	208,2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além de resolver os problemas de tensão no circuito, a alteração do transformador reduziu a corrente na saída do transformador, que estava ultrapassando os limites de corrente do cabo utilizado no circuito, o cabo de toda a rede era o 4 AWG para fase e 6 AWG para neutro, as características dos cabos de cobre podem ser verificadas na Figura 36.

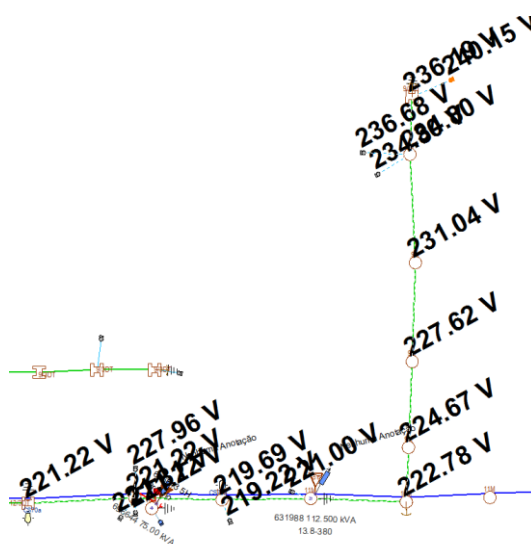
Figura 36 – Características dos cabos de cobre na rede – caso 1

TABELA PADRÃO AWG fios e cabos e cobre				
Bitola	Diâmetro aproximado [mm]	Seção aproximada [mm <sup>2</sup> ]	Resistência aproximada [ohm/m]	Corrente máxima [A]
6 AWG	4,1	13	0,0013	62
5 AWG	4,6	17	0,0010	-
4 AWG	5,2	21	0,00082	70
3 AWG	5,8	27	0,00065	-
2 AWG	6,5	34	0,00051	90
1 AWG	7,4	42	0,00041	110
1/0 AWG	8,2	54	0,00032	130
2/0 AWG	9,3	67	0,00026	170
3/0 AWG	10,4	85	0,00021	190
4/0 AWG	11,7	107	0,00016	210

Fonte: Adaptado de eGeneral – Tabela AWG.

O problema que persiste mesmo após a alteração do transformador é a sobretensão nos trechos finais da rede, onde há a conexão de 3 GDs que somam uma geração de 48,8 kW, como pode ser visto na Figura 37, o trecho final da rede apresenta tensões elevadas que trariam um novo problema de sobretensão.

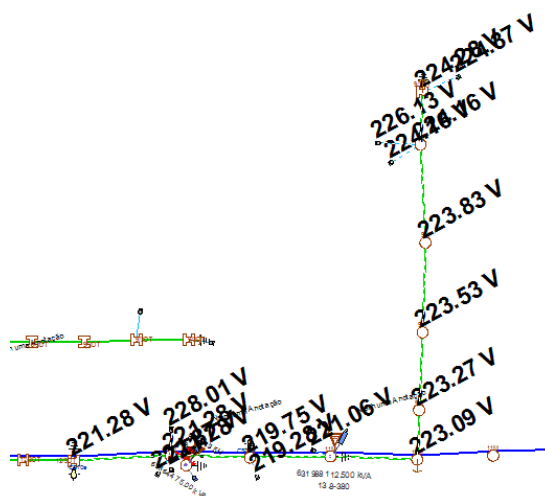
Figura 37 – Sobretensão no circuito após troca do transformador – caso 1



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Uma alternativa que pode ser utilizada nestes casos é de diminuir a impedância neste circuito, desta forma foi simulada uma substituição do arranjo que apresenta sobretensão, os cabos 4 AWG foram substituídos para o cabo 2/0 AWG, apresentando os níveis de tensão apresentados na Figura 38.

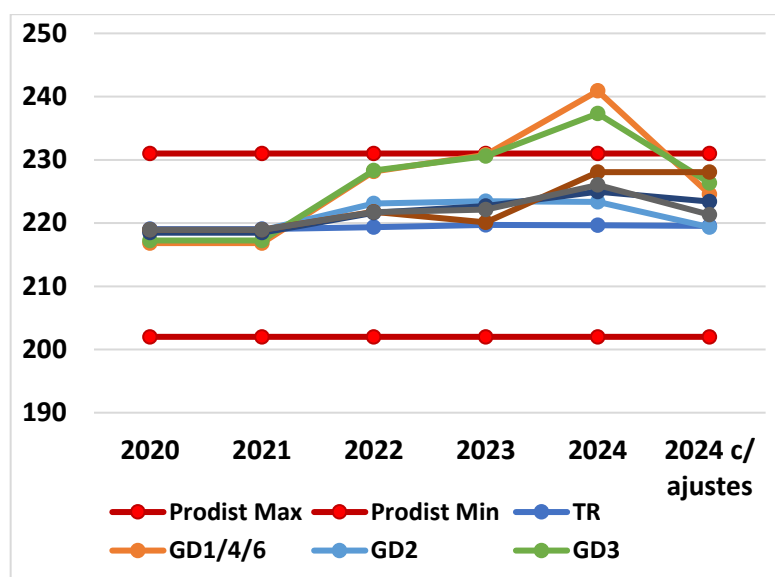
Figura 38 – Níveis de tensão após recondutoramento – caso 1



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Sem mais tensões precárias e críticas, conclui-se que um impacto grande da GD na rede de BT é a necessidade de um recondutoramento a fim de baixar os níveis de tensão adotando um cabo com maior capacidade de corrente máxima por apresenta uma impedância menor. O Gráfico 26 apresenta os níveis de tensão por ano deste estudo.

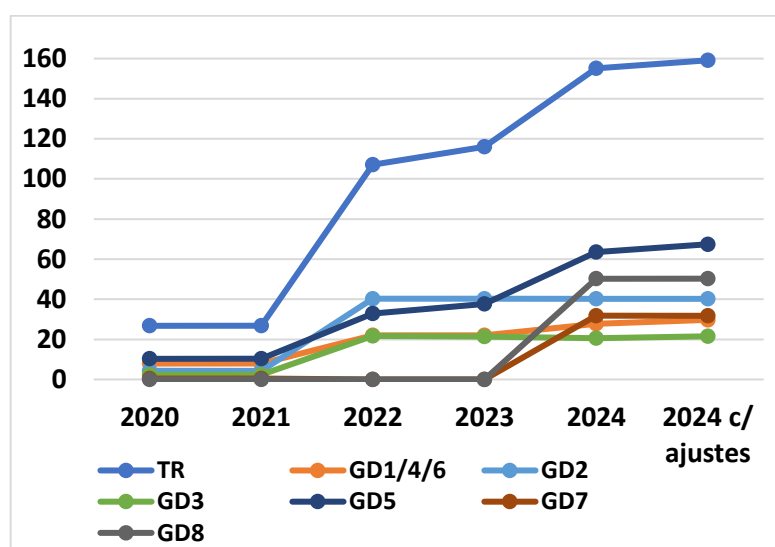
Gráfico 26 – Maiores níveis de tensão por ponto no tempo – caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 27 apresenta os níveis de corrente elétrica nos pontos de conexão das usinas e no transformador.

