

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS

UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

SELDO PLETSCH JUNIOR

**ANÁLISE DO ILHAMENTO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA POR MEIO DA RECONFIGURAÇÃO
AUTOMÁTICA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA
MELHORIA DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE**

São Leopoldo, RS

2019

SELDO PLETSCH JUNIOR

**ANÁLISE DO ILHAMENTO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA POR MEIO DA RECONFIGURAÇÃO
AUTOMÁTICA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA
MELHORIA DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE**

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:

Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira

São Leopoldo, RS

2019

Aos meus pais e padrinhos, que com carinho e amor incondicional, me ajudaram a chegar até aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais e padrinhos, que nunca mediram esforços para me ver bem e, sobretudo, sempre me amaram incondicionalmente. Agradeço a eles por todos os ensinamentos, que, de alguma forma, me fizeram quem sou hoje.

Agradeço à minha namorada, Vanessa, que me apoiou durante a elaboração desse trabalho, mas, sobretudo, eu a agradeço por fazer os meus dias muito mais felizes e cheios de amor, pois, mesmo longe, se faz presente a todo momento.

Agradeço aos irmãos que a Engenharia Elétrica me apresentou, Filipe, Carlos, Gabriel e Eduardo, por estarem comigo desde o começo da graduação e fazerem da caminhada até aqui muito mais prazerosa.

Agradeço aos professores, que me guiaram pelo caminho do conhecimento e sempre estiveram dispostos a uma boa conversa. Agradeço, especialmente, ao meu orientador, Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira, por todos os ensinamentos e paciência.

Por fim, agradeço a todos os meus amigos, que se fizeram presentes durante todos os momentos da minha vida.

“Not all those who wander are lost.”
(TOLKIEN, 1954)

RESUMO

A busca por qualidade em qualquer forma de prestação de serviço é assunto cotidiano. A energia elétrica é o que move grande parte da economia e, não menos importante, contribui, efetivamente, para a noção de conforto da sociedade. Sendo assim, o fornecimento ininterrupto de energia elétrica é um alvo interessante a se almejar e, dessa maneira, o estudo de alternativas para o fornecimento alternativo e independente da fonte principal é necessário. A Geração Distribuída é ponto chave nessa nova concepção de Sistema Elétrico de Potência, tanto pelos aspectos ambientais, pois preza pela geração por meio de fontes renováveis, como solar e eólica, quanto pela independência do sistema de geração centralizado. O presente trabalho apresenta um estudo dos impactos da inserção de uma usina de Geração Distribuída, com características fotovoltaicas, em uma rede de distribuição e tem como finalidade a proposição da criação de microrredes adaptativas através do ilhamento do sistema de geração. São abordados e comparados os impactos nos níveis de tensão em regime permanente considerando os cenários com e sem Geração Distribuída operando em paralelo com a alimentação principal e, por fim, são analisados os impactos do ilhamento de diferentes porções do sistema, que são determinadas iterativamente de acordo com a capacidade de geração e demanda de carga em diferentes horários. Os resultados obtidos tangem tanto os aspectos relativos ao impacto nos indicadores de qualidade do produto, representados pelos níveis de tensão em regime permanente, quanto os indicadores de qualidade do serviço, representados pela continuidade de fornecimento de energia elétrica. No cenário onde há a possibilidade da criação de microrredes, por meio do ilhamento da Geração Distribuída, há a clara melhora nos indicadores de continuidade e, por consequência, aumento da confiabilidade do sistema, pois um número maior de consumidores têm seu fornecimento garantido, caso haja falta do alimentador principal.

Palavras-chaves: Redes Elétricas Inteligentes. Reconfiguração de Redes de Distribuição. Ilhamento de Geração Distribuída. Microrredes. Qualidade da Energia Elétrica.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Microrrede com barramento CC	26
Figura 2 – Microrrede com barramento CA	27
Figura 3 – Potência de GD instalada por ano	28
Figura 4 – Potência instalada de GD por unidade federativa do Brasil	28
Figura 5 – Configuração típica de microrrede	29
Figura 6 – Fluxograma de algoritmo para reconfiguração automática de redes de distribuição	31
Figura 7 – Fluxograma de algoritmo para reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica	32
Figura 8 – Fluxograma da metodologia adotada	38
Figura 9 – Fluxograma de algoritmo genérico para ilhamento	40
Figura 10 – IEEE 123 <i>Node Test Feeder</i>	41
Figura 11 – Modelo π	42
Figura 12 – Curva de carga de consumidor residencial em dia útil	45
Figura 13 – Curva de carga de consumidor residencial em fim de semana	46
Figura 14 – Curva de carga de consumidor comercial em dia útil	46
Figura 15 – Curva de carga de consumidor comercial em fim de semana	47
Figura 16 – Curva de carga de consumidor industrial em dia útil	48
Figura 17 – Curva de carga de consumidor industrial em fim de semana	48
Figura 18 – Localização das cargas no circuito	49
Figura 19 – Curvas de geração fotovoltaica adotadas	52
Figura 20 – Localização dos elementos de chaveamento no circuito	53
Figura 21 – Fluxograma do algoritmo para ilhamento do sistema	54
Figura 22 – Transgressões de tensão da rede sem GD em dia útil	57
Figura 23 – Transgressões da fase A das barras 61, 66 e 151 da rede sem GD em dia útil	57
Figura 24 – Perfil de tensão da fase A das barras 61, 66 e 151 da rede sem GD às 19h em dia útil	58
Figura 25 – Tensão horária da fase A das barras 61, 66 e 151 da rede sem GD no domingo	59
Figura 26 – Perfil de tensão da fase A da barra 83 da rede sem GD às 23h em dia útil e domingo	59
Figura 27 – Transgressões de tensão da rede com GD em dia útil	60
Figura 28 – Transgressões da fase B das barras 52, 61 e 66 da rede com GD em dia útil	61
Figura 29 – Comparação do perfil de tensão da fase B da barra 52 da rede sem GD e com GD às 13h em dia útil	62
Figura 30 – Comparação do perfil de tensão da fase B da barra 61 da rede sem GD e com GD às 13h em dia útil	62

Figura 31 – Comparação do perfil de tensão da fase B da barra 66 da rede sem GD e com GD às 13h em dia útil	63
Figura 32 – Comparação da tensão horária da fase A da barra 61 da rede sem GD e com GD em dia útil	64
Figura 33 – Comparação da tensão horária da fase A da barra 66 da rede sem GD e com GD em dia útil	64
Figura 34 – Comparação da tensão horária da fase A da barra 151 da rede sem GD e com GD em dia útil	65
Figura 35 – Transgressões de tensão da rede com GD no domingo	66
Figura 36 – Transgressões da fase B das barras 52, 61 e 66 da rede com GD no domingo	66
Figura 37 – Número de consumidores atendidos por cada ilha	67
Figura 38 – Possibilidades de ilhamento	68
Figura 39 – Perfil de tensão do circuito sem Geração Distribuída às 13h	69
Figura 40 – Perfil de tensão da ilha 7 às 13h	70
Figura 41 – Comparação de geração e demanda horária em um dia útil ensolarado	70
Figura 42 – Comparação de geração e demanda horária em um dia útil parcialmente encoberto	71
Figura 43 – Comparação de geração e demanda horária em um domingo ensolarado . . .	72
Figura 44 – Comparação de geração e demanda horária em um domingo parcialmente encoberto	73
Figura 45 – Interface de comunicação do <i>OpenDSS</i> com diversas fontes de dados e com outros programas	83
Figura 46 – Arquitetura do <i>OpenDSS</i>	84
Figura 47 – Perfil de tensão da ilha 1	86
Figura 48 – Perfil de tensão da ilha 2	86
Figura 49 – Perfil de tensão da ilha 3	87
Figura 50 – Perfil de tensão da ilha 4	87
Figura 51 – Perfil de tensão da ilha 5	88
Figura 52 – Perfil de tensão da ilha 6	88

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração	20
Quadro 2 – Comparação da rede inteligente com a rede convencional	22
Quadro 3 – Configurações para segmentos aéreos	42
Quadro 4 – Configuração para segmentos subterrâneos	42
Quadro 5 – Modelos de carga utilizados no 123 <i>Node Test Feeder</i>	43
Quadro 6 – Características do RED adotado nas simulações	50
Quadro 7 – Consumidores ilhados por faixa horária em um dia ensolarado	74
Quadro 8 – Consumidores ilhados por faixa horária em um dia parcialmente encoberto	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV . . .	17
Tabela 2 – Pontos de conexão em tensão nominal inferior a 1 kV	17
Tabela 3 – Preços da instalação de sistema de geração solar fotovoltaica em comércios e indústrias	24
Tabela 4 – Preços da instalação de usinas de energia solar fotovoltaica	25
Tabela 5 – Capacidade instalada de micro e minigeração distribuídas	30
Tabela 6 – Cargas industriais	43
Tabela 7 – Cargas residenciais	44
Tabela 8 – Cargas comerciais	44
Tabela 9 – Número de consumidores por classe de consumo	50
Tabela 10 – Simulação de conexão da Geração Distribuída e suas respectivas perdas globais	51
Tabela 11 – Sequência de abertura das chaves por faixa horária	53
Tabela 12 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede sem GD em dia útil .	56
Tabela 13 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede sem GD no domingo	58
Tabela 14 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede com GD em dia útil	60
Tabela 15 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede com GD no domingo	65
Tabela 16 – Número de nós de cada ilha	69
Tabela 17 – Resumo das características das ilhas de um dia útil ensolarado	71
Tabela 18 – Resumo das características das ilhas de um dia útil parcialmente encoberto .	72
Tabela 19 – Resumo das características das ilhas de um domingo ensolarado	73
Tabela 20 – Resumo das características das ilhas de um domingo parcialmente encoberto	74
Tabela 21 – Comparativo dos indicadores de continuidade coletivos para falta de uma hora	76
Tabela 22 – Comparativo dos indicadores de continuidade coletivos para falta de um dia	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AHP	<i>Analytic Hierarchical Process</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAG	Controle Automático da Geração
CC	Corrente Contínua
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COM	<i>Component Object Model</i>
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DSS	<i>Distribution System Simulator</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GD	Geração Distribuída
ICC	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
M	Modelo de Carga
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
MIGDI	Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica

PDMA	Plano Diretor para Conservação e Recuperação do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RD	Rede de Distribuição
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RGE	Rio Grande Energia
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIGFI	Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TN	Tensão Nominal
TR	Tensão de Referência
UF	Unidade Federativa
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	15
1.1.1	Objetivo Geral	15
1.1.2	Objetivos Específicos	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	Sistema de Distribuição	16
2.2	Qualidade da Energia Elétrica	16
2.2.1	Tensão em regime permanente	17
2.2.2	Variação de frequência	18
2.2.3	Variação de tensão de curta duração	19
2.2.4	Continuidade do fornecimento de energia elétrica	20
2.3	Redes Elétricas Inteligentes	21
2.4	Geração Distribuída	23
2.5	Microrredes, Microgeração e Minigeração	29
2.6	Reconfiguração de Redes de Distribuição	30
2.7	Ilhamento de Geração Distribuída	33
2.7.1	Normas e requisitos para ilhamento da Geração Distribuída	34
2.8	Trabalhos Relacionados	36
3	METODOLOGIA	38
4	ESTUDO DE CASO	41
4.1	Alimentador para realização das simulações	41
4.2	Cargas	43
4.2.1	Consumidores	49
4.3	Conexão do RED	50
4.4	Elementos de chaveamento	52
4.5	Rotinas e cenários de simulação	53
4.5.1	Rede sem Geração Distribuída	55
4.5.2	Rede com Geração Distribuída	55
4.5.3	Rede com Geração Distribuída ilhada	55
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	56
5.1	Rede sem Geração Distribuída	56
5.2	Rede com Geração Distribuída	60

5.3	Rede com Geração Distribuída ilhada	67
5.3.1	Indicadores de Continuidade	75
6	CONCLUSÃO	77
6.1	Trabalhos Futuros	77
	REFERÊNCIAS	79
	APÊNDICE A – OPENDSS	83
A.1	Fluxo de Potência	84
	APÊNDICE B – PERFIS DE TENSÃO DAS ILHAS	86

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico, assim como qualquer outro negócio contemporâneo, vem sendo pautado por assuntos inovadores provindos da indústria 4.0, que tem por base o uso da internet das coisas, *big data* e inteligência artificial. O sistema elétrico de potência (SEP) e a indústria 4.0 se unem no conceito de Rede Elétrica Inteligente (REI).

A REI é uma inovação disruptiva, onde tem-se a integração de tecnologias digitais, recursos computacionais e comunicação intensa. Além disso, primordialmente, a REI tem como características a resposta a demanda, que nada mais é do que a redução de carga de acordo com a disponibilidade de geração, medição eletrônica do consumo de energia elétrica, restauração automática do sistema de distribuição, qualidade da energia, eficiência energética e a integração de Geração Distribuída (GD), essencialmente provinda de fontes renováveis.

Como exemplo dessa integração, no cenário nacional, destaca-se a CEMIG com seu programa CEMIG 4.0. A iniciativa tem como pilares a digitalização, a descarbonização e a descentralização. A digitalização diz respeito a combinação do acesso ao grande volume de dados, principalmente dos consumidores, e da inteligência artificial, o que oportuniza a geração de valor pelo uso de dados. A descarbonização trata diretamente da mudança da matriz energética, que com a finalidade de reduzir a emissão de carbono, prioriza a geração de energia por fontes renováveis e engloba o conceito de carros elétricos. A descentralização é pilar da Geração Distribuída, que trata da geração de energia, em pequena ou larga escala, mais próxima dos consumidores, tomando as fontes renováveis como matriz energética predominante. (CEMIG, 2018a).

A qualidade da prestação de serviço das concessionárias de energia elétrica é aspecto chave das REIs e determinante quando trata-se da qualidade de vida e de crescimento econômico, haja visto que a suspensão do fornecimento de eletricidade pode ocasionar perdas substanciais a comércios, indústrias, hospitais e, até mesmo, a consumidores residenciais. Para o controle e resguardo da qualidade do serviço as concessionárias fornecem indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica à ANEEL, que por sua vez estabelece limites para cada concessionária e conjunto de consumidores, quando os limites são extrapolados há o pagamento de multas e compensações. Segundo ANEEL (2019a), as compensações no ano de 2018, para as três concessionárias do Rio Grande do Sul (CEEE, RGE e RGE SUL), somam-se em mais de R\$ 60 milhões.

O conceito de Geração Distribuída, com geração mais próxima dos consumidores desfaz a pura dependência dos grandes empreendimentos de geração, geralmente, localizados a grandes distâncias. O conceito de GD, juntamente com o de reconfiguração automática de redes de distribuição, além da redução das perdas nas longas linhas de transmissão, participação ativa dos

consumidores no sistema e integração de fontes de energia renováveis traz a possibilidade da criação de microrredes locais. Dessa forma, a Geração Distribuída pode suprir o fornecimento de energia elétrica a uma parcela dos consumidores quando há alguma falta na rede ou, até mesmo, a interrupção do fornecimento de energia elétrica por parte da geração principal.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O principal objetivo desse trabalho é avaliar a possibilidade da criação de microrredes com Geração Distribuída ilhada, bem como seus benefícios e impactos no sistema de distribuição de energia elétrica, principalmente no que diz respeito à qualidade de energia elétrica, tanto no que diz respeito à qualidade do produto quanto à qualidade do serviço.

1.1.2 Objetivos Específicos

Como consequência do objetivo geral há o desdobramento em objetivos específicos, que são etapas determinantes para a avaliação da viabilidade do ilhamento da geração distribuída, bem como a determinação dos benefícios e desafios desse cenário. Os objetivos específicos do trabalho são listados como segue:

- a) desenvolvimento de rotina automática e otimizada para criação dos cenários de ilhamento;
- b) análise da capacidade de atendimento de carga em função de pontos telecomandados de manobra e da capacidade de geração da usina.
- c) avaliação dos indicadores de qualidade de energia elétrica por meio do estudo de tensão em regime permanente;
- d) avaliação dos indicadores de continuidade por meio da comparação do sistema com e sem a possibilidade de ilhamento.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo são apresentados os conceitos indispensáveis para entendimento do trabalho, com destaque para as determinações relativas à qualidade de energia elétrica, para os conceitos de redes elétricas inteligentes, geração distribuída, microrredes, reconfiguração de redes de distribuição e, por fim, o conceito e as normas relativas ao ilhamento da Geração Distribuída.

2.1 Sistema de Distribuição

Segundo Kersting (2012), o sistema de distribuição tem origem, tipicamente, em uma subestação de distribuição, que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão e, mais raramente, por linhas de transmissão. Cada subestação irá fornecer energia por meio de um ou mais alimentadores, estes, na sua grande maioria, funcionando de maneira radial, ou seja, com fluxo de potência da fonte para a carga.

As redes de distribuição podem ser classificadas em primárias e secundárias. O sistema de distribuição primário opera em média tensão e atende, além dos transformadores de distribuição, os consumidores primários, tais como indústrias de médio porte e conjuntos comerciais. Já o sistema de distribuição secundário atende os consumidores de baixa tensão, como residências e pequenos comércios, e tem seu início a partir dos transformadores de distribuição, que reduzem a média tensão, ou tensão primária, para baixa tensão, ou tensão secundária. (KAGAN; Barioni de Oliveira; ROBBA, 2010).

2.2 Qualidade da Energia Elétrica

O PRODIST no seu módulo 8 estabelece os procedimentos pertinentes à qualidade da energia elétrica (QEE), tanto no que se diz respeito à qualidade do produto quanto ao que diz respeito à qualidade do serviço prestado pelas empresas do ramo de energia elétrica. Na seção que trata da abrangência dos procedimentos do módulo, a ANEEL deixa claro a aplicabilidade a atendimentos realizados por "Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI)" e "Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI)". (ANEEL, 2018).

No que diz respeito à qualidade do produto em regime permanente ou transitório, o PRODIST estabelece valores limites para os seguintes fenômenos:

a) regime permanente:

- tensão em regime permanente;

- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variação de frequência;

b) transitório:

- variações de tensão de curta duração.

A qualidade do serviço diz respeito, de maneira direta, à continuidade do fornecimento de energia elétrica.

2.2.1 Tensão em regime permanente

O PRODIST classifica os limites de tensão em regime permanente em adequado, precário e crítico para cada nível de tensão de atendimento. As faixas de variação para os níveis de tensão usuais na rede de distribuição e pertinentes a esse trabalho são vistos nas tabelas 1 e 2.

Tabela 1 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

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

Fonte – ANEEL (2018)

Tabela 2 – Pontos de conexão em tensão nominal inferior a 1 kV

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

Fonte – ANEEL (2018)

Para controle da qualidade do nível de tensão são analisados os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão. Os indicadores individuais, baseados na duração relativa da transgressão de tensão precária (DRP) e na duração relativa da transgressão de tensão crítica

(DRC), são calculados com base em 1008 leituras válidas, que são obtidas com intervalos de 10 minutos, segundo às equações 1 e 2. (ANEEL, 2018).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (1)$$

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

Sendo "nlp" e "nlc", respectivamente, o maior número de leituras entre as fases situadas na faixa precária e crítica.

O limite de DRP é de 3% e o de DRC de 0,5% e, caso haja transgressão, as distribuidoras devem compensar os consumidores.

O indicador coletivo é dado pelo Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC) e é calculado pela equação 3.

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100[\%] \quad (3)$$

Onde " N_C " é o número total de unidades consumidoras com DRC diferente de zero e " N_L " o número total de unidades consumidoras medidas.

2.2.2 Variação de frequência

A rede de distribuição deve ter sua frequência mantida entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Quando da ocorrência de distúrbios no sistema, as centrais geradoras conectadas devem fazer a frequência voltar para a faixa entre 59,5 Hz e 60,5 Hz dentro de 30 segundos. (ANEEL, 2018).

Segundo ANEEL (2018), caso haja a necessidade, durante distúrbios na RD, de corte de carga ou de geração para possibilitar a recuperação do equilíbrio carga-geração a frequência:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

No Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema, o PRODIST deixa claro que a responsabilidade pela manutenção da frequência na porção ilhada da rede de distribuição é da central geradora que fornece energia elétrica à ilha. (ANEEL, 2010).

2.2.3 Variação de tensão de curta duração

Desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão em um intervalo de até 3 minutos são denominados como "Variação de tensão de curta duração"(VTCD). ANEEL (2018), classifica as variações como momentâneas, com duração de um ciclo até três segundos, e temporárias, com duração de três segundos até três minutos.

Variações de curta duração são causadas, geralmente, por alguma falta no sistema, energização de cargas com altas correntes de partida ou perdas intermitentes da conexão de cabos. Essas variações da tensão, dependendo da localização e condição da falta, podem ser caracterizadas como afundamentos, elevações e, de maneira mais crítica, interrupções. (DUGAN *et al.*, 2012).

De acordo com ANEEL (2018) e Dugan *et al.* (2012) as definições e causas das variações são:

- a) afundamento de tensão: é caracterizado por uma rápida redução no nível de tensão eficaz, que fica entre 10% e 90% do valor nominal, durando de um ciclo a três minutos. Afundamentos de tensão são, geralmente, associados com energização de grandes cargas ou partida de grandes motores;
- b) elevação de tensão: ocorre quando a tensão extrapola 10% do seu valor nominal, com duração superior ou igual a um ciclo e inferior a três minutos. Elevações de tensão são associadas, geralmente, à desconexão de grandes cargas e energização de bancos de capacitores de potência elevada;
- c) interrupção de tensão: são ditas interrupções as situações em que a tensão assume níveis menores que 10% do seu valor nominal, com duração inferior a três minutos. Interrupções podem ser causadas por faltas no sistema de energia, falhas nos equipamentos e mal funcionamento do sistema de controle. A duração de uma interrupção está diretamente associada ao tempo de operação dos equipamentos de proteção.

O resumo da classificação das variações de tensão de curta duração é visto no quadro 1.

Quadro 1 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 pu
	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 pu
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 pu
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 pu
	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 pu

Fonte – Retirado de ANEEL (2018).

2.2.4 Continuidade do fornecimento de energia elétrica

A concessionárias de energia elétrica são avaliadas pela ANEEL levando em conta, além dos aspectos referentes à conformidade do produto, alguns vistos nas subseções 2.2.1, 2.2.2 e 2.2.3, a continuidade do serviço, que diz respeito à disponibilidade da energia elétrica ao consumidor. Cada uma das concessionárias possui limites diferenciados, com base no seu próprio histórico.

Segundo ANEEL (2018), a apuração das interrupções, que são caracterizadas por níveis de tensão igual ou inferior a 70% da nominal, é feita mensalmente.

Os indicadores de continuidade são divididos em individuais e coletivos. Sendo os individuais: DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão), FIC (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão), DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão e DICRI (Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão). Os indicadores de continuidade coletivos são o DEC (Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e o FEC (Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), sendo calculados pelas equações 4 e 5.

(ANEEL, 2018).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (4)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (5)$$

Sendo "i" o índice de unidades consumidoras faturadas na amostra e "Cc" o número total de unidades consumidoras faturadas na amostra.

Os indicadores DIC e FIC são dados pelas equações 6 e 7.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (6)$$

$$FIC = n \quad (7)$$

Onde "i" é o índice de interrupções da unidade consumidora no período apurado e "n" o número de interrupções da unidade consumidora.

2.3 Redes Elétricas Inteligentes

A demanda por maior qualidade e confiabilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, a inserção de fontes renováveis, a participação ativa do consumidor no sistema de distribuição por meio da Geração Distribuída e, sobretudo, o avanço tecnológico são alicerces para a concepção de um sistema elétrico inteligente. O conceito de rede elétrica inteligente (REI) busca por redes mais confiáveis, mais seguras, econômicas, eficientes e mais amigáveis ao meio ambiente. A rede inteligente não deve ser tomada como um conceito fechado e imutável, mas, segundo USA - Department of Energy (2009), como uma visão a ser completada seguindo as necessidades do mercado onde está inserida.

A modernização do Sistema Elétrico de Potência (SEP) passando por geração, transmissão, distribuição e usuário final, assumindo o grande desenvolvimento da capacidade de comunicação e de processamento de dados dos integrantes do SEP, são aspectos determinantes para o conceito de rede elétrica inteligente, pois permitem o controle e monitoramento do sistema como um todo. Sendo assim, a REI pode ser entendida como a convergência e integração intensa de tecnologia da informação, com alta capacidade de comunicação, com o sistema de potência. (FARHANGI, 2010).

Como características fundamentais das REIs, Falcão (2009) traz:

- a) auto recuperação do sistema;

- b) participação ativa do consumidor;
- c) alta qualidade de energia;
- d) integração de várias fontes de energia;
- e) redução do impacto ambiental em decorrência da diminuição de perdas e inserção de fontes de energia renováveis;
- f) viabilização da competitividade do mercado de energia com a inserção de microgeração e minigeração.

Farhangi (2010), na sua contribuição para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, na publicação "*IEEE power & energy magazine*", compara a rede convencional com a ideia de redes inteligentes, vide o quadro 2.

Quadro 2 – Comparação da rede inteligente com a rede convencional

Rede convencional	Rede inteligente
Eletromecânica	Digital
Unidirecional (radial)	Bidirecional
Geração centralizada	Geração Distribuída
Poucos sensores	Rede altamente sensoreada
Restauração manual	Autorrestaurativa
Altamente suscetível a falhas	Adaptativa e com possibilidade de ilhamento
Controle limitado	Controle remoto
Consumidor passivo	Consumidor ativo

Fonte – Adaptado de Farhangi (2010)

A integração de Geração Distribuída (GD) e a capacidade de reconfiguração do sistema são características intrínsecas à Rede Elétrica Inteligente, bem como são aspectos importantes na idealização desse trabalho acadêmico.

2.4 Geração Distribuída

A demanda por energia cresce de maneira progressiva, mas, em contraponto, as fontes de energia convencionais, com destaque para os recursos energéticos fósseis, estão se esgotando. Além do esgotamento, há a necessidade constante de procurar formas de reduzir a poluição causada pelos combustíveis fósseis, que passa, primordialmente, pela busca de novas fontes de energia. Dessa forma, a ideia de produzir energia localmente, ou seja, próximo dos consumidores, com fontes não convencionais/renováveis e com conexão na rede de distribuição (RD) é uma saída. Esse conceito é chamado de Geração Distribuída e é definido dessa forma para haver a diferenciação dos geradores convencionais centralizados. As fontes de energia, também chamadas de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), podem ser gás natural, biocombustível, eólica, fotovoltaica, etc. (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

Segundo Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009), a Geração Distribuída pode ser conceituada levando em consideração os seguintes itens:

- a) não despacha energia de forma centralizada, ou seja, alimenta as cargas locais;
- b) não é o gerador centralizado principal, ou seja, serve como alternativa local;
- c) tem potência de até 50 MW;
- d) é conectado, geralmente, na rede de distribuição em baixa tensão ou, para potências elevadas, tem sua conexão feita em até 145 kV.

