



UFES

Universidade Federal do Espírito Santo  
Departamento de Engenharia Elétrica  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Renato Santos Freire Ferraz

**Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída e  
Coordenação Otimizada de Religador-Fusível baseados em  
Algoritmos Genéticos**

Vitória – ES

Setembro de 2020

**Renato Santos Freire Ferraz**

**Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída e  
Coordenação Otimizada de Religador-Fusível baseados em  
Algoritmos Genéticos**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Processamento de Energia e Sistemas Elétricos

**Augusto César Rueda Medina, Dr.**

Orientador

**Oureste Elias Batista, Dr.**

Coorientador

Vitória – ES

Setembro de 2020

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

F368a Ferraz, Renato Santos Freire, 1996-  
Alocação e dimensionamento de geração distribuída e coordenação otimizada de religador-fusível baseados em algoritmos genéticos / Renato Santos Freire Ferraz. - 2020.  
77 f. : il.

Orientador: Augusto César Rueda Medina.

Coorientador: Oureste Elias Batista.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -  
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Algoritmos genéticos. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. Geração distribuída de energia elétrica. 5. Sistemas de energia elétrica - Proteção. I. Rueda Medina, Augusto César. II. Batista, Oureste Elias. III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

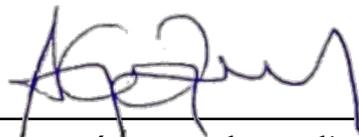
---

**Renato Santos Freire Ferraz**

**Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída e  
Coordenação Otimizada de Religador-Fusível baseados  
em Algoritmos Genéticos**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Dissertação aprovada em 18 de setembro de 2020.

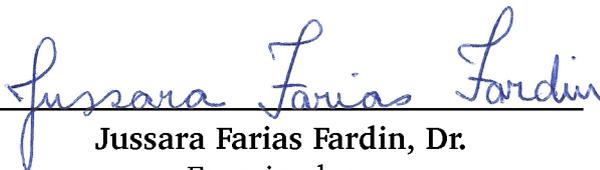


---

**Augusto César Rueda Medina, Dr.**  
Orientador

---

**Oureste Elias Batista, Dr.**  
Coorientador



---

**Jussara Farias Fardin, Dr.**  
Examinadora



---

**Joel David Melo Trujillo, Dr.**  
Examinador

## Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus que me deu saúde e força.

Aos professores do Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico (LEPAC), em especial ao professor Augusto César Rueda Medina pela oportunidade de trabalhar com essa pesquisa e pela orientação e suporte durante todas as etapas da execução desse trabalho. Gostaria de agradecer também ao professor Oureste Elias Batista pelas contribuições e ensinamentos.

Aos amigos que fiz na UFES, em especial a Lucas Freire, João Carlos Monteiro e Gustavo Bodart, que me auxiliaram consideravelmente não só nas questões acadêmicas, mas também com todo apoio e suporte.

Gostaria de agradecer também aos professores e colegas da Universidade Estadual de Santa Cruz (UESC) que contribuíram para o meu crescimento acadêmico, em especial ao professor Lucas Sampaio Garcia que me incentivou a entrar nessa área de iniciação científica, e aos colegas e amigos Vanio Ferreira, Rafael Feitosa e Bruno Madureira, que apesar da distância, se mostraram presentes através do apoio e momentos de descontração.

À Brenda Leal, que desde o processo seletivo até a defesa da dissertação me deu todo auxílio necessário para conclusão dessa jornada, que com muita paciência me deu forças para seguir em frente.

Aos meus pais, Ana Cristina Ferraz e Roberto Ferraz, pelo amor incondicional e apoio durante toda essa trajetória. A contribuição deles é imensurável e tenho certeza que sem eles nada disso seria possível. Gostaria de agradecer a todos os meus familiares pelo apoio e pelos momentos de lazer, em especial à minha madrinha Adriana Sousa e à minha tia Maria Edna, que sempre me ajudaram nessa caminhada.

Ademais, não poderia deixar de agradecer ao meu irmão e amigo, Rafael Ferraz, que foi meu colega de curso na graduação, e desde então contribui fortemente em todos os meus projetos acadêmicos. Seu auxílio, companheirismo e todos os conselhos foram fundamentais para o desenvolvimento e conclusão dessa dissertação.

Por fim, o presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

## RESUMO

Atualmente, é possível notar uma elevada integração de Geração Distribuída (GD) em sistemas de distribuição. Apesar dos diversos benefícios causados por essa integração, observam-se algumas modificações das correntes de carregamento e de curto-circuito, as quais podem gerar problemas nos sistemas de proteção, como a falsa operação dos dispositivos de proteção, perda de coordenação, redução do alcance da proteção de distância, entre outros. Outrossim, uma integração de GD de forma inapropriada acarreta problemas relacionados aos limites operacionais do sistema, como níveis de corrente, de tensão e de fator de potência. Portanto, nesse trabalho, realizou-se um estudo específico referente à alocação e ao dimensionamento otimizado de unidades de GD em um sistema de distribuição, com o propósito de reduzir custos de projeto e de operação, respeitando os limites operacionais e físicos do sistema e dos geradores. Ademais, foi realizada a coordenação otimizada entre religadores e fusíveis a fim de reduzir o tempo de operação desses dispositivos, considerando o perfil de geração e de carga durante o dia, todos os modos de operação das unidades de GD alocadas e todos os tipos de falta. Nesse estudo, o método de otimização utilizado foi o de algoritmos genéticos, devido à capacidade de adaptação, além da operação paralela, os quais, baseados na seleção, mutação e recombinação, são capazes de buscar a solução otimizada dentro do espaço amostral; e, para verificação da metodologia proposta, utilizou-se o alimentador de 34 nós do IEEE. A partir dos resultados alcançados, foi possível notar uma redução de 39,420% dos custos de investimento e de operação, com base na alocação das unidades de GD. Com relação à coordenação dos religadores e fusíveis, foi possível alcançar um esquema único de proteção, que é capaz de coordenar os dispositivos analisados para todos os casos, simultaneamente, dispensando a necessidade de sistemas adaptativos e limitadores de corrente de falta.

**Palavras-chave:** Algoritmos genéticos, alocação, coordenação, sistema de proteção.

## ABSTRACT

Nowadays, it is possible to notice a growth in the integration of Distributed Energy Resource (DER) in the distribution systems. Despite the many benefits caused by this integration, there are some changes in the load and short-circuit current, which may lead to some issues in the protection system, such as sympathetic tripping, mis-coordination between protective devices, reduction in reach of impedance relays, among others. Moreover, an improper DER integration can generate problems regarding the levels of current, voltage and power factor of the network. Therefore, in this work, the author aimed to conduct a specific study related to the DER optimal allocation and sizing in a distribution feeder, in order to reduce investment and operation costs, regarding the operational and physical limits of the system and generators. In addition, optimal recloser-fuse coordination was performed to reduce the actuation time of these protective devices, taking into account the generation and load variation during the day, DER operating modes and all the fault types. In this study, the optimization method adopted was genetic algorithms, due to the adaptive optimization and parallel computing which, based on the selection, crossover and mutation operations, are capable of searching for the optimal solution in the solution space; and the IEEE 34-Node Test Feeder was used to evaluate the proposed methodology. Therefore, from the results, it was possible to notice a 39.420% reduction of the overall cost, from the DER allocation proposed in this analysis. Regarding the coordination between reclosers and fuses, it was possible to achieve a single protection scheme, which is able to coordinate the protective devices for all the analyzed cases simultaneously, avoiding the need for adaptive protection or fault current limiters.

**Keywords:** Allocation, coordination, genetic algorithms, protection system.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação da geração fotovoltaica. . . . .	24
Figura 2 – Representação das três principais etapas da geração fotovoltaica. . .	25
Figura 3 – Circuito que descreve os tipos de falta. . . . .	26
Figura 4 – Representação de um sistema de distribuição de média tensão com alta penetração de GD. . . . .	27
Figura 5 – Circuito equivalente do sistema de distribuição com integração de GD.	28
Figura 6 – Diagrama simplificado do alimentador de distribuição com religador e fusíveis. . . . .	30
Figura 7 – Curva característica de um fusível. . . . .	31
Figura 8 – Curvas características do relé de sobrecorrente. . . . .	33
Figura 9 – Coordenação entre os dispositivos de proteção. . . . .	34
Figura 10 – Curva de capacidade da GD que operam na Categoria B. . . . .	37
Figura 11 – Fluxograma do esquema de proteção. . . . .	41
Figura 12 – Gráficos de coordenação entre religadores e fusíveis. . . . .	41
Figura 13 – Representação de dois nós com carga de um sistema de distribuição.	44
Figura 14 – Representação por camadas de um sistema de distribuição. . . . .	44
Figura 15 – Comportamento da corrente e fator de potência da GD em função da tensão nodal. . . . .	46
Figura 16 – População do Método de AG para o problema de alocação e dimensionamento otimizado de GD. . . . .	49
Figura 17 – População do Método de AG para o problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção. . . . .	49
Figura 18 – Fluxograma do Método de AG para o problema de alocação e dimensionamento otimizado de GD. . . . .	50
Figura 19 – Fluxograma do Método de AG para o problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção. . . . .	51
Figura 20 – Representação do alimentador de 34 nós do IEEE. . . . .	53
Figura 21 – Perfil diário de: (a) demanda, (b) intensidade de iluminação e (c) temperatura. . . . .	56
Figura 22 – Potência ativa e reativa dos geradores distribuídos alocados no sistema.	58
Figura 23 – Potência ativa e reativa da GD sobreposta à curva de capacidade dos geradores. . . . .	58
Figura 24 – Perfil de tensão às 16 h na fase (a) A, (b) B e (c) C. . . . .	59
Figura 25 – Perfil de tensão às 13 h na fase (a) A, (b) B e (c) C. . . . .	60
Figura 26 – Representação do alimentador de 34 nós do IEEE a partir da inserção de GD e dos dispositivos de proteção. . . . .	62

Figura 27 – Corrente de carregamento considerando a variação do (a) modo de operação da GD e (b) horário do dia. . . . .	63
Figura 28 – Corrente de curto-circuito considerando a variação do tipo de falta. .	64
Figura 29 – Corrente de curto-circuito considerando a variação do (a) modo de operação da GD e (b) horário do dia. . . . .	65
Figura 30 – Corrente de carregamento e de curto-circuito dos nós do sistema. . .	66
Figura 31 – Coordenação entre os religadores. . . . .	67
Figura 32 – Coordenação entre o fusível F1 e religador R1; fusível F2 e religador R1.	68
Figura 33 – Coordenação entre o fusível F3 e religador R1; fusível F4 e religador R2.	68
Figura 34 – Coordenação entre o fusível F5 e religador R2; fusível F6 e religador R2.	68
Figura 35 – Coordenação entre o fusível F7 e religador R3; fusível F8 e religador R3.	69

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos relés de sobrecorrente de acordo com o tempo de operação. . . . .	32
Tabela 2 – Constantes dos relés de sobrecorrente de tempo inverso. . . . .	32
Tabela 3 – Cargas pontuais do alimentador de 34 nós do IEEE. . . . .	54
Tabela 4 – Cargas distribuídas do alimentador de 34 nós do IEEE. . . . .	54
Tabela 5 – Bancos de capacitores do alimentador de 34 nós do IEEE. . . . .	55
Tabela 6 – Custos gerais a partir da integração de GD no sistema. . . . .	61
Tabela 7 – Modos de operação dos geradores distribuídos. . . . .	63
Tabela 8 – Parâmetros dos fusíveis obtidos através dos algoritmos de otimização. . . . .	67
Tabela 9 – Parâmetros dos religadores obtidos através dos algoritmos de otimização. . . . .	67

## Lista de abreviaturas e siglas

<b>AG</b>	Algoritmos Genéticos
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>DEC</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<b>DIC</b>	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>IEA</b>	Agência Internacional de Energia
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
<b>INMET</b>	Instituto Nacional de Meteorologia
<b>LCF</b>	Limitador de Corrente de Falta
<b>MPPT</b>	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema
<b>PES</b>	<i>Power Energy Society</i>
<b>PRODIST</b>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>STC</b>	Condição Padrão de Teste

## Lista de símbolos

$\alpha$	Coeficiente relacionado à velocidade do vento
$\epsilon$	Constante de tolerância
$\tau$	Tamanho do torneio nos algoritmos genéticos
$a$ e $b$	Constantes que caracterizam a curva de um fusível
$a_k$ e $b_k$	Constantes que caracterizam a curva do fusível $F_k$
$A$ , $B$ e $P$	Constantes que definem o tipo de curva do relé ou religador
$c$	Iteração do método <i>Backward-forward sweep</i>
$C_t$	Custo anual de instalação da Geração Distribuída do tipo $t$
$CTI$	Intervalo de tempo de coordenação
$d$	Índice correspondente ao modo de operação da Geração Distribuída
$E_{arm}$	Energia armazenada na bateria
$E_{forn}$	Energia fornecida pela bateria
$ec^{GD}$	Custo da energia fornecida pela Geração Distribuída
$ec^S$	Custo da energia fornecida pela subestação
$f$	Função objetivo do problema de otimização
$f_1$	Função objetivo do problema de alocação e dimensionamento de Geração Distribuída
$f_2$	Função objetivo do problema de coordenação dos dispositivos de proteção
$F_k$	Fusível $k$
$g$	Índice correspondente a um determinado nó do alimentador
$G_c$	Intensidade de iluminação
$G_{STC}$	Intensidade de iluminação em condição padrão de teste
$h$	Restrição de igualdade do problema de otimização
$I$	Corrente que passa no dispositivo de proteção analisado

$I_S$	Corrente fornecida pela subestação considerando a ausência de Geração Distribuída
$I'_S$	Corrente fornecida pela subestação considerando a presença de Geração Distribuída
$i_{gk}$	Corrente de linha entre os nós $g$ e $k$
$i_g$	Corrente de linha injetada no nó $g$
$I_{ja}, I_{jb}$ e $I_{jc}$	Correntes injetadas no nó $j$ nas fases A, B e C, respectivamente
$J_{pa}, J_{pb}$ e $J_{pc}$	Correntes que fluem pela linha de distribuição $p$ nas fases A, B e C, respectivamente
$J_{qa}, J_{qb}$ e $J_{qc}$	Correntes que fluem pelas linhas conectadas a jusante de $j$ nas fases A, B e C, respectivamente
$k$	Índice correspondente ao fusível analisado
$l_c$	Coefficiente de temperatura
$m$	Índice correspondente ao máximo valor possível de $t, g, y, n, z, f, k$ e $q$
$M$	Múltiplo da corrente de <i>pick-up</i>
$n$	Índice correspondente ao religador analisado
$n_{GD}$	Quantidade de geradores distribuídos alocados
$o$	Índice correspondente ao tipo de falta analisado
$P_b$	Potência de carga ou descarga da bateria
$P_g^{load}$	Potência ativa da carga do nó $g$
$P_{nom}$	Potência ativa nominal dos geradores distribuídos
$P_{pv}$	Potência de saída do sistema fotovoltaico
$P_{STC}$	Potência de saída do sistema fotovoltaico em condição padrão de teste
$P_{y,g}^{GD}$	Potência ativa fornecida pela Geração Distribuída
$P_y^S$	Potência ativa fornecida pela subestação
$PS$	Corrente de <i>pick-up</i>
$PS_n$	Corrente de <i>pick-up</i> do religador $R_n$