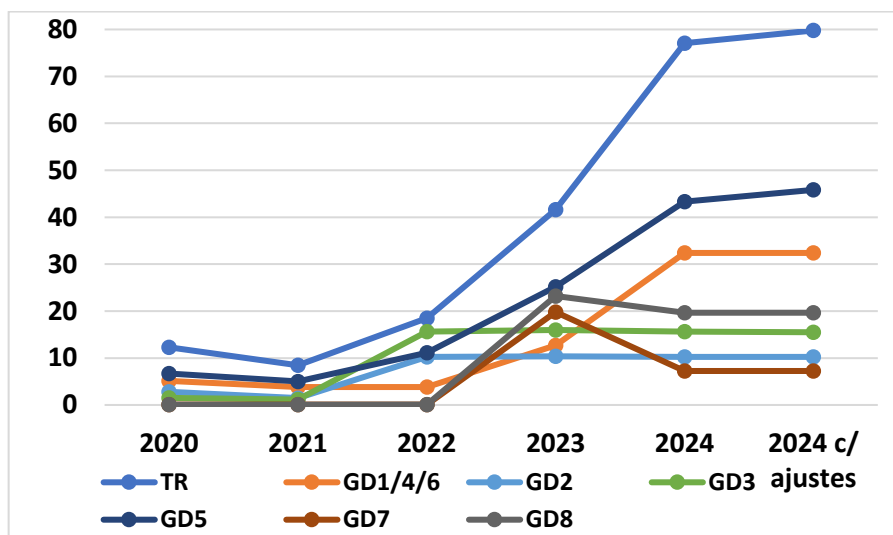
Gráfico 27 – Maiores níveis de corrente elétrica por ponto no tempo – caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor

De forma análoga ao Gráfico 27, o Gráfico 28 mostra a potência aparente nos mesmos pontos.

Gráfico 28 – Potência Aparente mais alta no tempo – caso 1



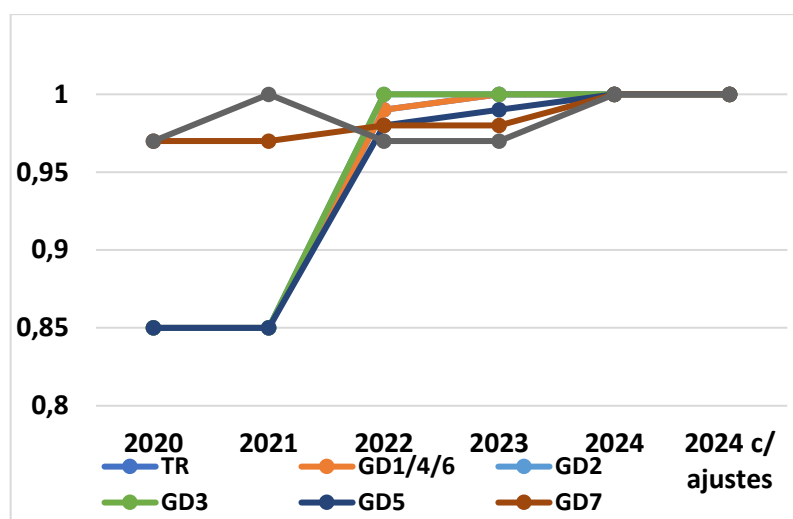
Fonte: Elaborado pelo autor

O aumento da potência aparente nestes casos, verificados junto ao aumento de corrente elétrica, apontam que onde há um maior fluxo de tensão e corrente mais elevadas, há tensões mais baixas, e conseqüentemente mais estáveis. Os pontos dos circuitos com menores correntes apresentam na maioria dos casos, maiores mudanças de tensão, sendo mais instáveis. Estes resultados apontam a necessidade de haver um controle preciso ao instalar mais de uma GD no mesmo transformador, pois havendo uma soma de potência reversa nos circuitos, o transformador terá sua potência ativa injetada maior que sua potência nominal, comprometendo a vida útil do mesmo.

Analisando o fator de potência, pode-se perceber que há uma mudança brusca nos pontos de geração, onde o fator de potência quando há a conexão passa a ser unitária, como mostra o Gráfico 29.



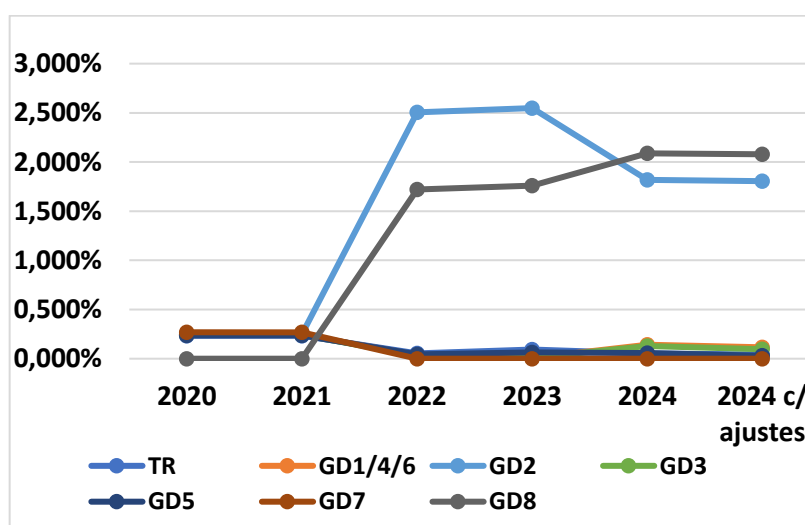
Gráfico 29 – Fator de Potência por ponto no tempo – caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, o Gráfico 30 apresenta um dos problemas mais típicos de gerações monofásicas, onde as fases de geração passam a ter uma diferença considerável de tensão perante as demais. Este problema se agrava mais neste caso tendo em vista que as GDs estão conectadas na mesma fase, podendo ser reduzido com uma alteração de fase, que não necessita ser realizada, uma vez que não trouxe problemas ao circuito, mas que pode ser verificada no momento de ligação da usina, invertendo-se as fases ao verificar outra ligação de usina próxima na mesma fase.

Gráfico 30 – Desequilíbrios de tensão por ponto no tempo – caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor

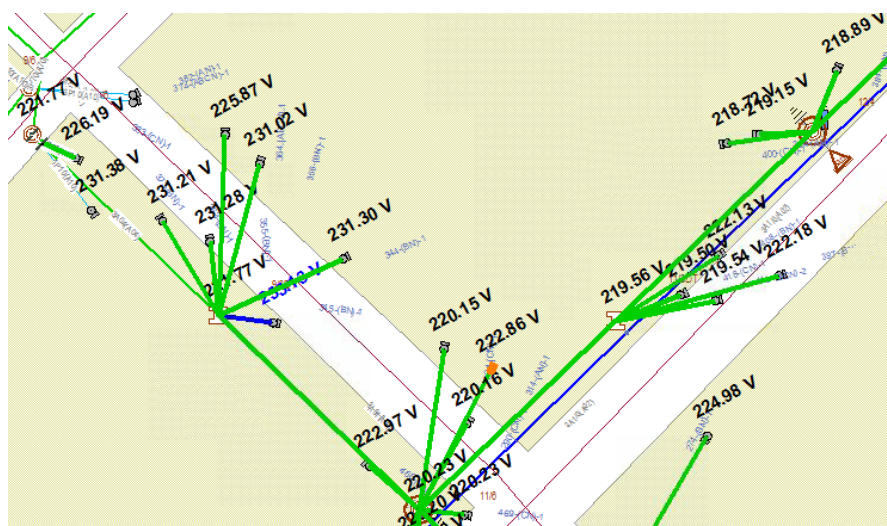
### 5.2.2 Resultados do Caso 2

Neste circuito o transformador opera no tap 1, entregando a máxima tensão possível, mesmo assim com carga alta há uma queda de tensão considerável no ponto da GD1. O circuito apresenta um grande desequilíbrio de fases, se tratando de uma grande maioria de clientes monofásicos é o esperado, será analisado se este desequilíbrio irá afetar os clientes trifásicos e o transformador.