Pela sua capacidade de geração reduzida, as REDs são instaladas de maneira descentralizada e perto das cargas, dessa forma há diminuição das perdas na transmissão da energia, bem como torna atrativo o investimento de possíveis consumidores, uma vez que o empreendimento se torna interessante pelo custo reduzido da transmissão. E pela sua entrega usual ser em baixa tensão permite a conexão de outros elementos de geração na rede, assim pode haver a criação de uma microrrede. (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

A conexão de geradores distribuídos ao sistema de distribuição enquadra-se no conceito de redes de distribuição ativas, ou seja, com fluxo de potência bidirecional, o que traz diversos problemas às redes de distribuição convencionais, que tem funcionamento radial. De acordo com Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009), para implantação de redes ativas é necessário o foco nos estudos de:

- a) controle ativo da área;
- b) proteção e controle adaptativos;
- c) dispositivos para gestão da rede;

- d) simulação da rede em tempo real;
- e) implementação de sensores e medições avançadas;
- f) comunicação dos equipamentos integrantes do sistema;
- g) extração de dados de maneira inteligente;
- h) estudo na inovação dos sistemas de distribuição e transmissão.

A geração de energia por meio de fontes renováveis tem o seu maior empecilho na sazonalidade, haja visto que, como por exemplo, geradores eólicos e painéis fotovoltaicos tem forte influência das estações do ano e do tempo, que pode ter mudanças ao longo do dia não tão previsíveis. Dessa forma, o uso de armazenamento de energia tem impacto importante na confiabilidade do sistema, pois cargas importantes, tais como hospitais, indústrias e sistemas de telecomunicação demandam abastecimento constante e de alta qualidade. (PETRONE *et al.*, 2008).

Outro ponto importante pertinente à GD, com foco na geração de energia por painéis fotovoltaicos, é o custo de implementação, que se torna cada vez mais atrativo em virtude dos investimentos feitos no setor, na ordem de R\$ 3,5 bilhões em 2018, na possibilidade de financiamento para implantação dos sistemas e da isenção de ICMS, em quase todo território nacional, para aquisição dos painéis. (Sebrae RS, 2018). De acordo com Portal Solar (2018), os preços para implantação de sistemas de geração solar fotovoltaica em comércios e indústrias, de acordo com sua potência de pico, são os dispostos na tabela 3.

Tabela 3 – Preços da instalação de sistema de geração solar fotovoltaica em comércios e indústrias

Sistema [kWp]	Preço médio [R\$]
15,84	75.308,73
18,81	85.570,00
22,44	98.674,00
26,4	106.503,40
53,46	204.955,00
66	245.511,00
75,24	284.780,00
102,3	378.850,00
204,6	726.350,00
306,9	1.130.200,00

Fonte – Retirado de Portal Solar (2018)

Ainda segundo o Portal Solar, a implantação de usinas de energia solar fotovoltaica tem seus preços vistos na tabela 4.

Tabela 4 – Preços da instalação de usinas de energia solar fotovoltaica

Sistema [MW]	Preço médio [R\$]
5	17,5 a 20 milhões
30	105 a 120 milhões

Fonte – Retirado de Portal Solar (2018)

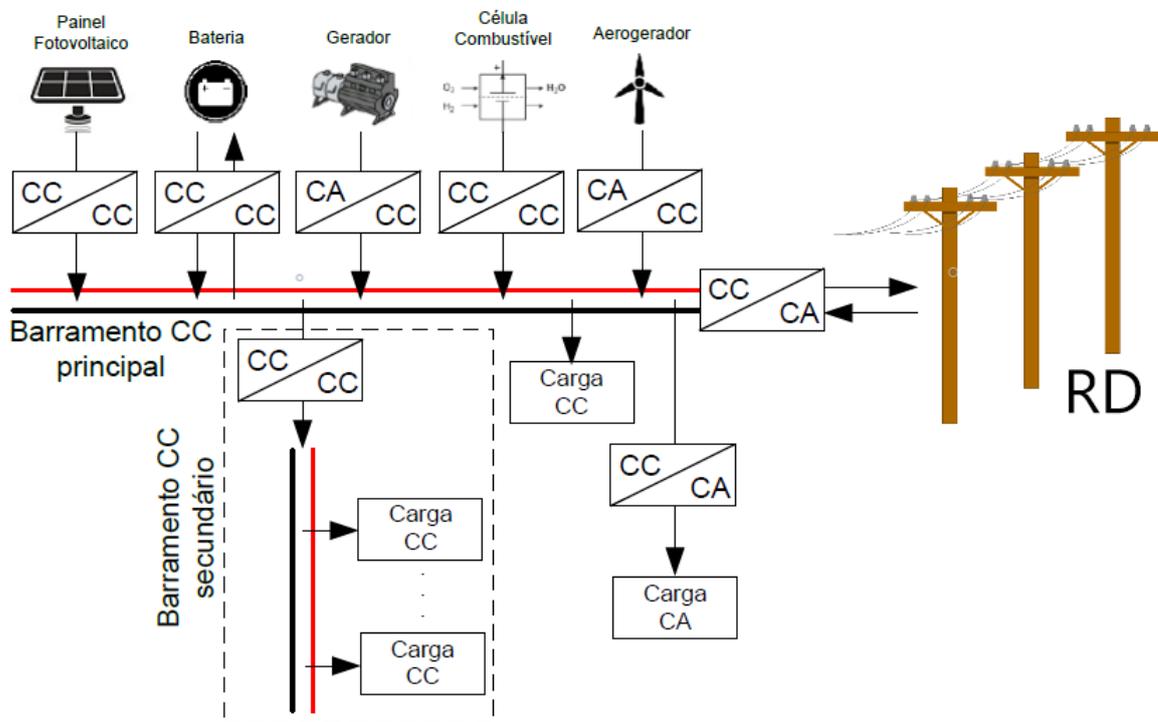
Um dos desafios da Geração Distribuída é a conexão dos REDs na rede de distribuição, haja visto que a tensão e a frequência dos geradores, em geral, não possuem as mesmas características das redes de distribuição. Com base na ONS (2017), o SEP tem seu funcionamento majoritariamente em corrente alternada, enquanto as fontes renováveis fornecem energia em corrente contínua ou em corrente alternada com frequência e tensão diferentes das do sistema da concessionária. Dessa forma, Alves (2017) traz as alternativas de conexão por meio de um barramento de corrente contínua (CC) e conexão em barramento de corrente alternada (CA), com níveis de grandezas condizentes com o sistema já estabelecido.

A conexão em barramento CC consiste na criação de um barramento CC centralizado, onde os geradores distribuídos se conectam por meio de conversores CC-CC e/ou CA-CC para adequação dos valores de tensão. De acordo com Balog e Krein (2011) e Guerrero (2011) as vantagens da criação da microrrede CC são:

- a) alta eficiência de transferência de energia por conta do uso de conversores em um único estágio;
- b) não é necessária a sincronização dos conversores, que fazem parte das fontes do barramento CC, com a rede da concessionária;
- c) sem perdas reativas e seus efeitos no barramento;
- d) melhor integração de sistemas de armazenamento de energia e fontes renováveis;
- e) operação contínua do sistema em caso de falta do sistema CA, pois há a integração de armazenamento de energia CC.

A utilização de um barramento centralizado CC demanda o uso de um conversor CC-CA para conexão do sistema CC com a rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, que pode também funcionar como elemento seccionador quando necessário. Como desvantagens da microrrede CC destaca-se a necessidade da criação de uma rede de distribuição adicional, que tem seus equipamentos mais caros e complexos que os habitualmente utilizados em redes CA. (ALVES, 2017).

Figura 1 – Microrrede com barramento CC



Fonte – Adaptado de Alves (2017).

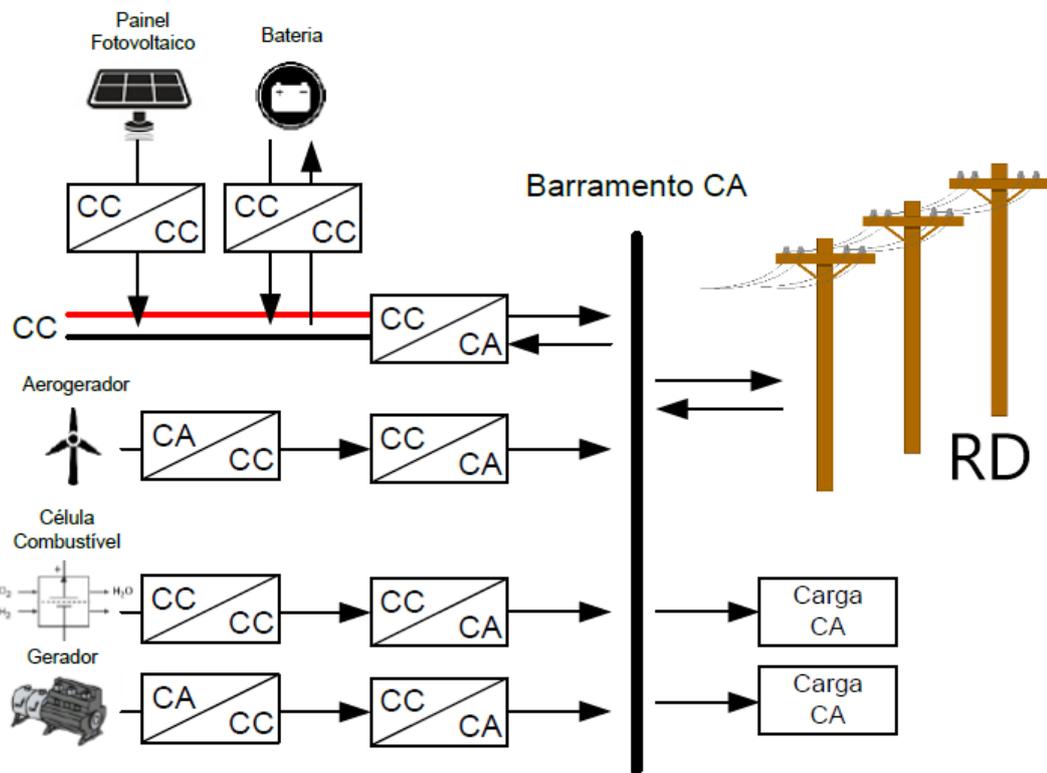
Outra maneira de conexão das REDs ao sistema de distribuição é por meio de um barramento CA, onde cada fonte de geração tem seu próprio conversor para conexão ao sistema de distribuição, com possibilidade da necessidade do uso de mais de um estágio de conversão para o correto acoplamento do sistema.

No seu trabalho, Alves (2017), traz como vantagens desse modo de conexão a alta confiabilidade e robustez, pois cada integrante da GD é conectado de forma independente à rede de distribuição. Como adendo tem-se a facilidade de expansão e manutenção, uma vez que a configuração é modular.

Ainda segundo Alves (2017), as desvantagens desse modelo de conexão são o elevado custo, pelo aumento do número de equipamentos em relação à utilização do barramento CC. E, de acordo com Yu *et al.* (2011), o controle do fluxo de potência se torna mais complexo, pois cada conversor pode gerenciar seu fluxo de maneira individual.

Esse modelo de conexão é o mais comum e aceito, haja visto que a produção de conversores estáticos aumenta gradativamente, reduzindo o custo da topologia de GD conectada a um barramento CA. Além de que não há a necessidade da construção de um barramento CC, o qual assume um custo maior pelos equipamentos utilizados.

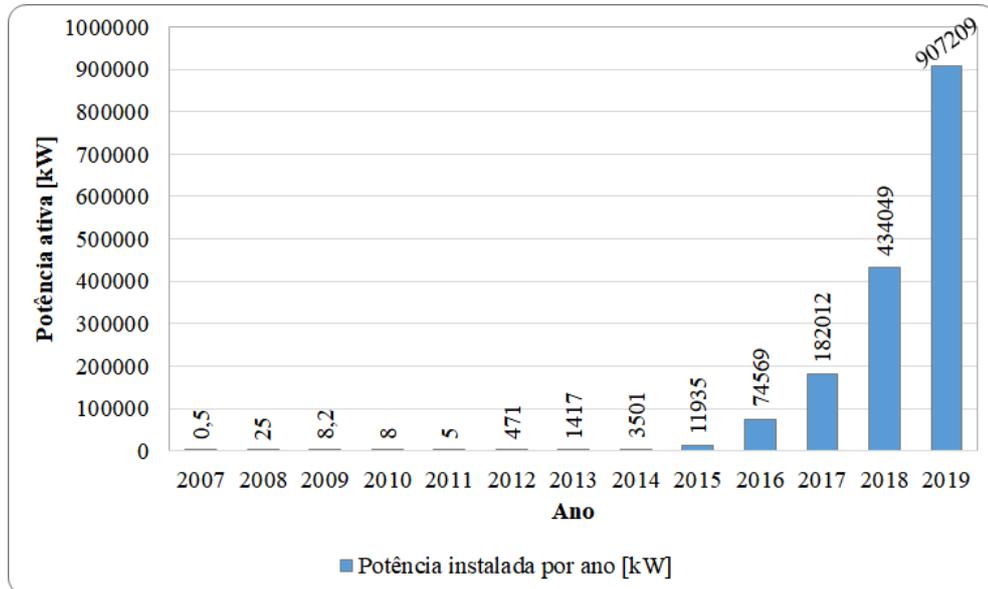
Figura 2 – Microrrede com barramento CA



Fonte – Adaptado de Alves (2017).

Nos últimos anos, a instalação de sistemas de Geração Distribuída aumentou consideravelmente, visto a popularização, principalmente, das gerações eólica e fotovoltaica. No gráfico, apresentado na figura 3, é possível notar que após 2012, ano da promulgação da resolução normativa 482 (ANEEL (2012)), o crescimento foi abrupto em comparação com o ano anterior, representando 9327% de aumento da potência instalada ano sobre ano. A partir do ano de 2013 o crescimento de potência instalada a cada ano cresce em média 215%.

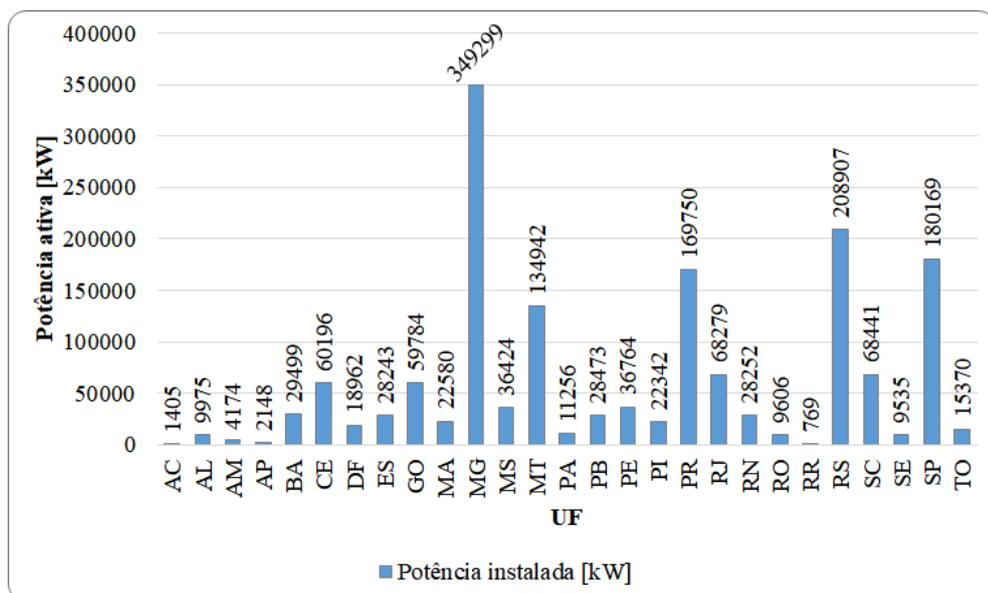
Figura 3 – Potência de GD instalada por ano



Fonte – Adaptado de ANEEL (2019b).

Mesmo com os inúmeros desafios, segundo ANEEL (2019c), o Brasil, no momento da elaboração desse trabalho, conta com potência instalada de 1,6 MW considerando as mais de 127 mil unidades com Geração Distribuída presentes no país. A distribuição da potência instalada, por Unidade Federativa (UF) brasileira, é vista na figura 4.

Figura 4 – Potência instalada de GD por unidade federativa do Brasil



Fonte – Adaptado de ANEEL (2019c).

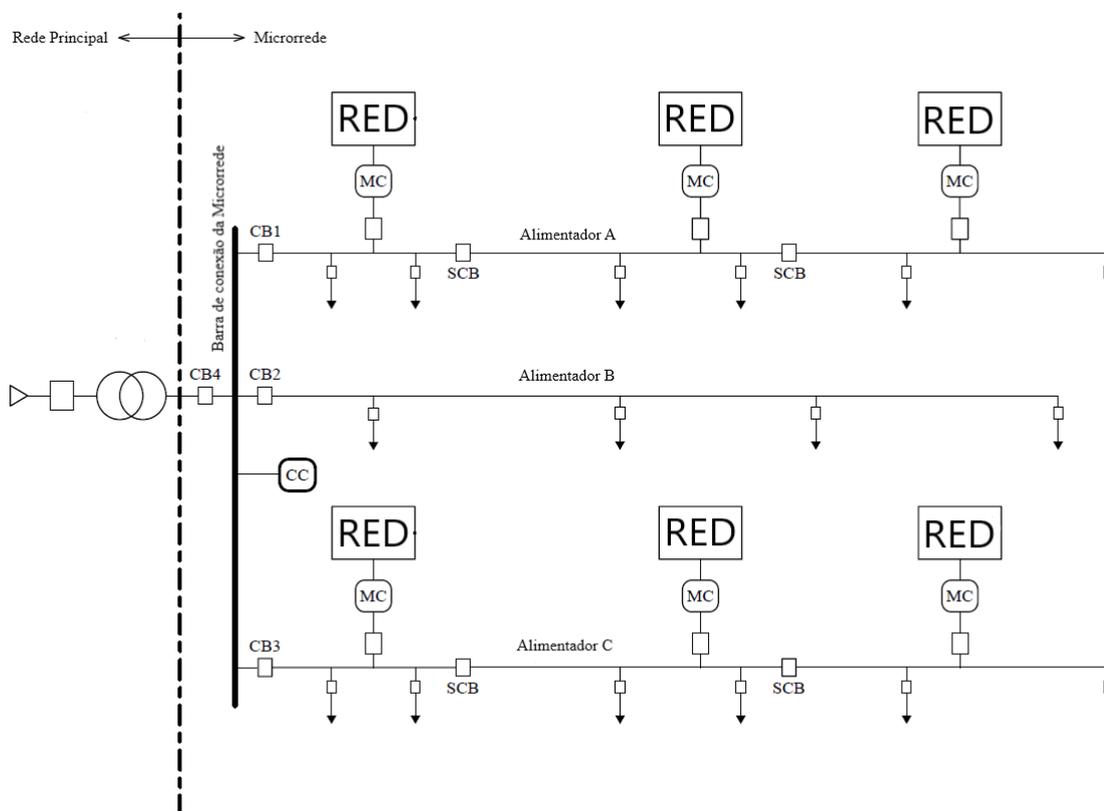
Analisando o gráfico é possível notar que os três estados com maior potência instalada de GD são, em ordem, Minas Gerais (MG), Rio Grande do Sul (RS) e São Paulo (SP).

2.5 Microrredes, Microgeração e Minigeração

O conceito de redes de distribuição ativas contribui para uma nova concepção de sistema, a microrrede, que é caracterizada pela sua pequena abrangência geográfica, presença de recursos energéticos distribuídos e cargas conectadas no nível de tensão da distribuição. (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

Uma topologia típica de microrrede é vista na figura 5.

Figura 5 – Configuração típica de microrrede



Fonte – Adaptado de Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009).

A rede é segmentada em três alimentadores, nos alimentadores A e C há a conexão de cargas e recursos energéticos distribuídos (REDs), enquanto o alimentador B conta só com cargas conectadas a ele. Cada gerador conta com um controlador individual (MC), que é responsável por controlar o fluxo de potência, nível de tensão e sincronia do gerador, graças a esse comportamento modular é possível a inserção *plug-and-play* de geradores no sistema. O controle central (CC)

mantém os níveis de tensão e frequência dentro dos limites de operação adequados em todo a microrrede, controla o fornecimento de energia reativa, bem como é responsável pelos ajustes das proteções, com o envio das parametrizações adequadas para os equipamentos. Além disso, a central de controle é capaz de isolar a microrrede, quando houver falha na alimentação principal, por meio da abertura de "CB4", ou até mesmo seccionar os alimentadores de maneira individual com as aberturas de "CB1", "CB2" ou "CB3". (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

Assumindo a importância da Geração Distribuída e o conceito de redes de distribuição ativas, a ANEEL, em 2012, publicou a resolução normativa 482, que estabelece as condições para acesso de microgeração e minigeração distribuídas à rede de distribuição e o mecanismo de compensação os consumidores.

No momento de sua promulgação a resolução 482 estabelecia que o conceito de microgeração distribuída era o de central geradora conectada à rede de distribuição com capacidade instalada de no máximo 100kW, com matriz energética hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração. E a minigeração distribuída atende os mesmos quesitos, mas com capacidade instalada superior, de 100kW até 1 MW. (ANEEL, 2012).

As capacidades de geração que conceituam e diferem microgeração e minigeração distribuída sofreram alterações pelas resoluções normativas 687 e 786, de 2015 e 2017 respectivamente. A resolução 687 estabeleceu o limite conceitual de microgeração em 75 kW e o de minigeração em 3 MW, que posteriormente, pela resolução 786, foi alterado para 5 MW. (ANEEL, 2015), (ANEEL, 2017b).

Dessa forma, no momento da elaboração desse trabalho, as capacidades instaladas de micro e minigeração são dispostas na tabela 5.

Tabela 5 – Capacidade instalada de micro e minigeração distribuídas

Geração	Capacidade instalada
Micro	Menor ou igual a 75 kW
Mini	Maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW

Fonte – ANEEL

2.6 Reconfiguração de Redes de Distribuição

A capacidade de reconfiguração do sistema elétrico é fundamental para a manutenção da qualidade e continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica e, pela sua função determinante, o assunto é estudado há algumas décadas.

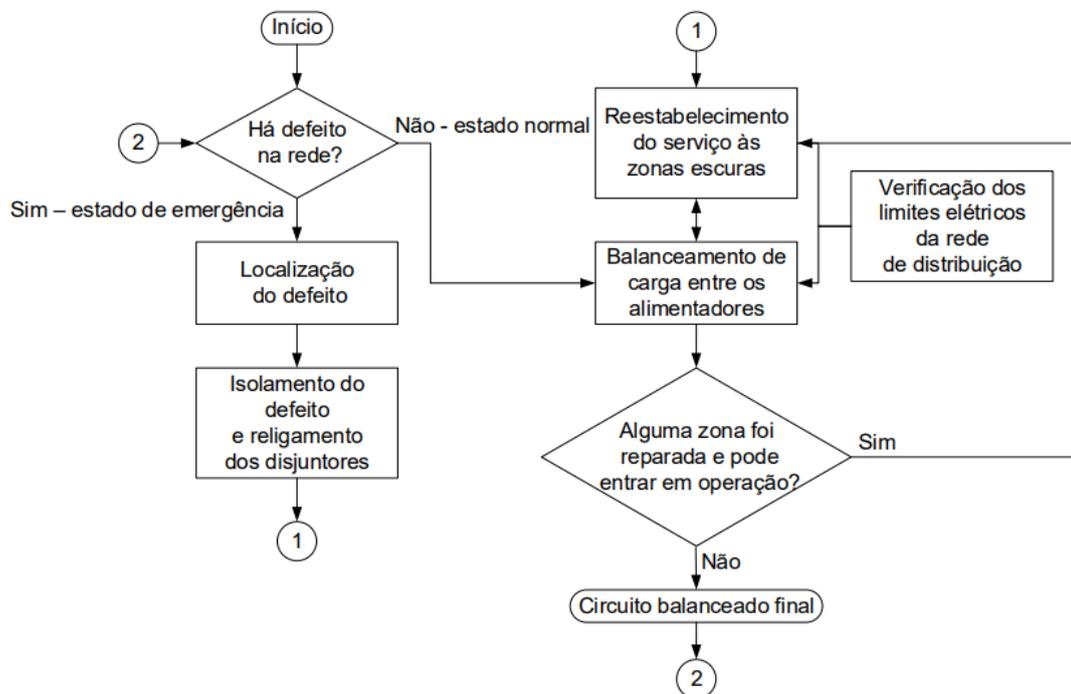
Castro (1985) apresenta uma proposta de metodologia para reconfiguração automática de redes de distribuição com base nos dados já conhecidos da rede. A organização dos dados é feita, inicialmente, em dois blocos, com disposição em duas tabelas, o primeiro deles agrupa as

informações que descrevem a topologia da rede de distribuição com base nos seus elementos seccionadores. Nessa primeira tabela constam os números de identificação das chaves, seu estado original (aberto ou fechado) e os trechos que elas interligam.

O segundo bloco comporta as características elétricas da rede, como carga e fator de potência em cada ponto, além dos dados dos cabos utilizados em cada trecho. Utilizando-se os dados das duas tabelas o autor ainda propõe a criação de uma terceira tabela, chamada de "Mapa do Circuito", que apresenta os dados por zona.

Na figura 6 é mostrado o fluxograma do algoritmo proposto no trabalho de Castro.

Figura 6 – Fluxograma de algoritmo para reconfiguração automática de redes de distribuição



Fonte – Adaptado de Castro (1985).

A análise do fluxograma nos permite visualizar os três pontos centrais de um processo de reconfiguração de redes de distribuição: localização do defeito, isolamento do defeito e reestabelecimento do fornecimento de energia às zonas que não foram afetadas diretamente pelo defeito.

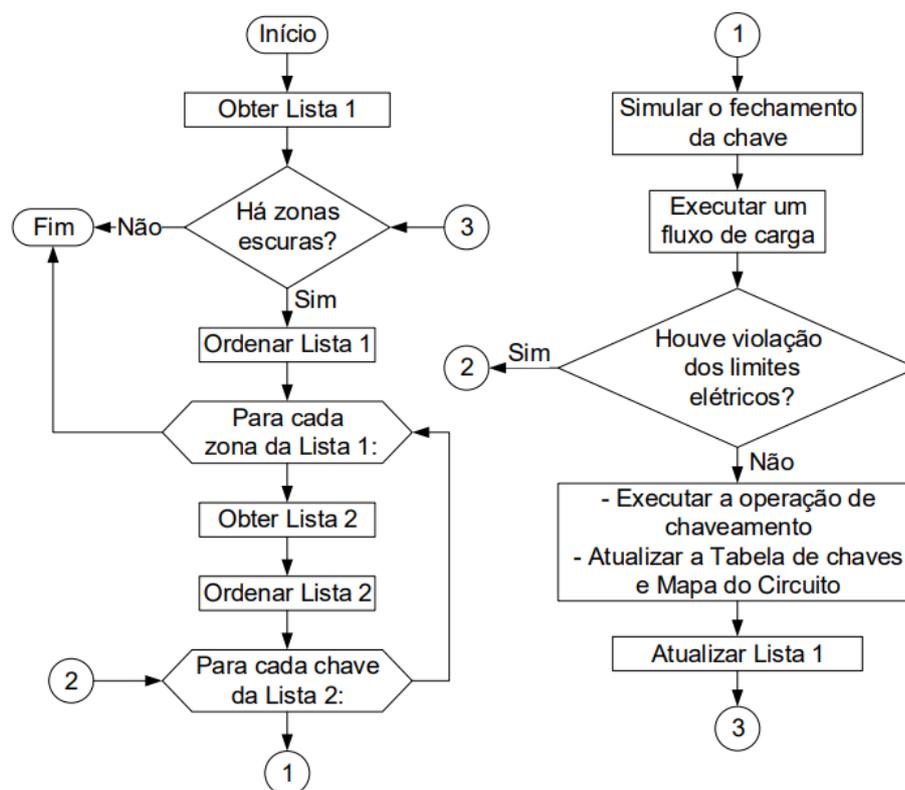
Com base nos elementos seccionadores telecomandados, que abrem em virtude da falha do sistema, como disjuntores e detectores de falta instalados nas chaves, o defeito é localizado.