$q$	Linha de distribuição que se conecta com o nó $j$
$Q_g^{load}$	Potência reativa da carga do nó $g$
$Q_{y,g}^{GD}$	Potência reativa fornecida pela Geração Distribuída
$R_{n,fm}$	Religador no modo rápido
$R_{(n+1),fm}$	Religador de <i>back-up</i> no modo rápido
$R_{n,sm}$	Religador no modo lento
$R_{(n+1),sm}$	Religador de <i>back-up</i> no modo lento
$S_{ja}, S_{jb}$ e $S_{jc}$	Potências aparentes demandadas pelo nó $j$ nas fases A, B e C, respectivamente
$S_{nom}$	Potência aparente nominal dos geradores distribuídos
$S_y^S$	Potência aparente fornecida pela subestação
$t$	Índice correspondente ao tipo de Geração Distribuída
$T_a$	Temperatura ambiente
$T_c$	Temperatura da superfície do painel fotovoltaico
$T_F$	Tempo de operação de um fusível
$T_{F_k}$	Tempo de operação do fusível $F_k$
$T_R$	Tempo de operação de um religador
$T_{R_{n,fm}}$	Tempo de operação do religador $R_n$ no modo rápido
$T_{R_{n,sm}}$	Tempo de operação do religador $R_n$ no modo lento
$T_{R_{(n+1),fm}}$	Tempo de operação do religador de <i>back-up</i> no modo rápido
$T_{R_{(n+1),sm}}$	Tempo de operação do religador de <i>back-up</i> no modo lento
$T_{STC}$	Temperatura da superfície do painel fotovoltaico em condição padrão de teste
$TMS$	Ajuste do multiplicador de tempo
$TMS_{n,fm}$	Ajuste do multiplicador de tempo de $R_n$ no modo rápido
$TMS_{n,sm}$	Ajuste do multiplicador de tempo de $R_n$ no modo lento

$u$	Restrição de desigualdade do problema de otimização
$US\$$	Dólar americano
$US\$/kWh$	Dólar americano por quilowatt-hora
$V_g$	Tensão de fase do nó $g$
$V_{ia}, V_{ib}$ e $V_{ic}$	Tensões de fase do nó $i$ nas fases A, B e C, respectivamente
$V_{ja}, V_{jb}$ e $V_{jc}$	Tensões de fase do nó $j$ nas fases A, B e C, respectivamente
$w$	Índice correspondente ao nó em que a falta foi aplicada
$x$	Incógnitas do problema de otimização
$y$	Índice correspondente ao tempo que a subestação e a Geração Distribuída estão fornecendo potência ativa
$Y_g$	Admitância <i>shunt</i> do nó $g$
$Y_i$	Admitância <i>shunt</i> do nó $i$
$Y_j$	Admitância <i>shunt</i> do nó $j$
$z_g$	Variável binária que indica a presença ou não de Geração Distribuída
$Z_L$	Impedância da linha entre a subestação e a carga
$Z_p$	Impedância da linha $p$
$Z_{PV}$	Impedância da Geração Distribuída
$Z_S$	Impedância da subestação

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
1.1	MOTIVAÇÃO	17
1.2	OBJETIVOS	19
1.3	CONTRIBUIÇÃO	19
1.4	TRABALHOS DESENVOLVIDOS	20
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	21
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>23</b>
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.1.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	24
2.2	CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	25
2.2.1	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO	27
2.3	SISTEMA DE PROTEÇÃO	28
2.3.1	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	30
<b>3</b>	<b>FORMULAÇÃO DOS PROBLEMAS DE ALOCAÇÃO DE GD E DE COORDENAÇÃO DE RELIGADORES E FUSÍVEIS</b>	<b>35</b>
3.1	FORMULAÇÃO GENÉRICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	35
3.2	ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	36
3.3	COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	39
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>43</b>
4.1	BACKWARD-FORWARD SWEEP	43
4.2	MODELO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CONDIÇÕES DE FALTA	45
4.3	PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO - ALGORITMOS GENÉTICOS	47
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>52</b>
5.1	ESTUDO DE CASO	52
5.1.1	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 34 NÓS DO IEEE	52
5.1.2	CURVA DE GERAÇÃO E DEMANDA	55
5.2	ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	56
5.3	COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	61
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>70</b>
6.1	TRABALHOS FUTUROS	71
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>72</b>

# Capítulo 1

## Introdução

Atualmente, observa-se a alta integração de Geração Distribuída (GD) nos sistemas de distribuição em todo o mundo, devido à preocupação global com os problemas causados pela geração de energia elétrica centralizada baseada em combustíveis fósseis (BLAABJERG et al., 2017; REN21, 2018). Isso porque, além de ser insustentável à longo prazo, esse tipo de geração apresenta algumas desvantagens, como: alta emissão de gases poluentes, esgotamento dos combustíveis utilizados e baixa eficiência energética (GOPALAN et al., 2014). Por esse motivo, a instalação de sistemas de GD apresenta-se como uma alternativa para redução destes efeitos, em virtude da proximidade desses geradores com as cargas, a qual pode reduzir as perdas nas linhas de distribuição e transmissão; da utilização de fontes renováveis, que propicia redução da emissão de gases poluentes; além da melhora da qualidade e confiabilidade da energia elétrica da rede (ALMUTAIRY, 2016; FERRAZ et al., 2019a).

Vale salientar que, no cenário brasileiro existe um destaque para a GD fotovoltaica, já que em junho de 2020, cerca de 95,06% das unidades consumidoras com GD instalada no país são do tipo fotovoltaica (ANEEL, 2020). Essa predominância é positiva em diversos aspectos, dado que esse tipo de geração apresenta baixa emissão de ruídos, impactos ambientais reduzidos e grande disponibilidade de energia primária (PINTO et al., 2016). Além disso, o Brasil possui grande potencial fotovoltaico, com alta incidência solar principalmente no verão, que coincide com os máximos valores de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), contribuindo para a redução dos picos de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para ilustrar esse grande potencial, destaca-se que, no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar uma quantidade superior de energia elétrica – através geração fotovoltaica – em relação ao local mais ensolarado da Alemanha, que caracteriza-se como um dos maiores produtores de energia elétrica fotovoltaica do mundo (PEREIRA et al., 2017).

Entretanto, a integração de GD nos sistemas de distribuição de média tensão pode promover modificações em variáveis elétricas do alimentador, como o nível de tensão, o fator de potência e as correntes de carregamento e curto-circuito (MEDDEB et al., 2018; DAI, 2010; VARGAS et al., 2018). Inicialmente, espera-se que a inserção de GD promova um aprimoramento no perfil de tensão, através da redução das perdas do sistema; assim, a chance da tensão dos nós mais distantes da subestação estar abaixo do limite permitido

por norma é reduzida (JIANG et al., 2013; KHAN; KHAN, 2015). Contudo, se a alocação de GD for feita de forma equivocada, esse efeito positivo pode ser invertido, promovendo sobretensão em alguns pontos do alimentador. Por outro lado, é importante ressaltar, que uma grande parcela dos geradores distribuídos operam fornecendo apenas potência ativa, reduzindo consideravelmente o fator de potência da subestação (POMILIO et al., 2015).

Finalmente, a modificação das correntes de carregamento e curto-circuito pode comprometer a correta operação dos dispositivos de proteção, como os religadores e fusíveis, aumentando custos com manutenção corretiva e reduzindo a confiabilidade e segurança do serviço (FERRAZ et al., 2019a). Vale salientar que o sistema de proteção operando corretamente tem um papel fundamental na rede de distribuição de média tensão. Isso porque esse sistema busca, principalmente, proteger o alimentador de distribuição visando manter a continuidade do fornecimento da energia elétrica, evitar ou minimizar os danos e os custos de manutenção corretiva e garantir a integridade física das pessoas envolvidas, como os operadores e os consumidores do sistema elétrico de potência (HEWITSON et al., 2004).

## 1.1 MOTIVAÇÃO

O alto nível de penetração de GD em sistemas de distribuição tem provocado diversas modificações nos parâmetros elétricos do alimentador. Por esse motivo, muitos estudos têm sido desenvolvidos com a finalidade de otimizar alguns parâmetros do sistema, como perdas elétricas ou custos, por meio da alocação e dimensionamento ótimo de GD e respeitando as restrições operacionais e físicas da rede e dos geradores. Dessa forma, a integração de GD, proposta nessas análises, além de reduzir as perdas e custos do sistema, faz com que os limites de tensão, de corrente das linhas e de fator de potência da subestação não sejam extrapolados. Entretanto, grande parte desses estudos não consideraram as curvas diárias de geração da GD e de demanda das unidades consumidoras (KIM, 2017; OLIVEIRA et al., 2018; ABU-MOUTI; EL-HAWARY, 2011; AKOREDE et al., 2011; SANJAY et al., 2017); assim, a modelagem matemática representa um determinado ponto de operação da rede, já que os parâmetros de entrada do alimentador, como a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e a carga demandada pelos nós, serão constantes para qualquer momento do dia.

Ademais, a presença de GD na rede elétrica modifica, consideravelmente, o nível de curto-circuito em diversos pontos do alimentador (FERRAZ et al., 2019a). Com isso, os dispositivos de proteção podem operar de forma inadequada, apresentando alguns problemas, como: falsa operação dos dispositivos de proteção; falta de coordenação entre religador-religador, fusível-fusível ou religador-fusível; redução do alcance das proteções de distância, entre outros. Por esse motivo, diversos pesquisadores têm reali-

zados estudos com a finalidade de avaliar os impactos da integração de GD nos sistemas de distribuição, e dessa forma, propor esquemas de proteção levando em conta esse novo cenário. Recentemente, esquemas de proteção adaptativa têm sido propostos como soluções para mudanças significativas na rede, com relação à conectividade da GD (modo conectado com a rede ou modo isolado) e desconexão de cargas, geradores e linhas de distribuição (COFFELE et al., 2015; MUDA; JENA, 2017; ALAM, 2019). Contudo, esses esquemas são fortemente dependentes de infraestruturas de comunicação, para atualizar as configurações dos religadores e relés (BLAABJERG et al., 2017).

Por outro lado, um algoritmo híbrido de otimização, baseado em Busca Cuco e programação linear, foi usado para alcançar a coordenação ótima de relés de sobrecorrente e para calcular o valor do Limitador de Corrente de Falta (LCF) no ponto de acoplamento comum do sistema (DEHGHANPOUR et al., 2018). Ademais, dispositivos LCFs foram adotados para prevenir o aumento considerável da corrente de falta, em decorrência da inserção de GD, com a finalidade de prevenir a perda de coordenação dos dispositivos de proteção (WHEELER et al., 2017; HAMIDI; CHABANLOO, 2019; SRIVIDHYA; MURALI, 2019; DAHEJ et al., 2018). A maior desvantagem dessas metodologias, apontadas nos artigos citados anteriormente, consiste no alto custo de instalação do LCF em sistemas radiais de distribuição.

Outrossim, existem alguns estudos recentes que consideram um esquema único de proteção para diferentes condições de operação da rede. Em Saleh et al. (2017), por exemplo, considera-se o ilhamento das linhas de distribuição, da subestação e das unidades de GD; porém, diferentemente do que foi proposto em Alam (2019), este esquema não necessita de sistemas de comunicação, visto que, o problema de coordenação foi resolvido considerando diversos cenários distintos de operação da rede. Além disso, em Alam et al. (2018) aborda-se a coordenação entre fusíveis e religadores, levando em conta a presença de unidades de GD no sistema e os possíveis modos de operação desses geradores (modo conectado ou modo desconectado da rede). Conquanto, em Saleh et al. (2017) e Alam et al. (2018), apenas um tipo de falta foi considerado, o que limita a aplicabilidade desses estudos. Finalmente, em Sharma e Panigrahi (2018) um esquema único de proteção foi desenvolvido tendo em vista a possibilidade de ocorrência de uma falta trifásica, bifásica ou monofásica, e todos os modos de operação da GD; entretanto, essa coordenação foi feita considerando apenas relés.

É importante ressaltar, que grande parte desses trabalhos, citados anteriormente, consideram apenas a coordenação de religadores ou relés (ALAM, 2019; SHARMA; PANIGRAHI, 2018; DEHGHANPOUR et al., 2018; SALEH et al., 2017); todavia, é imprescindível implementar fusíveis na formulação desse problema, com o objetivo de alcançar uma maior seletividade e redução de custos, assim como foi realizado em (ALAM et al., 2018). Destaca-se, também, que variações diárias de carga e geração não são considera-

das nos artigos mencionados previamente, apesar de influenciar consideravelmente na corrente de carregamento e curto-circuito nos sistemas de distribuição.

Por conseguinte, cria-se a necessidade, inicialmente, de desenvolver um estudo específico envolvendo a alocação e o dimensionamento otimizado de unidades de GD, baseada na geração solar fotovoltaica, levando em conta a variação diária de intensidade de iluminação, temperatura e demanda. Outrossim, é fundamental avaliar os impactos que a variação do modo de operação da GD e o perfil diário de geração e demanda provocam nas correntes de carregamento e de curto-circuito do sistema. Assim, torna-se possível o desenvolvimento de um esquema de proteção de sobrecorrente único que abarque todos os cenários avaliados.

## 1.2 OBJETIVOS

Esse trabalho tem como objetivo geral a utilização do Método de Algoritmos Genéticos (AG) para: alocar e dimensionar GD, baseada em sistemas fotovoltaicos, a fim de minimizar custos anuais de investimento e operacionais; e desenvolver um esquema único de proteção de sobrecorrente com religadores e fusíveis considerando esse novo cenário de integração de GD.

Além disso, pode-se destacar a seguir os objetivos específicos dessa dissertação:

- Desenvolver modelo de otimização do problema de alocação e dimensionamento de GD, considerando como função objetivo os custos totais de investimento e de operação, além das restrições do sistema e dos geradores.
- Desenvolver modelo de otimização do problema de coordenação dos religadores e fusíveis, levando em conta a minimização do tempo de operação desses dispositivos e as restrições, que definem a filosofia de proteção adotada.
- Implementar o Método de AG em ambos problemas de otimização, com o propósito de obter soluções otimizadas.
- Avaliar os impactos que a integração de GD (incluindo os seus modos de operação), o tipo de falta, a localização da falta e a variação de geração e demanda diária provocam nas correntes de carregamento e de curto-circuito do alimentador, e consequentemente no sistema de proteção instalado.

## 1.3 CONTRIBUIÇÃO

Tem-se a seguir as principais contribuições da pesquisa que foi realizada:

- Na formulação do problema de dimensionamento e alocação de GD, foram consideradas as variações diárias da demanda, temperatura e intensidade de iluminação, que influenciam significativamente na corrente de carregamento do sistema. Além disso, os limites operacionais não lineares dos sistemas de GD, estabelecidos na norma IEEE 1547-2018, foram implementados como restrições no algoritmo de otimização baseado em metaheurística.
- A metodologia proposta para solução do problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção considera todas as variações possíveis do modo de operação da rede e dos geradores distribuídos, simultaneamente, com a finalidade de evitar a necessidade de proteção adaptativa ou LCF, aumentar a confiabilidade do sistema de proteção e reduzir custos operacionais.