É interessante destacar que a carga no Transformador baixou consideravelmente, mostrando que as GDs ajudam a suprir a carga do transformador, um fator negativo que não foi visto no caso 1 foi a potência reativa que ficou muito alta no transformador, o que pode estar atrelado às GDs que estão produzindo potência com fator de potência unitário. Abaixo temos os dados simulados para 2022.

No ano de 2023 houve sobretensão no circuito, nos pontos das GDs 3 e 4, que são conectadas próximas. Independente da demanda os níveis ultrapassaram os 231 V da faixa de tensão adequada do PRODIST, podendo se estender por um longo período do dia, o que traria um índice de DRP elevado em caso de uma RNT. O fluxo de potência está apresentado na Figura 39, mostrando o trecho violado em azul.

Figura 39 – Sobretensão no circuito – caso 2



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Neste caso, verifica-se que o trecho possui cabo de alumínio sem alma de bitola 4 AWG, enquanto a troncal possui 1 AWG. Foi substituído todo o trecho para 2 AWG. Quanto aos níveis de corrente, não há necessidade de recondução para tal, vale lembrar que o indicativo de 170,33 Amperes na saída do transformador, próximo

ao limite do cabo, que é de 175 A, não está atrelado à um trecho, uma vez que o transformador sempre é localizado no centro de um circuito, e neste caso a corrente se divide principalmente para dois lados, onde circulam 97,756 A e 55,263 A. A Figura 40 apresenta as características dos condutores, lembrando que não está sendo realizada substituição pela corrente nominal dos condutores, e sim para diminuir sua impedância, com o objetivo de diminuir as variações de tensão.

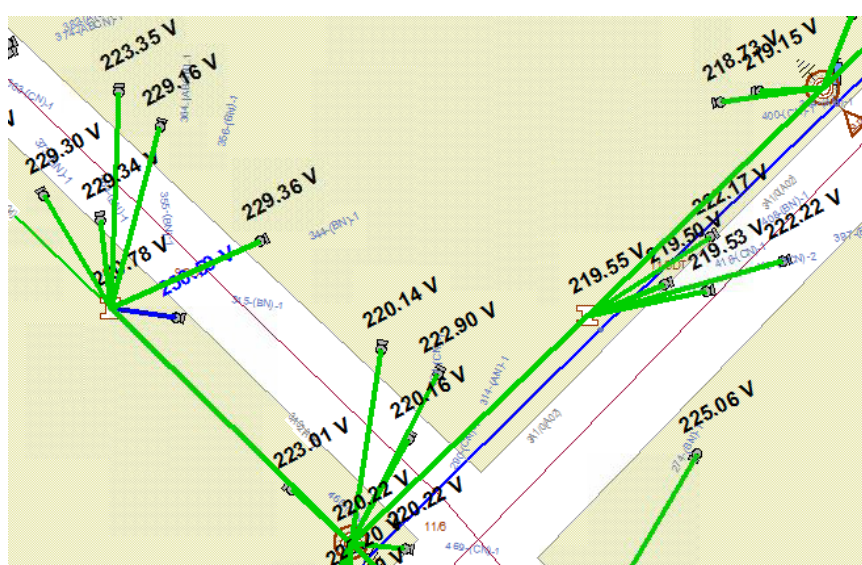
Figura 40 – Características dos cabos de alumínio na rede – caso 2

AWG/MCM	Área	Formação, Número e Diâmetro dos Fios	Diâmetro Nominal do Cabo	Resistência Elétrica CC a 20°C	Capacidade de Corrente 75°C
	mm <sup>2</sup>	Nº x mm	mm	Ω/km	A
6	13,21	7 x 1,55	4,65	2,1754	116
4	21,12	7 x 1,96	5,88	1,3605	155
3	26,61	7 x 2,20	6,60	1,0798	179
2	33,54	7 x 2,47	7,41	0,8567	207
1	42,49	7 x 2,78	8,34	0,6763	241
1/0	53,52	7 x 3,12	9,36	0,5369	278
2/0	67,35	7 x 3,50	10,50	0,4266	321
3/0	84,91	7 x 3,93	11,79	0,3384	371
4/0	107,41	7 x 4,42	13,26	0,2675	430

Fonte: Adaptado de ALUBAR: Catálogo Técnico de Condutores Elétricos de Alumínio.

Após o recondutoramento é realizado um novo fluxo de potência, que pode ser visto na Figura 41, mostrando que para este caso, diferente do caso 1, não foi suficiente para que a tensão no ponto fosse adequada.

Figura 41 – Níveis de tensão após recondutoramento – caso 2



Fonte: Adaptado pelo Autor.

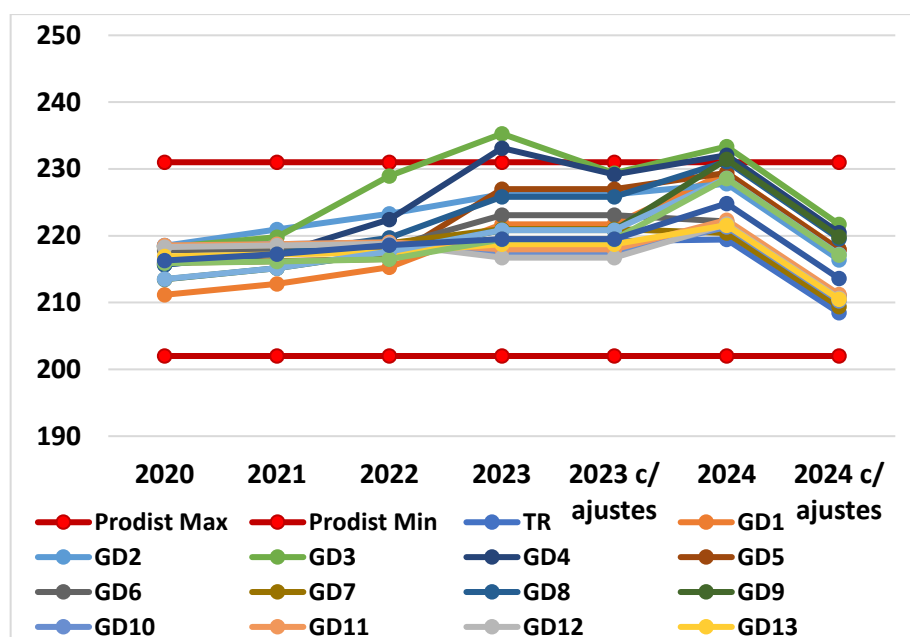
Por se tratar de um método que exige maior investimento, tempo de desligamento de rede e maior equipe, seria preferível talvez uma redução de tap do transformador, para a próxima simulação será verificado se a troca dos condutores evita sobretensão futura, caso não evite, deve ser estudado a redução de tap do transformador.