Após a localização do defeito, determina-se o processo de chaveamento adequado para isolar o problema, essa etapa consiste basicamente em abrir todas as chaves conectadas à zona defeituosa. Na sequência, tenta-se religar o disjuntor que atuou em virtude do defeito. Para

o reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica às zonas não afetadas pelo defeito o autor sugere os seguintes critérios: tentar reenergizar, respeitando os limites da rede, o maior número possível de zonas escuras e priorizar zonas com carga maior. Castro, ainda traz a opção do critério de escala de prioridade das zonas, que pode sobrepor o critério de zonas com maior carga.

Assim, o fluxograma proposto por Castro (1985) com os passos para reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica é mostrado na figura 7.

Figura 7 – Fluxograma de algoritmo para reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica



Fonte – Adaptado de Castro (1985).

O algoritmo proposto por Castro (1985), mostrado na figura 7, tem como primeiro passo obter a lista de zonas escuras (Lista 1) e ordená-las em ordem decrescente de carga. Após a organização das áreas sem eletricidade, toma-se a primeira área e listam-se as chaves conectadas a ela (Lista 2), sendo a primeira chave da lista aquela que conecta a zona escura ao alimentador menos carregado, e assim por diante. Na sequência é simulado o fechamento da primeira chave listada e analisado o fluxo de potência, se os limites elétricos não são violados a chave é efetivamente fechada e, seguindo o algoritmo, a tabela de chaves, mapa do circuito e a Lista 1 têm seus dados atualizados. Do contrário, caso os limites elétricos sejam extrapolados, a chave em questão não pode ser fechada e deve ser tomada a próxima chave da Lista 2, onde

a análise é feita da mesma forma. Caso nenhuma chave possa ser fechada, significando que a zona escura em análise não pode ser reestabelecida, deve-se tomar a próxima zona da Lista 1 e os testes devem ser reiniciados.

Com o avanço tecnológico e consequente aumento da capacidade computacional, o acesso às informações dos equipamentos e o desenvolvimento da automação, com destaque ao *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), diversas metodologias de reconfiguração das redes de distribuição tem sido apresentadas. Mas os princípios fundamentais, no geral, não se alteram, sendo eles: localização do defeito, isolamento da área problemática e reconfiguração da rede para manter o fornecimento de energia elétrica aos clientes fora da região do defeito. (BERNARDON *et al.*, 2012).

Em sua publicação, Bernardon *et al.* (2012), aborda o método *Analytic Hierarchical Process* (AHP) proposto por Saaty (1980), para determinar a opção mais adequada de reconfiguração. Na sua abordagem, o autor determina as funções objetivo com base nos critérios de maximização do número de clientes atendidos, maximização do montante de energia reestabelecida e minimização do FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora). Como restrições do método tem-se: limite de corrente de cada equipamento, limite de corrente dos elementos de proteção e níveis de tensão adequados em cada nó do sistema. Para encontrar a melhor solução, o AHP admite a determinação de hierarquia dos critérios e a construção de uma matriz, onde são estabelecidos graus de prioridade entre os critérios.

Como resultado do método há a determinação, por simulação computacional, dos elementos de chaveamento que devem operar para transferir a carga de maneira automática no momento do defeito, assim melhorando os índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica.

2.7 Ilhamento de Geração Distribuída

Segundo Alves (2017), a GD pode operar de duas maneiras, conectada à rede de distribuição ou isolada (ilhada). A primeira forma, e mais utilizada atualmente, pressupõe a desconexão da Geração Distribuída em caso de falta no fornecimento da concessionária e a importação/exportação de energia entre as redes. Esses sistemas tem o custo reduzido, uma vez que não necessitam de armazenamento de energia, pois seu fornecedor primário sempre será a rede da concessionária, sendo a energia da GD disposta no barramento CA comum à rede de distribuição. A clara desvantagem do sistema operar exclusivamente conectado é o fato da Geração Distribuída cessar no momento de falta da rede da concessionária de energia elétrica.

A segunda maneira, e foco de estudo desse trabalho, é a possibilidade de operação do sistema de Geração Distribuída no modo ilhado, ou seja, desconectado da rede da concessionária. Nesse cenário, quando da falta de fornecimento de energia elétrica pela concessionária, a GD mantém as cargas alimentadas com base na sua capacidade de geração.

De acordo com IEEE (2011), uma ilha no sistema elétrico é formada quando tem-se geração e cargas operando de modo isolado, ou seja, desconectado do restante do SEP. Da mesma forma, quando um sistema é afastado geograficamente da distribuição tendo sua alimentação dada por meio de geradores locais é dito que o sistema opera ilhado. Nesse trabalho a abordagem será a respeito da Geração Distribuída alimentando uma porção de cargas desconectadas do sistema da concessionária, assim tem-se o ilhamento do sistema de distribuição. (KRISHNAN; GAONKAR, 2012).

O ilhamento da Geração Distribuída proporciona melhoria da continuidade do fornecimento, assim reduz de maneira significativa os indicadores de continuidade da concessionária local e, por consequência, aumenta a confiabilidade do sistema. (PILO; CELLI; MOCCI, 2004), (SECA; LOPES, 2008), (FERREIRA *et al.*, 2013).

Os desafios da operação ilhada passam por aspectos técnicos, onde o principal é a adaptação do sistema de distribuição atual, que opera de forma radial e tem limitações das proteções nele instaladas, já que estas devem ser altamente responsivas e adaptáveis, pois quando da ocorrência do ilhamento os níveis de curto-circuito do sistema se alteram e os ajustes das proteções devem ser alterados. Hoje, os elementos de proteção do sistema são, na sua maioria, parametrizados manualmente, então o tempo de adaptação da proteção seria alto. (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009). Além da abordagem puramente técnica, a segurança do sistema é um aspecto importante do ilhamento, onde a concessionária local tem de ter pleno conhecimento da área ilhada, já que a manutenção e qualidade da rede de distribuição continua sendo sua atribuição.

Quando o ilhamento ocorre sem programação, ou seja, sem a adaptação da rede de distribuição e assim, podendo causar problemas de qualidade e segurança, ele é chamado de ilhamento não intencional. Por outro lado, quando o ilhamento é desejável e a rede de distribuição adaptada para esse fim com base em estudos prévios, o ilhamento é dito intencional.

2.7.1 Normas e requisitos para ilhamento da Geração Distribuída

As concessionárias de energia elétrica, no âmbito da distribuição, no geral não permitem que um acessante na modalidade de Geração Distribuída permaneça com operação ilhada quando conectado ao sistema de distribuição. (CEEE, 2018), (CPFL, 2018), (LIGHT, 2018).

As distribuidoras são responsáveis pela qualidade da energia elétrica na sua área de concessão, sob regulação da ANEEL. Como, muitas vezes, a GD não é de propriedade da concessionária se faz complicado o controle de qualidade da energia entregue à porção de consumidores da ilha em caso de ilhamento. Além da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias aos consumidores, a perda de coordenação e seletividade dos elementos de proteção, como chaves fusíveis e religadores, é resultado de um ilhamento não intencional, visto que a rede de distribuição hoje é projetada para atender o fluxo de potência de forma radial, ou seja, uma fonte atendendo as cargas em sentido único. Dessa forma, quando o sentido do fluxo é invertido pela

presença da GD ilhada a proteção da rede de distribuição é prejudicada. Outro aspecto de suma importância é a segurança dos funcionários responsáveis pela manutenção da rede e, como pode haver a energização de trechos de rede que a priori estariam desenergizados, assim representando risco à vida dos eletricitistas, a prática do ilhamento é vedada. (MARCHESAN, 2016).

Pelos motivos citados, se ocorrer a falta por parte da distribuidora a GD tem de ser desligada em até dois segundos, esse procedimento é estabelecido pelas concessionárias e tem como referência a recomendação da IEEE 1547.2 - 2009.(IEEE, 2009).

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), no seu módulo 3, deixa claro que a decisão de operar com parte do rede da distribuição ilhada é da concessionária de energia elétrica que, de comum acordo com a central geradora, pode permitir o ilhamento seguindo os procedimentos de operação estabelecidos no Módulo 4 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica. (ANEEL, 2017a).

Ainda no Módulo 3, o PRODIST enfatiza a necessidade de análise técnica da operação ilhada para geradores acima de 300kW envolvendo os consumidores que vierem a ser atendidas. A microrrede associada ao ilhamento do gerador deve ter sua qualidade de energia garantida e, caso o ilhamento não seja permitido, deve haver o seccionamento automático da geração pelo disjuntor de paralelismo. (ANEEL, 2017a).

As condições para operação de parte do sistema de distribuição ilhado são estabelecidas pela distribuidora e pela geradora acessante no Acordo Operativo. A acessante é responsável pelo controle de frequência da microrrede estabelecida quando o sistema é ilhado e tem de contar com controle automático da geração (CAG) ou outra forma de controle semelhante. E, se fazem de responsabilidade da distribuidora, os estudos necessários e instruções de operação e segurança para o sistema ilhado. Por parte da central geradora fica a responsabilidade de fornecer as informações necessárias para análises de regime permanente e dinâmico da distribuidora e, quando se fizer necessário, a adequação dos parâmetros do seu controle para não prejudicar o funcionamento adequado do sistema de distribuição. (ANEEL, 2010).

De forma análoga às colocações do PRODIST, vale-se destacar a IEEE Std. 1574.4 - 2011 que estabelece padrões de projeto, operação e integração de Geração Distribuída ilhada no sistema de potência, na qual trata-se somente do ilhamento intencional. Trata-se de um adendo à IEEE Std 1547 - 2003, que trata dos padrões para conexão de GD ao Sistema Elétrico de Potência.

Como perspectiva de mudança ao atual cenário, no qual as distribuidoras vetam o ilhamento totalmente, destaca-se a CEMIG por admitir a operação ilhada de produtores independentes conectados em média tensão no caso de emergência, onde longas interrupções de fornecimento podem ser evitadas. (CEMIG, 2018b).

2.8 Trabalhos Relacionados

Mendonça (2014) traz no seu trabalho uma proposta de sistema para ilhamento intencional automático de uma microrrede alimentada por GD, com geração baseada em máquina síncrona. O autor propõe a reconfiguração automática da rede, com o intuito de manter o fornecimento dos clientes alimentados pela parte saudável da rede de distribuição. Para desenvolvimento do trabalho é utilizada uma rede real, onde já é praticado o ilhamento de maneira manual e, a partir dos estudos feitos, conclui-se a viabilidade do sistema de automação proposto.

De maneira análoga, Deifelt (2016), aborda a viabilidade da operação ilhada intencional da Geração Distribuída, levando em conta os ajustes necessários dos elementos de proteção do sistema de distribuição e,

Pilo, Celli e Mocci (2004), abordam a concepção de redes de distribuição ativas e a importância do ilhamento intencional para melhoria da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, tendo em vista o aumento da penetração dos REDs no sistema de distribuição. Os autores deixam clara a necessidade de estudos de planejamento, onde devem ser analisadas todas as configurações de ilhas propostas, visando a manutenção dos níveis de tensão e frequência adequados. Além disso, destacam o estudo de estabilidade da ilha, com base nos geradores e cargas, e o estudo de curto-circuito, que são determinantes para garantir a qualidade do fornecimento e para ajuste correto dos equipamentos de proteção, respectivamente. O trabalho tem como objetivo a proposição de um algoritmo para definição da melhor alocação de equipamentos seccionadores automáticos, com o intuito de ilhar a rede automaticamente.

Em Krishnan e Gaonkar (2012) é proposta uma estratégia de gerenciamento de rede, tanto com a GD conectada à rede quanto operando ilhada, por meio do controle do inversor associado à GD. Quando a Geração Distribuída opera em paralelo com a rede da concessionária o sistema opera no modo de controle de corrente, provendo a energia necessária para a carga. No caso de falta da concessionária e o ilhamento seja estabelecido, o modo de operação é alterado para controle de tensão. Dessa forma, com base na medição de tensão no ponto de conexão e priorização de cargas, caso necessário, é realizado o corte de cargas do sistema, visando manter a tensão em um nível adequado.

Gomez e Morcos (2008) tratam dos pontos de vista das concessionárias e dos consumidores no que concerne à vantagens e desvantagens da operação ilhada. Os autores concluem que o ilhamento é vantajoso para o consumidor e tecnicamente aceitável para as distribuidoras, que tem por desafios evitar a energização do sistema de forma inadvertida e garantir a qualidade e estabilidade do fornecimento.

Gauthier *et al.* (2007) apresenta o caso de sucesso de ilhamento intencional da Hydro-Quebec (HQ), uma das mais importantes empresas do setor elétrico canadense. Com a necessidade de manutenção de uma linha de transmissão, que alimentava a subestação Senneterre, foi considerada a possibilidade de geração ilhada da usina térmica Boralex, também conectada

à referida subestação. Para viabilizar o ilhamento a usina teve de modificar suas instalações, a fim de garantir o controle de tensão e frequência de acordo com a demanda de carga. Além da adequação por parte da usina, a HQ teve de realizar estudos de estabilidade, de proteção, de variação da tensão eficaz (*flicker*) e da necessidade do gerador mudar seu fator de potência de indutivo para capacitivo. Em 2005, a primeira tentativa de ilhamento do sistema foi realizada e foi sustentada por oito horas, com carga máxima de 7 MW. Durante o teste a tensão e frequência se mantiveram estáveis e adequados perante variações consideráveis de carga. Como resultado do estudo, no momento da manutenção da linha de transmissão, o sistema operou ilhado por três dias, assim permitindo a continuidade do fornecimento aos consumidores.

Peralta (2010) compartilha as experiências da BC Hydro, também representante do setor elétrico canadense, a respeito do ilhamento. Um deles diz respeito a uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de 6 MW, conectada a um alimentador de 25 kV, onde foram realizados testes com conexão e desconexão de cargas a fim de garantir a qualidade da energia no momento do ilhamento. O projeto foi concebido para contornar o problema de interrupções de mais de seis horas, entre os meses de maio e setembro de 2007, que acometiam mil consumidores. Em 2008, o ilhamento foi estabelecido por seis horas e garantiu o fornecimento de energia para os mil consumidores, o que trouxe aumento da satisfação do cliente, diminuição dos indicadores de continuidade quando comparados com o ano anterior.

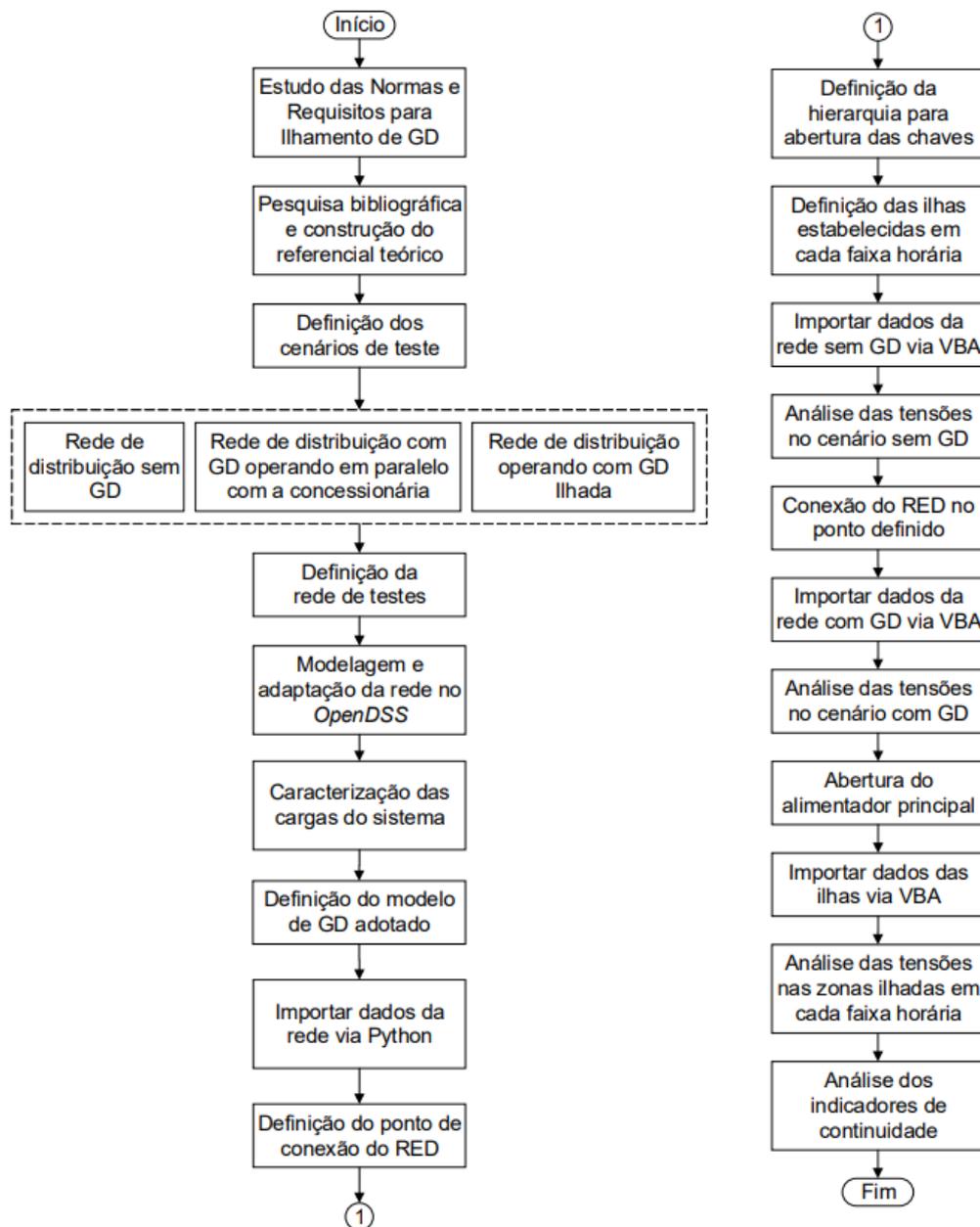
Além desse projeto, Peralta (2010), aborda o projeto de mais uma PCH podendo operar ilhada, essa de 10 MW, também conectada a um alimentador de 25 kV, responsável por atender uma carga de 3 MW, sendo 2 MW provenientes de indústrias e 1 MW de clientes residenciais. Nesse projeto são estabelecidos limites de tensão, subfrequência e sobrefrequência, que devem ser atendidos no momento do ilhamento.

A BC Hydro também concebe projetos de armazenamento de energia com o intuito de operação ilhada e, pela sua experiência em projetos de ilhamento, desenvolveu, em 2006, um material com instruções e ponderações para conexão de Geração Distribuída ilhada. (PERALTA, 2010).

3 METODOLOGIA

O método adotado para o desenvolvimento do trabalho, que tem o intuito de atingir os objetivos propostos, passou pelo entendimento do cenário atual do sistema de distribuição de energia elétrica e realização de testes na rede escolhida. A metodologia adotada é mostrada como fluxograma na figura 8.

Figura 8 – Fluxograma da metodologia adotada



Fonte – Elaborado pelo autor.

No primeiro momento foi realizado o estudo das normas a respeito da inserção da Geração Distribuída na rede de distribuição, com foco na possibilidade de ilhamento do sistema. Além das normatizações, o estudo procurou contextualizar a importância da Geração Distribuída e o impacto dela para consumidores e concessionárias, sendo ela ilhada ou não. Em conjunto com o estudo das normas, foi realizado o estudo bibliográfico dos temas pertinentes ao desenvolvimento do trabalho, assim foi possível consolidar o conhecimento necessário para realização do estudo de caso e da análise de resultados.

Na sequência foram definidos os cenários para realização dos testes, que são vistos abaixo:

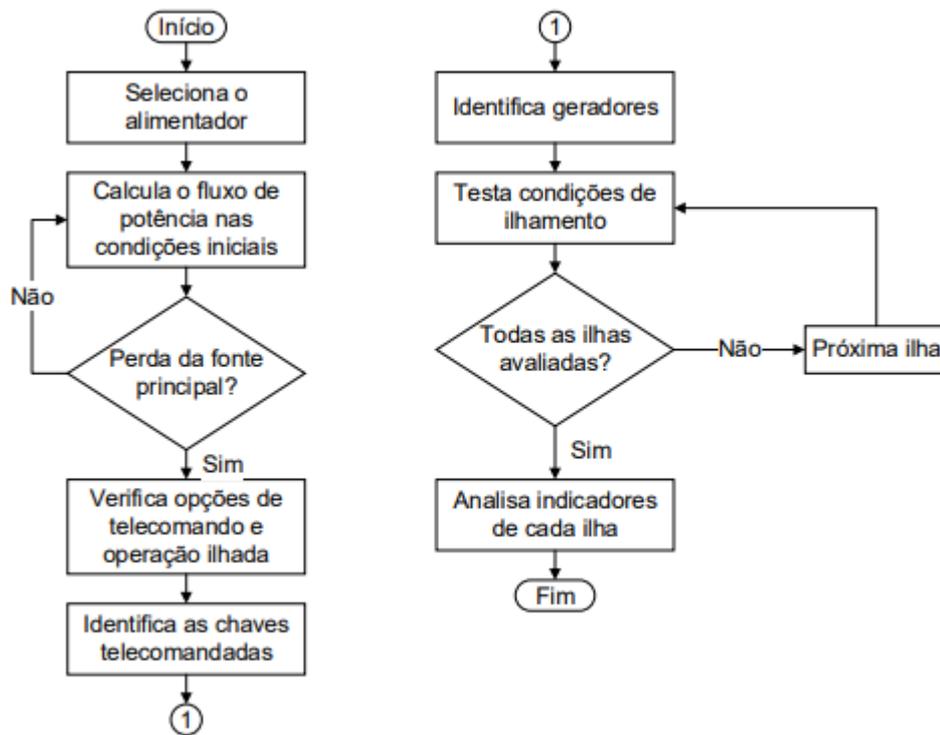
- a) rede de distribuição operando sem conexão de Geração Distribuída;
- b) rede de distribuição com Geração Distribuída operando em paralelo com o fornecimento da concessionária local;
- c) rede de distribuição operando com a Geração Distribuída ilhada.

Com os cenários definidos, a rede para realização das simulações foi escolhida e adaptada por meio do *OpenDSS*. A toda carga presente na rede de estudo foram atribuídas curvas típicas de carga, assim houve a diferenciação das cargas de acordo com os perfis residencial, comercial e industrial. Com os perfis definidos, a fim de calcular posteriormente os indicadores de continuidade, foi calculado o número de consumidores correspondente a cada carga.

Além da definição dos perfis de consumo presentes no sistema, foi escolhido o modelo de Geração Distribuída utilizada nas simulações, ao qual foram atribuídas curvas típicas de geração, e teve suas características de capacidade e conexão definidas. O ponto de conexão do RED foi definido de maneira interativa, por meio de rotina criada em Python, que procurou o ponto ótimo de conexão, com base nas perdas do sistema. Além da rotina para definição do ponto de conexão do RED, Python foi utilizado para definição da hierarquia da abertura das chaves nos casos de ilhamento.

Em Python, também foi desenvolvida a rotina explicitada no fluxograma da figura 9, que é responsável por definir as possibilidades de ilhamento do sistema. O algoritmo, inicialmente, seleciona o alimentador principal e avalia se houve a perda da fonte principal, através do cálculo do fluxo de potência nas condições iniciais do circuito. Se for constatada a perda da alimentação principal, os próximos passos são a verificação das opções de telecomando e a identificação das chaves telecomandadas, que possibilitam a manobra do sistema. Após a seleção das chaves, são identificados os geradores presentes no sistema, que são responsáveis por alimentar as porções ilhadas. Com os elementos necessários para realização do ilhamento definidos, são testadas as condições para a criação das ilhas, que são a demanda e a geração do instante. Por fim, com a ilha adequada estabelecida, são calculados os indicadores de qualidade e de continuidade da ilha.

Figura 9 – Fluxograma de algoritmo genérico para ilhamento



Fonte – Elaborado pelo autor.

Além da linguagem Python, foi utilizado VBA para obtenção das tensões dos barramentos, em regime permanente, considerando todos os cenários estabelecidos. Após a análise dos níveis de tensão, foram realizadas as comparações de continuidade do fornecimento de energia elétrica operando com e sem a possibilidade de ilhamento.

4 ESTUDO DE CASO

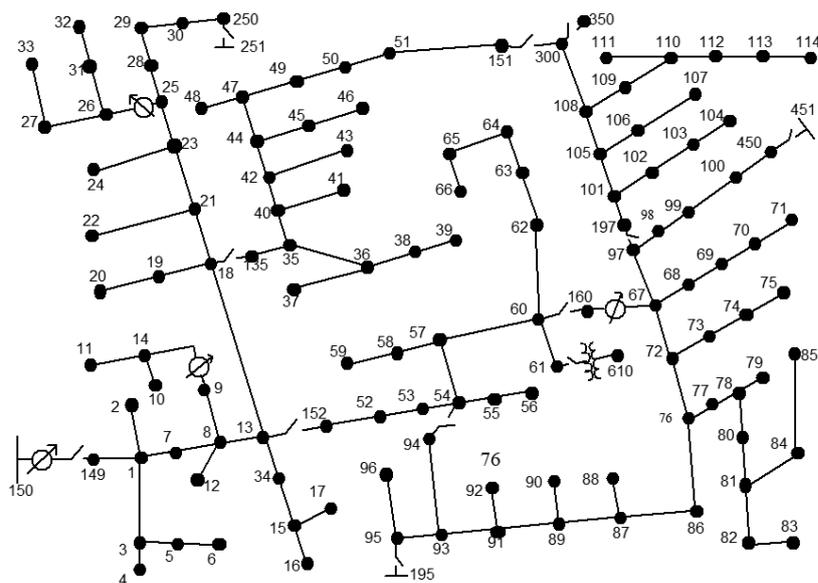
Neste capítulo são descritos todos os procedimentos realizados no desenvolvimento do trabalho, tendo como base o método estabelecido. No decorrer deste capítulo é apresentado o alimentador escolhido para realização das simulações, bem como são caracterizadas as cargas e o sistema de Geração Distribuída adotado nas simulações. Além disso, são apresentados os cenários de estudo e as rotinas de simulação utilizadas.

4.1 Alimentador para realização das simulações

O alimentador escolhido para a realização das simulações pertinentes a esse trabalho foi o 123 *Node Test Feeder* do IEEE, visto na figura 10, que foi desenvolvido, originalmente, em 1992. Ele é caracterizado por trechos de redes subterrâneos e aéreas, presença de reguladores de tensão, banco de capacitores em derivação (*shunt*), cargas desequilibradas e chaves para manobra. (IEEE, 2014).