#### 1.4 TRABALHOS DESENVOLVIDOS

A pesquisa realizada resultou no aceite do seguinte artigo no periódico IET Generation, Transmission & Distribution, com classificação Qualis A2 na área de avaliação Engenharias IV da CAPES em julho do ano de 2020:

- **Ferraz, R. S. F.;** Ferraz, R. S. F.; Rueda-Medina, A. C.; Batista, O. E. Genetic Optimization-based Distributed Energy Resource Allocation and Recloser-fuse Coordination.

Além disso, o desenvolvimento da pesquisa do mestrado resultou no aceite e apresentação do seguinte trabalho em congresso com classificação internacional em setembro do ano de 2019:

- **Ferraz, R. S. F.;** Ferraz, R. S. F.; de Lima, R. C. D.; Tonini, L. G. R.; Rueda-Medina, A. C.; Batista, O. E. Genetic optimization-based overcurrent relay coordination in a feeder with high distributed generation integration. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America). 2019.p. 1–6. ISSN 2643-878X.

Destaca-se, também, o aceite e apresentação dos seguintes artigos em conferência com classificação nacional em novembro do ano de 2019:

- **Ferraz, R. S. F.;** Ferraz, R. S. F.; Rueda-Medina, A. C.; Batista, O. E.; Gomes, A. C.; Cortes, L. R. C. Backward-forward sweep load flow algorithm for a feeder with high distributed generation integration. In: XVII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. 2019. p. 1–6.

- **Ferraz, R. S. F.**; Ferraz, R. S. F.; Rueda-Medina, A. C.; Batista, O. E.; Gomes, A. C.; Cortes, L. R. C. Directional overcurrent relay coordination in a distribution system using genetic algorithms. In: XVII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. 2019. p. 1–6.

Ademais, pode-se destacar o aceite do seguinte artigo em conferência com classificação nacional em maio do ano de 2020:

- Tonini, L. G. R.; da Silva, F. Z.; **Ferraz, R. S. F.**; Batista, O. E.; Rueda-Medina A. C. Use of the Particle Swarm Technique to Optimize Parameters of Photovoltaic Generators on Networks with High Integration of Distributed Generation. In: VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). 2020. p. 1–6.

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Essa dissertação foi dividida em seis capítulos, ordenados de forma semelhante ao desenvolvimento da pesquisa. Inicialmente, nesse capítulo introdutório foram apresentados: uma contextualização do tema, as principais motivações e justificativa para o desenvolvimento desse trabalho, os objetivos gerais e específicos, além das principais contribuições do estudo.

Ademais, no capítulo dois é explicitada uma fundamentação teórica dos conceitos utilizados para o desenvolvimento dessa dissertação, como a definição de GD (com foco para geração fotovoltaica); o curto-circuito nos sistemas de distribuição, destacando as consequências da integração de GD na corrente de falta; e por fim, o sistema de proteção e a coordenação entre os dispositivos, como religadores e fusíveis.

No capítulo três, a formulação dos dois problemas de otimização abordados nesse trabalho é exposta, que consiste na alocação e dimensionamento de GD e a coordenação de religadores e fusíveis levando em conta esse novo cenário. Assim, destaca-se que a formulação de ambos os problemas inclui a função objetivo de minimização e as restrições operacionais e física do sistema de distribuição e seus dispositivos.

No capítulo quatro estão presentes as ferramentas utilizadas para realização da pesquisa. Nesse sentido, foi abordado o método para obtenção das correntes de carregamento do alimentador, baseado no método de *Backward-Forward Sweep*, e das correntes de curto-circuito, baseado em um gerador fotovoltaico modelado no simulink. Nesse capítulo também é ilustrado o princípio de funcionamento do Método dos AG, que foi empregado para a solução dos problemas de otimização.

No capítulo cinco é apresentado, primeiramente, o sistema de distribuição utilizado para avaliar os modelos de otimização propostos, além das curvas de demanda,

intensidade de iluminação e temperatura que foram consideradas nesse trabalho. Esse capítulo, também, contempla os resultados relacionados à alocação e dimensionamento de GD, destacando os efeitos no perfil de tensão e nos custos de investimento e de operação. Além disso, é possível notar os resultados da coordenação dos religadores e fusíveis, em que são apresentados os parâmetros de ajuste desses dispositivos e suas respectivas curvas de atuação.

Finalmente, no capítulo seis são abordadas as principais conclusões obtidas a partir dos resultados alcançados. Além disso, propostas para trabalhos futuros que dão prosseguimento à essa linha de pesquisa são apresentadas.

## Capítulo 2

# Fundamentação Teórica

Neste capítulo será apresentada a fundamentação dos assuntos abordados nessa dissertação. Nesse sentido, destacam-se os conceitos relacionados à GD (com ênfase na geração fotovoltaica), ao curto-circuito nos sistemas de distribuição, aos impactos da GD na corrente de falta e, por fim, às estruturas dos principais esquemas de proteção.

### 2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Na literatura, é possível encontrar diversos conceitos para a GD. Na norma IEEE Std 1547 (2018), por exemplo, a GD é definida como uma fonte de energia elétrica que não está ligada a grandes centrais geradoras. Nesse sentido, a unidade de GD inclui geradores e sistemas de armazenamento, que são capazes de fornecer potência ativa para a rede elétrica. Vale salientar, que a norma IEEE Std 1547 (2018) evidencia as especificações técnicas e os testes de interconexão e interoperabilidade entre o sistema elétrico de potência e as unidades de GD. Além disso, essa norma fornece os requisitos relevantes para o desempenho, operação, teste, considerações de segurança e manutenção da GD, que pode ser baseada em máquinas síncronas, máquinas de indução ou inversores de potência.

Com relação ao cenário brasileiro, no ano de 2012 entrou em vigor a regulamentação que determinou a possibilidade do consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade, dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012). Nessa resolução normativa, realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), define-se os conceitos de micro e minigeração da seguinte forma:

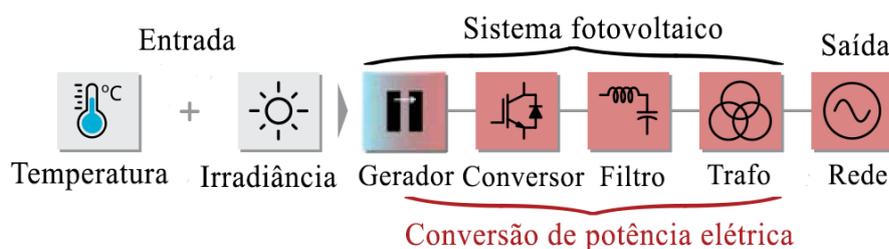
*Art. 2º* Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições: I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; [...] II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; [...] (ANEEL, 2012)

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) conceituam a GD como sendo centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ANEEL, 2018). Ademais, a Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency* - IEA) conceitua GD como a produção de energia localizada próxima à unidade consumidora, independente do seu tamanho e proveniente das tecnologias das células a combustível, da energia eólica ou da energia fotovoltaica, sendo a última o foco desse trabalho.

### 2.1.1 Geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica tem crescido em todo o mundo, devido a diversos fatores, como: rápido desenvolvimento de tecnologias de células fotovoltaicas, redução contínua de custos de produção e avanços na eletrônica de potência. Outrossim, diferentemente da geração eólica, a fotovoltaica não envolve conversões mecânicas, o que reduz custos de manutenção. Nesse sentido, a eficiência da conversão da energia solar em elétrica depende fortemente da eletrônica de potência envolvida (BLAABJERG et al., 2017). Na Figura 1 é apresentado o princípio básico de funcionamento da geração solar, com destaque para os parâmetros de entrada que mais influenciam na potência de saída, do lado esquerdo na figura, e as etapas de geração da energia elétrica, do lado direito.

Figura 1 – Representação da geração fotovoltaica.



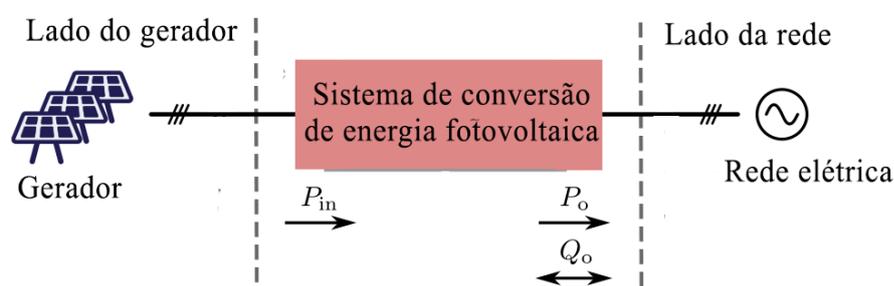
Fonte – Adaptado de Blaabjerg et al. (2017)

Por outro lado, na Figura 2, é possível observar as três principais etapas da geração fotovoltaica, sendo estas descritas com detalhes em Blaabjerg et al. (2017), e apresentadas a seguir:

- Inicialmente, sabe-se que a capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos é inferior à capacidade de geração dos sistemas eólicos; assim, tem-se que controlar a tensão e a corrente do painel a fim de garantir um maior aproveitamento de potência, através do Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking* - MPPT);

- Ademais, tem-se o sistema de conversão de energia fotovoltaica, onde a corrente contínua deve ser convertida em corrente alternada, compatível com a rede elétrica brasileira. Nessa etapa, deve-se garantir, principalmente, a confiabilidade e a alta eficiência energética;
- Finalmente, no lado da rede, deve-se garantir a qualidade da energia fornecida pelo sistema, além de auxiliar na regulação do nível de tensão da rede, através do fornecimento de serviços ancilares.

Figura 2 – Representação das três principais etapas da geração fotovoltaica.



Fonte – Adaptado de Blaabjerg et al. (2017)

## 2.2 CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

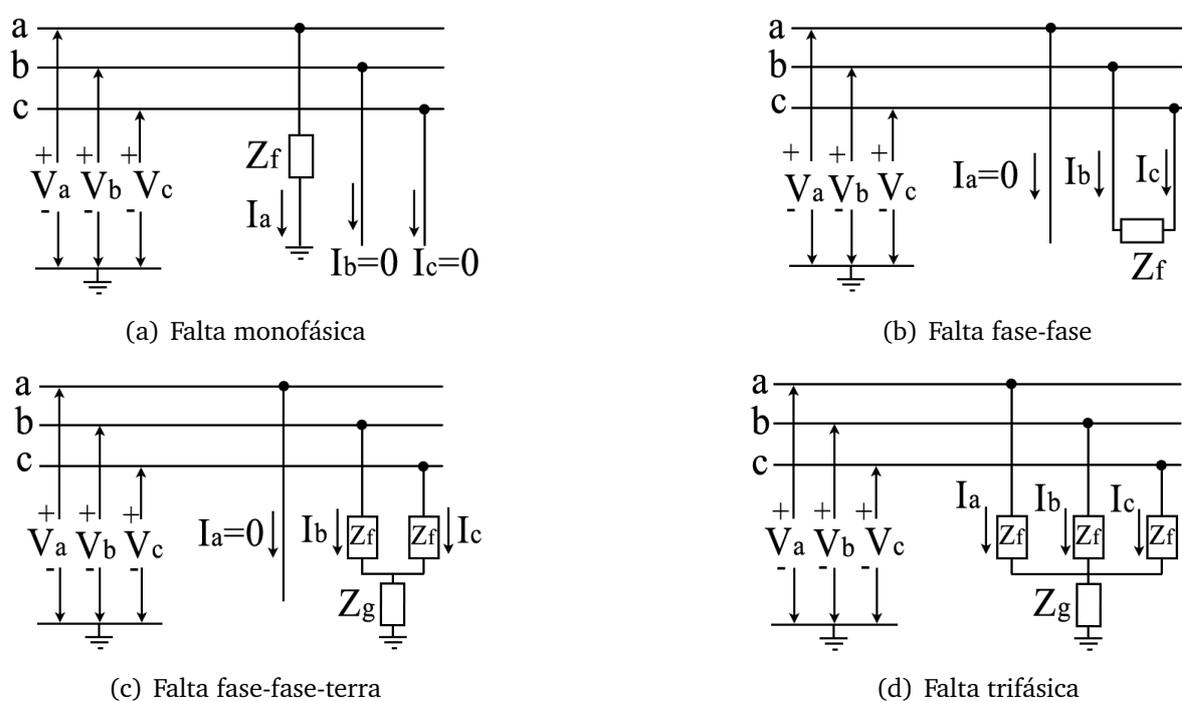
Os sistemas de potência estão constantemente sujeitos às perturbações que podem modificar o seu estado normal. Nos sistemas de distribuição, a perturbação mais comum e severa que pode ocorrer é o curto-circuito, que advém da ruptura do isolamento entre as fases ou entre fase e terra (SATO; FREITAS, 2017). Por esse motivo, foram destacadas, por Sato e Freitas (2017), as principais consequências da ocorrência de uma falta no sistemas elétrico de potência, sendo elas listadas a seguir:

- A queda de tensão, provocada no momento de uma falta, prejudica a qualidade do serviço prestado pela concessionária, visto que equipamentos como motores, sistemas de iluminação, sistemas computacionais e sistemas de controle podem não operar de forma correta dependendo do nível de tensão;
- A queda de tensão de forma repentina provoca instabilidade na operação paralela de geradores, que pode causar a interrupção do fornecimento para as unidades consumidoras;
- A corrente de curto-circuito, promove dissipação de potência nos condutores e equipamentos da rede elétrica. Com isso, dependendo do tempo de ocorrência da falta, pode haver sobreaquecimento nesses dispositivos e, conseqüentemente, danos na instalação elétrica;

- No momento em que os dispositivos de proteção atuam, observa-se uma modificação da configuração padrão do sistema devido à retirada do circuito sob falta, o que pode causar efeitos como: sobretensões, sub ou sobrefrequências e sobrecarga.

Vale salientar que, dependendo do número de fases envolvidas, pode-se ter a falta trifásica, fase-fase, fase-fase-terra e monofásica, sendo suas frequências de ocorrência 5%, 15%, 10% e 70%, respectivamente (SATO; FREITAS, 2017). De acordo com Sato e Freitas (2017), a falta trifásica, apesar de ser a menos frequente, é uma das mais estudadas pelos pesquisadores por apresentar a maior corrente de curto-circuito. Na Figura 3, é possível observar a representação simplificada dos quatro tipos de falta mencionados anteriormente.

Figura 3 – Circuito que descreve os tipos de falta.