Na última simulação do caso 2, um circuito de BT com uma carga maior apresenta uma variação de tensão mais estável com o aumento de GDs no circuito, dos casos de geração acima do limite do PRODIST, devido ao alto desequilíbrio de fases nas GDs 3 e 4, uma medida rápida e simples que pode ser adotada para tentar resolver um problema de nível de tensão seria a troca de fases, para nivelar as tensões entre as fases, mas mesmo assim estaria próximo do limite. Pode-se verificar também que a troca de condutores não se fez muito efetiva, uma vez que no mesmo voltou a haver sobretensão. A melhor opção no caso apresentado é a redução do tap do transformador, considerando que nos patamares estudados não tiveram nenhum cliente com tensão abaixo de 1 pu, para certificar que será uma medida válida é verificado os níveis de tensão com o transformador no tap 2 em todos os patamares.

Com isto, conclui-se que o recondutoramento possui um melhor efeito em redes que tenham condutores com impedância alta, onde a troca do condutor acarrete uma alteração de impedância muito significativa, pode ser uma alternativa após a tentativa de alteração de fase e alteração de tap do transformador, e para casos onde nenhuma das opções forem satisfatórias, o desdobramento do circuito, onde o mesmo é dividido em dois, com a instalação de um segundo transformador para atender cerca de metade dos clientes, seria a medida que resolveria os problemas de níveis de tensão, porque verifica-se que sempre a sobretensão ocorre longe do transformador.

Com as simulações apresentadas acima temos a seguir os gráficos que representam as alterações das grandezas estudadas ao longo do tempo, facilitando a análise como um todo, conforme apresentado no caso 1. O Gráfico 31 apresenta os níveis de tensão mais altos para casa caso.

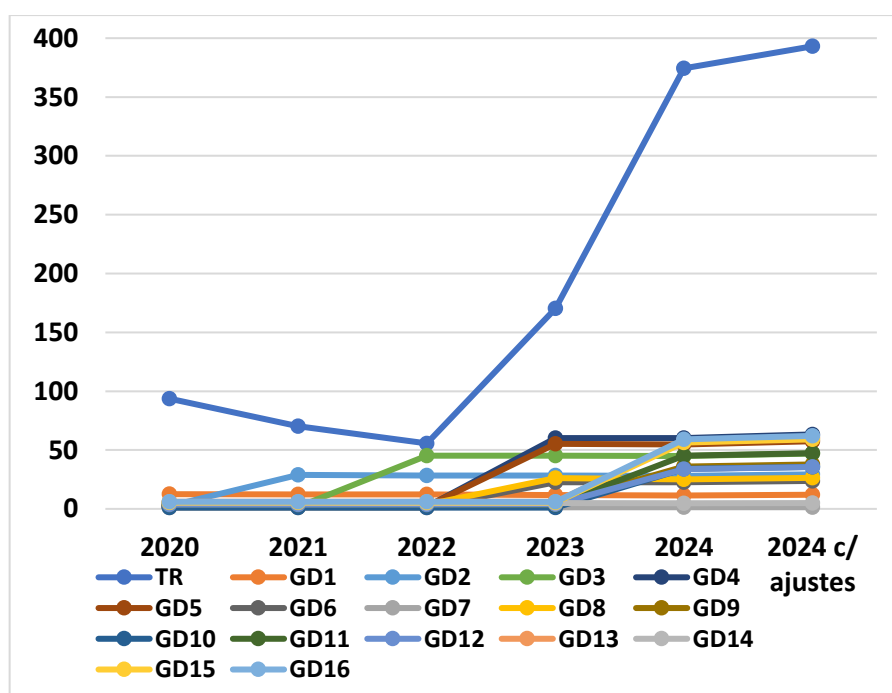
Gráfico 31 – Maiores níveis de tensão por ponto no tempo – caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 32 apresenta a corrente elétrica nos pontos estudados, neste caso, o comportamento é parecido com o do caso 1, onde até o ano de 2022 a corrente se dava no sentido concessionária acessante, e a partir de 2022 no sentido acessante concessionária.

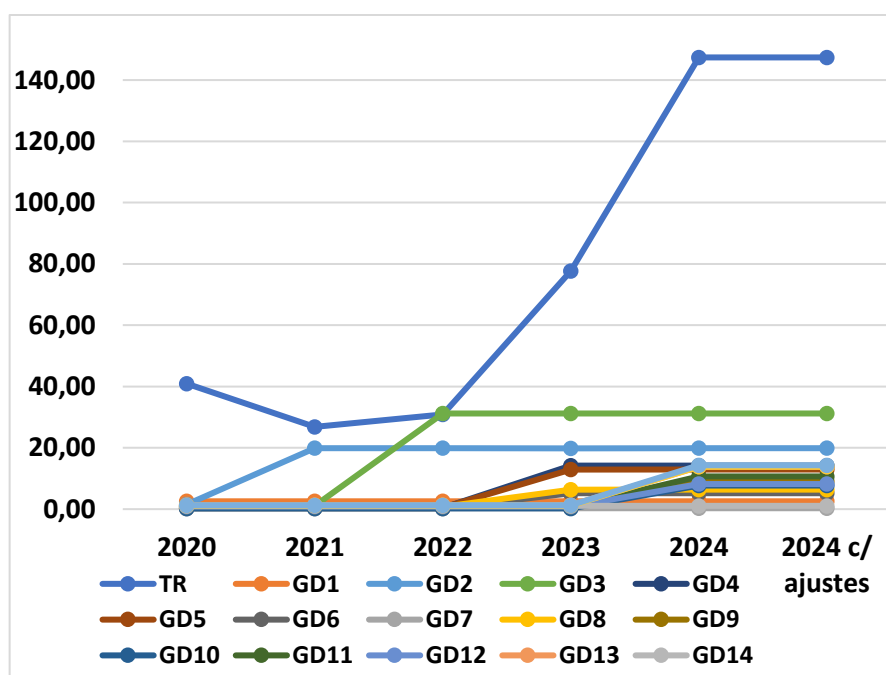
Gráfico 32 – Maiores níveis de corrente elétrica por ponto no tempo – caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 33 apresenta a potência ativa nos pontos estudados, no caso 2 houve a necessidade de substituição do transformador 2 vezes, o transformador foi substituído por um de 150 kVA para suprir a geração no ano de 2023 e no ano de 2024 foi novamente substituído para um de potência de 225 kVA.