A tensão nominal original do sistema é 4,16kV, mas, para adaptação ao cenário da distribuição brasileira, a tensão nominal foi alterada para 13,8kV, valor comumente utilizado nos sistemas de distribuição de centros urbanos. Além da tensão base da rede de distribuição, o comprimento original das linhas foi multiplicado em dez vezes, assim o circuito passa a apresentar perdas significativas e há queda de tensão ao longo do sistema.

Figura 10 – IEEE 123 *Node Test Feeder*



Fonte – Retirado de IEEE (2014).

O IEEE 123 é formado por 118 segmentos de rede, aéreos e subterrâneos, conectados pelos 123 nós, tendo como alimentação principal o sistema de transmissão, representado pelo barramento infinito de número 150. As linhas usadas no sistema são modeladas de acordo com a sequência de fases utilizada e são configuradas de 12 maneiras diferentes, vistas nos quadros 3 e 4, sendo onze delas para segmentos aéreos e uma para segmentos subterrâneos.

Quadro 3 – Configurações para segmentos aéreos

Configuração	Fases	Condutor fase	Condutor neutro
1	A B C N	336,400 26/7	4/0 6/1
2	C A B N	336,400 26/7	4/0 6/1
3	B C A N	336,400 26/7	4/0 6/1
4	C B A N	336,400 26/7	4/0 6/1
5	B A C N	336,400 26/7	4/0 6/1
6	A C B N	336,400 26/7	4/0 6/1
7	A C N	336,400 26/7	4/0 6/1
8	A B N	336,400 26/7	4/0 6/1
9	A N	1/0	1/0
10	B N	1/0	1/0
11	C N	1/0	1/0

Fonte – Adaptado de IEEE (2014).

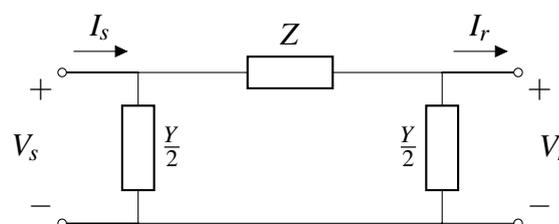
Quadro 4 – Configuração para segmentos subterrâneos

Configuração	Fases	Cabo
12	A B C	1/0 AA, CN

Fonte – Adaptado de IEEE (2014).

As linhas do 123 *Node Test Feeder* são modeladas seguindo o modelo π , visto na figura 11.

Figura 11 – Modelo π



Fonte – Adaptado de Jr. (2006).

A modelagem, seguindo o modelo π , considera uma impedância série (Z) e duas admittâncias (Y) à terra, cada uma delas em uma extremidade do circuito e representando metade

da admitância total. A tensão V_s e a corrente I_s são as grandezas de entrada do sistema e estão relacionados aos terminais fonte, enquanto v_r e I_r são os valores dos terminais receptores, no fim do circuito. (JR., 2006).

4.2 Cargas

As cargas utilizadas para as análises pertinentes à esse trabalho foram mantidas tais quais as originais do 123 *Node Test Feeder*. São 91 cargas, sendo elas monofásicas, bifásicas ou trifásicas e caracterizadas de acordo com diferentes modelos de carga (M), estes mostrados no quadro 5.

Quadro 5 – Modelos de carga utilizados no 123 *Node Test Feeder*

Modelo	Descrição
1	Potência constante
2	Impedância constante
5	Corrente constante

Fonte – Adaptado de Dugan (2018)

As conexões das cargas foram realizadas todas em média tensão, pois foi assumido que todas elas são pontos de entrega à subestações, ou seja, transformadores rebaixadores. Sendo assim, toda carga é conectada à RD em Delta (Δ) ou Estrela (Y), com tensões de alimentação de 13,8 kV ou 7,967 kV.

A cada uma das cargas foi atribuída uma curva de perfil de consumo diferente, onde cargas com potência aparente menor que 75 kVA foram sorteadas de maneira aleatória entre os perfis residencial e comercial e, de maneira arbitrária, as cargas com potência aparente maior que 75 kVA foram determinadas como sendo de perfil industrial. As cargas de cada perfil de consumo, ou curva de carga, são mostradas nas tabelas 6, 7 e 8.

Tabela 6 – Cargas industriais

Carga	M	P [kW]	Q [kvar]	S [kVA]	Carga	M	P [kW]	Q [kvar]	S [kVA]
S47	5	105	75	129,035	S65b	2	35	25	43,012
S48	2	210	150	258,070	S65c	2	70	50	86,023
S49a	1	35	25	43,012	S66c	1	75	35	82,765
S49b	1	70	50	86,023	S76a	5	105	80	132,004
S49c	1	35	20	40,311	S76b	5	70	50	86,023
S64b	5	75	35	82,765	S76c	5	70	50	86,023
S65a	2	35	25	43,012					

Fonte – Elaborado pelo autor.

Tabela 7 – Cargas residenciais

Carga	M	P [kW]	Q [kvar]	S [kVA]	Carga	M	P [kW]	Q [kvar]	S [kVA]
S1a	1	40	20	44,721	S63a	1	40	20	44,721
S2b	1	20	10	22,361	S69a	1	40	20	44,721
S6c	2	40	20	44,721	S70a	1	20	10	22,361
S10a	5	20	10	22,361	S73c	1	40	20	44,721
S11a	2	40	20	44,721	S74c	2	40	20	44,721
S12b	1	20	10	22,361	S75c	1	40	20	44,721
S16c	1	40	20	44,721	S77b	1	40	20	44,721
S20a	5	40	20	44,721	S82a	1	40	20	44,721
S22b	2	40	20	44,721	S84c	1	20	10	22,361
S30c	1	40	20	44,721	S85c	1	40	20	44,721
S32c	1	20	10	22,361	S87b	1	40	20	44,721
S33a	5	40	20	44,721	S90b	5	40	20	44,721
S34c	2	40	20	44,721	S95b	1	20	10	22,361
S38b	5	20	10	22,361	S96b	1	20	10	22,361
S39b	1	20	10	22,361	S99b	1	40	20	44,721
S41c	1	20	10	22,361	S102c	1	20	10	22,361
S42a	1	20	10	22,361	S103c	1	40	20	44,721
S43b	2	40	20	44,721	S106b	1	40	20	44,721
S45a	5	20	10	22,361	S109a	1	40	20	44,721
S52a	1	40	20	44,721	S112a	5	20	10	22,361
S53a	1	40	20	44,721	S113a	2	40	20	44,721
S62c	2	40	20	44,721	S114a	1	20	10	22,361

Fonte – Elaborado pelo autor.

Tabela 8 – Cargas comerciais

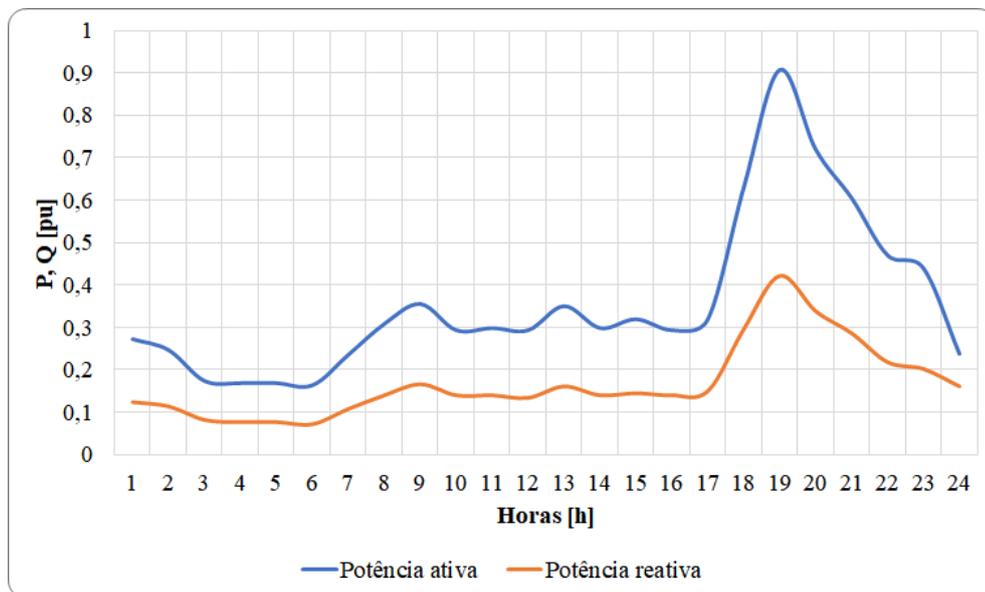
Carga	M	P [kW]	Q [kvar]	S [kVA]	Carga	M	P [kW]	Q [kvar]	S [kVA]
S4c	1	40	20	44,721	S58b	5	20	10	22,361
S5c	5	20	10	22,361	S59b	1	20	10	22,361
S7a	1	20	10	22,361	S60a	1	20	10	22,361
S9a	1	40	20	44,721	S68a	1	20	10	22,361
S17c	1	20	10	22,361	S71a	1	40	20	44,721
S19a	1	40	20	44,721	S79a	2	40	20	44,721
S24c	1	40	20	44,721	S80b	1	40	20	44,721
S28a	5	40	20	44,721	S83c	1	20	10	22,361
S29a	2	40	20	44,721	S86b	1	20	10	22,361
S31c	1	20	10	22,361	S88a	1	40	20	44,721
S35a	1	40	20	44,721	S92c	1	40	20	44,721
S37a	2	40	20	44,721	S94a	1	40	20	44,721
S46a	1	20	10	22,361	S98a	1	40	20	44,721
S50c	1	40	20	44,721	S100c	2	40	20	44,721
S51a	1	20	10	22,361	S104c	1	40	20	44,721
S55a	2	20	10	22,361	S107b	1	40	20	44,721
S56b	1	20	10	22,361	S111a	1	20	10	22,361

Fonte – Elaborado pelo autor.

O perfil de consumo de cada consumidor é representado, de acordo com o dia em análise, pelas suas respectivas curvas de carga, que são apresentadas nas figuras 12, 13, 14, 15, 16 e 17. As curvas de potência ativa e reativa são normalizadas, em cada horário, em função da respectiva potência aparente.

As curvas de carga de perfil residencial, mostradas nas figuras 12 e 13, foram construídas com base em um consumidor típico dessa classe, tendo faixa de consumo mensal entre 160 kWh e 500 kWh.

Figura 12 – Curva de carga de consumidor residencial em dia útil

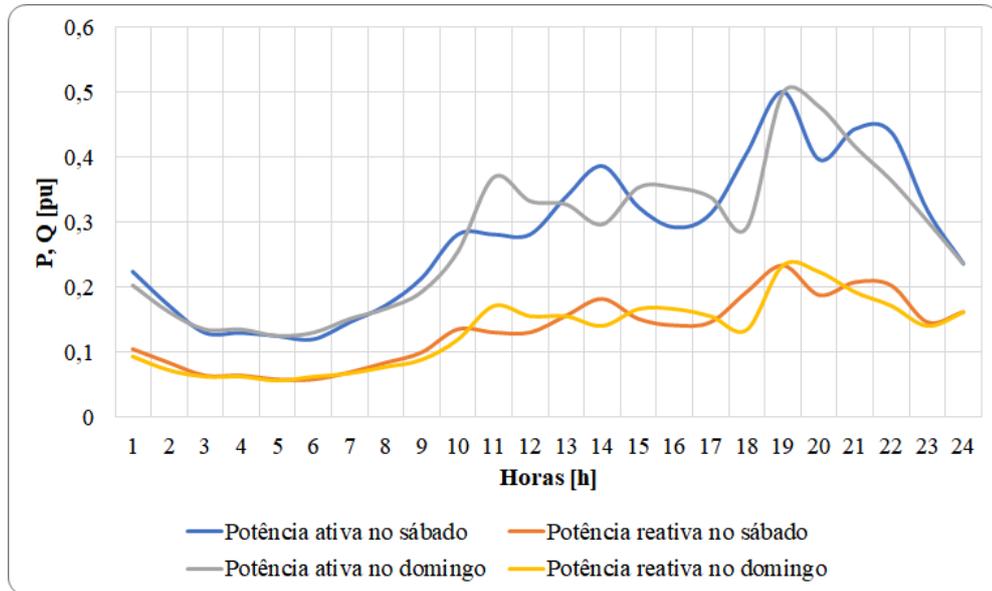


Fonte – Elaborado pelo autor.

Quando considerada a curva de carga de um dia útil, mostrada na figura 12, nota-se que os consumos ativo e reativo não ultrapassam, respectivamente, 0,4 pu e 0,2 pu durante a maior parte do dia. O comportamento se altera a partir das 17 horas, onde percebe-se o aumento considerável do consumo, que tem o seu pico às 19 horas, horário onde têm-se 0,907 pu de potência ativa e 0,422 pu de potência reativa.

Analisando o comportamento da curva de carga típica do consumidor residencial nos fins de semana, vista na figura 13, nota-se um comportamento muito semelhante aos dias úteis, com as potências ativas, tanto no sábado quanto no domingo, não extrapolando 0,4 pu na maior parte do dia, da mesma forma as potências reativas, que não ultrapassam 0,2 pu. De maneira análoga aos dias úteis, as potências máximas dos fins de semana são atingidas às 19 horas, onde as potências ativa e reativa são, respectivamente, 0,5 pu e 0,234 pu, tanto no sábado quanto no domingo.

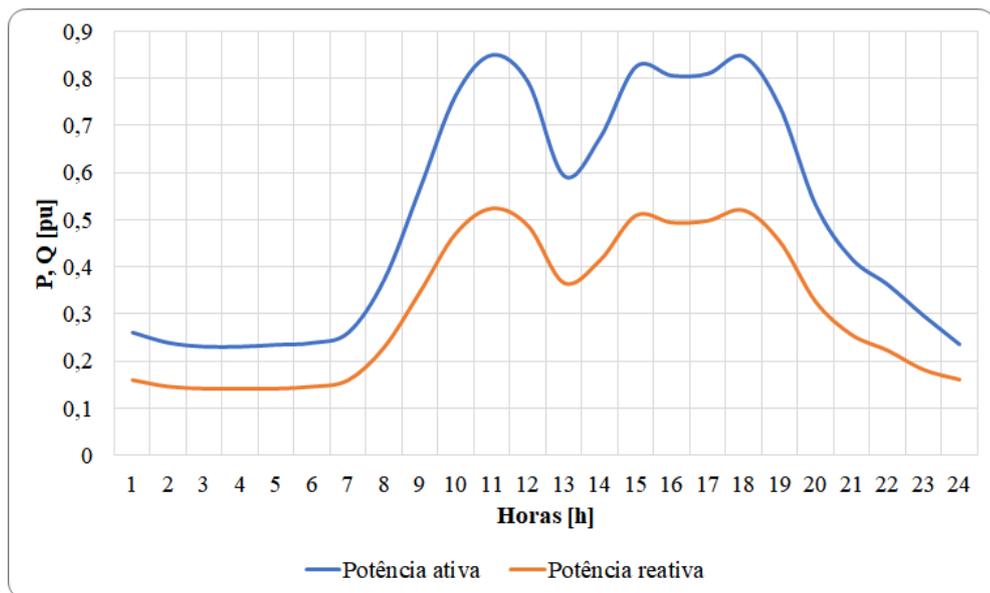
Figura 13 – Curva de carga de consumidor residencial em fim de semana



Fonte – Elaborado pelo autor.

As figuras 14 e 15 mostram as curvas de carga típicas de um consumidor de perfil comercial, em que o consumo mensal está entre 500 kWh e 1000 kWh.

Figura 14 – Curva de carga de consumidor comercial em dia útil



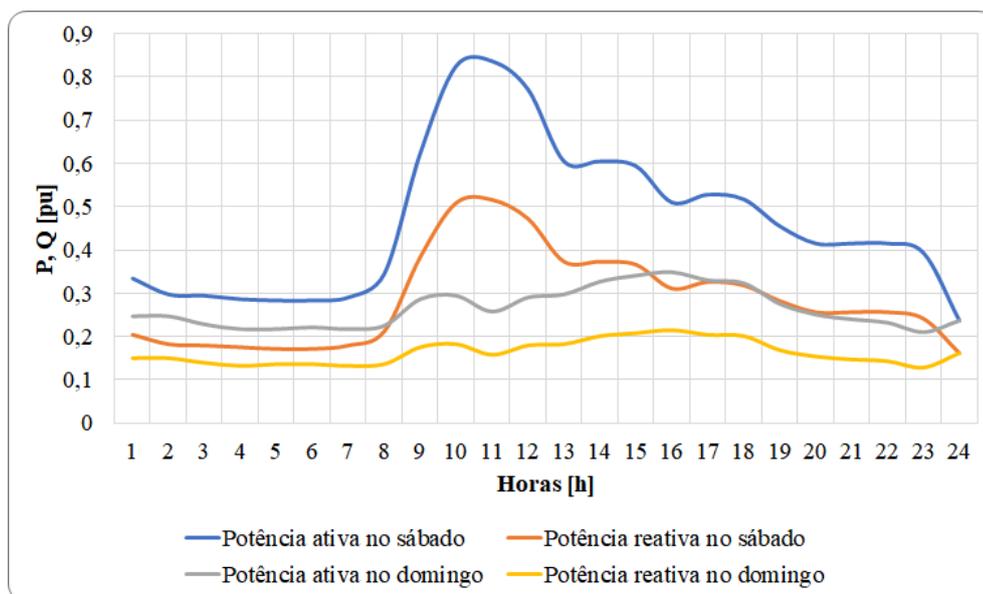
Fonte – Elaborado pelo autor.

O comportamento do consumidor comercial nos dias úteis, ilustrado na figura 14,

caracteriza-se pelo consumo em elevação durante o período da manhã, com os picos de potência ativa e de potência reativa sendo, respectivamente, 0,851 pu e 0,525, às 11 horas. Entre os horários das 12 e 13 horas há a redução significativa do consumo, com a potência ativa atingindo o valor 0,594 pu e a potência reativa 0,367 pu. Após esse período o consumo volta ao patamar de consumo elevado, no qual se mantém até as 18 horas.

Aos sábados, o consumidor de perfil comercial apresenta um comportamento semelhante ao dos dias úteis, pelo menos no período da manhã, onde o consumo está em elevação e, às 11 horas, atinge o picos de 0,837 pu de potência ativa e 0,517 pu de potência reativa. Após o momento de valor máximo, o consumo decresce substancialmente durante o período da tarde. Aos domingos, o consumo não ultrapassa 0,4 pu de potência ativa e atinge pouco mais de 0,2 pu de potência reativa, como pode ser visto na figura 15.

Figura 15 – Curva de carga de consumidor comercial em fim de semana

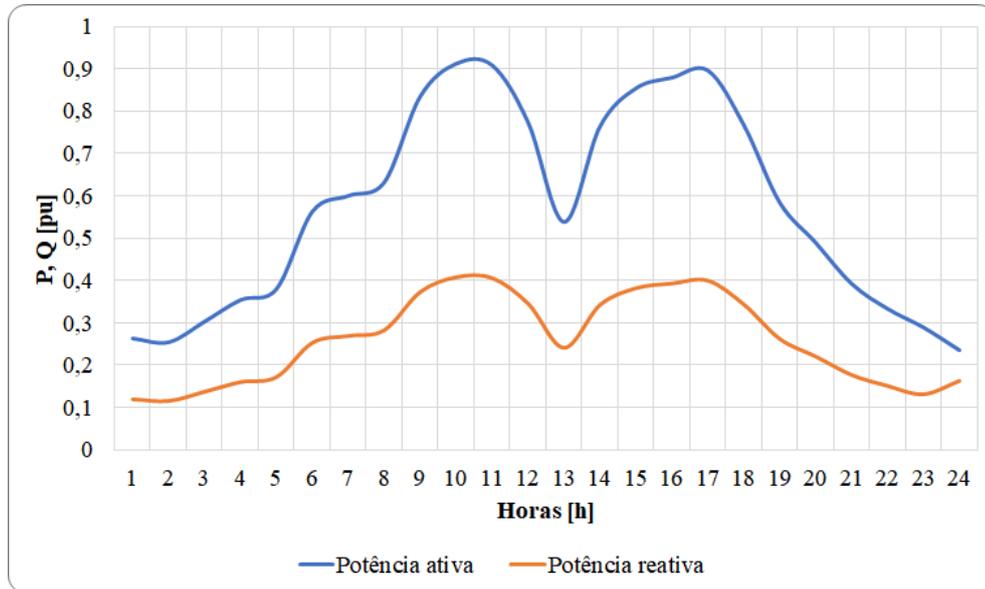


Fonte – Elaborado pelo autor.

O perfil de consumo industrial, representado nas figuras 16 e 17, é estabelecido com base em um consumidor com consumo entre 5000 kWh e 10000 kWh.

A curva de carga de um consumidor industrial, nos dias úteis, apresenta elevação do consumo de potência a partir das 5 horas e, como ilustrado na figura 16, apresenta seus picos de consumo das 10 horas até as 11 horas e às 17 horas. No ponto máximo de consumo, estabelecido às 10 horas, as potências ativa e reativa atingem, respectivamente, 0,913 pu e 0,409 pu.

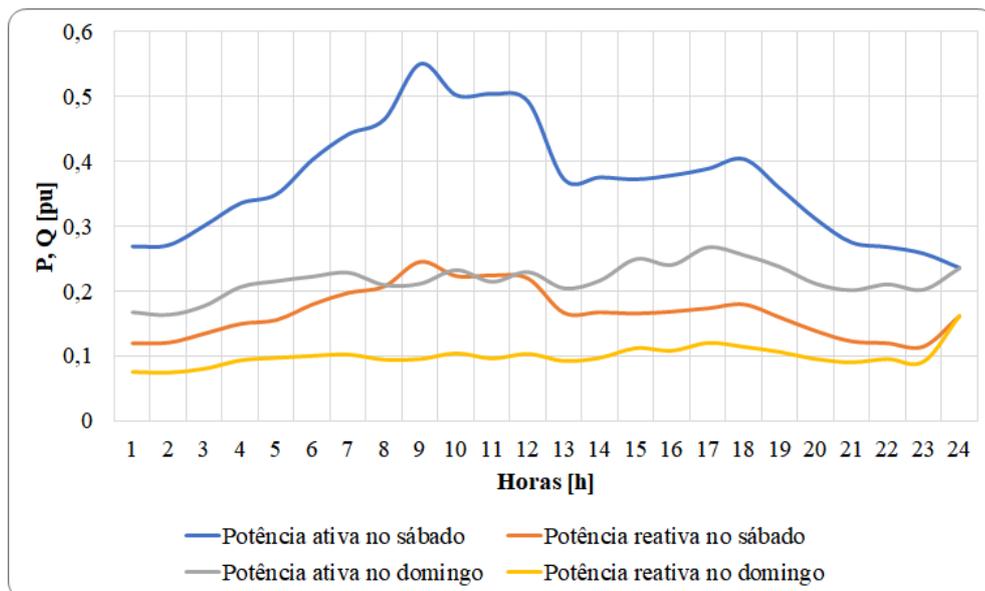
Figura 16 – Curva de carga de consumidor industrial em dia útil



Fonte – Elaborado pelo autor.

Os fins de semana, para o consumidor de perfil industrial, são representados por consumo não tão elevado e poucas oscilações, como é visto na figura 17. O ponto de máximo consumo ocorre às 9 horas do sábado, onde a potência ativa atinge 0,549 pu e a potência reativa 0,246 pu.

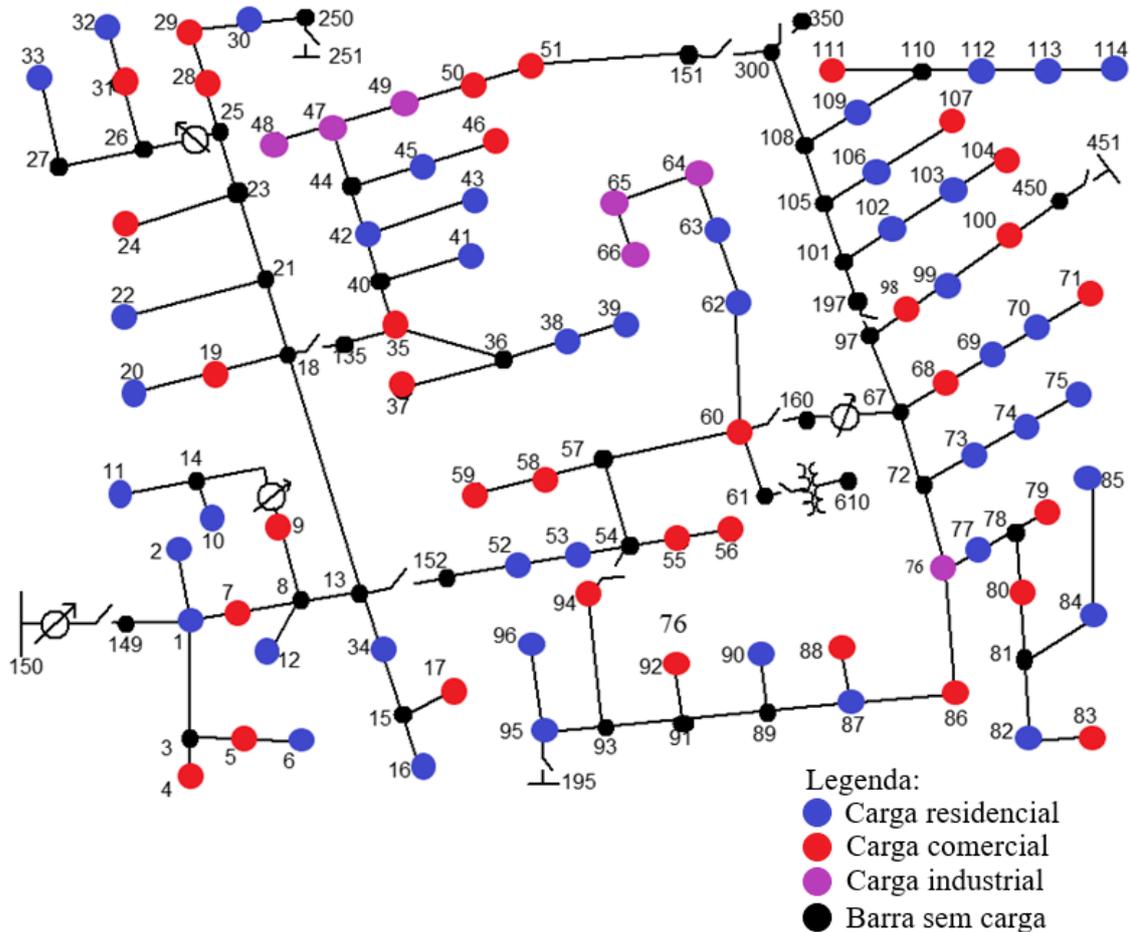
Figura 17 – Curva de carga de consumidor industrial em fim de semana



Fonte – Elaborado pelo autor.

A disposição das cargas no circuito é vista na figura 18.

Figura 18 – Localização das cargas no circuito



Fonte – Elaborado pelo autor.