Fonte – Adaptado de Anderson (1995)

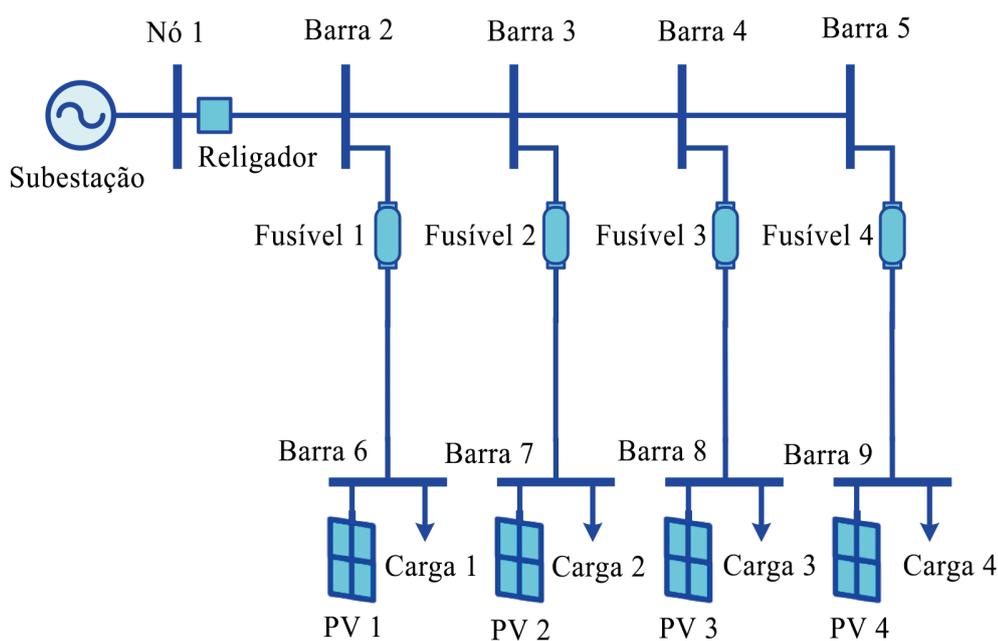
Para o cálculo da corrente de curto-circuito, deve-se utilizar, essencialmente, a lei de Ohm, já que relaciona a corrente que flui em um segmento da linha de distribuição com a tensão e a impedância. O procedimento para esse cálculo consiste em: desenvolver uma representação gráfica do sistema, chamado de diagrama unifilar; calcular a impedância total entre as fontes de corrente e o ponto de falta, dada pela impedância equivalente de Thévenin; e por fim, utilizar a lei de Ohm com a tensão pré-falta para calcular a corrente de curto-circuito (IEEE Std 242, 2001).

### 2.2.1 Impactos da geração distribuída na corrente de curto-circuito

A ocorrência de uma falta próxima da subestação, no alimentador de distribuição, provoca uma considerável queda de tensão e, conseqüentemente, uma elevada corrente de falta, o que faz com que o sistema de proteção seja sensibilizado rapidamente. Entretanto, se a falta ocorrer em um nó mais distante, a queda de tensão e a corrente de falta pode não ser muito elevada, devido à maior impedância até o ponto em curto-circuito. No caso da inserção da GD no sistema, é possível afirmar que esses geradores podem prejudicar a coordenação dos dispositivos de proteção. Isso porque, em condição de falta, tanto a subestação como os geradores distribuídos fornecerão corrente para o ponto em curto-circuito (HAJIMOHAMMADI et al., 2019). Além disso, os sistemas de proteção são projetados considerando que a rede de distribuição é radial, cujo fluxo de potência é dado de forma unidirecional: da subestação até os consumidores; o que deixa de ocorrer a partir da integração de GD na rede (BLAABJERG et al., 2017).

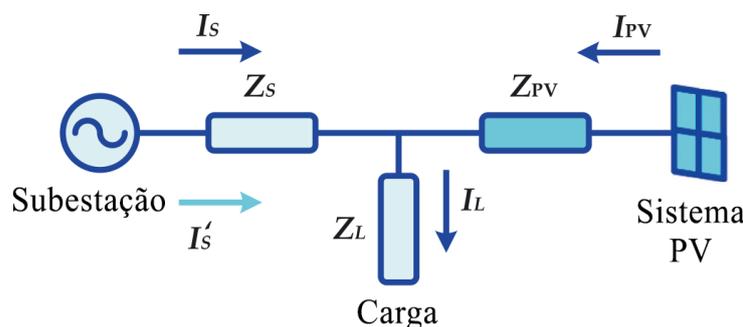
Na Figura 4, é possível notar um exemplo de sistema de distribuição com alto nível de penetração de geração fotovoltaica, considerando que esses geradores estão operando como fontes de potência constante e com fator de potência unitário. Destaca-se na Figura 5, o circuito equivalente desse sistema, em que foi evidenciada a impedância da GD ( $Z_{PV}$ ), a impedância da subestação ( $Z_S$ ), a impedância da linha entre a subestação e a carga ( $Z_L$ ), e a corrente fornecida pela subestação considerando a presença e a ausência de GD na rede de distribuição ( $I_S$  e  $I'_S$ , respectivamente).

Figura 4 – Representação de um sistema de distribuição de média tensão com alta penetração de GD.



Fonte – Adaptado de Hajimohammadi et al. (2019)

Figura 5 – Circuito equivalente do sistema de distribuição com integração de GD.



Fonte – Adaptado de Hajimohammadi et al. (2019)

Dessa forma, tendo em vista os impactos que a integração de GD no sistema de distribuição podem gerar no esquema de proteção, fica evidente a importância de se obter a relação entre a corrente fornecida pela subestação com e sem a presença de GD, em uma condição de falta. Essa relação é ilustrada em (1) (HAJIMOHAMMADI et al., 2019).

$$\frac{I_S}{I'_S} = \frac{Z_{PV}(Z_S + Z_L)}{Z_S(Z_{PV} + Z_L) + Z_L Z_{PV}} \quad (1)$$

Analisando (1), nota-se que a razão entre  $I_S$  e  $I'_S$  é sempre inferior à unidade, o que prova que a inserção de GD reduz a corrente fornecida pela subestação no momento da ocorrência de um curto-circuito. Ademais, à medida que se eleva a potência fornecida pela GD, observa-se uma redução de  $Z_{PV}$ , que diminui a contribuição da subestação na corrente de curto-circuito (HAJIMOHAMMADI et al., 2019). Portanto, dependendo do nível de penetração de GD, a coordenação entre religadores e fusíveis pode ser prejudicada, fazendo com que a filosofia de proteção, dimensionada para o sistema sem GD, não seja respeitada.

### 2.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO

O projetista do sistema elétrico de potência tem disponível diversas técnicas que minimizam os efeitos das anormalidades que ocorrem na rede ou em seus equipamentos. Na norma IEEE Std 242 (2001), foram destacados três princípios essenciais de proteção em um sistema elétrico:

- Isolar a porção afetada do sistema o mais rápido possível, para que seja possível manter o correto funcionamento da rede para a maior parte dos consumidores. Além disso, essa ação é fundamental para reduzir os danos na área afetada;

- Minimizar a magnitude da corrente de curto-circuito, a fim de atenuar os danos no sistema e em seus componentes;
- Propiciar circuitos alternativos, transferência automática ou religadores automáticos, com a finalidade de reduzir o tempo de isolamento dos consumidores afetados.

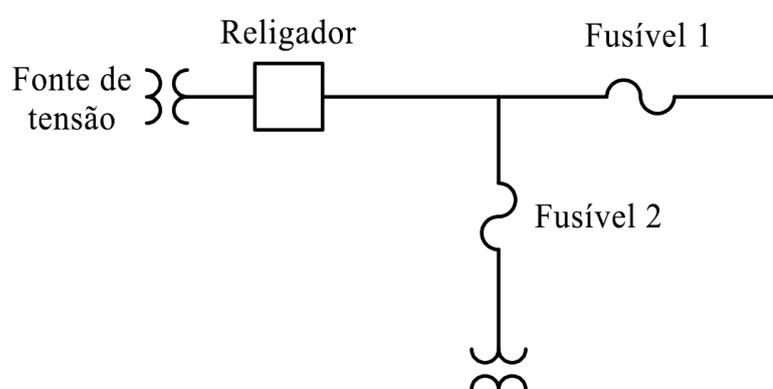
Vale ressaltar que os princípios listados se baseiam na principal função de detectar e isolar áreas afetadas do sistema, sempre que ocorrer uma falta ou outras anormalidades que possam causar danos ou efeitos adversos aos consumidores da rede. Além disso, outro conceito essencial relacionado à esse tema é a coordenação dos dispositivos de proteção, que consiste na atuação ordenada de dois ou mais equipamentos, respeitando um intervalo mínimo de coordenação. Além disso, destaca-se, também, o conceito de seletividade da proteção, que baseia-se em selecionar ou configurar os dispositivos com o objetivo de isolar apenas a área afetada. Nesse sentido, a coordenação mais seletiva possível será alcançada a partir do conhecimento das características de operação dos dispositivos de proteção e das intensidades e distribuições das correntes de curto-circuito.

Nos sistemas de distribuição, a proteção de sobrecorrente baseada em religadores e fusíveis, exposta de forma exemplificada na Figura 6, pode ser dada de duas formas. A primeira, tem como princípio preservar os fusíveis do alimentador (do inglês, *fuse saving scheme*), enquanto que a segunda, tem como princípio a atuação primária dos fusíveis (do inglês, *fuse blowing scheme*). Essas duas filosofias de proteção são explicadas com detalhes a seguir:

- Princípio de preservação de fusíveis: essa filosofia de proteção é importante visto que o fusível precisa ser fisicamente substituído após sua atuação, o que resulta em um maior tempo de desenergização de unidades consumidoras e custos para substituição. Nesses esquemas, os religadores devem atuar antes dos fusíveis, já que na maioria das situações, as faltas são temporárias. Assim, a atuação primária de um religador resolve o problema e reduz consideravelmente o tempo de desconexão de uma determinada porção da rede. Esse tipo de proteção é adequada para alimentadores essencialmente residenciais, que não têm sensibilidade muito alta a faltas temporárias. O funcionamento desse esquema é dado da seguinte forma: inicialmente, o religador deve operar, em seu modo rápido, uma ou duas vezes para uma falta temporária; entretanto, caso a falta persista, o fusível deve atuar antes do religador operar novamente em seu modo lento (ALAM et al., 2018; IEEE Std C37.230, 2008; IEEE Std 242, 2001).
- Princípio de atuação primária dos fusíveis: a segunda filosofia de proteção atua de forma contrária à primeira, visto que não tem como objetivo preservar os fusíveis. Esse esquema é adequado para alimentadores de distribuição em que as cargas

são sensíveis às desenergizações momentâneas; assim, utiliza-se essa filosofia de proteção para limitar o número de ciclos de abertura dos religadores (IEEE Std C37.230, 2008). Dessa forma, a curva de atuação dos religadores devem estar acima da curva dos fusíveis, para que os fusíveis atuem primeiro na ocorrência de uma falta, e os religadores passam a atuar como proteção de retaguarda (*back-up*). Em linhas de distribuição subterrâneas, por exemplo, é fundamental a utilização desse esquema de proteção, dado que as faltas nesses alimentadores costumam ser permanentes e não são mitigadas de forma natural.

Figura 6 – Diagrama simplificado do alimentador de distribuição com religador e fusíveis.



Fonte – Adaptado de IEEE Std C37.230 (2008)

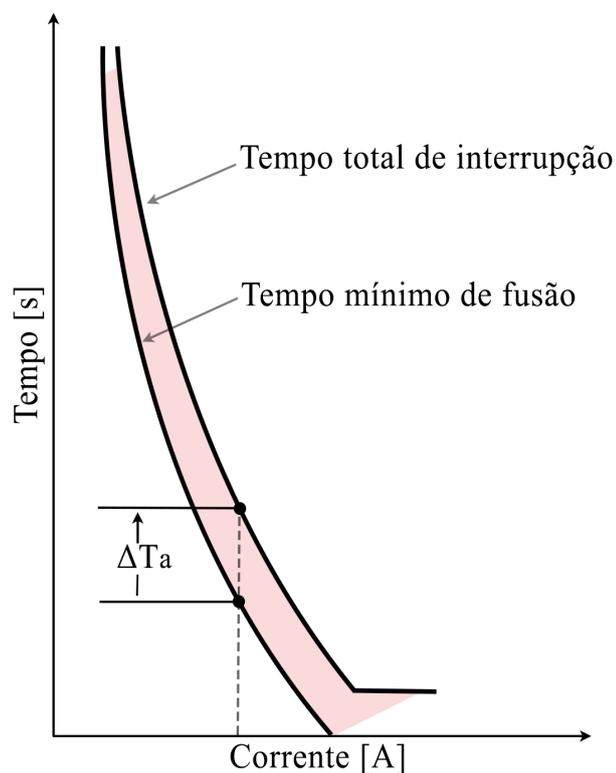
### 2.3.1 Dispositivos de proteção

Os fusíveis costumam ser utilizados nos ramos de alimentadores de distribuição e em equipamentos, como transformadores e capacitores. A curva característica desse dispositivo é apresentada na Figura 7, sendo possível analisar o tempo mínimo de fusão e o tempo total de interrupção. O primeiro é o intervalo entre o início da corrente de curto-circuito e a formação do arco, enquanto que o segundo corresponde ao intervalo entre o tempo mínimo de fusão e o tempo do arco (SATO; FREITAS, 2017). Ademais, o intervalo de duração do arco é dado por  $\Delta T_a$ .

Salienta-se que, em alguns estudos recentes, a curva do fusível é expressada algebricamente como uma função log-log, como é possível notar em (2). Nessa equação, relaciona-se o tempo de operação do fusível ( $T_F$ ) com a corrente ( $I$ ) que passa pelo dispositivo, sendo que  $a$  e  $b$  correspondem às constantes que caracterizam essa curva (CHAITUSANEY; YOKOYAMA, 2008; NAIEM et al., 2012; ALAM et al., 2018).

$$\log(T_F) = a \log(I) + b \quad (2)$$

Figura 7 – Curva característica de um fusível.



Fonte – Adaptado de Sato e Freitas (2017)

Além disso, outro importante dispositivo de proteção é o religador, que atua interrompendo o circuito para condições de falta e religando automaticamente em uma sequência programada. Assim, na ocorrência de um curto-circuito, o religador deve isolar o circuito, e depois de alguns instantes religará automaticamente e permanecerá fechado caso a falta seja momentânea. Entretanto, se a falta for permanente, o religador obedecerá a sequência de aberturas e fechamentos pré-ajustada. Associados a esses dispositivos, existem os relés de sobrecorrente, que consistem em sensores que vigiam diuturnamente as condições de operação do sistema elétrico (KINDERMANN, 2012). Dessa maneira, caso alguma anomalia ocorra, relacionada à uma elevação de corrente acima do valor de ajuste, o relé será sensibilizado, resultando no envio de um sinal para o dispositivo seccionador. Os relés podem ser divididos, de acordo com o aspecto construtivo, em três grupos: os eletromecânicos, os eletrônicos e os digitais. Além disso, outra importante classificação é com relação ao tempo de operação, como é possível observar na Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação dos relés de sobrecorrente de acordo com o tempo de operação.