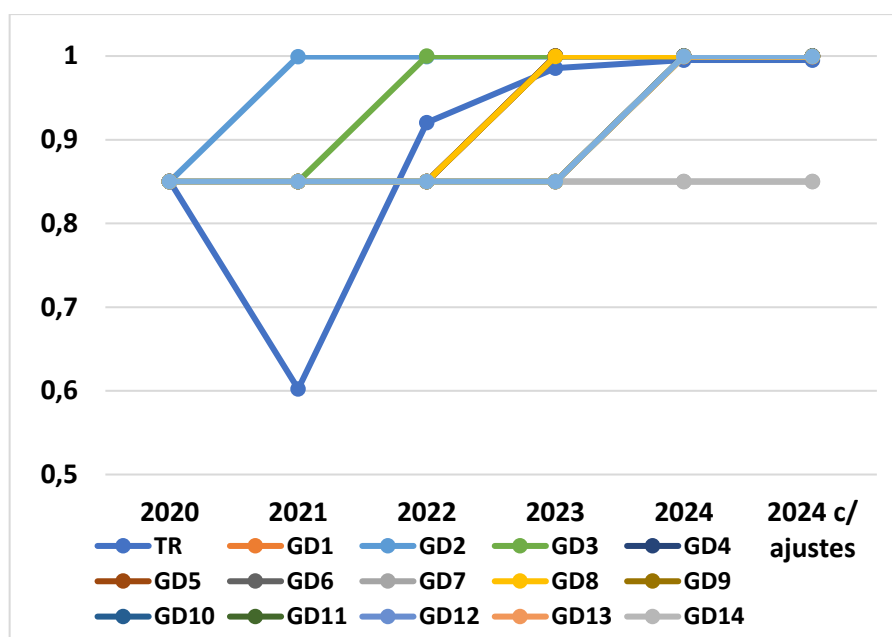
Gráfico 33 – Potência Aparente mais alta no tempo – caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 34 apresenta uma situação não esperada nos resultados das simulações, que se apresenta muito preocupante. O fator de potência, diferente do caso 1, onde passa a ser unitário, aqui apresenta níveis de reatância indutiva muito elevados. Com isto, estudou-se as causas dos motivos, e percebeu-se que em casos onde a geração está próxima do consumo, a carga local deixa de consumir os reativos da rede, utilizando apenas a energia provinda das GDs e passando os reativos para a rede, por este motivo, verifica-se que há no ano de 2021 um afundamento no Gráfico 34 no transformador de distribuição.

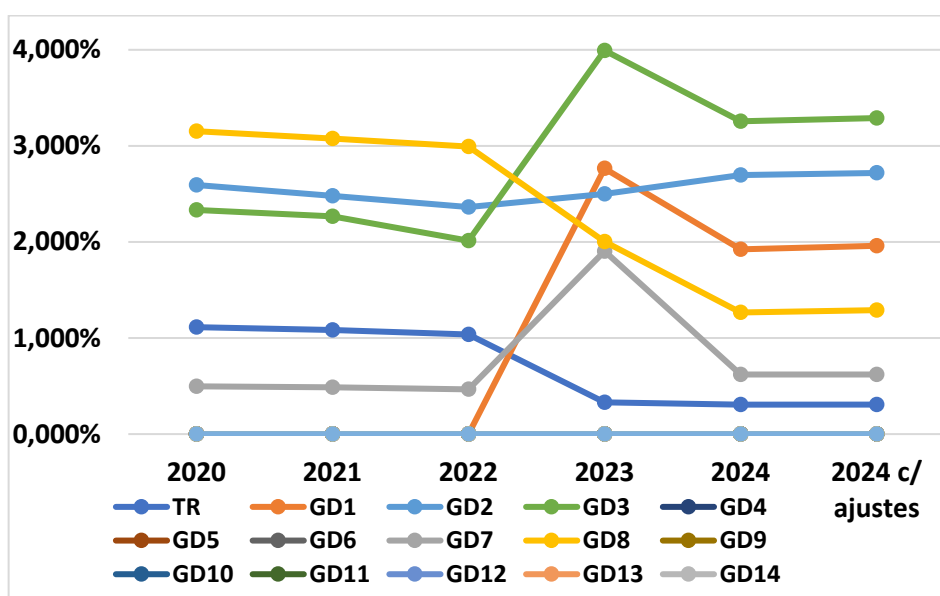
Gráfico 34 – Fator de Potência por ponto no tempo – caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, a análise de desequilíbrio de fases mostra que inicialmente, por ter muitos clientes monofásicos, a rede apresenta valores altos de desequilíbrio, mas ao longo do horizonte não há uma conclusão se há aumento ou não do desequilíbrio, uma vez que eles mudam muito pouco. Como não houveram muitos clientes com GD na fase B, propositalmente para testes em 2023 alguns pontos aumentam consideravelmente, mas não trazem problemas maiores à rede.

Gráfico 35 – Piores desequilíbrios de tensão por ponto no tempo – caso 2

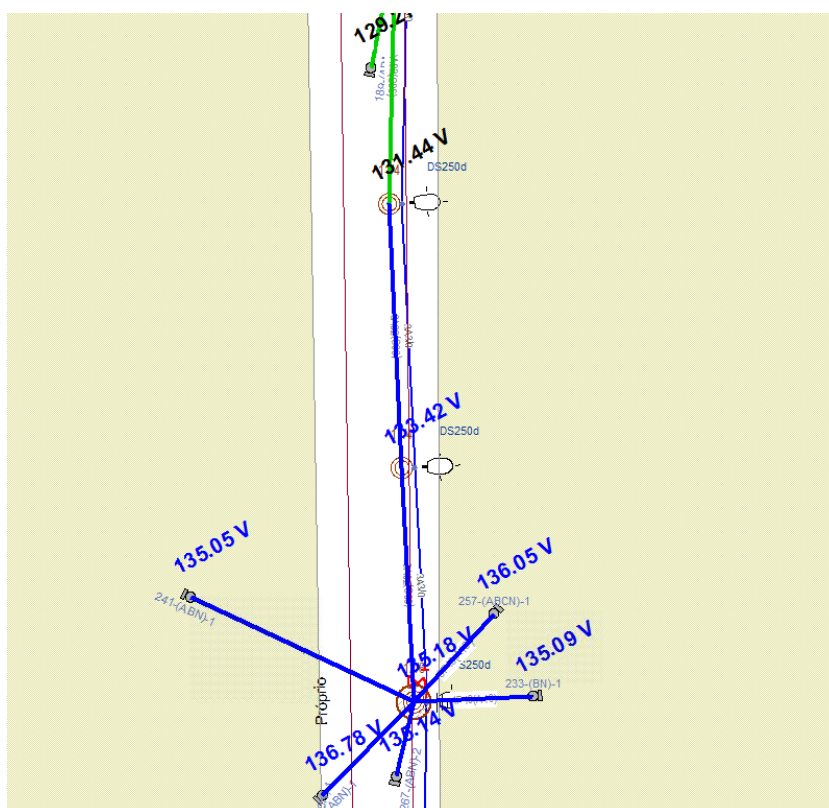


Fonte: Elaborado pelo autor

### 5.2.3 Resultados do Caso 3

No caso 3, por se tratar de um circuito comercial, os patamares 2 e 3 são os que possuem o maior carregamento. A partir da análise dos resultados dos anos de 2021 a 2024, mesmo em um sistema com tensão de fase de 127 Volts, mais propício a ter variações de tensão, devido ao consumo ser mais alto no período da geração, há um maior equilíbrio entre a carga e a geração, apresentando apenas no ano de 2024 uma variação de tensão nos finais de rede que estivesse acima dos limites do PRODIST, novamente mostrando que os problemas de sobretensão ocorrem nos finais das redes. Na Figura 42 é possível verificar os trechos de rede que mais apresentaram sobretensão, mostrando que em redes com tensão de fase de 127 Volts a GD impactou um trecho maior de rede.