4.2.1 Consumidores

O número de consumidores atribuído a cada carga foi determinado de acordo com sua respectiva potência aparente e, como valor de demanda individual, seguiu a determinação dada pela CEEE (2013), onde a concessionária estabelece os valores mínimos de demanda diversificada para loteamentos. Dessa forma, para cargas residenciais é considerado 2,5 kVA por consumidor, seguindo a diretriz de loteamentos classe M e, para cargas comerciais é considerado 4,5 kVA por consumidor, seguindo a diretriz de loteamentos classe AA. A exceção são as cargas de perfil industrial, que cada carga representa um único consumidor. O total de consumidores por classe de consumo é visto na tabela 9.

Tabela 9 – Número de consumidores por classe de consumo

Residencial	Comercial	Industrial
648	265	7

Fonte – Elaborado pelo autor.

4.3 Conexão do RED

A usina de minigeração adotada para realização das simulações possui as características vistas no quadro 6. O fator de potência do gerador foi definido como 0,8 capacitivo, pois as cargas presentes na rede de distribuição demandam potência reativa. Já a tensão de saída foi definida como 380 V pelo fato de inversores de frequência trifásicos, comumente, apresentarem esse nível de tensão na saída. Assim, pelo fato da conexão do RED ser feita em média tensão, se faz necessária a utilização de um transformador elevador, onde a tensão de 380 V é elevada para 13,8 kV.

Quadro 6 – Características do RED adotado nas simulações

Potência ativa	2 MW
Potência reativa	1,5 var
Potência aparente	2,5 V A
Fator de potência	0,8
Conexão	Δ
Tensão	380 V

Fonte – Elaborado pelo autor.

A escolha do ponto de conexão da GD é um aspecto importante da análise, visto que, dependendo da sua posição, o fluxo de potência do sistema se comporta de maneira diferente e, por consequência das diferentes configurações dos alimentadores e a corrente que por eles percorre, tem-se variação das perdas no sistema conforme o ponto de conexão. Com base nesse pressuposto e com objetivo de ter a menor perda total com a conexão do RED foi realizada, de maneira interativa por meio de algoritmo desenvolvido em Python, a simulação da conexão do gerador em todas as barras trifásicas da rede de distribuição em análise, considerando demanda máxima e geração capaz de suprir a totalidade de cargas, tendo como resultado a perda global em cada situação. O resultado da simulação de conexão é visto na tabela 10.

Na tabela são distribuídas as barras, onde há a conexão interativa da Geração Distribuída, e as respectivas perdas globais do sistema e a relação percentual entre perda global e a carga ativa total do sistema em cada situação de conexão.

Assumindo a conexão otimizada, parametrizando aqui o ponto ótimo como sendo a situação de menor perda global, opta-se por conectar o RED na barra 52, onde o sistema

apresenta a perda global de 53,412 kW, esse valor correspondendo a 1,685% da carga ativa total do sistema operando com demanda máxima.

Para realização das simulações fez-se necessário a implementação de um equivalente de Thévenin, representado pelo elemento "*Vsource*" do *OpenDSS*, operando em paralelo com o RED, representado pelo elemento "*Generator*". A necessidade se dá pelo fato de o *software* não ser capaz de realizar os cálculos necessários sem a existência de um elemento que forneça potência ilimitada, papel que inicialmente é desempenhado pela barra 150, que é desconectada do sistema pela abertura da chave SW1 por representar a falha do alimentador da subestação principal.

Tabela 10 – Simulação de conexão da Geração Distribuída e suas respectivas perdas globais

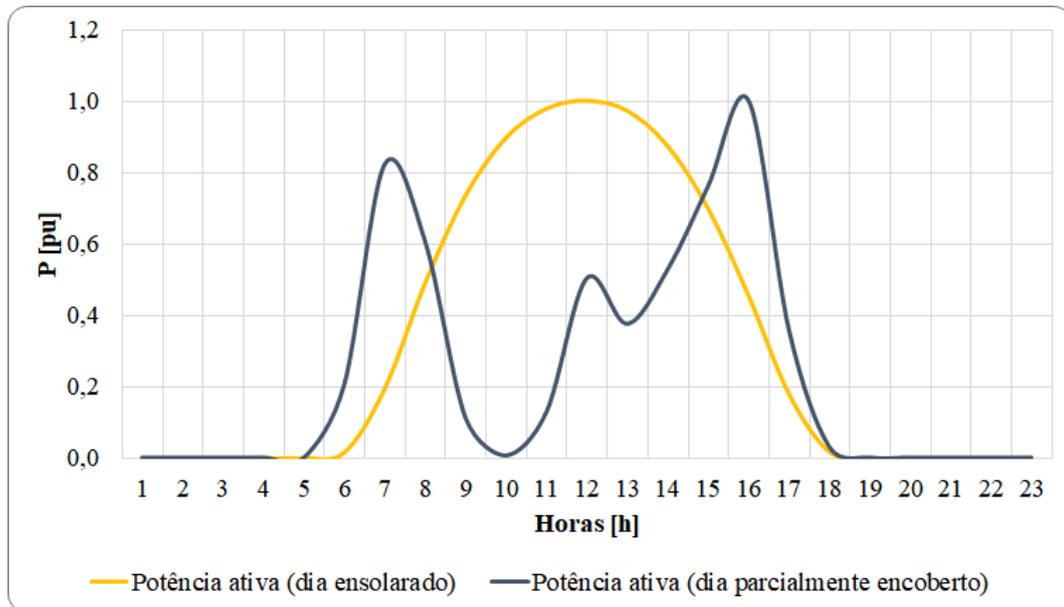
Barra	Perda Global [kW]	Perda Relativa [%]	Barra	Perda Global [kW]	Perda Relativa [%]
52	53,412	1,685	29	55,268	1,746
13	53,415	1,685	50	55,388	1,750
152	53,415	1,685	51	55,716	1,760
53	53,420	1,685	30	55,726	1,761
54	53,431	1,685	64	56,377	1,780
57	53,474	1,687	65	58,017	1,833
60	53,581	1,690	160r	70,788	1,938
18	53,714	1,695	67	70,961	1,943
135	53,725	1,695	72	71,266	1,952
8	53,735	1,695	197	71,315	1,953
55	53,790	1,697	101	71,673	1,964
7	53,969	1,703	98	71,745	1,966
35	53,984	1,704	105	72,095	1,976
21	54,045	1,706	77	72,178	1,978
40	54,181	1,710	78	72,348	1,983
25r	54,214	2,092	86	72,602	1,991
23	54,326	1,715	108	72,610	1,991
1	54,328	1,715	99	72,682	1,993
42	54,383	1,717	80	73,176	2,007
62	54,449	1,718	100	73,201	2,007
44	54,553	1,722	87	73,308	2,011
25	54,645	1,725	81	73,486	2,016
47	54,777	1,730	89	73,758	2,024
149	54,862	1,732	82	73,943	2,029
28	54,889	1,733	91	74,131	2,034
49	55,068	1,739	93	74,508	2,045
63	55,074	1,738			

Fonte – Elaborado pelo autor.

As curvas de geração atribuídas ao RED descrevem o comportamento de um sistema de geração fotovoltaico, onde o período de geração está situado entre às 6 e 18 horas. As curvas de

geração utilizadas nas simulações, vistas na figura 19, são baseadas no levantamento de geração real de um sistema de geração fotovoltaico, considerando um dia ensolarado e outro com tempo inconstante e, muitas vezes, parcialmente encoberto.

Figura 19 – Curvas de geração fotovoltaica adotadas



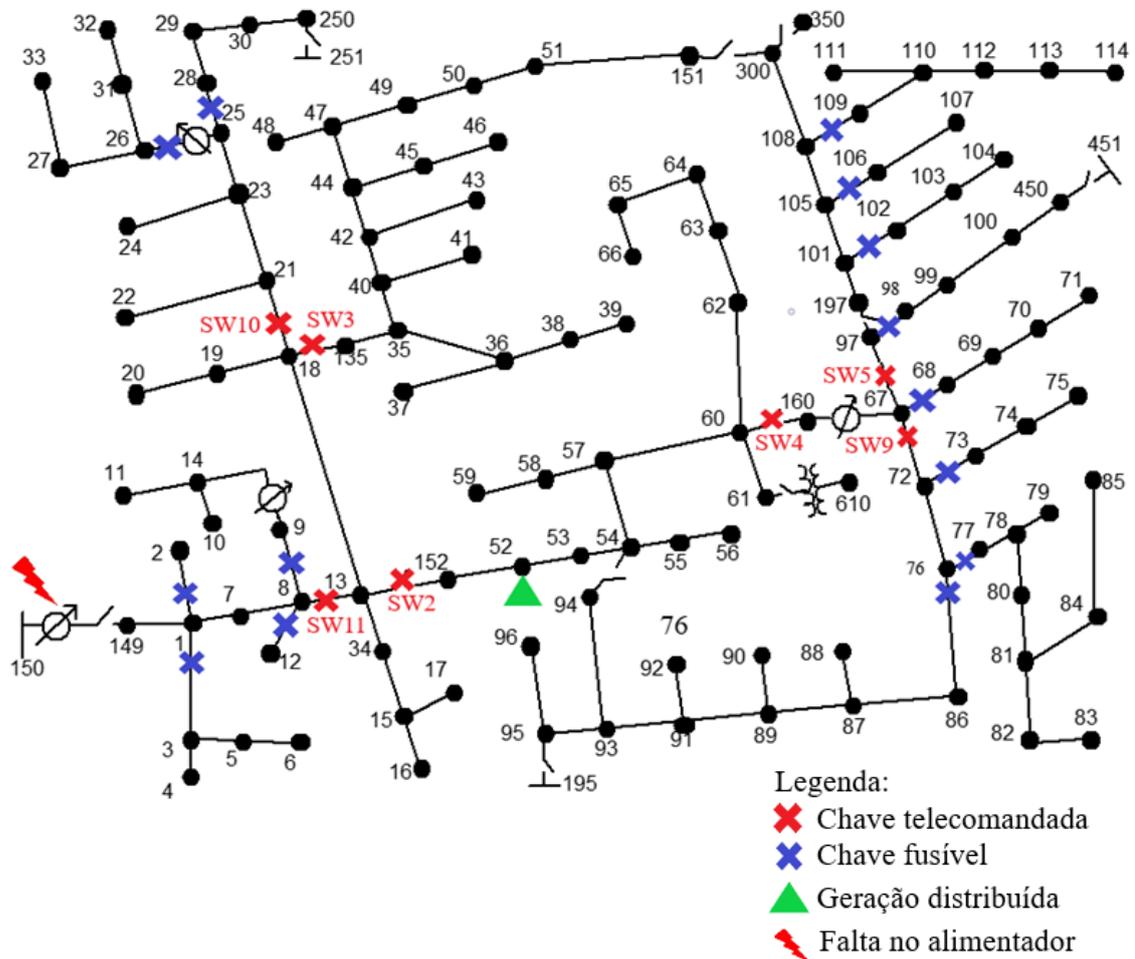
Fonte – Elaborado pelo autor.

4.4 Elementos de chaveamento

A fim de possibilitar a reconfiguração do sistema e criação dos cenários de ilhamento, por meio do seccionamento de algumas zonas, as chaves existentes no 123 *Node Test Feeder* foram consideradas telecomandadas e, como complemento, foram inseridas as chaves SW9, SW10 e SW11, também telecomandadas. Além das chaves telecomandadas, foram inseridas chaves fusíveis. A posição dos elementos de chaveamento pode ser vista na figura 20.

Por meio de algoritmo desenvolvido em Python, houve a definição da sequência de abertura das chaves, vista na tabela 11, que é seguida caso haja a perda da alimentação principal e o RED venha a manter o sistema abastecido de acordo com sua capacidade de geração. Para isso, foram consideradas as curvas de carga para dia útil, dessa maneira foi possível determinar o nível de carregamento de cada chave ao longo do dia. E, assim, foi determinada a sequência de abertura das chaves, seguindo a ordem da chave com menor nível de carregamento até a com o maior nível de carregamento. Seguindo essa premissa, o objetivo é priorizar o atendimento do maior nível de carga possível, caso seja necessário ilhar porções do sistema de distribuição.

Figura 20 – Localização dos elementos de chaveamento no circuito



Fonte – Elaborado pelo autor.

Tabela 11 – Sequência de abertura das chaves por faixa horária

Faixa horária [h]	Sequência de abertura das chaves
24:00 - 06:00	SW10, SW11, SW5, SW3, SW9, SW2, SW4
06:00 - 09:00	SW10, SW11, SW5, SW3, SW9, SW4, SW2
21:00 - 24:00	SW10, SW11, SW5, SW3, SW9, SW4, SW2
09:00 - 21:00	SW10, SW11, SW5, SW9, SW3, SW4, SW2

Fonte – Elaborado pelo autor.

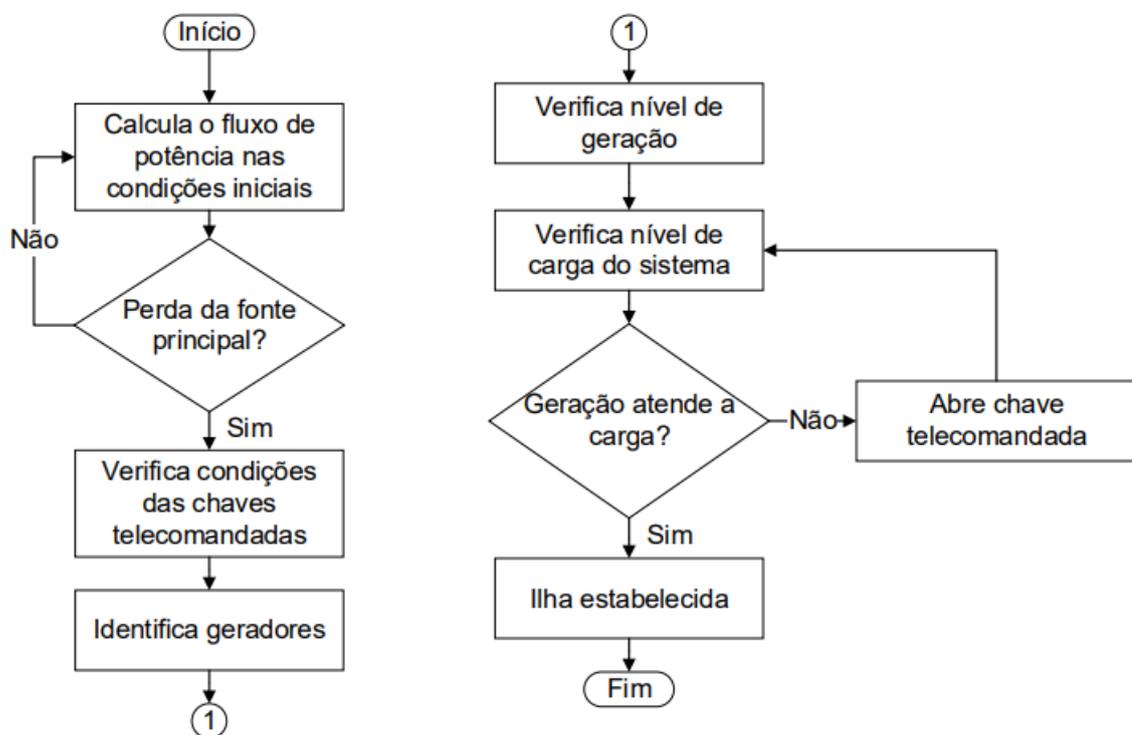
4.5 Rotinas e cenários de simulação

Após o trabalho de modelagem e, principalmente, adaptações da rede base no *OpenDSS*, como a caracterização das cargas, inserção de consumidores, adição de chaves telecomandadas adicionais e inserção do RED, foram realizadas as simulações e análises utilizando Python

e VBA. As duas ferramentas foram conectadas ao simulador por meio da interface COM e foram de grande valia na realização das simulações interativas, exportação de dados e na análise de resultados. Tanto Python quanto VBA foram utilizados para rodar o circuito de simulação utilizando interfaces próprias, com rotinas desenvolvidas especialmente para isso.

As rotinas desenvolvidas em Python foram responsáveis pela conexão otimizada do RED e definição da sequência da abertura das chaves em cada horário, que se deu por meio da análise de carregamento de cada uma delas ao longo do dia. Por meio da linguagem Python, também foi implementada a rotina descrita no fluxograma da figura 21, que é responsável por estabelecer os cenários de ilhamento.

Figura 21 – Fluxograma do algoritmo para ilhamento do sistema



Fonte – Elaborado pelo autor.

Caso haja a perda da alimentação principal, o algoritmo verifica as condições das chaves telecomandadas e identifica os geradores presentes no sistema. Na sequência, são comparados a carga do sistema e a capacidade de geração, caso a geração não seja capaz de suprir a carga, as chaves são abertas, de maneira sequencial e hierárquica, até o nível de carga estar dentro das possibilidades de atendimento do gerador.

Já, por meio do VBA e do *Microsoft Excel*, foi possível levantar todos os níveis de tensão no circuito ao longo do dia, considerando todos os cenários do estudo.

4.5.1 Rede sem Geração Distribuída

Esse é o cenário base, onde é considerado o circuito original do *123 Node Test Feeder* com tensão base de 13,8 kV, extensão das linhas multiplicadas por dez, caracterização das cargas, por meio da parametrização das curvas típicas de carga e do respectivo número de consumidores. A análise desse cenário consistiu em obter os níveis de tensão em regime permanente de todas as barras do sistema, que servem de base de comparação para os demais cenários.

4.5.2 Rede com Geração Distribuída

No segundo cenário, há a inserção do RED na barra 52 do circuito base, ponto de conexão onde o sistema apresenta o menor índice de perda global, assim é dito ponto ótimo. Nesse cenário são avaliados os impactos nos níveis de tensão em regime permanente do RED operando em paralelo com a alimentação principal.

4.5.3 Rede com Geração Distribuída ilhada

O último cenário avaliado diz respeito à possibilidade da Geração Distribuída operar ilhada, quando da perda da alimentação principal. Esse cenário leva em consideração a criação de microrredes, ou ilhas, ao longo do dia, considerando sempre o ilhamento otimizado, que busca o atendimento do maior nível de carga possível, de acordo com a capacidade de geração do RED. Além da análise da tensão em regime permanente das barras situadas dentro da microrrede, são avaliados, nesse cenário, os indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica e suas possíveis melhoras quando comparados com o cenário base.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados, obtidos por meio da avaliação dos cenários descritos na seção 4.5, foi realizada tendo como base a modelagem feita no *OpenDSS*. Para tratamento dos dados e execução das rotinas necessárias, foram utilizados o *Microsoft Excel* e a linguagem de programação Python. Com a utilização dessas ferramentas foram analisados a tensão em regime permanente do sistema (operando nos diversos cenários estabelecidos), bem como os indicadores de continuidade nos casos em que o sistema opera ilhado.

5.1 Rede sem Geração Distribuída

No primeiro momento, a fim de estabelecer as características originais do sistema, ou seja, quando ele opera sem o RED conectado, foi realizada a análise das tensões em regime permanente nesse cenário, levando em consideração os níveis de tensão adequada, precária e crítica estabelecidos pela ANEEL e apresentados na tabela 1 da subseção 2.2.1, lembrando que a tensão base da rede de estudos é 13,8 kV, representando 1 pu.

As tensões foram analisadas, primeiramente, levando em consideração os dias úteis, onde há a participação considerável de consumidores comerciais e industriais nos níveis de carregamento da rede. Dessa forma foi determinado o número total de transgressões, levando em consideração as 24 horas diárias e todos os nós da rede de distribuição, totalizando 6576 pontos de análise. A relação das tensões nos níveis adequado, precário e crítico é vista na tabela 13.

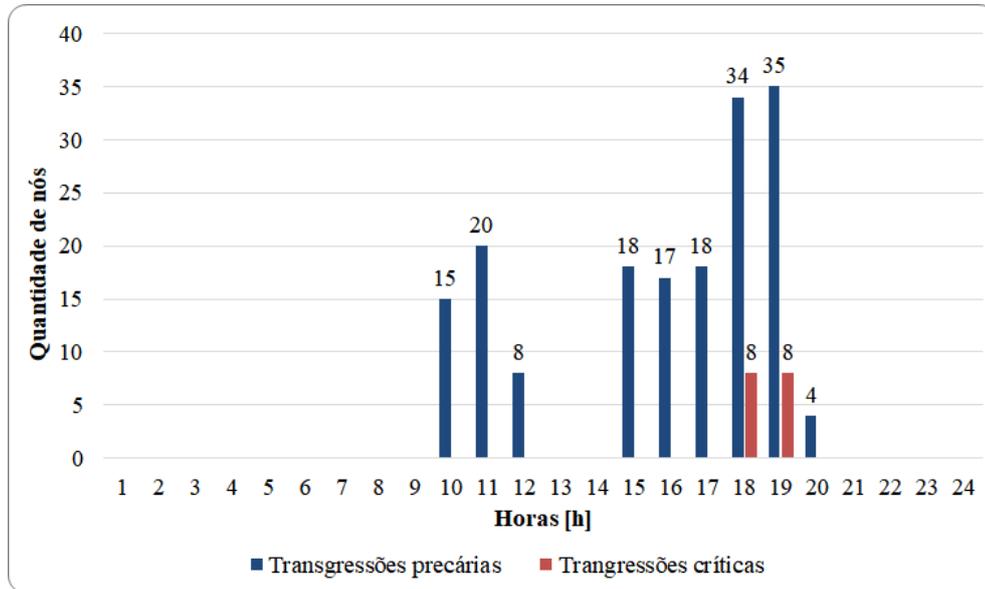
Tabela 12 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede sem GD em dia útil

Classificação	Número de pontos
Adequada	6391
Precária	169
Crítica	16

Fonte – Elaborado pelo autor.

As transgressões, como visto na figura 22, ocorrem em duas faixas horárias, entre às 10 e 12 horas e entre às 15 e 20 horas, sendo a maioria das transgressões dadas como precárias e com destaque para os horários das 18 e 19 horas, onde há o maior número de transgressões, inclusive com a presença de transgressões de nível crítico.

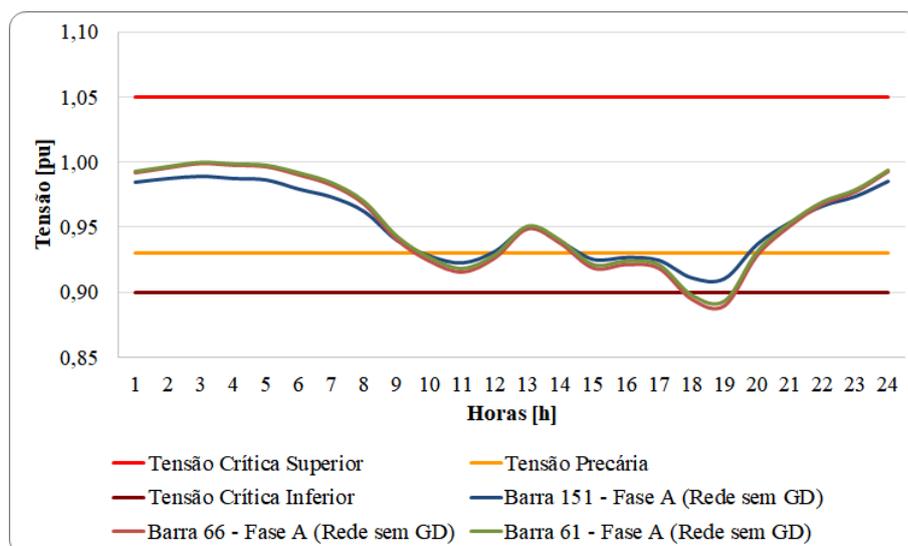
Figura 22 – Transgressões de tensão da rede sem GD em dia útil



Fonte – Elaborado pelo autor.

Tomando as barras de maneira individual, as que apresentam os níveis de tensão mais preocupantes são as barras 61, 66 e 151, com destaque para a fase A de cada uma delas, sendo a que mais transgredir o limite precário e, nos casos das barras 61 e 66, também há transgressão do limite crítico, como é demonstrado na figura 23.

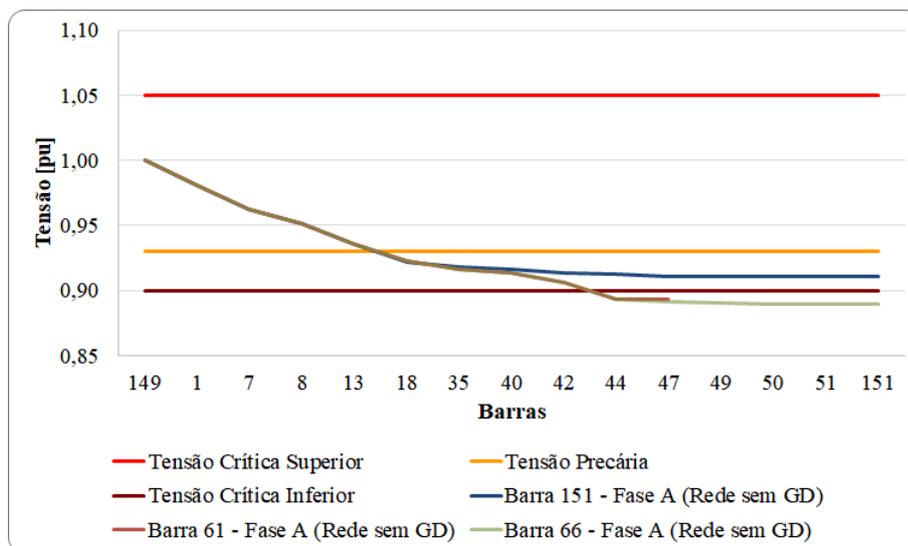
Figura 23 – Transgressões da fase A das barras 61, 66 e 151 da rede sem GD em dia útil



Fonte – Elaborado pelo autor.

A maior transgressão de tensão, nas três barras, ocorre às 19 horas, horário onde o consumidor de perfil residencial, o mais presente na rede de distribuição em análise, tem seu pico de consumo. O perfil de tensão da fase A, das barras 61, 66 e 151 nesse horário é apresentado nas figura 24.

Figura 24 – Perfil de tensão da fase A das barras 61, 66 e 151 da rede sem GD às 19h em dia útil



Fonte – Elaborado pelo autor.

Os menores níveis de tensão das barras 61, 66 e 151 quando considerado um dia útil, no horário das 19 horas, são respectivamente, 0,893 pu, 0,890 pu e 0,911 pu.

Quando o perfil de consumo é alterado de dia útil para um domingo típico, onde não há grande influência de comércios e indústrias, que conseqüentemente leva a rede a apresentar um nível de carregamento menor, os níveis de tensão em regime permanente se mantêm quase que na sua totalidade no nível adequado.