Relé	Elemento	Nomenclatura
Fase	Temporizado	51
Fase	Instantâneo	50
Terra	Temporizado	51 N ou 51 GS
Terra	Instantâneo	50 N

Fonte – Sato e Freitas (2017)

A curva de atuação dos relés temporizados é dada pela Equação (3), considerando que  $PS$  é a corrente de *pick-up*,  $TMS$  é o ajuste do multiplicador de tempo, e  $A$ ,  $B$  e  $P$  são constantes que dependem do tipo de curva (descritas com detalhes na Tabela 2) (IEC, 1989). Entre esses tipos de curvas, destacam-se os relés de tempo normal inverso, os relés de tempo muito inverso e os relés de tempo extremamente inverso, sendo que suas curvas podem ser observadas na Figura 8. É importante evidenciar que o eixo das abscissas corresponde ao múltiplo da corrente de *pick-up* ( $M$ ), ilustrado em (4), além de que as curvas desse gráfico correspondem à relés eletromecânicos.

$$T_R = TMS \left[ \frac{A}{\left(\frac{I}{PS}\right)^P - 1} + B \right] \quad (3)$$

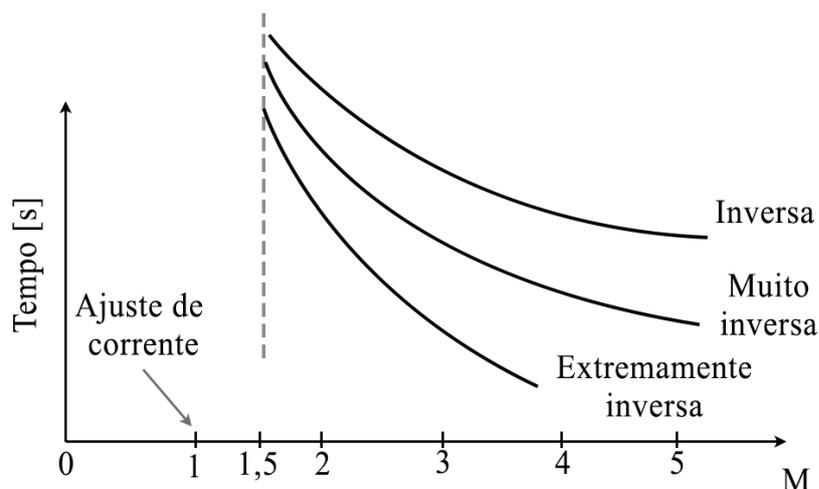
$$M = \frac{I}{PS} \quad (4)$$

Tabela 2 – Constantes dos relés de sobrecorrente de tempo inverso.

Tipo de curva	A	P	B
Inversa	0,14	0,02	0,00
Muito inversa	13,50	1,00	0,00
Extremamente inversa	80,00	2,00	0,00

Fonte – IEC (1989)

Figura 8 – Curvas características do relé de sobrecorrente.

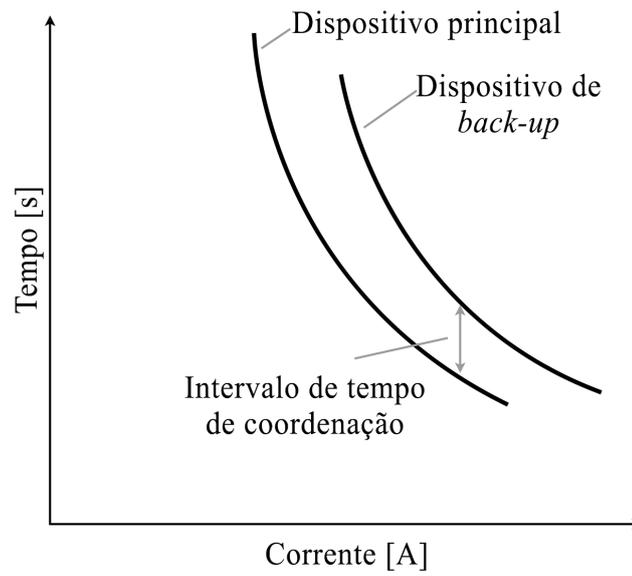


Fonte – Adaptado de Kindermann (2012)

Segundo Kindermann (2012), o valor de  $M$  igual à unidade corresponde à corrente de operação igual a corrente do *tap* do relé; assim, nessa situação, o dispositivo está no seu limiar de operação. Outrossim, para os valores de  $M$  entre 1 e 1,5, o relé opera com um baixo torque, o qual não produz um bom desempenho no fechamento de seu contato, não garantindo eficiência na atuação da proteção. No caso dos relés digitais, os fabricantes garantem uma correta operação a partir de  $M=1,1$  (KINDERMANN, 2012). Contudo, para contornar esse problema são realizadas considerações no momento de determinar os valores máximos e mínimos da corrente de *pick-up*. Nessa dissertação, o valor máximo de  $PS$  será dado pela mínima corrente de curto-circuito, medida no ponto em que o dispositivo de proteção está localizado, dividida por 1,5 (KINDERMANN, 2012).

Finalmente, sabe-se que a coordenação entre os dispositivos de proteção é essencial no esquema de proteção, já que garante que o desligamento dos componentes ocorra de forma seletiva. Dessa forma, pode-se garantir que a porção do circuito desenergizada por esses dispositivos seja a menor possível. Na Figura 9, observa-se um exemplo de coordenação entre o dispositivo principal, que deve estar mais próximo do local da falta, e o dispositivo de *back-up*, que deve estar mais longe da falta. Além disso, nota-se o intervalo de tempo de coordenação, que depende do tipo de dispositivo que está sendo utilizado: para o relé eletromecânico o intervalo mínimo é dado entre 0,3 e 0,4 s, e para o relé microprocessado tem-se valores entre 0,1 e 0,2 s (BOTTURA et al., 2014; FERRAZ et al., 2019a).

Figura 9 – Coordenação entre os dispositivos de proteção.



Fonte – Adaptado de Sato e Freitas (2017)

## Capítulo 3

# Formulação dos problemas de alocação de GD e de coordenação de religadores e fusíveis

Neste capítulo será apresentada a formulação matemática genérica de um problema de otimização, e os modelos de otimização para a alocação e dimensionamento de GD e coordenação de religadores e fusíveis considerando a filosofia de proteção de preservar os fusíveis. Em ambas as formulações são apresentadas como restrições os limites físicos e operacionais do sistema elétrico e de seus dispositivos.

### 3.1 FORMULAÇÃO GENÉRICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

O modelo de otimização pode ser representado matematicamente de forma genérica em (5)-(8) (BAZARAA et al., 2004; LUENBERGER; YE, 2015).

$$\text{minimizar } f(x) \quad (5)$$

$$h_\alpha(x) = 0, \quad \alpha = 1, 2, \dots, \alpha_m \quad (6)$$

$$u_\gamma(x) \leq 0, \quad \gamma = 1, 2, \dots, \gamma_m \quad (7)$$

$$x_\beta^{MIN} \leq x_\beta \leq x_\beta^{MAX}, \quad \beta = 1, 2, \dots, \beta_m \quad (8)$$

Considerando que  $x$  é um vetor composto pelas incógnitas do problema de otimização ( $x = x_1, x_2, \dots, x_m$ ) e  $f$ ,  $h_\alpha$  e  $u_\gamma$ , são funções das variáveis  $x_1, x_2, \dots, x_m$ , dado  $\alpha = 1, 2, \dots, \alpha_m$  e  $\gamma = 1, 2, \dots, \gamma_m$ . Além disso,  $f$ , presente em (5), consiste na função objetivo, e as equações e inequações, presentes em (6)-(8), correspondem às restrições do problema (LUENBERGER; YE, 2015). Por outro lado, é comum transformar as restrições de igualdade em restrições de desigualdade, através de uma constante  $\epsilon$  de tolerância, como é possível observar em (9).

$$|h_\alpha(x)| - \epsilon \leq 0 \quad (9)$$

### 3.2 ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O problema de alocação e dimensionamento otimizado de GD no alimentador de distribuição consiste na minimização dos custos anuais de investimento e de operação (RUEDA-MEDINA et al., 2013). Com isso, a função objetivo desse modelo de otimização, presente em (10), busca reduzir os custos anuais de investimento das unidades de GD e dos sistemas de bateria, que correspondem ao primeiro termo da equação, o custo de operação anual da subestação, segundo termo da equação, e o custo de operação anual dos geradores distribuídos, representado pelo terceiro termo da equação.

$$Min f_1 = \sum_{t=1}^{t_m} \sum_{g=1}^{g_m} z_g C_t + 365 \sum_{y=1}^{y_m} ec^S P_y^S + 365 \sum_{y=1}^{y_m} \sum_{g=1}^{g_m} ec^{GD} P_{y,g}^{GD} \quad (10)$$

em que  $z_g$  é a variável binária que indica se há ou não GD no nó  $g$ ;  $C_t$  é o custo anual de instalação da GD do tipo  $t$  e do sistema de bateria (em US\$);  $ec^{GD}$  e  $ec^S$  correspondem, respectivamente, ao custo da energia fornecida através das unidades de GD e subestação (em US\$/kWh);  $P_{y,g}^{GD}$  e  $P_y^S$  são as potências ativas fornecidas através das unidades de GD e subestação, respectivamente. Salienta-se que o índice  $y$  representa o tempo que a subestação e a GD estão fornecendo potência ativa (em horas) e o índice  $m$  é o máximo valor de cada variável. Outrossim,  $Min f_1$  corresponde à minimização da função objetivo do problema de alocação e dimensionamento otimizado de GD.

Além disso, existem restrições operacionais do sistema, apresentadas em (11)-(13), as quais delimitam a máxima corrente de linha suportável nos condutores, a máxima tensão nas fases dos nós do alimentador e a quantidade de geradores disponíveis para alocação, respectivamente.

$$i_{gk} \leq i_{gk}^{MAX} \quad (11)$$

$$V_g^{MIN} \leq V_g \leq V_g^{MAX} \quad (12)$$

$$n_{GD} \leq n_{GD}^{MAX} \quad (13)$$

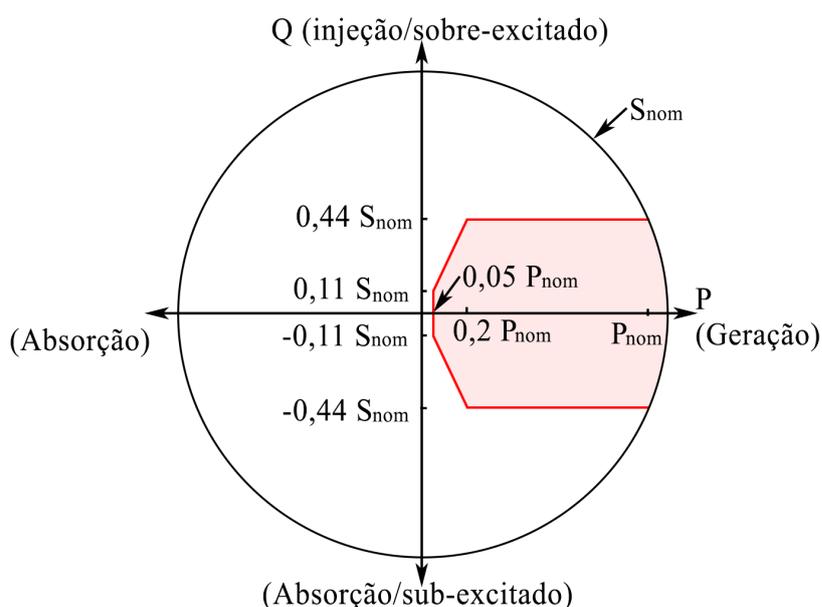
onde  $i_{gk}$ , em (11), é a corrente entre os nós  $g$  e  $k$ ;  $V_g$ , em (12), é a tensão no nó  $g$ ; e  $n_{GD}$ , em (13), corresponde ao número de geradores distribuídos no sistema de distribuição.

Por outro lado, deve-se considerar a capacidade de fornecimento de potência ativa e reativa dos inversores conectados aos geradores fotovoltaicos, sendo que na norma IEEE Std 1547 (2018) esses limites são explicitados. Essa norma especifica os requisitos de controle de potência ativa e reativa dos inversores de potência, dependendo

da categoria que esses dispositivos estão operando (Categoria A ou Categoria B) (IEEE Std 1547, 2018). Na prática, essas categorias são diferenciadas, principalmente, pela capacidade máxima de absorver potência reativa. Nesse sentido, a potência ativa mínima em estado estacionário corresponde a 5% da potência ativa nominal ( $P_{nom}$ ), a capacidade de fornecimento de potência reativa corresponde a 44% da potência aparente nominal da GD ( $S_{nom}$ ) e a capacidade de absorção de potência reativa corresponde a 25% de  $S_{nom}$ , para a Categoria A, e 44% de  $S_{nom}$ , para a Categoria B. Nesse estudo foi considerado que  $P_{nom}$  é igual a  $S_{nom}$ , levando em conta que a GD pode produzir potência ativa até  $S_{nom}$ , desde que permaneça capaz de injetar ou absorver potência reativa entre os limites apresentados em (14), (16) e (17) (IEEE Std 1547, 2018).

Baseado na norma IEEE Std 1547 (2018), os requisitos presentes na Categoria B abarcam todos os requisitos demandados na Categoria A, além de especificar capacidades suplementares necessárias para integrar corretamente as unidades de GD nos sistemas de distribuição, onde o nível de penetração de GD é alto ou onde a potência total da GD está sujeita a grandes e frequentes variações. Com isso, a fim de contribuir com o aprimoramento dos índices de qualidade de energia, que tem se deteriorado devido à alta integração de GD a base de inversores no sistema de distribuição, apenas unidades de GD com Categoria B foram escolhidas nesse trabalho. Assim, a curva de capacidade dessa categoria é descrita, graficamente, na Figura 10 e exposta, algebricamente, nas Equações (14)-(17), para que seja possível aplicá-las como restrições no problema de otimização (IEEE Std 1547, 2018). Sendo que  $Q_{y,g}^{GD}$  é a potência reativa fornecida ou consumida pela GD.

Figura 10 – Curva de capacidade da GD que operam na Categoria B.



Fonte – Adaptado de IEEE Std 1547 (2018)

$$(P_{y,g}^{GD})^2 + (Q_{y,g}^{GD})^2 \leq (S_{nom})^2 \quad (14)$$

$$P_{y,g}^{GD} \geq 0,05 S_{nom} \quad (15)$$

$$-0,44 S_{nom} \leq Q_{y,g}^{GD} \leq 0,44 S_{nom} \quad (16)$$

$$-2,2 P_{y,g}^{GD} \leq Q_{y,g}^{GD} \leq 2,2 P_{y,g}^{GD} \quad (17)$$

Além disso, devido à grande intermitência da geração dos sistemas fotovoltaicos, baterias foram conectadas a cada unidade de GD. Por esse motivo, algumas restrições relacionadas a esses dispositivos devem ser consideradas, presentes em (18)-(21).

$$P_b \leq P_b^{MAX} \quad (18)$$

$$P_b \leq P_{y,g}^{GD} \quad (19)$$

$$E_{arm} \leq E_{arm}^{MAX} \quad (20)$$

$$E_{arm} \geq E_{forn} \quad (21)$$

É imprescindível destacar que  $P_b$ , em (18) e (19), é a potência de carga ou descarga da bateria;  $E_{arm}$ , em (20); e (21), é a energia armazenada na bateria e  $E_{forn}$ , em (21), é a energia que a bateria fornece para o sistema de distribuição. Sendo que esses valores de energia podem ser calculados a partir do produto da potência ativa, que é fornecida ou armazenada, com o tempo, em horas. Por outro lado, o estado inicial das baterias não foi considerado nas restrições do problema, visto que foi adotado que toda energia que foi armazenada, no momento de carga, deve ser fornecida à rede, no momento da descarga.