Figura 42 – Sobretensão no circuito – caso 3



Fonte: Software GISD.

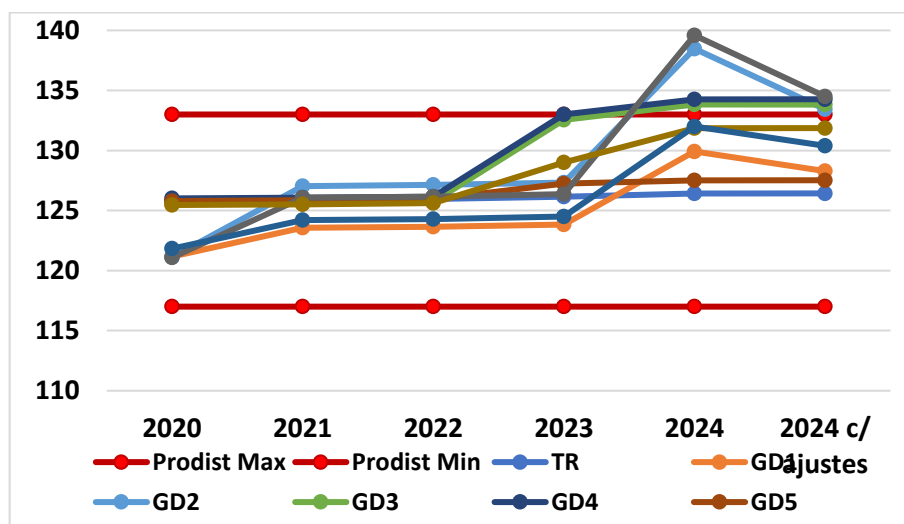
Para resolver os problemas de sobretensão a redução de tap do transformador não é uma opção que pode ser considerada, pois o circuito é longo e possui prédios que possuem além de comércio, clientes residenciais, que fazem com que no horário



de pico também haja uma queda de tensão, que em caso de redução de tap traria subtensão no final do circuito, pois não haverá a geração presente.

Neste caso foi realizado um teste de troca de condutores na rede, para todo o trecho desde a saída do transformador até o final do circuito, substituindo o cabo 02 AWG para cabos 1/0 AWG, com o intuito de diminuir a impedância do circuito. Porém, esta medida não foi efetiva, os problemas de sobretensão foram reduzidos, mas ainda se mostraram presentes, além de ser uma medida de custo elevado e que resulta em falta de energia para os clientes durante a execução, sendo assim, seria muito mais viável a divisão do circuito em dois, onde cada um tenha o seu transformador, utilizando a mesma estrutura. O Gráfico 36 apresenta os níveis de tensão no horizonte simulado.

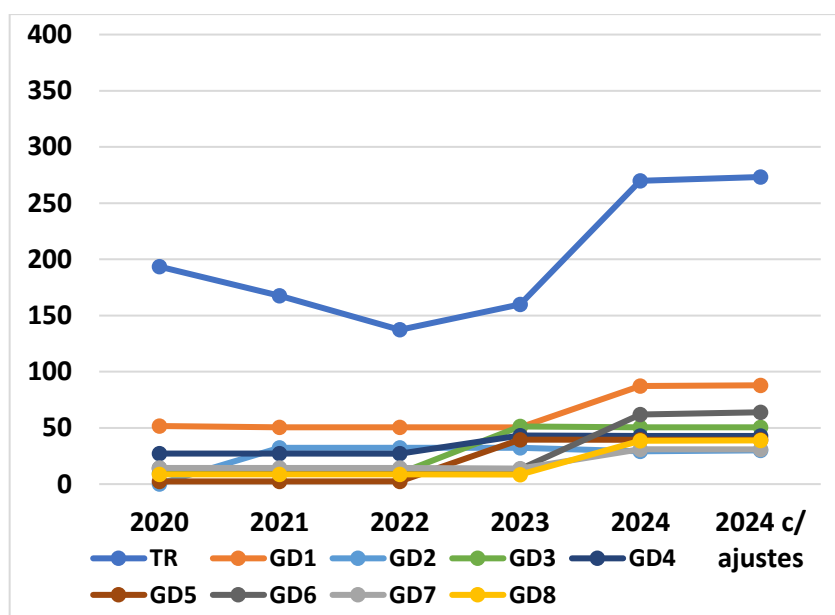
Gráfico 36 – Maiores níveis de tensão por ponto no tempo – caso 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Como nas simulações do caso 1 e 2, o maior aumento de tensão ocorre nos pontos mais distantes do transformador, onde há menor fluxo de corrente elétrica. A corrente elétrica injetada na rede, mesmo que no horário de pico, por se tratar de um circuito em zona comercial, apresenta inversão no sentido da corrente, havendo fluxo reverso. O Gráfico 37 apresenta os maiores níveis de corrente nos pontos estudados.

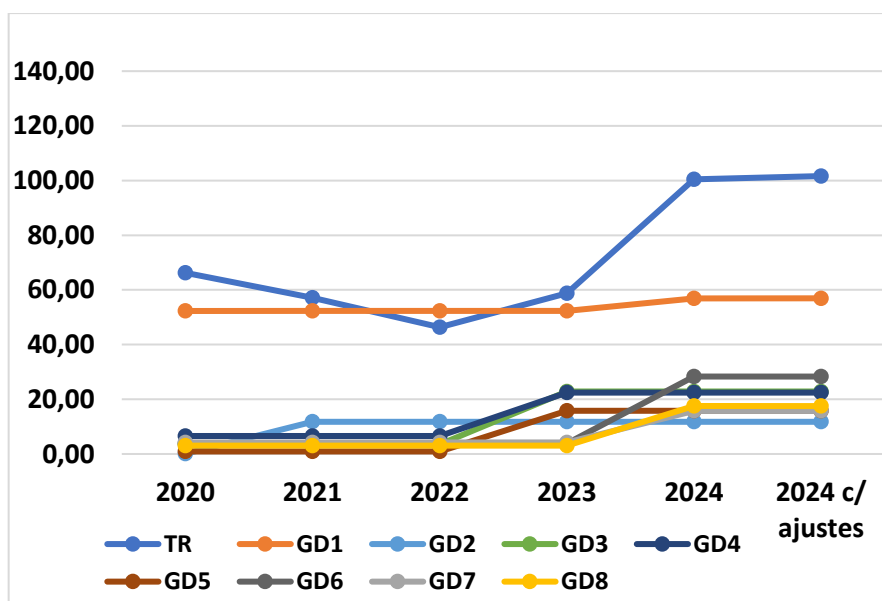
Gráfico 37 – Maiores níveis de corrente elétrica por ponto no tempo – caso 3



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 38 apresenta a potência aparente a partir das correntes do Gráfico 37, neste caso foi necessário a substituição do transformador rebaixador, alterando o existente de 75 kW para um transformador de 112,5 kW, devido à geração ultrapassar a sua potência nominal.