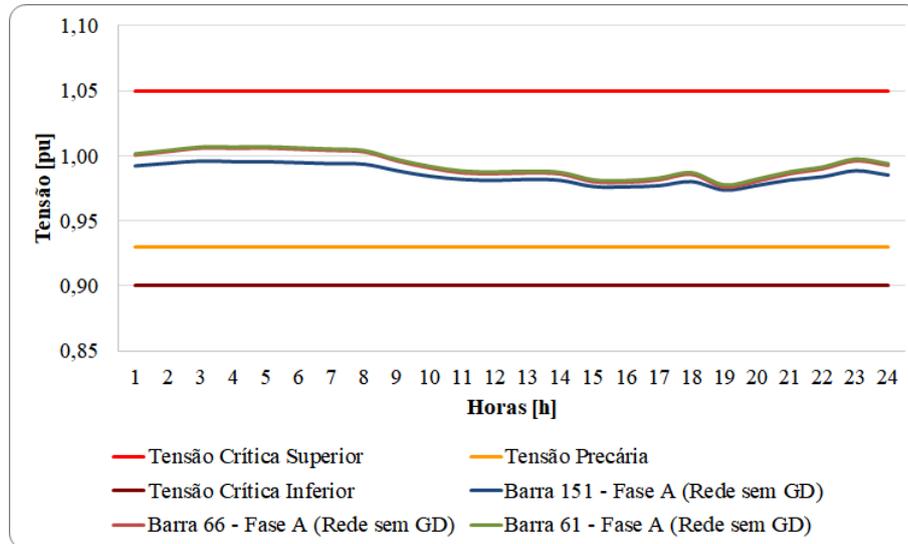
Tabela 13 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede sem GD no domingo

Classificação	Número de pontos
Adequada	6575
Precária	0
Crítica	1

Fonte – Elaborado pelo autor.

Tomando as barras destaque, que apresentam as transgressões mais consideráveis nos dias úteis, e analisando a figura 25, nota-se que as tensões se mantêm oscilando levemente entre 1 pu e seus valores mínimos de 0,978 pu, 0,976 pu e 0,974 pu, respectivamente das barras 61, 66 e 151.

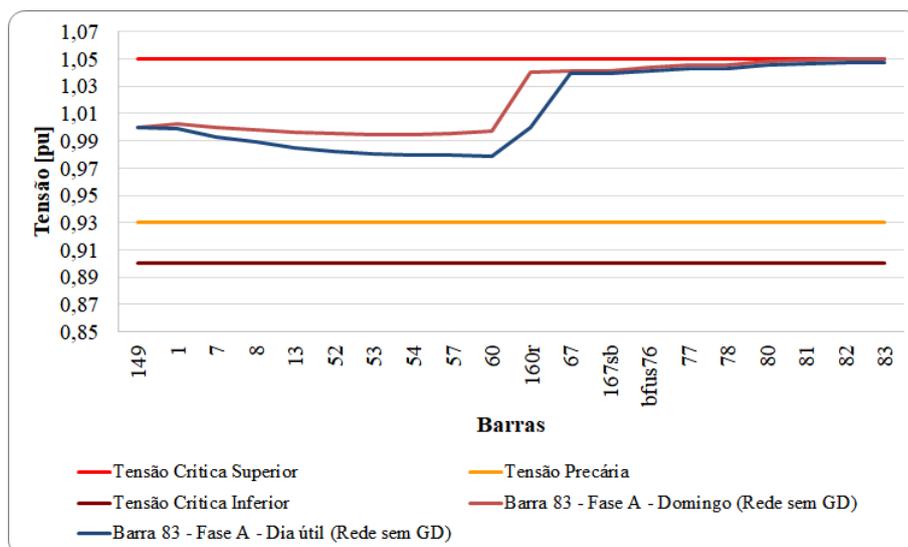
Figura 25 – Tensão horária da fase A das barras 61, 66 e 151 da rede sem GD no domingo



Fonte – Elaborado pelo autor.

A única transgressão se dá às 23 horas, onde a fase A da barra 83, com perfil de tensão apresentado na figura 26, apresenta 1,0503 pu de tensão, assim transgredindo o limite crítico superior. A mesma barra, quando considerando o dia útil no mesmo horário, apresenta nível de tensão de 1,048 pu, ou seja, muito próximo do limite crítico superior. Por conta disso, qualquer oscilação de carga traz o risco de transgressão.

Figura 26 – Perfil de tensão da fase A da barra 83 da rede sem GD às 23h em dia útil e domingo



Fonte – Elaborado pelo autor.

5.2 Rede com Geração Distribuída

Quando a usina de geração, caracterizada nesse trabalho como sendo de geração fotovoltaica, passa a operar em conjunto com a alimentação principal há aumento da injeção de potência no sistema, sendo assim, as tensões nos nós tendem a aumentar. Por isso, principalmente durante o período das 6 às 18 horas, nós que eram classificados com tensão precária quando a rede opera sem o sistema de Geração Distribuída, agora tem sua tensão dada como adequada. Em compensação, como é visto na tabela 14, o número de pontos analisados em um dia passa a contar com uma parcela maior de tensões críticas, visto que pontos antes com tensão adequada têm acréscimo nos seus níveis de tensão.

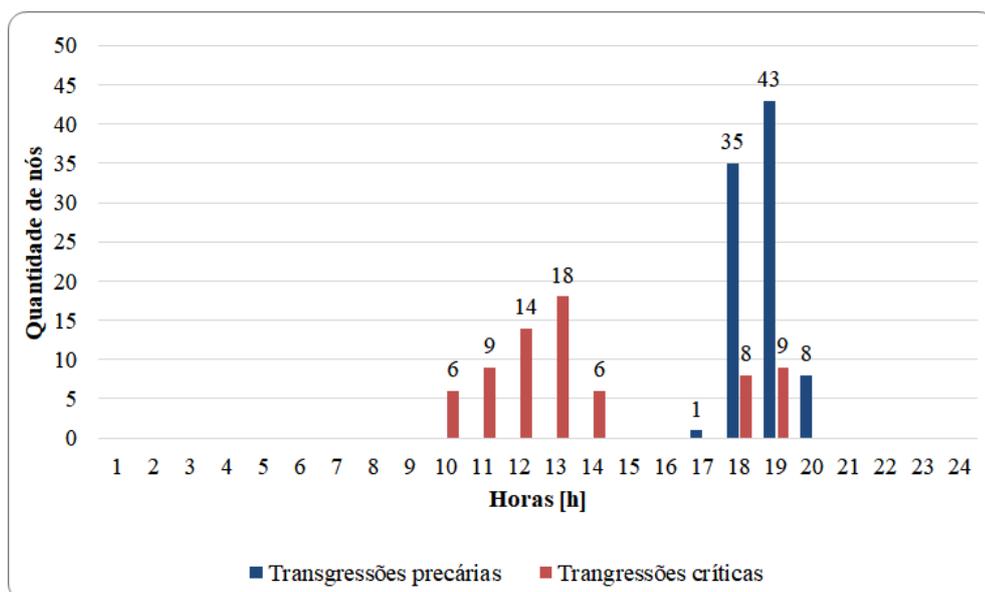
Tabela 14 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede com GD em dia útil

Classificação	Número de pontos
Adequada	6419
Precária	87
Crítica	70

Fonte – Elaborado pelo autor.

Analisando as faixas horárias com níveis de transgressão, detalhadas na figura 27, nota-se que entre às 10 e 14 horas a rede com Geração Distribuída conectada apresenta níveis de tensão críticos, que no cenário anterior, onde não havia o RED conectado, eram dados predominantemente por níveis precários.

Figura 27 – Transgressões de tensão da rede com GD em dia útil

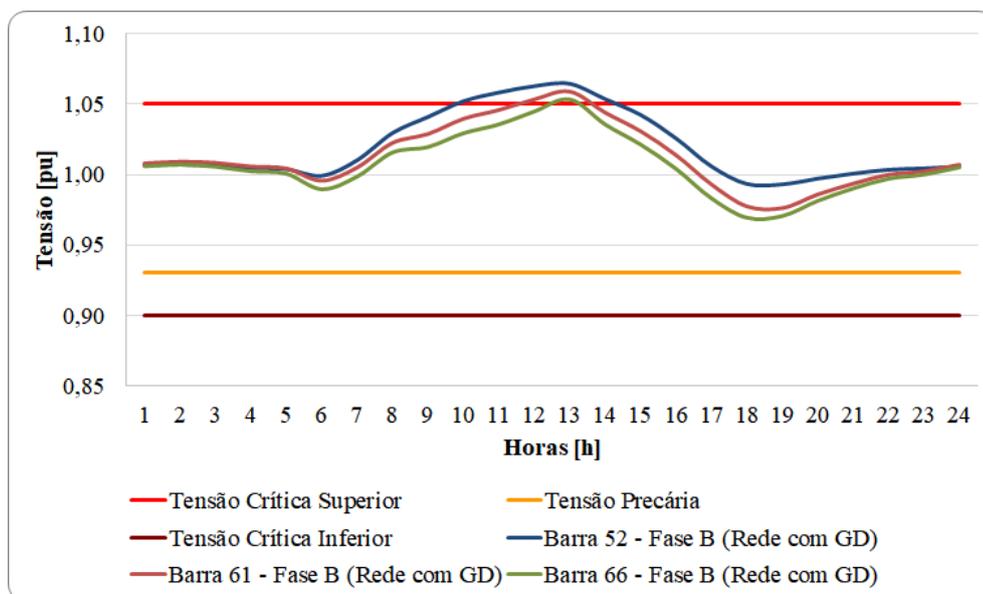


Fonte – Elaborado pelo autor.

Por outro lado, o período entre às 15 e 17 horas, que anteriormente apresentava transgressões de nível precário, passa a ter seus níveis de tensão classificados como adequados. As transgressões a partir das 18 horas tem suas características quase que inalteradas, quando comparado com a rede sem Geração Distribuída, visto que a partir desse horário não existe potência gerada.

As transgressões no cenário da rede de distribuição operando com o RED conectado, e com capacidade de fornecer potência, se dão na sua maioria às 13 horas, como é visto na figura 27. Diferente do cenário sem GD, a fase com o maior número de transgressões é a fase B, e a barra com o maior nível de transgressão é a barra 52. Na figura 28 são dispostos os níveis de tensão de um dia útil da fase B da barra 52 e da fase B das barras 61 e 66, que foram barras destacadas na análise da rede operando sem Geração Distribuída.

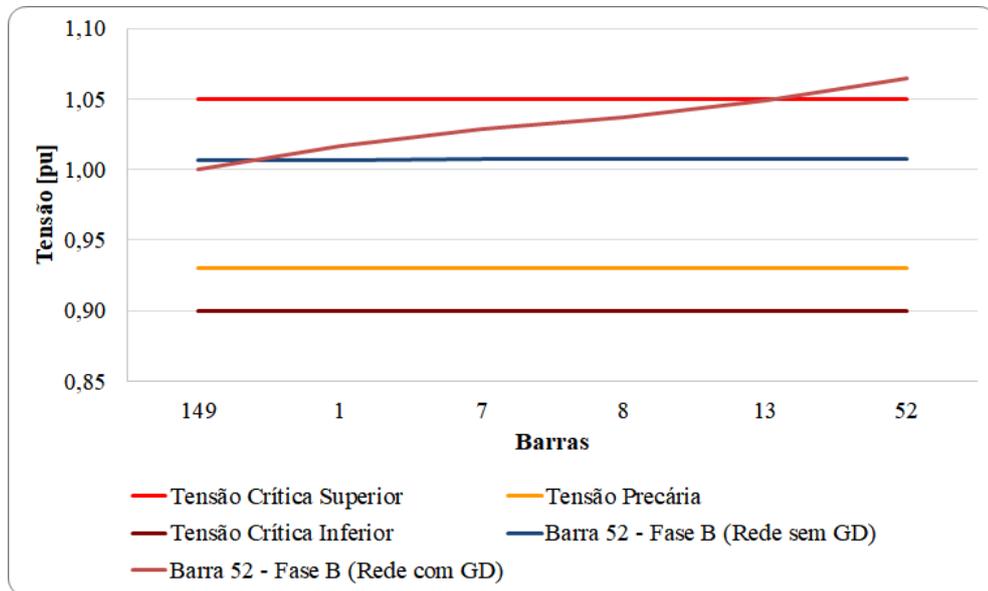
Figura 28 – Transgressões da fase B das barras 52, 61 e 66 da rede com GD em dia útil



Fonte – Elaborado pelo autor.

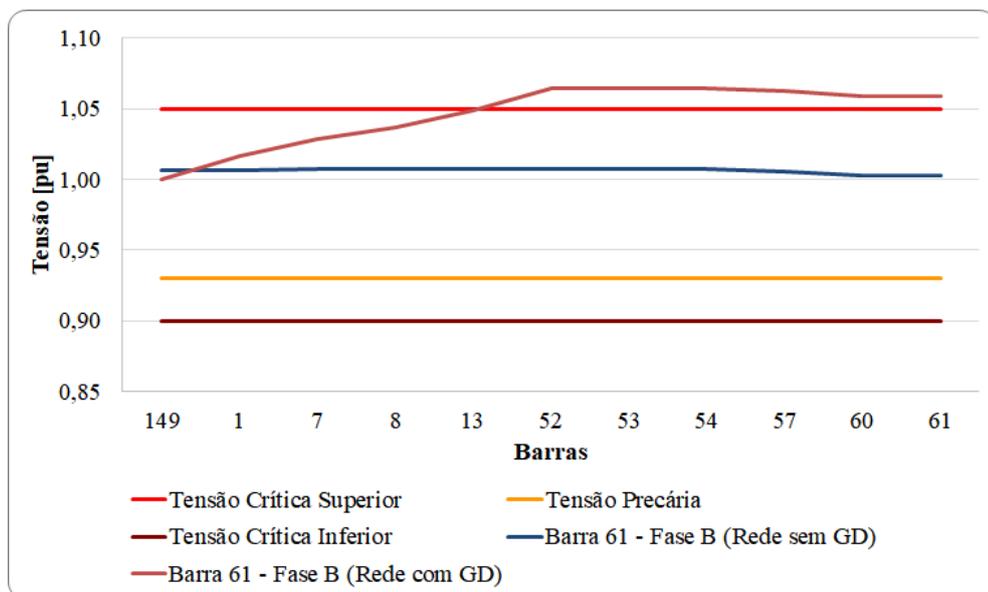
A diferença entre o perfil de tensão da fase B das barras 52, 61 e 66 sem o RED conectado e com a conexão da Geração Distribuída é vista nas figuras 29, 30 e 31.

Figura 29 – Comparação do perfil de tensão da fase B da barra 52 da rede sem GD e com GD às 13h em dia útil



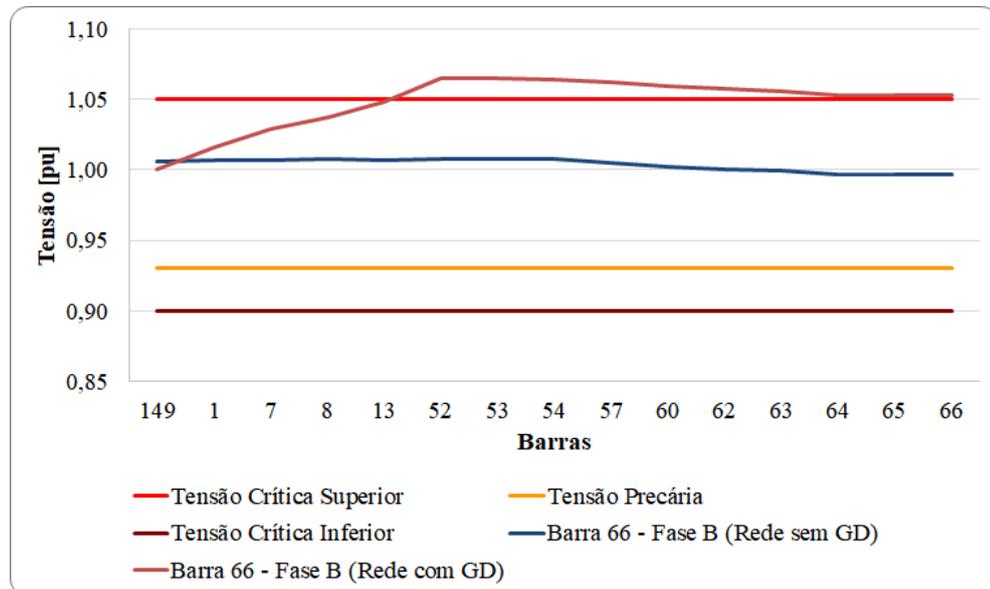
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 30 – Comparação do perfil de tensão da fase B da barra 61 da rede sem GD e com GD às 13h em dia útil



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 31 – Comparação do perfil de tensão da fase B da barra 66 da rede sem GD e com GD às 13h em dia útil

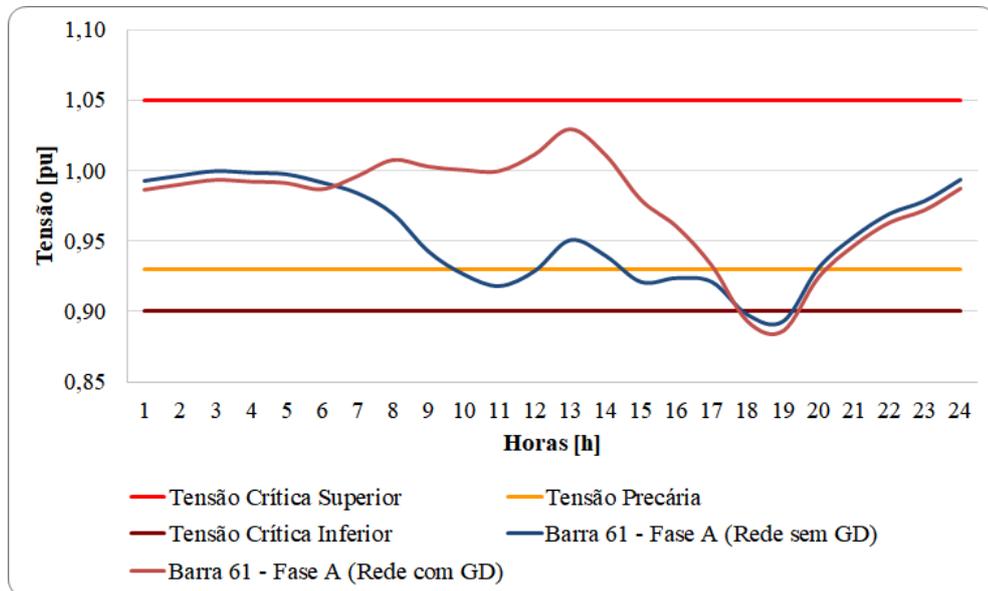


Fonte – Elaborado pelo autor.

A fase B das barras 52, 61 e 66 apresentam, às 13 horas, respectivamente, níveis de tensão de 1,065 pu, 1,059 pu e 1,053 pu quando o RED está presente. O fato da barra 52 ser a que apresenta o maior nível de tensão é consequência do RED ser conectado justamente nesse ponto do sistema.

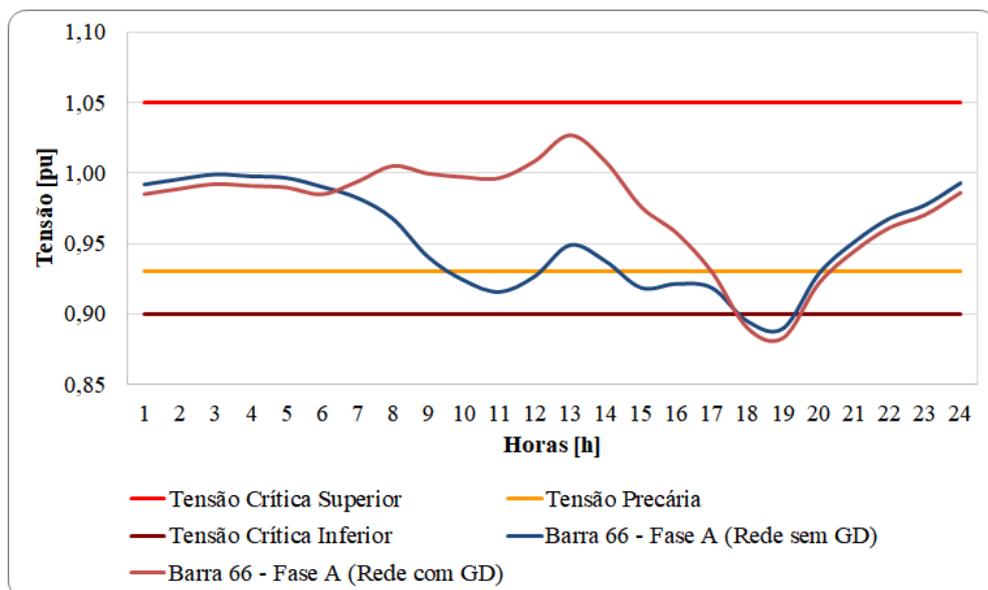
Quando analisadas e comparadas as situações com maior nível de transgressão do cenário da rede operando sem GD, ou seja, a fase A das barras 61, 66 e 151, e o cenário da rede com operação da GD nota-se a melhora dos níveis de tensão dessas barras, como pode ser visto nas figuras 32, 33 e 34. A melhora é, novamente, pelo aumento da potência entregue ao sistema, que faz com que os níveis de tensão se elevem de maneira geral.

Figura 32 – Comparação da tensão horária da fase A da barra 61 da rede sem GD e com GD em dia útil



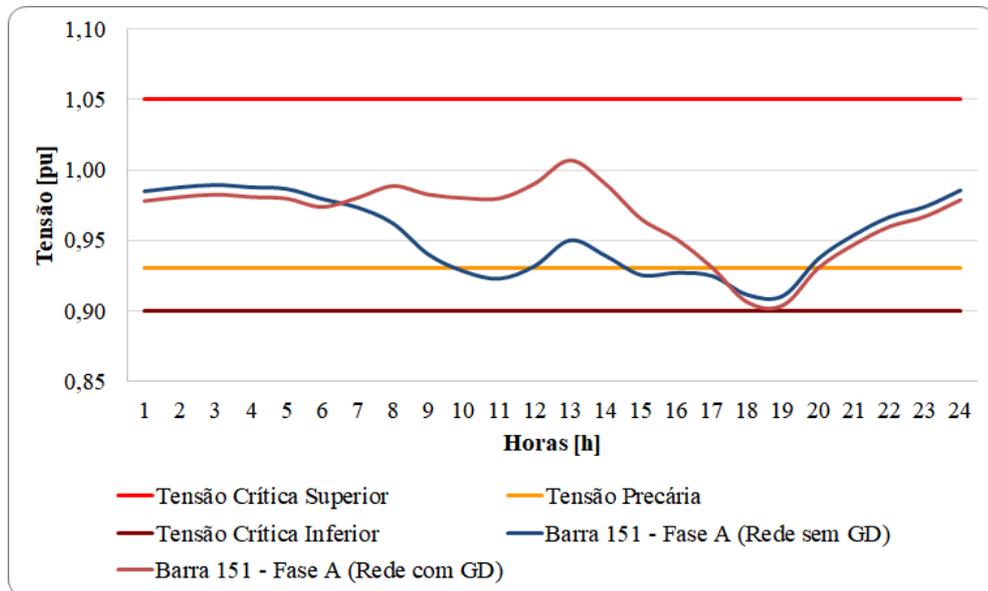
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 33 – Comparação da tensão horária da fase A da barra 66 da rede sem GD e com GD em dia útil



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 34 – Comparação da tensão horária da fase A da barra 151 da rede sem GD e com GD em dia útil



Quando as curvas de carga adotadas são as de um domingo típico, onde o carregamento é menor, os níveis de tensão críticos se fazem mais presentes no sistema, como é destacado na tabela 15, visto que os níveis de tensão sem o RED conectado eram na sua maioria adequados e agora tem sua tensão acrescida pela influência da potência extra do gerador.

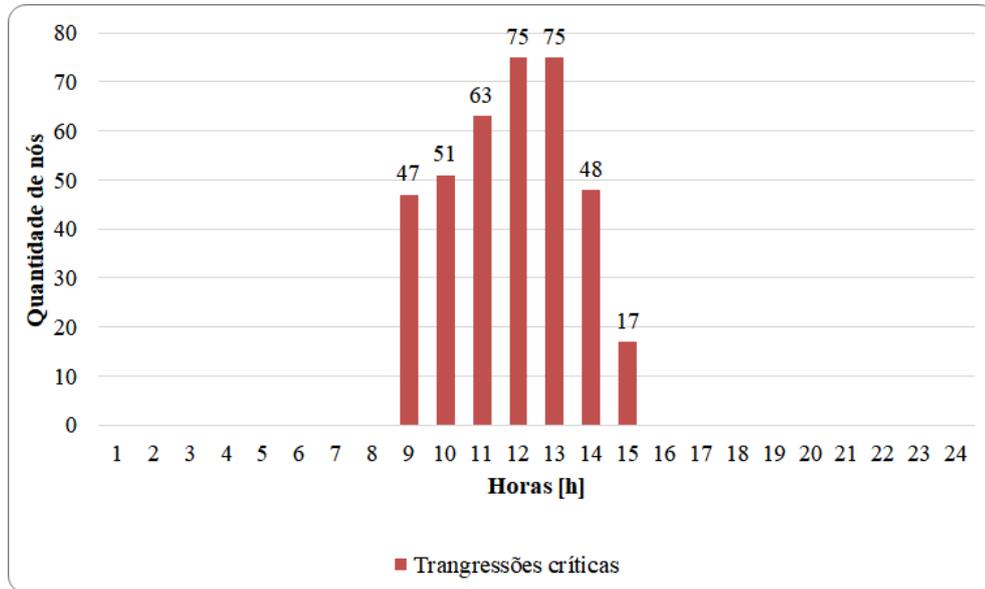
Tabela 15 – Classificação das tensões dos pontos de análise da rede com GD no domingo

Classificação	Número de pontos
Adequada	6200
Precária	0
Crítica	376

Fonte – Elaborado pelo autor.

O sistema, no cenário da Geração Distribuída conectada, no domingo, começa a apresentar níveis críticos de tensão às 9 horas e mantém os níveis de criticidade até as 15 horas, como é visto na figura 35.

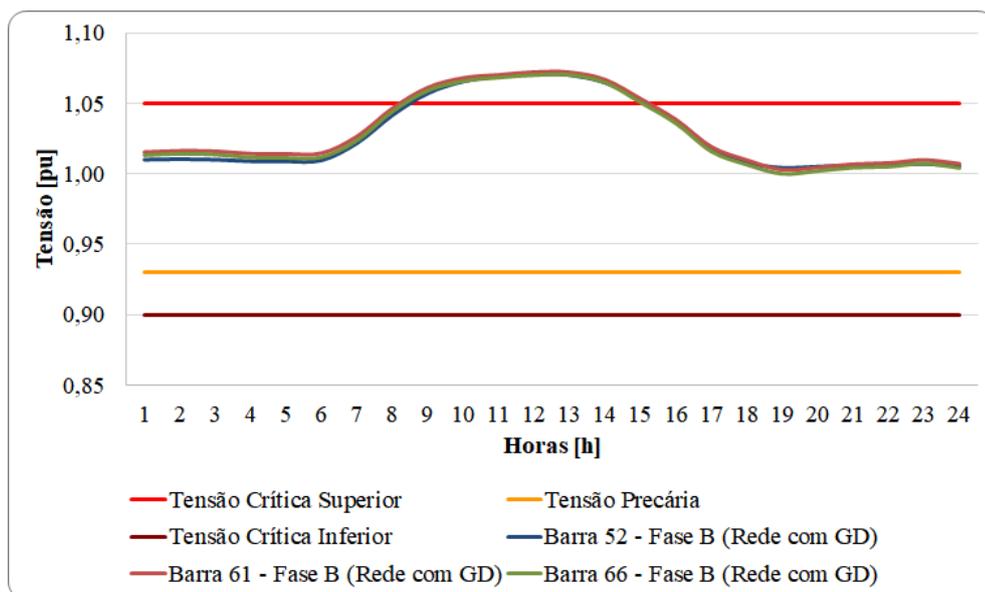
Figura 35 – Transgressões de tensão da rede com GD no domingo



Fonte – Elaborado pelo autor.