Além disso, o modelo é composto por restrições de igualdade, que definem que toda potência ativa e reativa injetada no nó, deve ser consumida na mesma quantidade pelas cargas e impedâncias do nó, caracterizando o balanço de potência. O balanço de potência ativa e reativa estão presentes em (22) e (23), respectivamente.

$$\sum_{g=1}^{g_m} (P_g^{load} - Re \{V_g i_g^* - Y_g^* |V_g|\}) = 0 \quad (22)$$

$$\sum_{g=1}^{g_m} (Q_g^{load} - Imag \{V_g i_g^* - Y_g^* |V_g|\}) = 0 \quad (23)$$

em que  $P_g^{load}$  e  $Q_g^{load}$ , em (22) e (23), são os valores de potência ativa e reativa, respectivamente, das cargas;  $i_g$  é a corrente injetada no nó e  $Y_g$  é a admitância *shunt* do nó. Vale destacar que essas quatro variáveis citadas anteriormente estão relacionadas ao nó  $g$  e que  $Re$  e  $Imag$ , presentes em (22) e (23), correspondem às partes reais e imaginárias, respectivamente, dos valores analisados. Finalmente, o limite de fator de potência, indutivo ou capacitivo, foi considerado na formulação matemática do problema, como está evidente em (24). Considerando que  $S_y^S$  representa a potência aparente fornecida pela subestação.

$$\frac{P_y^S}{S_y^S} \geq \left( \frac{P_y^S}{S_y^S} \right)^{MAX} \quad (24)$$

### 3.3 COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

O problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção consiste na minimização do tempo de operação dos religadores e fusíveis para todos os casos analisados. Por esse motivo, a função objetivo, apresentada em (25), busca reduzir o tempo de operação dos dispositivos de proteção considerando todos os tipos de falta (falta trifásica, fase-fase, fase-efase-terra e fase-terra), todos os modos de operação dos geradores alocados no sistema (modo conectado ou modo desconectado da rede), o perfil horário de demanda e geração da GD, além da aplicação de um curto-circuito em cada nó do alimentador. Com isso, o esquema de proteção desenvolvido será capaz de proteger o ponto defeituoso o mais rápido possível, garantindo que a menor porção possível do sistema seja desenergizada (IEEE Std 242, 2001).

$$Min f_2 = \sum_{d=1}^{d_m} \sum_{o=1}^{o_m} \sum_{y=1}^{y_m} \sum_{w=1}^{w_m} \left( \sum_{n=1}^{n_m} (T_{R_n,sm,d,o,y,w} + T_{R_n,fm,d,o,y,w}) + \sum_{k=1}^{k_m} (T_{F_k,d,o,y,w}) \right) \quad (25)$$

onde  $T_{R_n,sm,d,o,y,w}$  e  $T_{R_n,fm,d,o,y,w}$  correspondem aos tempos de operação do religador  $R_n$  no modo lento e rápido, respectivamente;  $T_{F_k,d,o,y,w}$  é o tempo de operação do fusível  $F_k$ ; o índice  $d$  é o modo de operação da GD;  $f$  é o tipo de falta analisada e  $w$  é o nó em que a falta foi aplicada. É importante mencionar que  $Min f_2$  corresponde à minimização da função objetivo do problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção. Além disso, para utilizar os religadores no problema de otimização, é necessário adotar equações que descrevem algebricamente suas curvas de atuação no modo lento e rápido, expostas em (26) e (27), respectivamente (FERRAZ et al., 2019c;

BEDEKAR; BHIDE, 2011; ALAM, 2019; SHARMA; PANIGRAHI, 2018; SRIVASTAVA et al., 2018; DEHGHANPOUR et al., 2018). Outrossim, é importante relacionar o tempo de operação do fusível com a corrente que passa pelo dispositivo, representada na função log-log em (28), sendo que o tempo de atuação do fusível depende das constantes  $a_k$  e  $b_k$  (CHAITUSANEY; YOKOYAMA, 2008; NAIEM et al., 2012; ALAM et al., 2018).

$$T_{R_n,sm} = TMS_{n,sm} \left[ \frac{A}{\left(\frac{I}{PS_n}\right)^P - 1} + B \right] \quad (26)$$

$$T_{R_n,fm} = TMS_{n,fm} \left[ \frac{A}{\left(\frac{I}{PS_n}\right)^P - 1} + B \right] \quad (27)$$

$$\log(T_{F_k}) = a_k \log(I) + b_k \quad (28)$$

em que  $I$  é a corrente que passa no dispositivo de proteção analisado;  $PS_n$  é a corrente de *pick-up* do religador  $R_n$ ; e  $TMS_{n,sm}$  e  $TMS_{n,fm}$  são os ajustes do multiplicador de tempo de  $R_n$  no modo lento e rápido, respectivamente. Por outro lado, devem-se considerar as restrições que delimitam os valores máximos e mínimos das variáveis de decisão  $TMS_{n,sm}$ ,  $TMS_{n,fm}$  e  $PS_n$ , presentes em (29)-(31) (BEDEKAR; BHIDE, 2011; ALAM, 2019; SHARMA; PANIGRAHI, 2018; SRIVASTAVA et al., 2018; DEHGHANPOUR et al., 2018).

$$TMS_{n,sm}^{MIN} \leq TMS_{n,sm} \leq TMS_{n,sm}^{MAX} \quad (29)$$

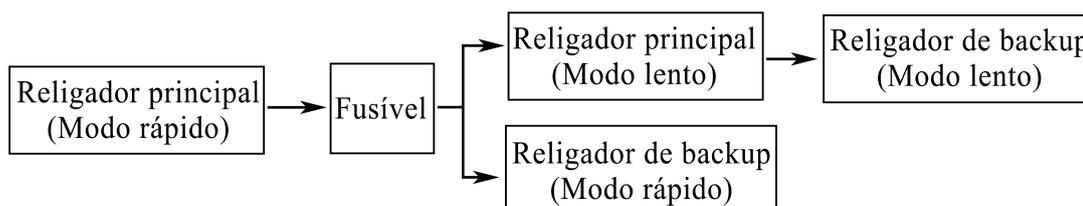
$$TMS_{n,fm}^{MIN} \leq TMS_{n,fm} \leq TMS_{n,fm}^{MAX} \quad (30)$$

$$PS_n^{MIN} \leq PS_n \leq PS_n^{MAX} \quad (31)$$

Nesse estudo, considerou-se a filosofia de proteção baseada no princípio de preservação de fusíveis, visto que grande parte das faltas que acontecem no sistema de distribuição são temporárias. Assim, o religador principal, no modo rápido, deve garantir a proteção para faltas temporárias, enquanto que para faltas permanentes, o fusível deve atuar. Dessa forma, é possível reduzir custos operacionais e elevar os índices de qualidade da energia, caracterizados pelos Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica, como a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) e Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) (ANEEL, 2018). Portanto, para demonstrar o funcionamento do

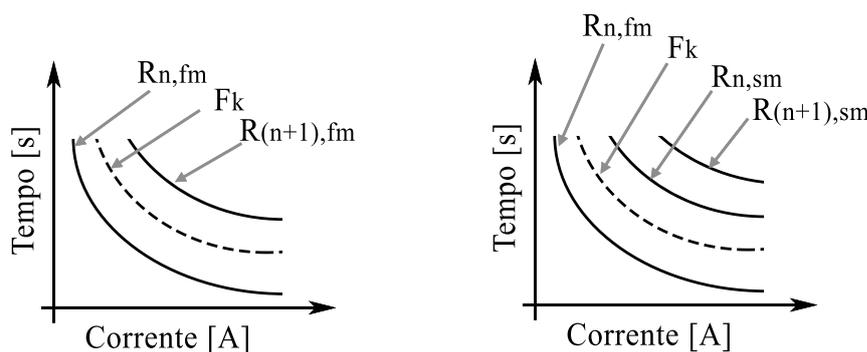
esquema de proteção adotado, foram expostos nas Figuras 11 e 12 o fluxograma e os gráficos de coordenação, respectivamente, que definem a ordem de atuação dos religadores e fusíveis. Deve-se ressaltar, que nos casos em que a falta ocorre em algum local do ramo principal (onde não existem fusíveis à montante) o bloco "Fusível" do fluxograma da Figura 11 e as curvas  $F_k$  dos gráficos de coordenação da Figura 12 devem ser desconsiderados.

Figura 11 – Fluxograma do esquema de proteção.



Fonte – Elaborada pelo autor

Figura 12 – Gráficos de coordenação entre religadores e fusíveis.



Fonte – Elaborada pelo autor

Por fim, para compor o modelo de otimização, são apresentadas em (32)-(37) as restrições relacionadas à coordenação entre religador e fusível, considerando o intervalo de tempo de coordenação (do inglês, *Coordination Time Interval - CTI*).

$$T_{R_{n,sm}} - T_{R_{n,fm}} \geq CTI \quad (32)$$

$$T_{R_{(n+1),sm}} - T_{R_{n,sm}} \geq CTI \quad (33)$$

$$T_{R_{(n+1),fm}} - T_{R_{n,fm}} \geq CTI \quad (34)$$

$$T_{F_k} - T_{R_n, fm} \geq CTI \quad (35)$$

$$T_{R_{(n+1), fm}} - T_{F_k} \geq CTI \quad (36)$$

$$T_{R_n, sm} - T_{F_k} \geq CTI \quad (37)$$

A Equação (32) corresponde ao intervalo de coordenação entre o religador no modo lento e rápido; as Equações (33) e (34) explicitam o tempo mínimo de operação do religador de *back-up* em relação ao principal; enquanto que as Equações (35), (36) e (37) representam a coordenação entre religadores e fusíveis baseada no princípio de preservação de fusíveis.

## Capítulo 4

# Metodologia

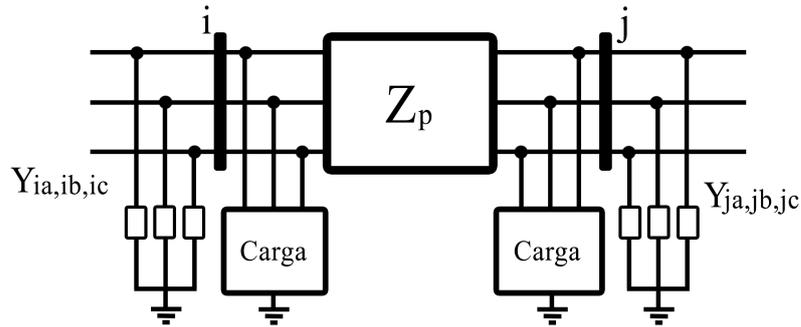
O conhecimento e aplicação de algumas técnicas e ferramentas é fundamental para tornar viável o desenvolvimento dessa pesquisa. Inicialmente, o problema de alocação e dimensionamento de GD, baseado em técnicas de otimização metaheurísticas, requer, comumente, a resolução do fluxo de potência um grande número de vezes; assim, o método de *Backward-Forward Sweep* será utilizado. Ademais, para a coordenação dos dispositivos de proteção, é necessário alcançar a corrente de curto-circuito em todos os pontos do alimentador para os diversos cenários avaliados, sendo essencial utilizar um modelo que descreva o comportamento da GD nessas condições de falta. Por fim, para solução dos problemas de otimização, descritos detalhadamente no Capítulo 3, o Método de AG será utilizado.

### 4.1 BACKWARD-FORWARD SWEEP

Nesse trabalho, é imprescindível o estudo de uma metodologia para a solução do fluxo de potência trifásico em sistemas de distribuição. Para isso, utilizou-se o método da varredura, (*Backward-Forward Sweep*), em virtude do tempo de processamento significativamente baixo sem perder a precisão dos resultados (FERRAZ et al., 2019b). Além disso, outra vantagem desse método consiste na possibilidade alcançar a solução do fluxo de potência considerando a presença de unidades de GD, com rápida convergência (PANTUZI, 2006).

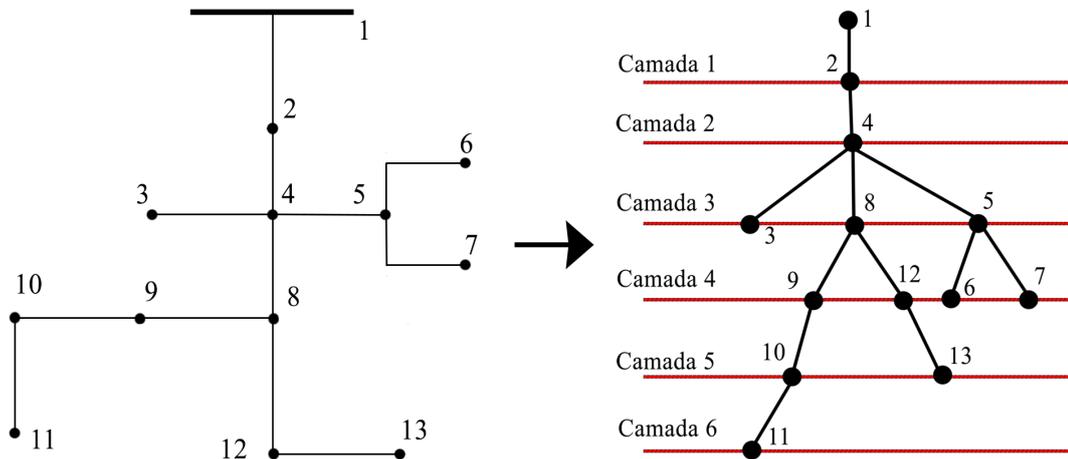
Na Figura 13 está presente um exemplo de ligação entre dois nós,  $i$  e  $j$ , de um alimentador de distribuição, em que  $Y$  é a admitância *shunt* dos nós e  $Z_p$  é a impedância da linha  $p$ . Antes de iniciar o método iterativo, é necessário organizar o alimentador analisado em camadas, como está exemplificado na Figura 14. A partir disso, é possível determinar a ordem do cálculo das correntes dos ramos, que deve ser feito da última até a primeira camada (etapa *backward*), e a ordem do cálculo das tensões nodais, que é feito da primeira até a última camada (etapa *forward*). Além disso, as tensões iniciais de fase de cada nó do sistema devem ser atribuídas, sendo comum a utilização do valor da tensão da barra de referência (barra *slack*).

Figura 13 – Representação de dois nós com carga de um sistema de distribuição.



Fonte – Adaptado de Cheng e Shirmohammadi (1995)

Figura 14 – Representação por camadas de um sistema de distribuição.



Fonte – Adaptado de Ferraz et al. (2019b)

A primeira etapa da iteração  $c$  do método consiste em calcular os valores das correntes nodais, com base na Equação (38).

$$\begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \end{bmatrix}^{(c)} = \begin{bmatrix} \frac{S_{ja}^*}{V_{ja}^{(b-1)}} \\ \frac{S_{jb}^*}{V_{jb}^{(b-1)}} \\ \frac{S_{jc}^*}{V_{jc}^{(b-1)}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{jaa}^* & Y_{jab}^* & Y_{jac}^* \\ Y_{jab}^* & Y_{jbb}^* & Y_{jbc}^* \\ Y_{jac}^* & Y_{jbc}^* & Y_{jcc}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(c-1)} \quad (38)$$

onde  $I_{ja}$ ,  $I_{jb}$  e  $I_{jc}$  são as correntes injetadas no nó  $j$ ;  $S_{ja}$ ,  $S_{jb}$  e  $S_{jc}$  são as potências aparentes de carga do nó  $j$  e  $V_{ja}$ ,  $V_{jb}$  e  $V_{jc}$  são as tensões de fase do nó  $j$ . A partir das correntes nodais, devem-se obter os valores de corrente dos ramos do alimentador, começando da última camada até a primeira. Esse cálculo caracteriza a segunda etapa

da iteração  $c$  e deve ser feito utilizando a Equação (39).

$$\begin{bmatrix} J_{pa} \\ J_{pb} \\ J_{pc} \end{bmatrix}^{(c)} = - \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \end{bmatrix}^{(c)} + \sum_{q=1}^{q_m} \begin{bmatrix} J_{qa} \\ J_{qb} \\ J_{qc} \end{bmatrix}^{(c)} \quad (39)$$

em que  $J_{pa}$ ,  $J_{pb}$  e  $J_{pc}$  são as correntes que passam pela linha  $p$  e  $J_{qa}$ ,  $J_{qb}$  e  $J_{qc}$  são as correntes que fluem pelas linhas de distribuição conectadas a jusante de  $j$  (essas linhas são denominadas  $q$ ). A terceira etapa da iteração  $c$  é dada pelo cálculo das tensões nodais de cada fase, realizado através da Equação (40), começando da primeira camada até a última.