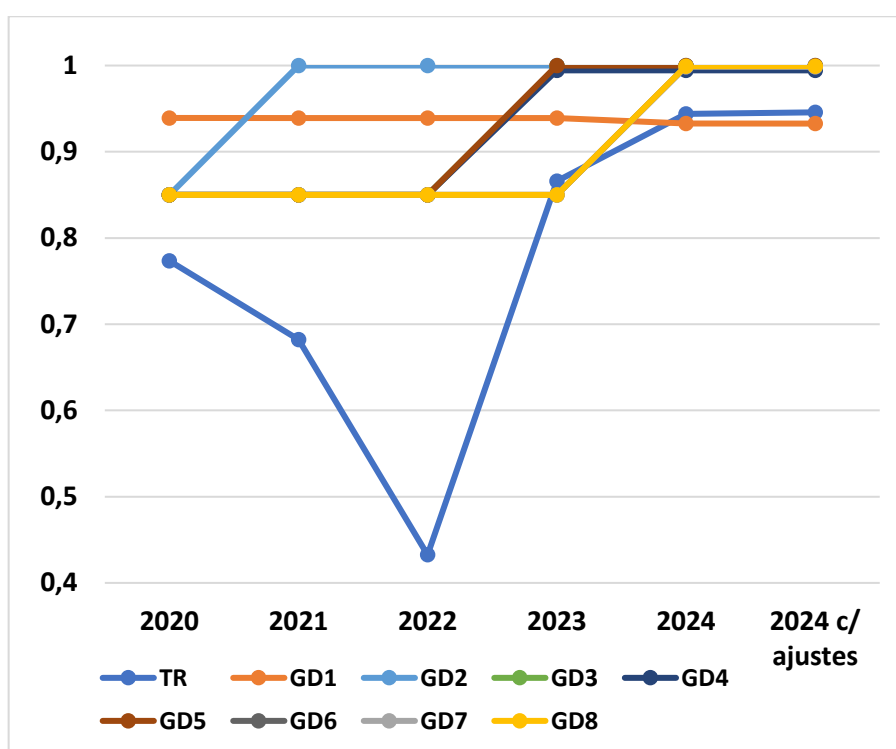
Gráfico 38 – Potência Aparente mais alta no tempo – caso 3



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 39 apresenta o fator de potência nos pontos estudados, e comprova os problemas na rede que foram percebidos no caso 2. Quanto mais os níveis de geração se aproximam dos níveis de consumo no transformador, mais o fator de potência se torna puramente indutivo. Em análises de testes verificou-se que o fator de potência pode chegar, quando a geração está igual ao consumo, a até 0,1 Indutivo. Por apresentarem estas reatâncias apenas nos períodos de geração, uma solução necessitaria de acionamento à distância, podendo depender de relés com leitores de fator de potência ou serem programados por horários, onde um banco de capacitores seria conectado em paralelo à rede para compensar os reativos que deixam de ser consumidos pelas UCs.

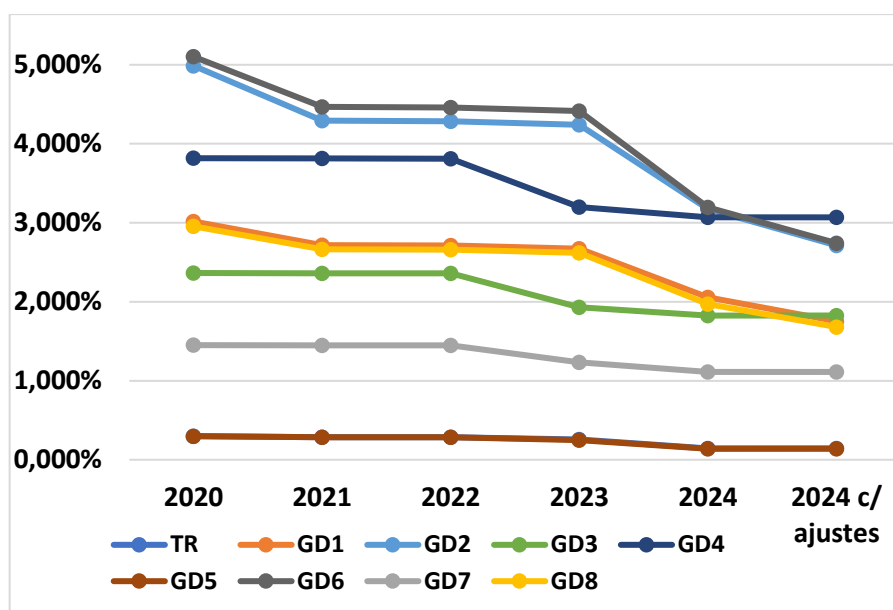
Gráfico 39 – Fator de Potência por ponto no tempo – caso 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, o Gráfico 40 apresenta o desequilíbrio de fases no caso 3. Inicialmente o circuito do caso 3 foi o que apresentava maiores níveis de desequilíbrio, e com o passar dos anos, com a inserção de novas GDs trifásicas as fases passaram a ficar mais equilibradas, demonstrando que a geração trifásica trás um pequeno benefício a rede neste sentido.

Gráfico 40 – Desequilíbrios de tensão por ponto no tempo – caso 3



Fonte: Elaborado pelo autor

## 6 CONCLUSÃO

Considerando a complexidade do sistema de distribuição e o aumento exponencial de conexões de acessantes de minigeração e microgeração distribuída no sistema elétrico, é essencial assegurar que estas conexões sejam seguras antes da conexão, para isto, além de seguir em conformidade com as normas para seu correto funcionamento, quaisquer alterações necessárias na rede para evitar impactos negativos devem ser realizadas junto à emissão do parecer de acesso da minigeração ou microgeração distribuída, neste caso, os aspectos de impactos futuros com este crescimento foram estudados de forma a serem observados integralmente junto à empresa utilizada.

As análises realizadas se inserem neste contexto como forma de avaliar quais os impactos ocorrem na rede em cada contexto, proporcionando uma previsão para que possa haver preparo em diversas áreas envolvidas no processo, tais como investimentos, análise de projetos, setores de obras, reclamações de níveis de tensão, proteção, normas e padrões, entre outros.

Verifica-se que nos diferentes cenários estudados, o fluxo de corrente elétrica nos circuitos apresenta variações quando a luz solar possui maior incidência, fazendo com que inicialmente haja uma compensação da corrente elétrica nos pontos observados, e posteriormente um aumento de corrente elétrica devido ao fluxo reverso ocasionado pelas GDs, estes podem provocar impactos tanto nas redes de distribuição de BT quanto de MT. Quanto aos níveis de tensão, houveram grandes elevações localizadas nos finais das redes, se comportando de maneiras distintas em cada caso, sendo mais impactantes em circuitos que apresentem menor potência consumida e menores níveis de tensão de operação.