As barras destacadas, com curva de tensão horária da fase B vista na figura 36, apresentam níveis críticos de tensão em todo o período de criticidade do sistema.

Figura 36 – Transgressões da fase B das barras 52, 61 e 66 da rede com GD no domingo



Fonte – Elaborado pelo autor.

O maior nível de tensão das barras 52 e 61 se dá às 12 horas, com tensões de 1,071 pu e

1,072 pu, respectivamente. Já a barra 66 tem seu pico de tensão de 1,07 pu às 13 horas. Os perfis de tensão de domingo para as horas de maior tensão de cada uma das barras é muito semelhante, sendo a única diferença os níveis máximos de tensão, aos perfis vistos nas figuras 29, 30 e 31.

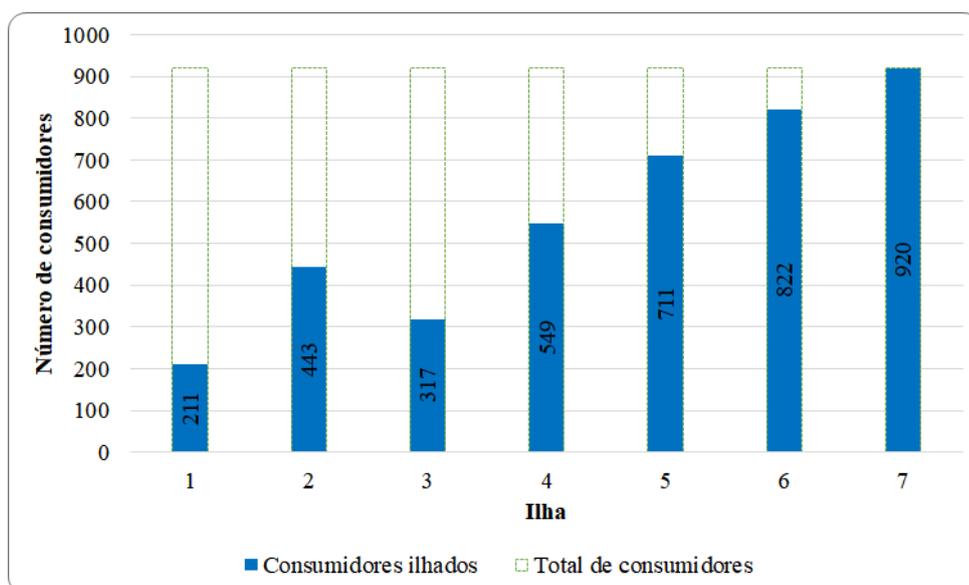
5.3 Rede com Geração Distribuída ilhada

Caso haja a perda da alimentação principal por algum imprevisto, ou até mesmo em razão de alguma manutenção programada, o sistema de Geração Distribuída conectado ao sistema é capaz de manter o fornecimento de energia elétrica de determinadas zonas da rede de distribuição. As microrredes, ou ilhas, variam de acordo com o horário em que a falta da concessionária ocorre, pois, tanto a capacidade de geração do RED, quanto a demanda do sistema não são constantes ao longo do dia, já que seguem, respectivamente, a curva típica de um sistema de geração fotovoltaico e as curvas de consumo típicas de consumidores residenciais, comerciais e industriais.

De acordo com a sequência de abertura das chaves, seguindo a premissa de abrir inicialmente as chaves com menor carregamento, procedimento descrito em 4.4, as ilhas são criadas e totalizam sete possibilidades, vistas na figura 38. Cada ilha é criada de acordo com a capacidade de geração do RED e a demanda no instante da criação, assim, o número de consumidores ilhados diminui ou aumenta de acordo com a ilha estabelecida.

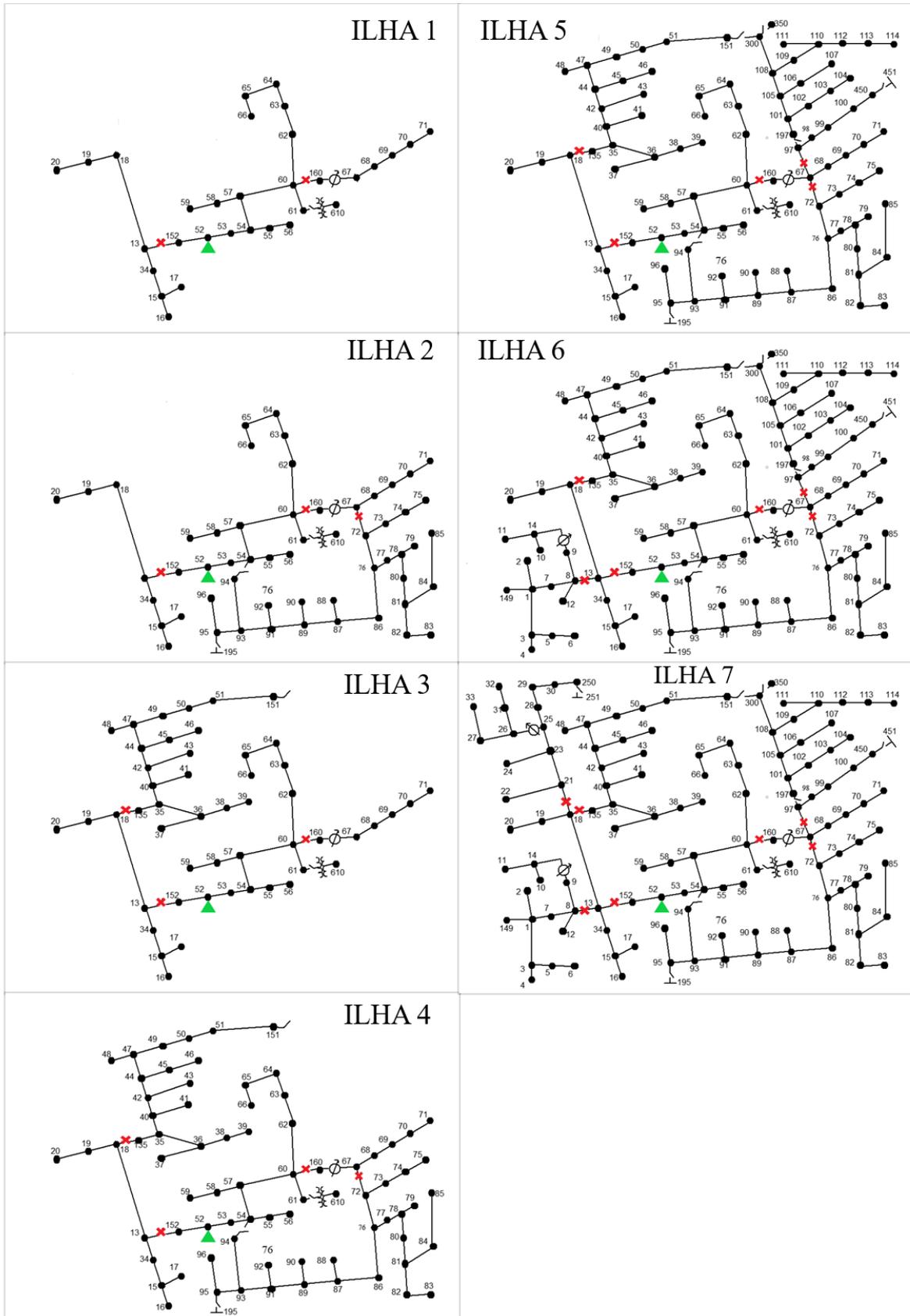
Cada configuração de ilha é capaz de manter o fornecimento de energia elétrica a um número diferente de consumidores, como é visto no gráfico da figura 37, com destaque para a ilha 7, que é capaz de manter todos os 920 consumidores energizados.

Figura 37 – Número de consumidores atendidos por cada ilha



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 38 – Possibilidades de ilhamento



Fonte – Elaborado pelo autor.

As tensões em regime permanente, em todas as situações de ilhamento estabelecidas, se mantêm no nível adequado, pois, graças ao sistema de ilhamento adaptativo, a potência gerada é sempre alinhada com o nível de demanda. A tabela 16 dispõe o número total de nós alimentados em cada situação de ilhamento, onde na sua maioria há uma carga conectada e, por consequência, consumidores atendidos.

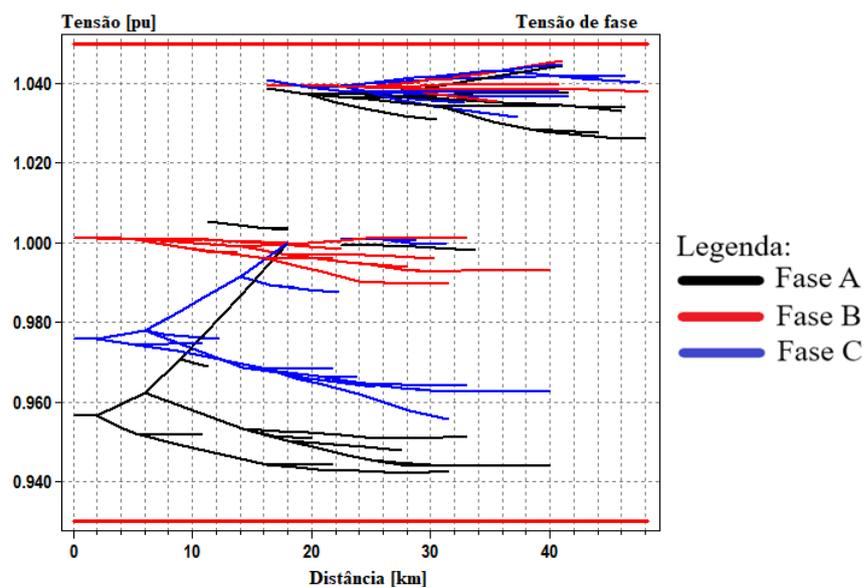
Tabela 16 – Número de nós de cada ilha

Ilha	Nós da ilha	Nós com tensão adequada
1	75	75
2	133	133
3	120	120
4	178	178
5	219	219
6	241	241
7	274	274

Fonte – Elaborado pelo autor.

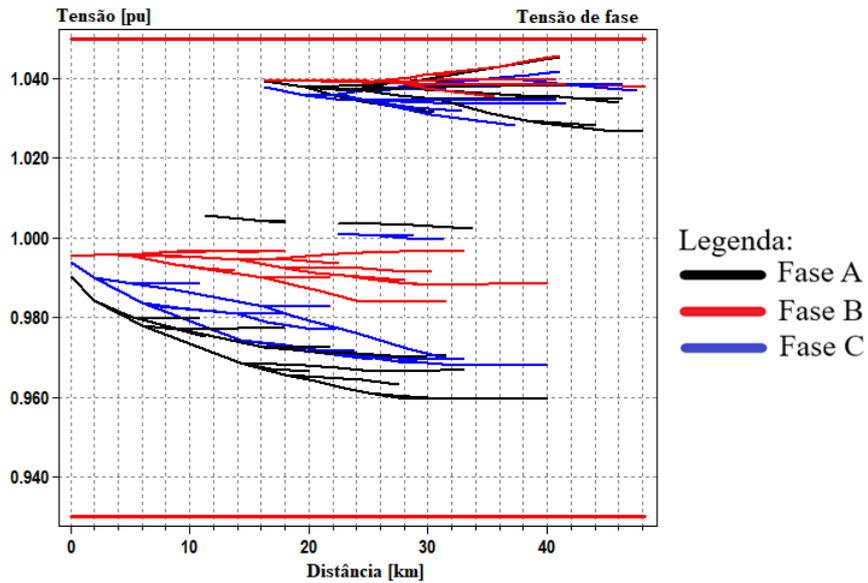
Os perfis de tensão do circuito operando sem Geração Distribuída e do circuito operando com a maior ilha estabelecida, ambos às 13 horas, são apresentados nas figuras 39 e 40, respectivamente. A referência para os perfis de tensão é a barra 52, onde o RED foi conectado.

Figura 39 – Perfil de tensão do circuito sem Geração Distribuída às 13h



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 40 – Perfil de tensão da ilha 7 às 13h

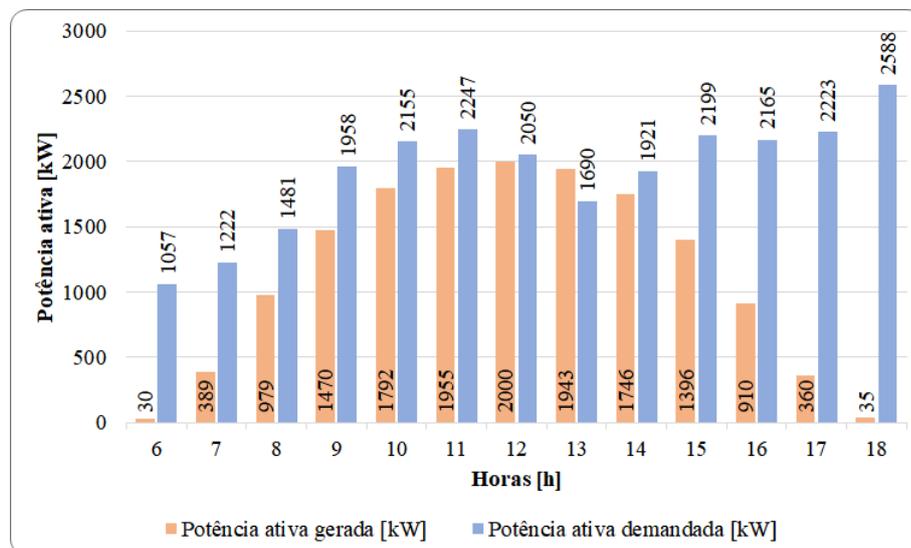


Fonte – Elaborado pelo autor.

Os perfis são muito semelhantes, ambos não apresentando nenhuma transgressão. Os perfis de tensão das demais ilhas podem ser consultados no apêndice B.

A comparação da capacidade de geração do RED, considerando a curva de geração de uma dia ensolarado, e da demanda horária da rede de distribuição, para um dia útil, nos horários em que o gerador fornece potência, é vista no gráfico da figura 41.

Figura 41 – Comparação de geração e demanda horária em um dia útil ensolarado



Fonte – Elaborado pelo autor.

Em um dia útil há a possibilidade de criação das sete ilhas ao longo do dia, com a primeira possibilidade sendo às 7 horas e a última às 16 horas, isso por conta da capacidade de geração ser desprezível, quando comparada com a demanda, fora dessa faixa horária.

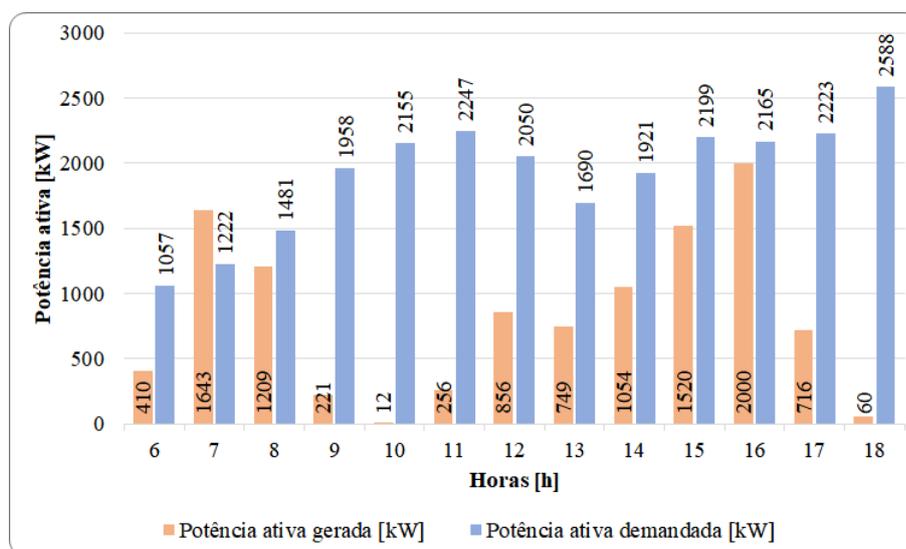
O resumo das características das ilhas estabelecidas em um dia útil é apresentado na tabela 17 e, além do número de consumidores ilhados em cada situação, traz o horário de início de cada uma das possibilidades, tendo, pelo período de amostragem das curvas de geração e de consumo, a duração de uma hora após o seu início.

Tabela 17 – Resumo das características das ilhas de um dia útil ensolarado

Ilha	Período de duração da ilha [h]	Consumidores ilhados (energizados)	Consumidores ilhados (energizados) [%]	Consumidores desenergizados
1	07:00 - 08:00	211	23%	709
	16:00 - 17:00			
2	08:00 - 09:00	443	48%	477
3	09:00 - 10:00	317	34%	603
	15:00 - 16:00			
4	10:00 - 11:00	549	60%	371
5	11:00 - 12:00	711	77%	209
	14:00 - 15:00			
6	12:00 - 13:00	822	89%	98
7	13:00 - 14:00	920	100%	0

Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Comparação de geração e demanda horária em um dia útil parcialmente encoberto



Fonte – Elaborado pelo autor.

Tomando a curva de geração de um dia com tempo inconstante e de muitos momentos parcialmente encobertos, a capacidade de geração e, por consequência, a performance de ilhamento, são alteradas e pioradas em muitos horários. O comparativo de geração e demanda horária, em um dia parcialmente encoberto, para os horários em que a geração fornece potência, é dado na figura 42.

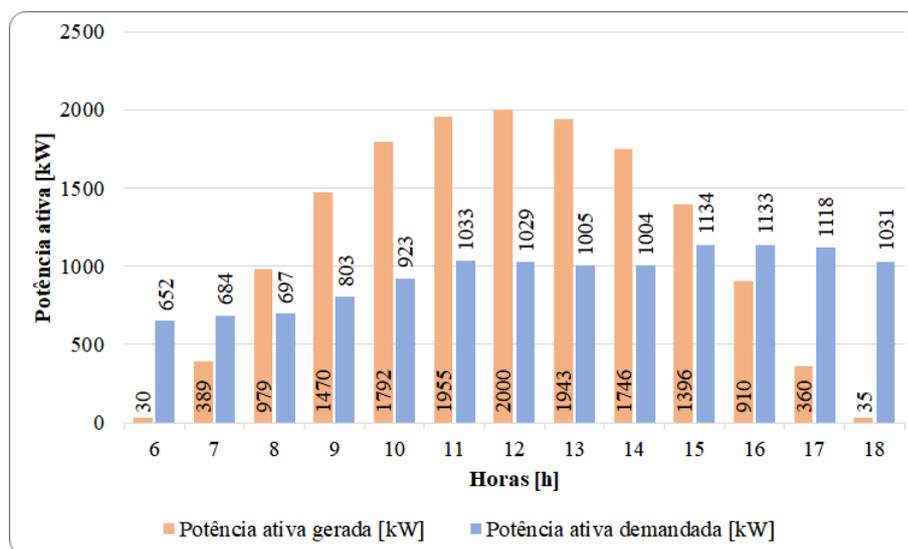
Levando em consideração esse cenário de geração e demanda é possível, durante o período de geração, estabelecer cinco ilhas, estas dispostas na tabela 18. O horário da primeira possível ilha é às 6 horas, mostrando a inconstância da curva de geração, pois no primeiro possível horário já há o estabelecimento de uma ilha, mas em compensação, no período das 9 até as 12 horas, não há a capacidade de ilhar nenhuma porção do sistema.

Tabela 18 – Resumo das características das ilhas de um dia útil parcialmente encoberto

Ilha	Período de duração da ilha [h]	Consumidores ilhados (energizados)	Consumidores ilhados (energizados) [%]	Consumidores desenergizados
1	06:00 - 07:00			
	12:00 - 14:00	211	23%	709
	17:00 - 18:00			
3	14:00 - 16:00	317	34%	603
4	08:00 - 09:00	549	60%	371
5	16:00 - 17:00	711	77%	209
7	07:00 - 08:00	920	100%	0

Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Comparação de geração e demanda horária em um domingo ensolarado



Fonte – Elaborado pelo autor.

Quando analisado um domingo típico, onde a demanda é reduzida em todos os horários e considerando a capacidade de geração de um dia útil ensolarado, cenário ilustrado na figura 43, o sistema pode ser suprido de maneira muito mais abrangente.

O número de possibilidades de ilhamento em um domingo típico, por conta do nível de demanda horária, é reduzido para quatro, com predominância da ilha 7, onde todos os consumidores tem seu fornecimento garantido. O primeiro horário com possibilidade de ilhamento, comparando com o dia útil ensolarado, continua sendo às 7 horas, mas o último passa a ser às 17 horas, como pode ser visto na tabela 19, que resume as características das ilhas criadas em um domingo típico, assumindo a capacidade de geração de um dia ensolarado.

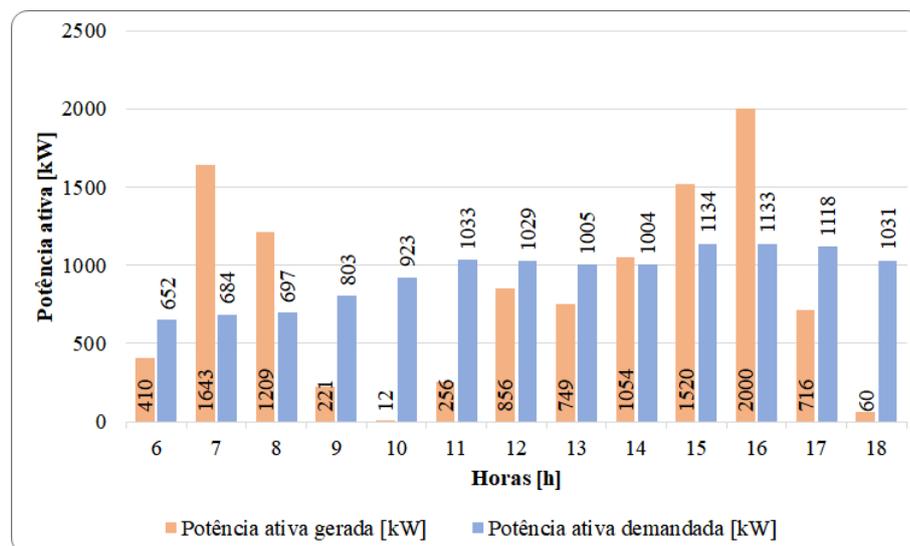
Tabela 19 – Resumo das características das ilhas de um domingo ensolarado

Ilha	Período de duração da ilha [h]	Consumidores ilhados (energizados)	Consumidores ilhados (energizados) [%]	Consumidores desenergizados
1	17:00 - 18:00	211	23%	709
2	07:00 - 08:00	443	48%	477
4	16:00 - 17:00	317	34%	603
7	08:00 - 16:00	920	100%	0

Fonte – Elaborado pelo autor.

Alterando o cenário de geração para um dia parcialmente encoberto e comparando com a demanda horária do sistema, comparação vista na figura 44, nota-se, novamente, a capacidade do sistema ser ilhado por completo em vários horários.

Figura 44 – Comparação de geração e demanda horária em um domingo parcialmente encoberto



Fonte – Elaborado pelo autor.

O número de possibilidades de ilhamento, em comparação com um domingo ensolarado, passam de quatro para seis. As possibilidades de ilhamento para um domingo parcialmente encoberto são dispostas na tabela 20.

Tabela 20 – Resumo das características das ilhas de um domingo parcialmente encoberto

Ilha	Período de duração da ilha [h]	Consumidores ilhados (energizados)	Consumidores ilhados (energizados) [%]	Consumidores desenergizados
1	09:00 - 10:00 11:00 - 12:00	211	23%	709
2	06:00 - 07:00	443	48%	477
3	17:00 - 18:00	317	34%	603
4	13:00 - 14:00	549	60%	371
5	12:00 - 13:00	711	77%	209
7	07:00 - 09:00 14:00 - 17:00	920	100%	0

Fonte – Elaborado pelo autor.

Nos quadros 7 e 8 são resumidos os resultados referentes ao número de consumidores ilhados em cada situação analisada.

Quadro 7 – Consumidores ilhados por faixa horária em um dia ensolarado

Período	Ensolarado			
	Dia útil		Domingo	
	Ilha	Consumidores ilhados [%]	Ilha	Consumidores ilhados [%]
06:00 - 07:00	-	0%	-	0%
07:00 - 08:00	1	23%	2	48%
08:00 - 09:00	2	48%	7	100%
09:00 - 10:00	3	34%	7	100%
10:00 - 11:00	4	60%	7	100%
11:00 - 12:00	5	77%	7	100%
12:00 - 13:00	6	89%	7	100%
13:00 - 14:00	7	100%	7	100%
14:00 - 15:00	5	77%	7	100%
15:00 - 16:00	3	34%	7	100%
16:00 - 17:00	1	23%	4	60%
17:00 - 18:00	-	0%	1	23%

Fonte – Elaborado pelo autor.

Quadro 8 – Consumidores ilhados por faixa horária em um dia parcialmente encoberto

Período	Parcialmente Encoberto			
	Dia útil		Domingo	
	Ilha	Consumidores ilhados [%]	Ilha	Consumidores ilhados [%]
06:00 - 07:00	1	23%	2	48%
07:00 - 08:00	7	100%	7	100%
08:00 - 09:00	4	60%	7	100%
09:00 - 10:00	-	0%	1	23%
10:00 - 11:00	-	0%	-	0%
11:00 - 12:00	-	0%	1	23%
12:00 - 13:00	1	23%	5	77%
13:00 - 14:00	1	23%	4	60%
14:00 - 15:00	3	34%	7	100%
15:00 - 16:00	3	34%	7	100%
16:00 - 17:00	5	77%	7	100%
17:00 - 18:00	1	23%	3	34%

Fonte – Elaborado pelo autor.

Tendo o número de consumidores energizados e desenergizados em cada situação de ilhamento é possível calcular os indicadores de continuidade, como é demonstrado na subseção 5.3.1.

5.3.1 Indicadores de Continuidade

Os indicadores de continuidade são auferidos de acordo com o número de consumidores afetados, em um determinado período de apuração, por interrupções no fornecimento de energia elétrica. Considerando o circuito em análise, qualquer interrupção advinda do alimentador principal, representado pelo segmento de linha entre as barras 150 e 149, resultaria em interrupção de todos os 920 consumidores. Entretanto, quando é considerada a inserção do RED e avaliada a possibilidade de ilhamento, caso haja falta do alimentador principal, é clara a melhora da continuidade do fornecimento, haja visto que na maior parte do período de geração há alguma porção do sistema que tem seu abastecimento assegurado.

Com base nas equações 4 e 5, que se referem aos indicadores de continuidade DEC e FEC, e considerando, a fim de simplificação, o número de interrupções por unidade consumidora e o tempo de interrupções unitários é possível estimar os indicadores de continuidade do sistema para o período de uma hora nas situações de ilhamento e no cenário base, ou seja, sem a possibilidade de criação de ilhas. O comparativo entre os cenários é visto na tabela 21.