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(c)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(c)} - \begin{bmatrix} Z_{aa,p} & Z_{ab,p} & Z_{ac,p} \\ Z_{ab,p} & Z_{bb,p} & Z_{bc,p} \\ Z_{ac,p} & Z_{bc,p} & Z_{cc,p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{pa} \\ J_{pb} \\ J_{pc} \end{bmatrix}^{(c)} \quad (40)$$

Sendo que  $V_{ia}$ ,  $V_{ib}$  e  $V_{ic}$  são as tensões de fase do nó  $i$ . Finalmente, o critério de parada, descrito em (41), (42) e (43), consiste na comparação da potência demandada por cada nó com os valores das potências calculadas a partir das tensões e correntes obtidos na iteração  $c$ .

$$\Delta S_{ja}^{(c)} = V_{ja}^{(c)} \left( I_{ja}^{(c)} \right)^* - Y_{ja}^* \left| V_{ja}^{(c)} \right|^2 - S_{ja} \quad (41)$$

$$\Delta S_{jb}^{(c)} = V_{jb}^{(c)} \left( I_{jb}^{(c)} \right)^* - Y_{jb}^* \left| V_{jb}^{(c)} \right|^2 - S_{jb} \quad (42)$$

$$\Delta S_{jc}^{(c)} = V_{jc}^{(c)} \left( I_{jc}^{(c)} \right)^* - Y_{jc}^* \left| V_{jc}^{(c)} \right|^2 - S_{jc} \quad (43)$$

Dessa forma, se o valor de  $\Delta S_T$ , alcançado através da Equação (44), for maior que um valor previamente definido, é necessário repetir as etapas 1, 2 e 3 e atribuir  $c \rightarrow c + 1$ .

$$\Delta S_T = \sum_{i=1}^{i_m} \left( \Delta S_{ja}^{(c)} + \Delta S_{jb}^{(c)} + \Delta S_{jc}^{(c)} \right) \quad (44)$$

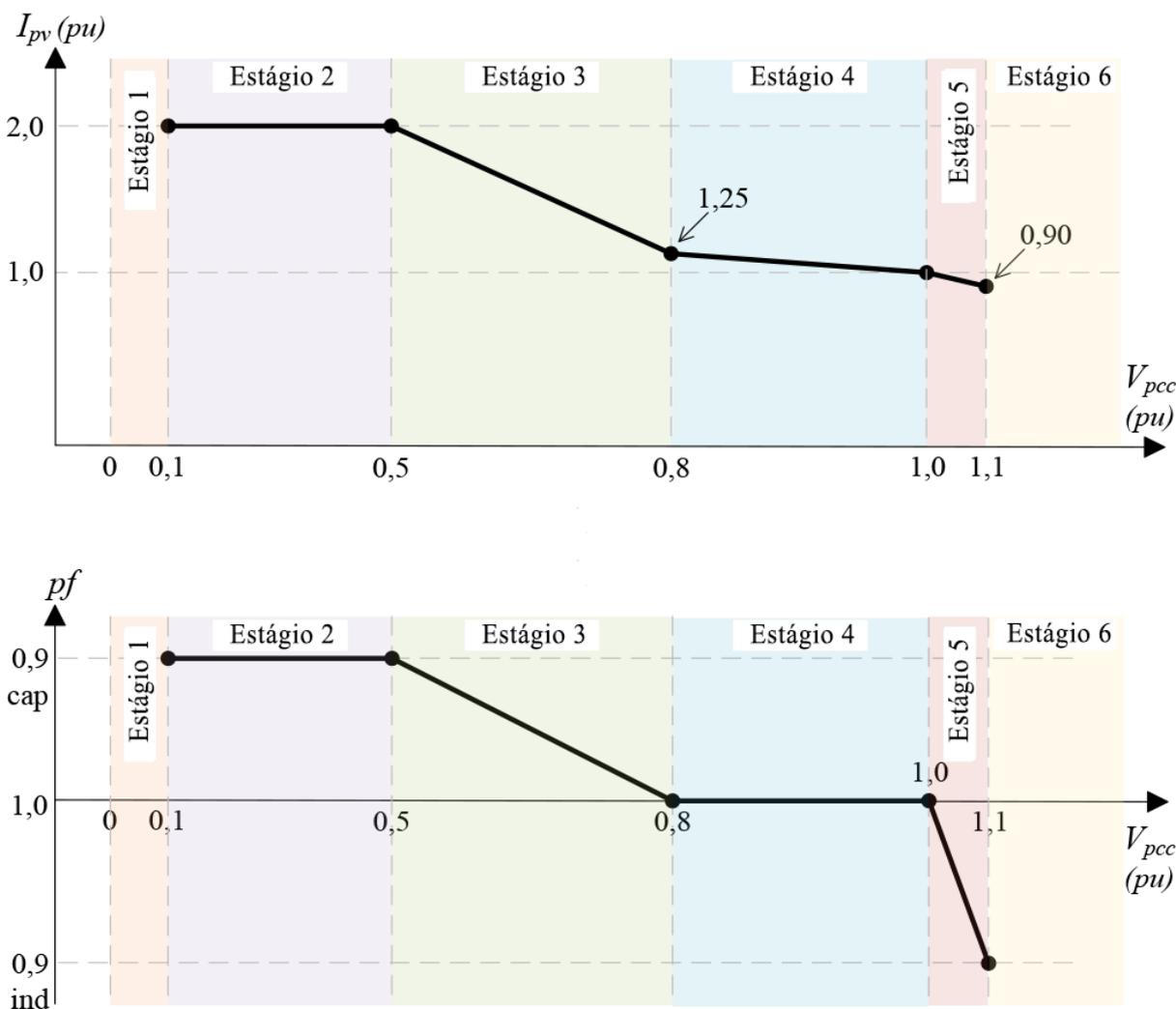
onde  $i_m$  é a quantidade de nós do alimentador de distribuição.

## 4.2 MODELO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CONDIÇÕES DE FALTA

O software utilizado para obter a corrente de curto-circuito foi o Simulink<sup>®</sup> (MATHWORKS, 2019); dessa forma, além de modelar o alimentador que foi utilizado

na dissertação, é essencial determinar o modelo do gerador fotovoltaico em condições de falta. Vargas et al. (2019) e Mendes et al. (2019) modelaram o sistema fotovoltaico como uma fonte monofásica de corrente controlável, dada em função da tensão no ponto de acoplamento e da potência nominal do sistema. Nesse estudo, assim como em Keller et al. (2011), foi considerada uma corrente de falta em regime permanente de 2,0 pu da corrente nominal. Com relação ao fornecimento de potência reativa, considerou-se que o valor do fator de potência depende do nível de tensão no ponto de conexão da GD, baseado na norma ABNT NBR 16.149:2013 (VARGAS et al., 2019). Na Figura 15, é possível observar as curvas da corrente de fornecimento da GD e o fator de potência, em função do nível de tensão.

Figura 15 – Comportamento da corrente e fator de potência da GD em função da tensão nodal.



Fonte – Adaptado de Vargas et al. (2019)

Sendo que cada estágio é descrito, com detalhes, a seguir:

- Estágio 1: desconexão da GD para níveis de tensão menores que 0,1 pu;
- Estágio 2: injeção de 2,0 pu da corrente nominal com fator de potência capacitivo igual a 0,9 para níveis de tensão entre 0,1 e 0,5 pu;
- Estágio 3: injeção de corrente e fator de potência de acordo com a curva presente na Figura 15 para níveis de tensão entre 0,5 e 0,8 pu;
- Estágio 4: injeção de corrente e fator de potência de acordo com a curva presente na Figura 15 para níveis de tensão entre 0,8 e 1,0 pu;
- Estágio 5: injeção de corrente e fator de potência de acordo com a curva presente na Figura 15 para níveis de tensão entre 1,0 e 1,1 pu;
- Estágio 6: desconexão da GD para níveis de tensão maiores que 1,1 pu;

Entretanto, nessa dissertação, foi realizada uma modificação em relação ao fornecimento de corrente na condição de falta. Nesse sentido, o valor máximo da corrente fornecida pelos sistemas fotovoltaicos de 2,0 pu, foi reduzida para 1,2 pu. Dessa forma, torna-se viável respeitar o limite térmico de suportabilidade dos semicondutores dos conversores de potência em regime permanente (ENTSOE, 2019; JIA et al., 2018).

#### 4.3 PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO - ALGORITMOS GENÉTICOS

O Método de AG consiste em uma técnica de otimização metaheurística baseada na teoria da seleção natural de Darwin, que busca encontrar soluções para problemas de otimização (KAGAN et al., 2009). A ideia principal consiste em diversificar os indivíduos da população, que no final do processo, devem estar mais bem adaptados para a função objetivo e as restrições. Esses indivíduos são possíveis soluções do problema, sendo caracterizados por cromossomos, os quais são vetores cujas coordenadas são as variáveis de decisão. As variáveis de decisão representam os genes de cada indivíduo e são submetidas a operações genéticas em cada iteração (ou geração) do método a fim de gerar novos indivíduos mais aptos do que das gerações anteriores. Essas operações genéticas são: seleção, cruzamento e mutação (HOLLAND, 1992).

O Método de AG, usado nesse estudo, tem a sequência de passos descrita abaixo:

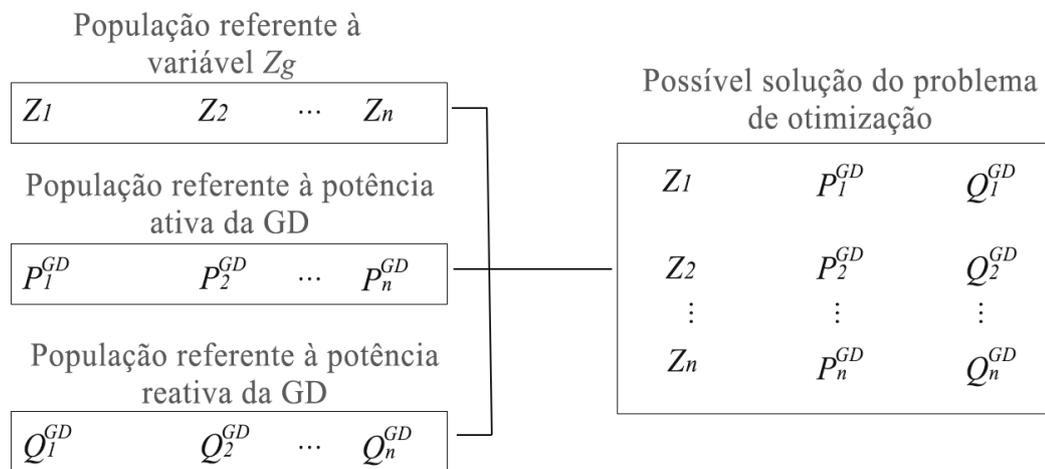
- Sorteio da população inicial: a população inicial é gerada aleatoriamente;
- Avaliação da população: essa é uma das etapas mais importantes do método, visto que nesse estágio cada indivíduo é avaliado de acordo com a função objetivo e

restrições, recebendo uma pontuação referente à sua aptidão. Quando as restrições não são respeitadas, uma penalidade é atribuída na função objetivo. Para o caso da alocação e dimensionamento de GD, utilizou-se a Equação (10) como função objetivo e as Equações (11)-(24) como restrições, enquanto que para o caso da coordenação dos dispositivos de proteção, utilizou-se a Equação (25) como função objetivo e as Equações (29)-(37) como restrições;

- Seleção por torneio: essa etapa consiste em selecionar uma série de indivíduos em uma determinada população, cujo parâmetro é denominado tamanho do torneio ( $\tau$ ). Uma vez selecionados, os dois melhores indivíduos, segundo a função objetivo, serão escolhidos como pais no processo de cruzamento. O processo de seleção é totalmente aleatório e sem nenhum favorecimento para a escolha dentro da população. O valor mínimo para  $\tau$  é igual a 2, caso contrário não haverá competição e se  $\tau$  for igual ao número de indivíduos da população os vencedores serão sempre os mesmos, não havendo diversidade genética (LINDEN, 2012; FERRAZ et al., 2019a);
- Operador de cruzamento: a principal função do operador de cruzamento é a troca de informações genéticas, visando aumentar a diversidade genética entre indivíduos da população.
- Operador de mutação: este operador genético insere variabilidade dentro da população. O cromossomo de um indivíduo selecionado sofre alterações aleatórias, o que garante uma busca mais abrangente no espaço de soluções do problema. O operador de mutação garante que novas características genéticas sejam introduzidas na população que até então não esteve presente em nenhum indivíduo de gerações anteriores, proporcionando uma busca aleatória (*exploration*) no algoritmo (LINDEN, 2012; FERRAZ et al., 2019a).

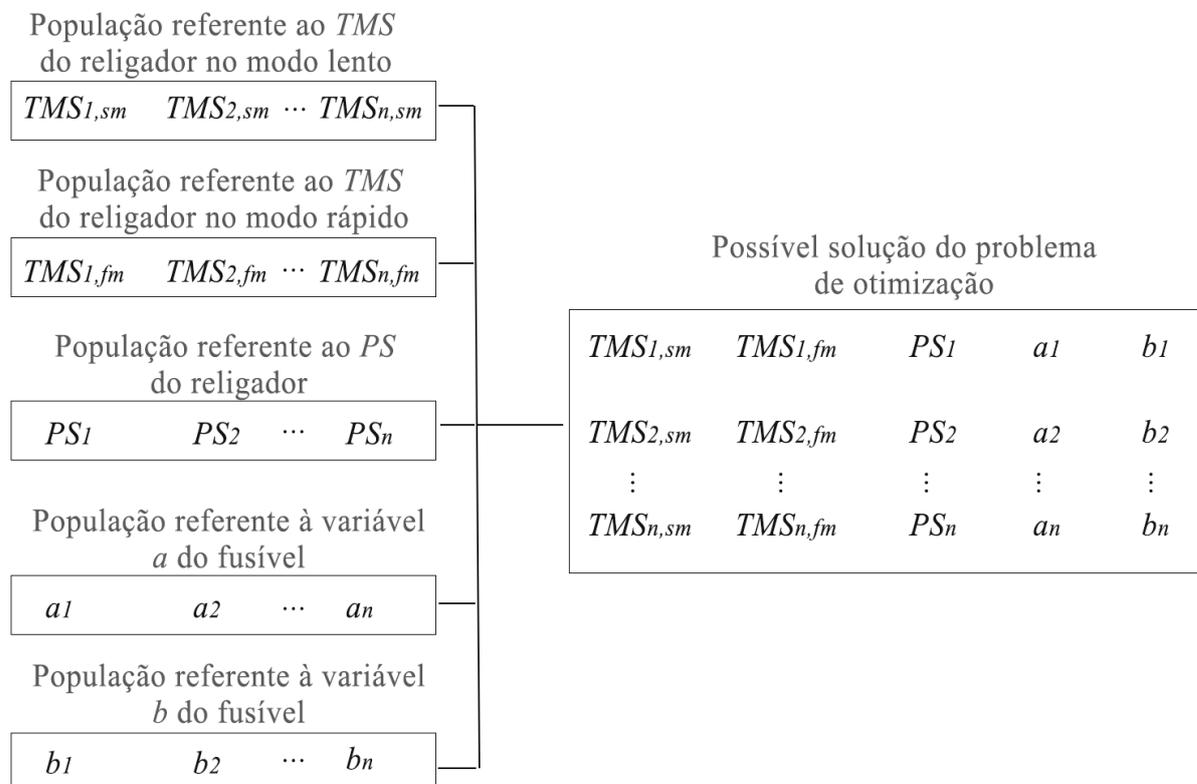
Para o problema de alocação e dimensionamento otimizado de GD, serão utilizadas três populações: uma para a variável binária  $Z_g$ , que indica se há ou não GD no nó  $g$ , e as outras duas para a potência ativa e reativa da GD. As populações de indivíduos (ou cromossomos) utilizadas nesse problema podem ser observadas na Figura 16. Por outro lado, para o problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção, serão utilizadas cinco populações: duas para o ajuste do multiplicador de tempo para o religador no modo lento e rápido, uma para a corrente de *pick-up* do religador e duas para as variáveis  $a$  e  $b$  dos fusíveis. As populações de indivíduos (ou cromossomos) utilizadas nesse problema podem ser observadas na Figura 17.