Devido a estas alterações de tensão e corrente, há necessidade de possíveis regularizações nas redes de BT, como alterações de tap dos transformadores, substituição de transformadores, alteração de cabos para menores bitolas, divisão de circuitos, alteração de fases conectadas nos clientes, instalação de banco de capacitores e obras na rede, bem como, regularizações nas redes de MT, tais como alterações de chaves fusíveis, alteração das proteções nas cabines primárias dos clientes, reconduzimento e obras na rede.

Assim sendo, algumas regularizações, principalmente na BT, sinalizam urgência quanto a necessidade de soluções para a prevenção dos impactos ocasionados pelas GDs futuramente.

Em relação a trabalhos futuros, algumas possibilidades puderam ser constatadas:

- a) Avaliar os impactos da minigeração distribuída em sistemas de proteção de cabines primárias, avaliando a saturação dos TCs do lado primário da subestação se há a possibilidade de que dentro de um determinado tempo, com a inclusão de demais usinas, estes equipamentos podem deixar de ser sensíveis às falhas da rede;
- b) Trabalho aprofundado nos problemas de alta incidência de potência reativa nos sistemas de distribuição de BT verificados neste trabalho, de forma a buscar soluções preventivas e/ou preditivas para aumentar o fator de potência nas redes com geração fotovoltaicas no final da rede;
- c) Realizar a análise harmônica de rede com conexão de GD utilizando medições de equipamentos de diagnósticos de rede;
- d) Ampliar os estudos realizados para outras fontes de geração: eólica, hidráulica, sistemas de biomassa e térmicos;
- e) Análise de custos para obras na rede por impactos de geração distribuída, avaliando o melhor resultado com o crescimento de conexões de usinas ao custo mínimo.
- f) Estudo para redução de compensação por RNT em circuitos com transgressão de tensão proveniente de GD.

## REFERÊNCIAS

ABNT NBR 5410. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**, 2004.

ABNT NBR 14049. **Instalações Elétricas de Média Tensão**, 2003.

ABRADEE. Visão Geral do Setor. Disponível em: AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. TABELA ANSI. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>> Acesso em: 23 mai. 2020.

ALUBAR, CONDUTORES ELÉTRICOS DE ALUMÍNIO, Catálogo Técnico. Disponível em < [https://alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat\\_Tec\\_Alubar\\_Aluminio\\_2015.pdf](https://alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat_Tec_Alubar_Aluminio_2015.pdf)>. Acessado em 03 nov. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA, **Geração Distribuída**. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Distribuidora.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp)>. Acessado em 06 set. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**, DE 24 DE MAIO DE 2017. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/)>. Acessado em 03 out. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ofício Circular nº 0010/2017-SRD/ANEEL**, DE 22 DE MARÇO DE 2017. Disponível em <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/OficioCircular\\_10-2017/366f48db-36a9-3d57-0eac-4ab7e4012cfb](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/OficioCircular_10-2017/366f48db-36a9-3d57-0eac-4ab7e4012cfb)>. Acesso em 01 fev. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012** – atualizado em 25/05/2017.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Rev 7. 2017. Disponível em:

<[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3\\_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)>.  
Aceso em 01 fev.2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. Rev 1. 2009. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4\\_Revisao\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4_Revisao_1.pdf)>.  
Aceso em 01 fev.2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica**. Rev 11. 2020. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9)>. Aceso em 15 out. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687**, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em 01 fev. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 235**, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>> Acesso em 01 fev. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**, DE 2014. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 482**, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 506**, DE 4 DE SETEMBRO DE 2012. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012506.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.



ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517**, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2012. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 786**, DE 17 DE OUTUBRO DE 2017. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 674**, DE 11 DE AGOSTO DE 2015. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/024/resultado/ren2015674.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

Casa do microinversor. Atualizado – **Mudanças nas Regras de Compensação de Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <<https://microinversor.com.br/mudancas-nas-regras-de-compensacao-de-energia-solar-fotovoltaica/?v=9a5a5f39f4c7>>, acessado em 20 de jun de 2020.

COMASSETTO, L. **Análise de sistemas elétricos**. São Leopoldo: Unisinos, 2013. Disponibilizado pelo Orientador em 19 mai. 2020.

EPRI. **OpenDSS**. Disponível em: <<https://www.epri.com/#/pages/sa/opensdss?lang=en>>. Acesso em: 20 jun. 2020.

GUERRERO, J. M. et al. **Control Strategy for Flexible Microgrid Based on Parallel Line-Interactive UPS Systems**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 10.1109/TIE.2008.2009274, v. 56, n. 3, p. 726–736, Março 2009. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4682703>>. Acesso em 23 nov. 2020.

IEEE, INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**, DE 06 DE FEVEREIRO DE 2006. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/836389f>>. Acesso em 01 fev. 2020.

INMETRO. **Portaria nº 004**, DE 14 DE JANEIRO de 2011. Disponível em <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002360.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

INMETRO. **Portaria nº 017**, DE 14 DE JANEIRO de 2016. Disponível em <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002360.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

INVT Solar Technology(Shenzhen) Co., Ltd. BG 12-17kW – Datasheet. Disponível em <<https://www.ensolar.com/pv/inverter-datasheet/10500>>. Acesso em 04 abr. 2020.

King, D.; Kratochvil, J.A. & Boyson, W.E. Measuring the Solar Spectral and Angle of Incidence Effects on Photovoltaic Modules and Solar Irradiance. 1997.

Lasnier, F. and Ang, T.G. **Photovoltaic Engineering Handbook**. 3rd Edition, CRC Press, Boca Raton. 1990.

**LEI Nº 10.438**, DE 26 DE ABRIL DE 2002. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm) > Acesso em: 20 de set. 2020.

Lorenzo, **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. 1994.

NBR 16149. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. DE MARÇO DE 2013.

NBR 16150. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade**. DE MARÇO DE 2013.

NBR IEC 62116. **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. DE 06 DE MARÇO DE 2012.

Norma Técnica. **Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico**, DE 04 DE OUTUBRO DE 2018. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-3667.pdf> >. Acesso em 02 Nov. 2020.

Norma Técnica. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, DE 18 DE JULHO DE 2019. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf> >. Acesso em 01 fev. 2020.

Norma Técnica. **Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL**, DE 16 DE FEVEREIRO DE 2017. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-33.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

Norma Técnica. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente**, DE 04 DE AGOSTO DE 2016. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-2912.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

Norma Técnica. **Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL**, DE 23 DE MAIO DE 2012. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-10099.pdf>>. Acesso em 01 fev. 2020.

Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos - **LEI Nº 10.848**, DE 15 DE MARÇO DE 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm)> Acesso em: 23 de mai. 2020.

TABELA ANSI / IEC 61850 - CCPG.ENG.BR ANSI DE ELEMENTOS DE PROTEÇÃO. Disponível em: < <https://fdocumentos.tips/document/tabela-ansi-iec-61850-ccpgengbr-ansi-de-elementos-de-protecaopdf-tabela.html>>. Acesso em 20 de jun. 2020.

EGENERAL: TABELA PADRÃO AWG.  
fios e cabos e cobre. Disponível em: <<http://www.gasi.sorocaba.unesp.br/assimoes/lectures/lcd/downloads/datasheets/tabelaAWG.html>> Acesso em 02 de nov. 2020.

ZILLES, R & MACÊDO, W. N. & GALHARDO, M. A. B & OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2012.