Tabela 21 – Comparativo dos indicadores de continuidade coletivos para falta de uma hora

Cenário	DEC/FEC
Sem GD ilhada	1
Ilha 1	0,77
Ilha 2	0,52
Ilha 3	0,66
Ilha 4	0,4
Ilha 5	0,23
Ilha 6	0,11
Ilha 7	0

Fonte – Elaborado pelo autor.

Nos cenários onde o ilhamento não é estabelecido, caso haja a interrupção do alimentador principal, todos os consumidores são desabastecidos, assim DEC e FEC são máximos. Quando as ilhas são criadas, conforme o número de consumidores que cada uma delas supre, os indicadores são reduzidos. Quanto maior o número de consumidores ilhados, menor o indicador, com melhora de 100% no caso da ilha 7, onde todos os consumidores permanecem com fornecimento de energia elétrica.

Se a hipótese for de um período de interrupção de uma dia, com início da interrupção à meia noite e se mantendo até as 23 horas, considerando um dia útil ensolarado, caso não houver a possibilidade de ilhamento o DEC é máximo, pois todos os consumidores são desligados. Mas, caso haja a possibilidade de ilhamento do sistema de Geração Distribuída, o número de consumidores desabastecidos diminui em vários períodos do dia, como pode ser observado na tabela 17. Os resultados comparativos dos indicadores para a hipótese de interrupção de um dia são vistos na tabela 22.

Tabela 22 – Comparativo dos indicadores de continuidade coletivos para falta de um dia

Cenário	DEC	FEC
Sem GD ilhada	24	1
Com GD ilhada	18,33	2,25

Fonte – Elaborado pelo autor.

Quando comparados os cenários sem e com a possibilidade de ilhamento, nota-se que o FEC aumenta, pois os consumidores têm o seu fornecimento interrompido mais vezes ao longo do dia. Em compensação, o DEC diminui aproximadamente em 24%, pois o tempo de interrupção dos consumidores diminui, visto que no período de geração do RED muitos deles tem seu fornecimento garantido.

6 CONCLUSÃO

A primeira parte do trabalho aborda os conceitos relacionados a redes elétricas inteligentes, principalmente no que tange os aspectos de geração distribuída e microrredes. Além da abordagem dos conceitos estruturais que caracterizam uma rede inteligente, foram abordados os indicadores de qualidade de energia elétrica de uma maneira abrangente. Como complemento ao referencial teórico, foram apresentados o panorama das normatizações relativas a ilhamento da Geração Distribuída e casos de sucesso implementados ao redor do mundo.

O objetivo principal do trabalho foi avaliar e validar a possibilidade do sistema de Geração Distribuída operar ilhado, bem como os impactos nos indicadores de qualidade de energia elétrica, com destaque aos níveis de tensão em regime permanente e para os indicadores de continuidade do fornecimento. O estudo realizado é a primeira etapa de avaliação da viabilidade do ilhamento, pois se fazem necessárias as análises de estabilidade e de contingência para determinar a efetividade das condições operativas.

Através dos cenários de análise, considerando um sistema de geração com características fotovoltaicas, foi possível determinar as diferenças nos níveis de tensão do circuito quando operando sem GD e com o sistema de geração em paralelo com o fornecimento da concessionária. As tensões, em muitos momentos apresentaram melhora, principalmente com a redução dos níveis precários, pelo fato do RED fornecer potência ativa e elevar as tensões de todos as barras do sistema. Em compensação, quando a carga é reduzida, cenário visto claramente nas simulações considerando um domingo típico, os níveis de tensão se tornam críticos em alguns horários.

O principal resultado do trabalho foi a proposição do ilhamento adaptativo do gerador distribuído, resultando na criação de ilhas, que apresentaram capacidade de suprir o fornecimento de energia elétrica de porções de consumidores, caso haja a falta do alimentador principal. Quando comparado o sistema sem e com a possibilidade de ilhamento, notou-se a clara melhora dos indicadores de continuidade e, por consequência, a melhora da confiabilidade do sistema, pois o número de consumidores desabastecidos é reduzido substancialmente.

6.1 Trabalhos Futuros

Como complemento ao presente trabalho, e sugestão de trabalhos futuros, mostra-se interessante a realização dos seguintes estudos:

- a) análise do impacto do ilhamento quando utilizadas outras fontes de energia como geradores distribuídos;
- b) análise da inserção de elementos armazenadores de energia para melhoria dos indicadores

de continuidade;

c) análise de estabilidade do sistema no instante do ilhamento da Geração Distribuída.

REFERÊNCIAS

- ALVES, M. G. **Sistema de geração distribuída fotovoltaica com acumulação, controle da injeção de potências ativa e reativa, com capacidade de operação conectada e ilhada**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", 2017. Citado 4 vezes nas páginas 25, 26, 27 e 33.
- ANEEL. **PRODIST: Módulo 4 - Procedimentos operativos do sistema de distribuição**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 35.
- ANEEL. **Resolução normativa nº 482**. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2012. 32 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 30.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687**. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015. 1–25 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Citado na página 30.
- ANEEL. **PRODIST: Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2017. Citado na página 35.
- ANEEL. **Resolução normativa nº 786**. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2017. 94–207 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Citado na página 30.
- ANEEL. **PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018. Citado 6 vezes nas páginas 16, 17, 18, 19, 20 e 21.
- ANEEL. **Compensação de Continuidade**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 2019-04-20. Citado na página 14.
- ANEEL. **Geração Distribuída brasileira**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2Wk0eF1>>. Acesso em: 2019-10-27. Citado na página 28.
- ANEEL. **Unidades consumidoras com Geração Distribuída**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2K5MGbs>>. Acesso em: 2019-10-23. Citado na página 28.
- BALOG, R. S.; KREIN, P. T. Bus selection in multibus DC microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 26, n. March, p. 860–867, 2011. ISSN 08858993. Citado na página 25.
- BERNARDON, D. *et al.* Automatic restoration of power supply in distribution systems by computer-aided technologies. 2012. Citado na página 33.
- CASTRO, C. A. **Reconfiguração automática de redes de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campinas, 1985. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 32.
- CEEE. **Elaboração de projetos de redes aéreas de distribuição urbanas**. 2013. Citado na página 49.

- CEEE. **Acesso de Microgeração e Minigeração ao sistema de distribuição da CEEE-D.** CEEE-D, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/33v8SmY>>. Citado na página 34.
- CEMIG. Informativo do programa de pesquisa & desenvolvimento da CEMIG 2018. **Revista P&D n°13**, 2018. Citado na página 14.
- CEMIG. **Requisitos para a conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da Cemig D - Média Tensão.** CEMIG, 2018. 188 p. Disponível em: <<https://bit.ly/2K36vjC>>. Citado na página 35.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. **Microgrids and active distribution networks.** 1. ed. Londres: The Institution of Engineering and Technology, 2009. 297 p. ISSN 00406090. ISBN 9781849190145. Citado 4 vezes nas páginas 23, 29, 30 e 34.
- CPFL. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob sistema de compensação de energia elétrica.** CPFL, 2018. 55 p. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>>. Citado na página 34.
- DEIFELT, S. **Análise da viabilidade técnica da operação de sistemas com geração distribuída no modo ilhado intencional.** Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2016. Citado na página 36.
- DUGAN, R. C. **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) - Reference Manual.** 2018. 1–199 p. Disponível em: <<http://download2.nust.na/pub4/sourceforge/e/el/electricdss/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf>>. Citado na página 43.
- DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, IEEE, n. Ivvc, p. 1–7, 2011. ISSN 19449925. Citado 2 vezes nas páginas 83 e 84.
- DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical power systems quality.** 3. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 2012. ISBN 978-0-07-176155-0. Citado na página 19.
- FALCÃO, D. M. Smart Grids e microredes: o futuro já é presente. **VIII Simpase**, p. 1–11, 2009. ISSN 0001-6160. Citado na página 21.
- FARHANGI, H. The path of the Smart Grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010. ISSN 1540-7977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5357331>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- FERREIRA, P. M. B. *et al.* Ilhamento voluntário de PCH para melhorar os indicadores de qualidade DEC e FEC do sistema elétrico de sua região de influência. **VIII CIERTEC**, p. 1–10, 2013. Citado na página 34.
- GAUTHIER, M. *et al.* Planned islanding as a distribution system operation tool for reliability enhancement. **19th International Conference on Electricity Distribution**, n. 0270, 2007. Citado na página 36.
- GOMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. Distributed generation: exploitation of islanding operation advantages. **2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA**, IEEE, p. 1–5, 2008. Citado na página 36.

GUERRERO, J. M. **Connecting renewable energy sources into the smartgrid**. 2011. 2400–2566 p. Citado na página 25.

IEEE. **Std. 1547.2 - Application Guide for IEEE Std 1547™**. [S.l.]: IEEE Standards Coordinating Commite 21, 2009. Citado na página 35.

IEEE. **Std.1547.4 - Guide for Design, Operation and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems**. [S.l.]: IEEE Standards Coordinating Commite 21, 2011. Citado na página 34.

IEEE. **IEEE 123 Node Test Feeder Letterhead**. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 42.

JR., L. C. Z. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. 1. ed. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2006. ISBN 8588325411. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 43.

KAGAN, N.; Barioni de Oliveira, C. C.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher, 2010. 328 p. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 84.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. 3. ed. Las Cruces, New Mexico: CRC - Press, 2012. 439 p. ISBN 9781439856222. Citado na página 16.

KRISHNAN, G.; GAONKAR, D. N. Intentional islanding operations of distributed generation systems with a load shedding algorithm. **IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems**, IEEE, p. 1–6, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.

LIGHT. **Procedimentos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição da Light SESA BT e MT - até classe 36,2kV**. Light, 2018. 1–33 p. Disponível em: <<https://bit.ly/2Nu0gqW>>. Citado na página 34.

MARCHESAN, G. **Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com geração síncrona distribuída**. 130 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2016. Citado na página 35.

MENDONÇA, L. P. **Proposta de sistema de automação para ilhamento intencional de redes de distribuição com Geração Distribuída**. 176 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014. Citado na página 36.

ONS. **O Sistema em números**. 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 2019-05-01. Citado na página 25.

PERALTA, J. **Planned Islanding and Energy Storage at BC Hydro**. 2010. 1–26 p. Citado na página 37.

PETRONE, G. *et al.* Reliability issues in photovoltaic power processing systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 55, n. 7, p. 2569–2580, 2008. ISSN 02780046. Citado na página 24.

PILO, F.; CELLI, G.; MOCCI, S. Improvement of reliability in active networks with intentional islanding. **IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies**, p. 474–479, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.

Portal Solar. **Quanto custa a energia solar fotovoltaica**. 2018. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 2019-05-01. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.

SAATY, T. L. **The analytic hierarchy process: planning, priority setting, resource allocation**. 1. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1980. 287 p. ISBN 0070543712. Citado na página 33.

Sebrae RS. **Custo da energia solar fica cada vez mais atrativo**. 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/33yG0Kz>>. Acesso em: 2019-05-01. Citado na página 24.

SECA, L.; LOPES, J. Intentional islanding for reliability improvement in distribution networks with high DG penetration. In: **2005 International Conference on Future Power Systems**. [S.l.]: IEEE, 2008. p. 1–5. Citado na página 34.

TOLKIEN, J. R. R. **The Fellowship of the Ring**. 1. ed. Londres: George Allen & Unwin, 1954. Citado na página 4.

USA - Department of Energy. **A vision for the Smart Grid**. 2009. 1–11 p. Citado na página 21.

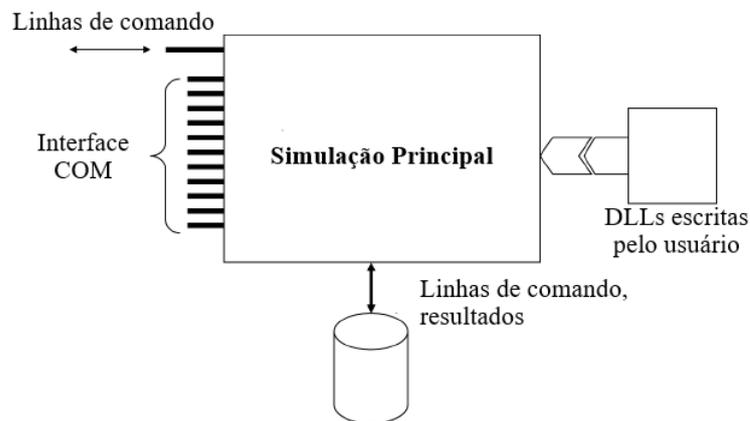
YU, X.; CECATI, C.; DILLON, T.; SIMÕES, M. G. The new frontier of smart grids. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 5, p. 49–63, 2011. ISSN 19324529. Citado na página 26.

APÊNDICE A – OPENDSS

O conceito de redes elétricas inteligentes, principalmente no que tange a inserção de fontes de energia alternativas no sistemas de distribuição, foi a porta de entrada para *Distribution System Simulator (DSS)*, *software* de análise de sistemas de distribuição, com desenvolvimento iniciado em 1997 pela *Electrotek Concepts, Inc.* Mais tarde, no ano de 2008, e já adquirido pelo *Electric Power Research Institute (EPRI)*, com o intuito de promover o desenvolvimento dos estudos para modernização dos sistemas de distribuição, o simulador teve seu código aberto e passou a ser denominado como *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

A modelagem do sistema e a determinação das simulações são feitas por meio de linhas de comando, e com a possibilidade de controle do *software* por meio da interface *Component Object Model (COM)*, assim se torna viável o controle por meio de ferramentas externas, tais como *Visual Basic for Applications (VBA)*, *Matrix Laboratory (MATLAB)* e a linguagem de programação Python. A estrutura de comunicação base do *OpenDSS* é vista na figura 45.

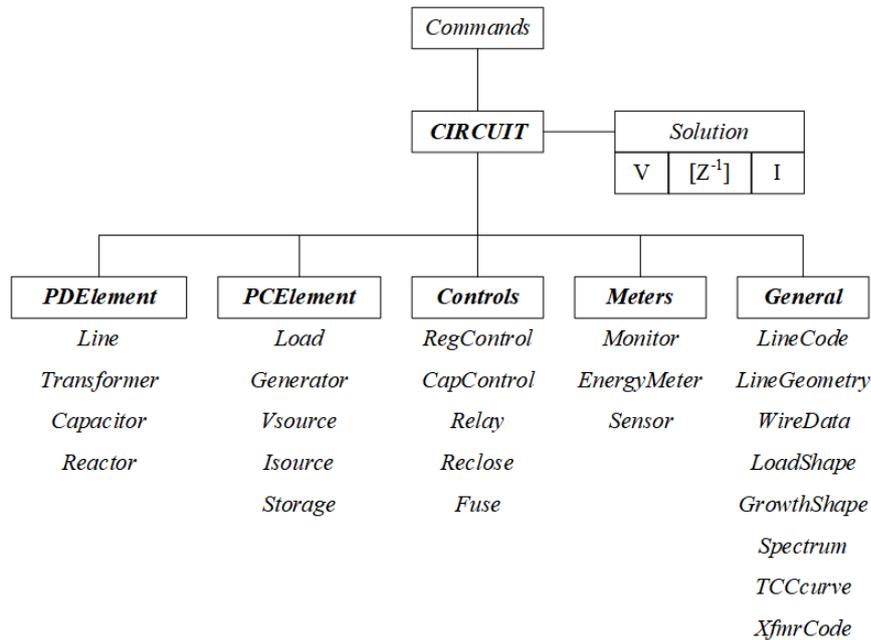
Figura 45 – Interface de comunicação do *OpenDSS* com diversas fontes de dados e com outros programas



Fonte – Adaptado de Dugan e McDermott (2011).

A arquitetura de simulação interna do simulador, vista na figura 46, é composta por um circuito e um sistema de solução. O circuito é composto por cinco conjuntos centrais, sendo eles: elementos que fornecem potência (*Power Delivery Element* ou, simplesmente, "*PDElement*"), elementos que convertem potência (*Power Conversion Element* ou, simplesmente, "*PCElement*"), elementos de controle, medidores e elementos gerais. (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

Figura 46 – Arquitetura do *OpenDSS*



Fonte – Adaptado de Dugan e McDermott (2011).

Os termos descritos no diagrama da figura 46 são dados em inglês, pois todos os comandos e interface do *OpenDSS* são apresentados nesse idioma.

Segundo Dugan e McDermott (2011), a solução é realizada com base na matriz de admitâncias nodais, vista em 8, que relaciona as tensões nodais e as correntes injetadas em cada nó do sistema.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^{-1} & -Z^{-1} \\ -Z^{-1} & Z^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (8)$$

O fluxo de potência é calculado após as interações necessárias para definir todos os parâmetros da matriz de admitância nodal.

A.1 Fluxo de Potência

Segundo Kagan, Barioni de Oliveira e Robba (2010), a análise do fluxo de potência consiste na resolução de um circuito que represente a rede em questão, por meio das constantes conhecidas do sistema, que caracterizam, principalmente, geradores e cargas. Analisando o fluxo de potência é possível fazer considerações fundamentais sobre o funcionamento do sistema analisado, tais como:

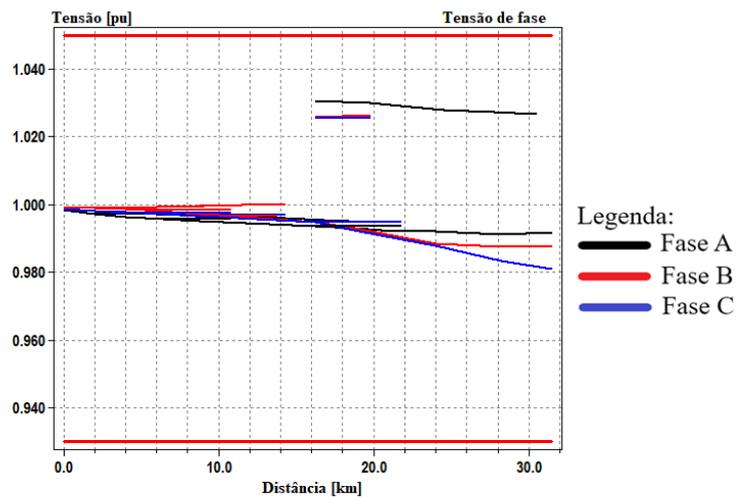
- a) cálculo da tensão nos barramentos;
- b) cálculo da corrente e potência nos segmentos de rede;
- c) cálculo das perdas;
- d) determinação dos desequilíbrios de tensão e corrente;
- e) determinação da distorção harmônica.

Analisando esses itens é possível verificar se a rede está respeitando os níveis adequados de tensão, avaliar o nível de carregamento de condutores, determinar o nível de perdas do sistema e, principalmente, determinar a necessidade de promover investimentos para melhoria da rede distribuição, nos casos de transgressão de algum indicador, e verificar a possibilidade de expansão do sistema.

APÊNDICE B – PERFIS DE TENSÃO DAS ILHAS

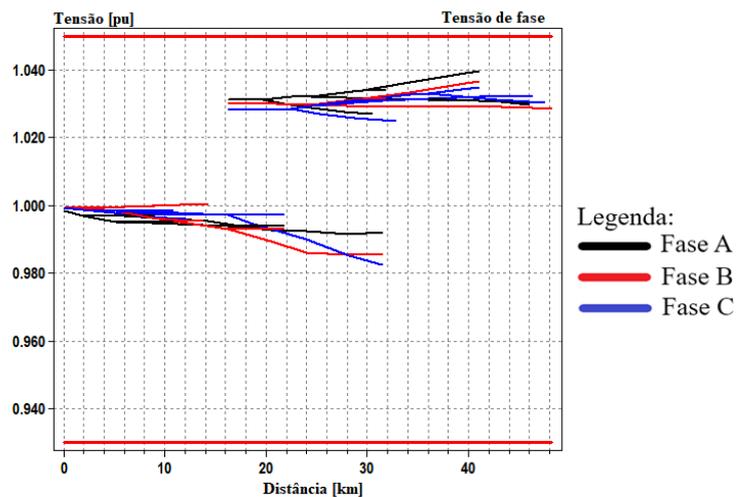
Nas figuras 47, 48, 49, 50, 51 e 52 são vistos os perfis de tensão das ilhas 1, 2, 3, 4, 5 e 6, tendo como referência a barra de conexão do RED. Nota-se, que por toda a extensão da rede de distribuição, em todos os cenários de ilhação, não há transgressão dos níveis precário e crítico.

Figura 47 – Perfil de tensão da ilha 1



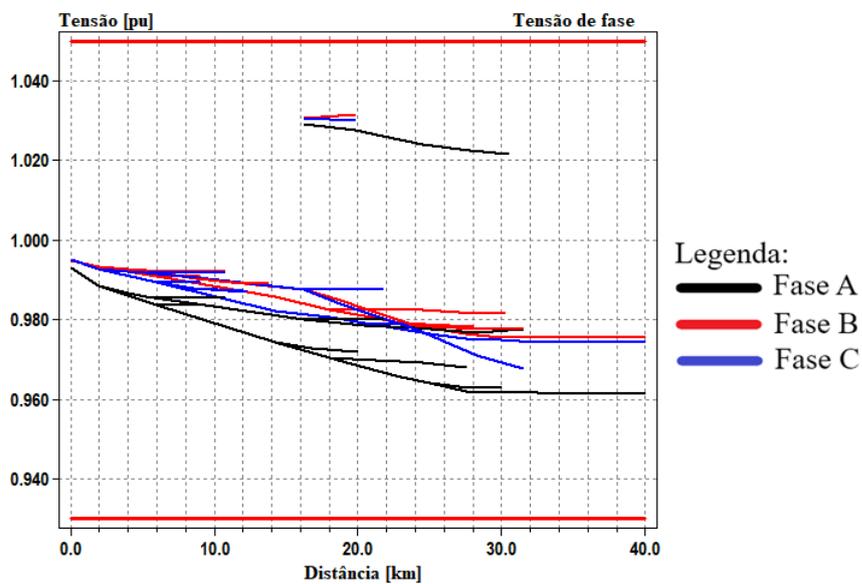
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 48 – Perfil de tensão da ilha 2



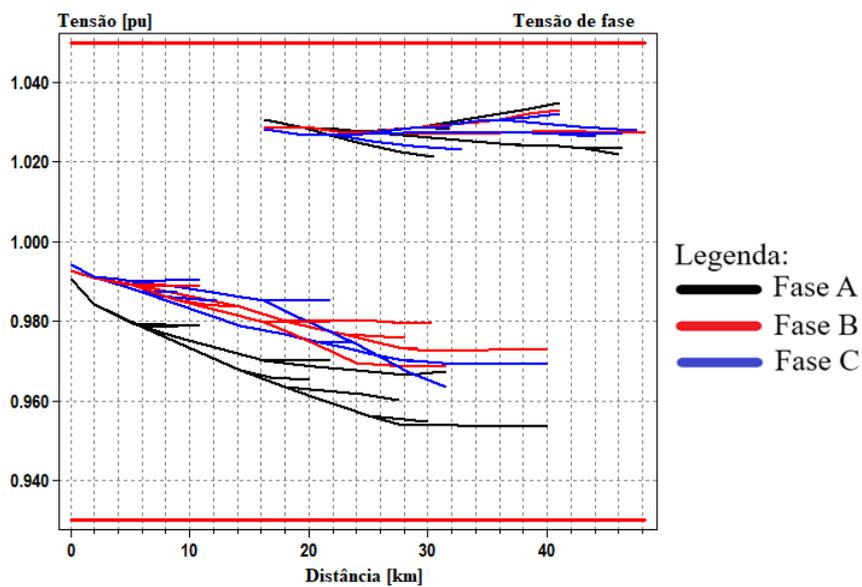
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 49 – Perfil de tensão da ilha 3



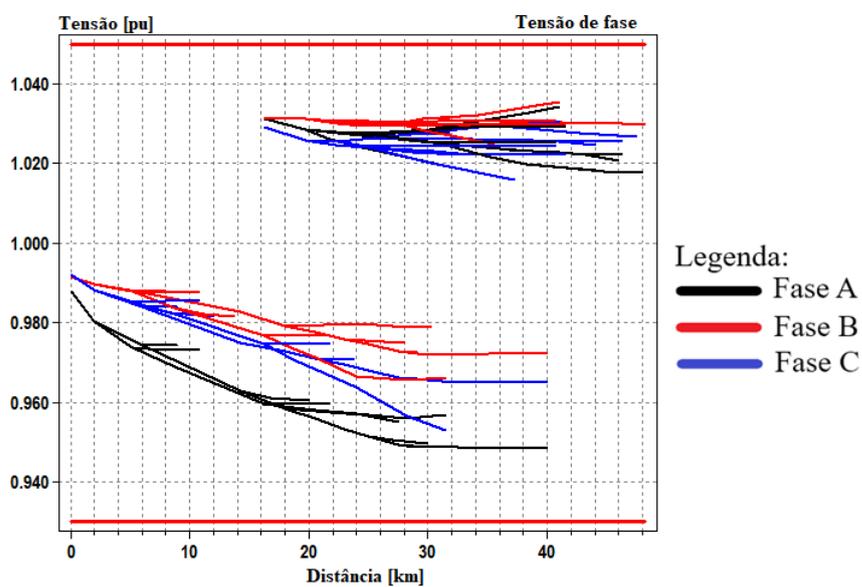
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 50 – Perfil de tensão da ilha 4



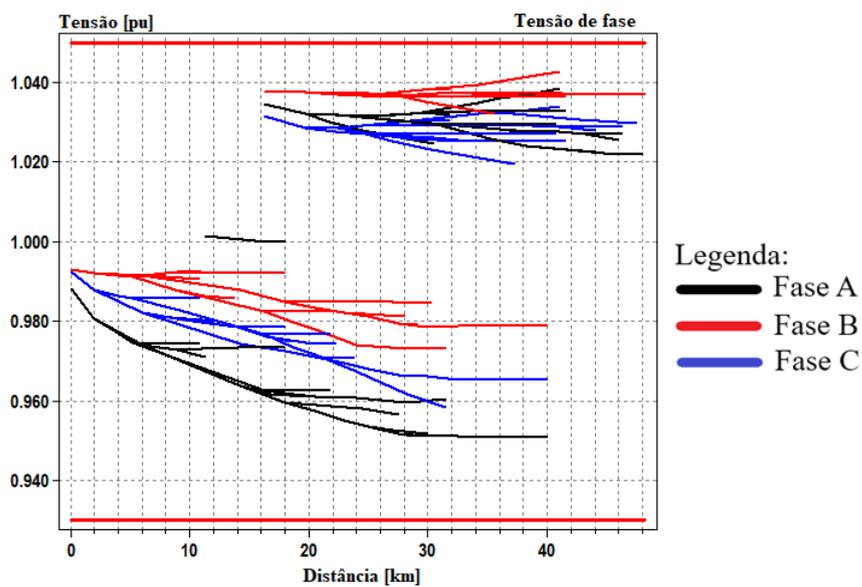
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 51 – Perfil de tensão da ilha 5



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 52 – Perfil de tensão da ilha 6



Fonte – Elaborado pelo autor.