Figura 16 – População do Método de AG para o problema de alocação e dimensionamento otimizado de GD.



Fonte – Elaborada pelo autor

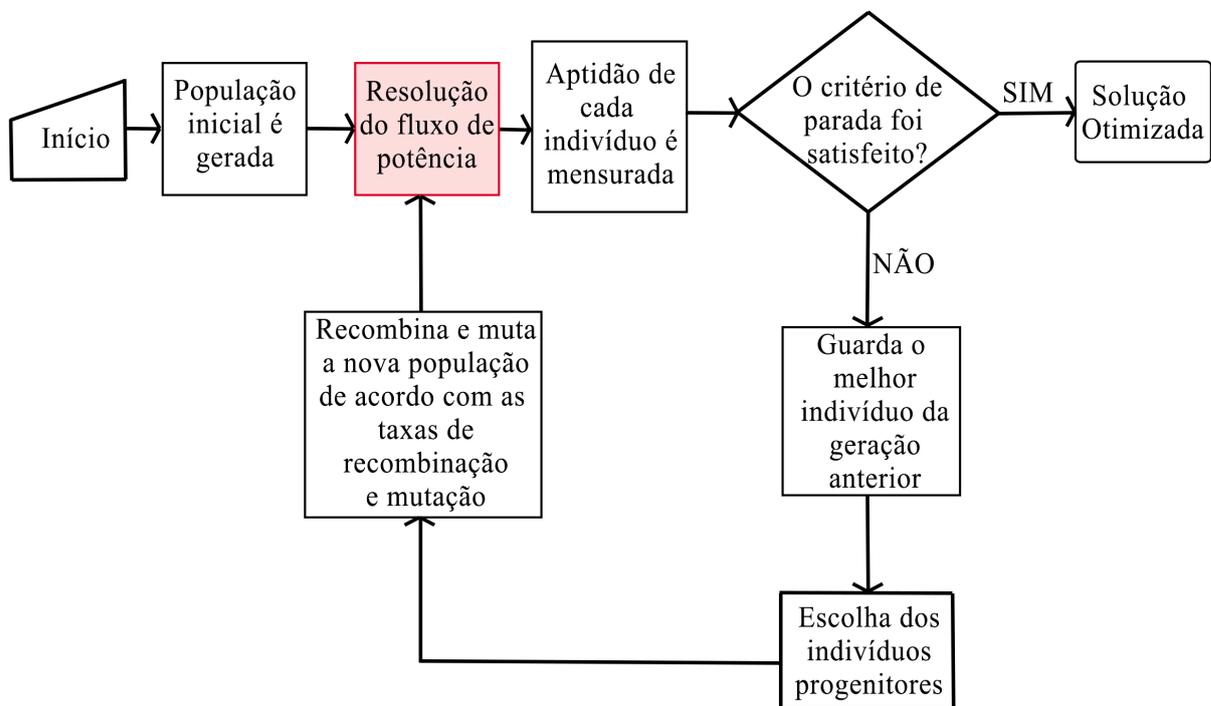
Figura 17 – População do Método de AG para o problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção.



Fonte – Elaborada pelo autor

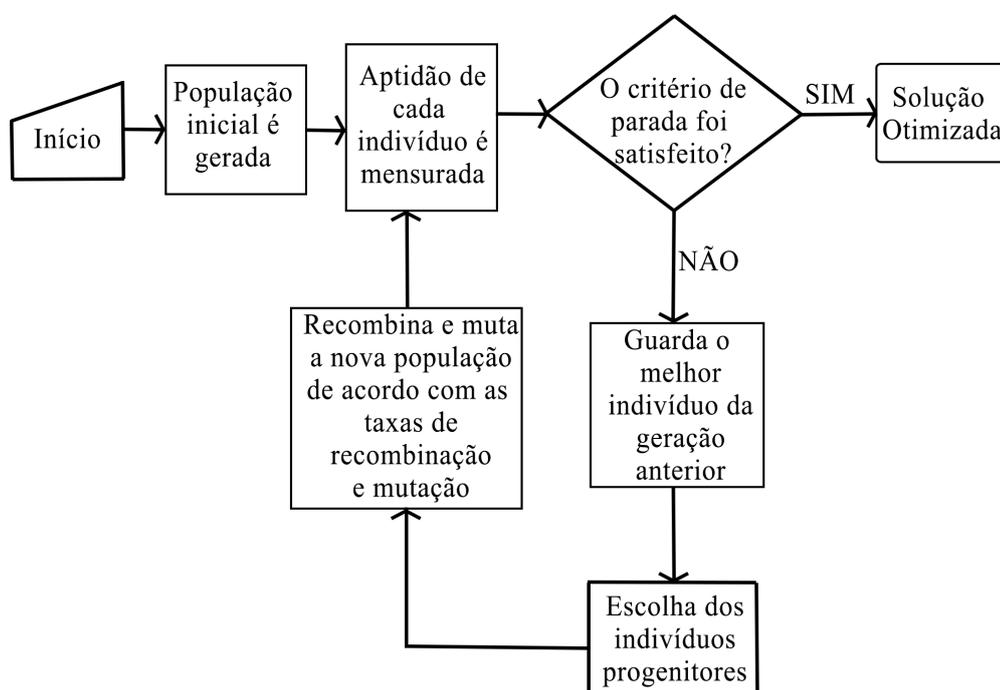
Os fluxogramas, que demonstram o funcionamento do Método de AG no problema de alocação e dimensionamento de GD e no problema de coordenação dos dispositivos de proteção, podem ser visualizados, respectivamente, nas Figuras 18 e 19. Destaca-se que a diferença entre os fluxogramas consiste no bloco que apresenta a resolução do fluxo de potência. Isso porque, para calcular a função objetivo, presente na Equação (10), é necessário obter algumas variáveis elétricas como tensão nodal e corrente de linha. Finalmente, o critério de parada adotado nesse trabalho consistiu no número máximo de gerações.

Figura 18 – Fluxograma do Método de AG para o problema de alocação e dimensionamento otimizado de GD.



Fonte – Adaptado de Ferraz et al. (2019a)

Figura 19 – Fluxograma do Método de AG para o problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção.



Fonte – Adaptado de Ferraz et al. (2019a)

## Capítulo 5

# Resultados e discussões

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso do tema, que vai abordar, principalmente, o sistema elétrico de 34 nós do IEEE e as curvas de geração e de carga utilizados para avaliação da metodologia proposta. Além disso, serão apresentados os principais resultados obtidos nessa dissertação, relacionados com a utilização do método de otimização para dimensionar e alocar GD no sistema de distribuição, e a partir desse novo cenário, coordenar religadores e fusíveis.

### 5.1 ESTUDO DE CASO

Inicialmente, é importante apresentar o sistema de distribuição que foi utilizado para o desenvolvimento desse estudo, destacando suas principais características, tais como: configuração, especificação das cargas e dos bancos de capacitores e tensão nominal. Além disso, como foram consideradas as curvas de demanda e de geração fotovoltaica, deve-se explicitar o banco de dados utilizado da demanda, da intensidade de iluminação e da temperatura.

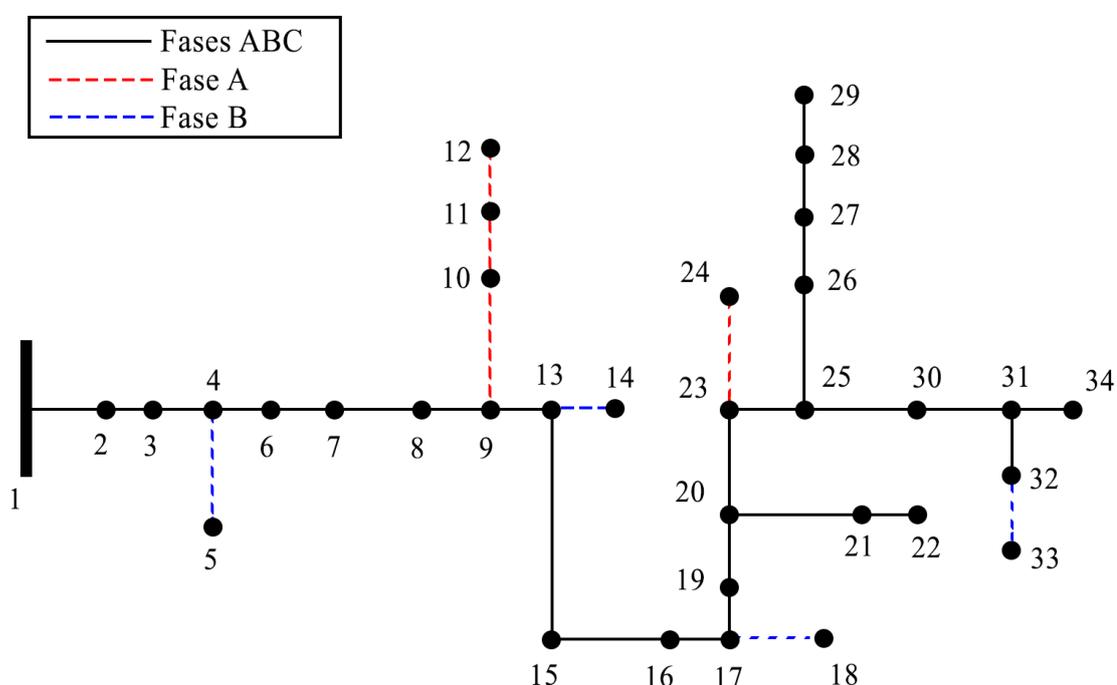
#### 5.1.1 Sistema de distribuição de 34 nós do IEEE

O alimentador de 34 nós do IEEE (*IEEE 34-Node Test Feeder*), presente na Figura 20, foi escolhido para aplicação da metodologia proposta nessa dissertação por ser radial trifásico desequilibrado, o que torna similar aos sistemas de distribuição reais, promovendo uma maior aplicabilidade dos modelos de otimização propostos. Além disso, esse é um alimentador de teste elaborado pelo grupo de estudos *Distribution Test Feeders* do subcomitê *Distribution System Analysis da Power Energy Society* (PES), vinculado ao *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) (KERSTING, 2001). Vale salientar que esse sistema possui algumas características importantes, tais como:

- Tem como tensão nominal 24,9 kV, entretanto, considera-se na barra de referência (barra 1) 1,05 pu;
- É muito longo e levemente carregado, apresentando uma considerável queda de tensão nos nós mais distantes, devido às impedâncias das linhas;

- Necessita de dois reguladores para manter um bom nível de tensão em todo alimentador;
- Possui um transformador entre os nós 20 e 21 que reduz a tensão para 4,16 kV;
- É desbalanceado e possui cargas pontuais e distribuídas (em que se assume que a carga distribuída está conectada no centro da linha que conecta os dois nós);
- Possui dois bancos de capacitores nos nós 27 e 29, a fim de regular o fator de potência da rede.

Figura 20 – Representação do alimentador de 34 nós do IEEE.



Fonte – Adaptado de Kersting (2001)

Nas Tabelas 3 e 4 são apresentadas, respectivamente, as informações das cargas pontuais e distribuídas do alimentador. Além disso, para compensar o baixo fator de potência do sistema, devido à grande quantidade de cargas indutivas, bancos de capacitores foram posicionados nos nós 27 e 29, e as especificações de potência reativa são apresentadas na Tabela 5. Para esse estudo, foram feitas algumas considerações: os reguladores de tensão entre os nós 7-8 e 19-20 foram desconsiderados, com a finalidade de verificar se a integração de GD é capaz de melhorar o perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos na norma IEEE Std 1547 (2018); e o transformador entre os nós 20-21 também foi desconsiderado, por não influenciar fortemente na análise. Vale salientar que os tipos de carga, apresentados nas Tabelas 3 e 4, podem ser classificados como estrela

ou delta, que correspondem, respectivamente, aos termos Y e D, além poderem ser caracterizados como carga de corrente constante, de potência ativa e reativa constante ou de impedância constante, que correspondem, respectivamente, aos termos I, PQ e Z.

Tabela 3 – Cargas pontuais do alimentador de 34 nós do IEEE.

Nó	Carga	Potência ativa [kW]			Potência reativa [kVAR]		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
30	Y-PQ	20	20	20	16	16	16
34	Y-I	9	9	9	7	7	7
27	Y-Z	135	135	135	105	105	105
29	D-PQ	20	20	20	16	16	16
22	D-I	150	150	150	75	75	75
16	D-Z	10	10	25	5	5	10

Fonte – Adaptado de Kersting (2001)

Tabela 4 – Cargas distribuídas do alimentador de 34 nós do IEEE.

Trecho	Carga	Potência ativa [kW]			Potência reativa [kVAR]		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2-3	Y-PQ	0	30	25	0	15	14
4-5	Y-I	0	16	0	0	8	0
10-11	Y-Z	34	0	0	17	0	0
11-12	Y-PQ	135	0	0	70	0	0
9-13	D-I	0	5	0	0	2	0
13-14	Y-I	0	40	0	0	20	0
13-15	Y-PQ	0	0	4	0	0	2
15-16	Y-PQ	7	0	0	3	0	0
17-18	Y-PQ	0	4	0	0	2	0
20-23	D-Z	7	2	6	3	1	3
23-24	Y-PQ	2	0	0	1	0	0
23-25	D-PQ	4	15	13	2	8	7
25-30	D-Z	16	20	110	8	10	55
30-31	D-PQ	30	10	42	15	6	22
31-34	D-I	18	22	0	9	11	0
32-33	Y-PQ	0	28	0	0	14	0
26-27	Y-PQ	9	0	0	5	0	0
27-28	Y-PQ	0	25	20	0	12	11
28-29	Y-PQ	0	23	0	0	11	0

Fonte – Adaptado de Kersting (2001)

Tabela 5 – Bancos de capacitores do alimentador de 34 nós do IEEE.

Nó	Potência reativa [kVAR]		
	Fase A	Fase B	Fase C
27	100	100	100
29	150	150	150

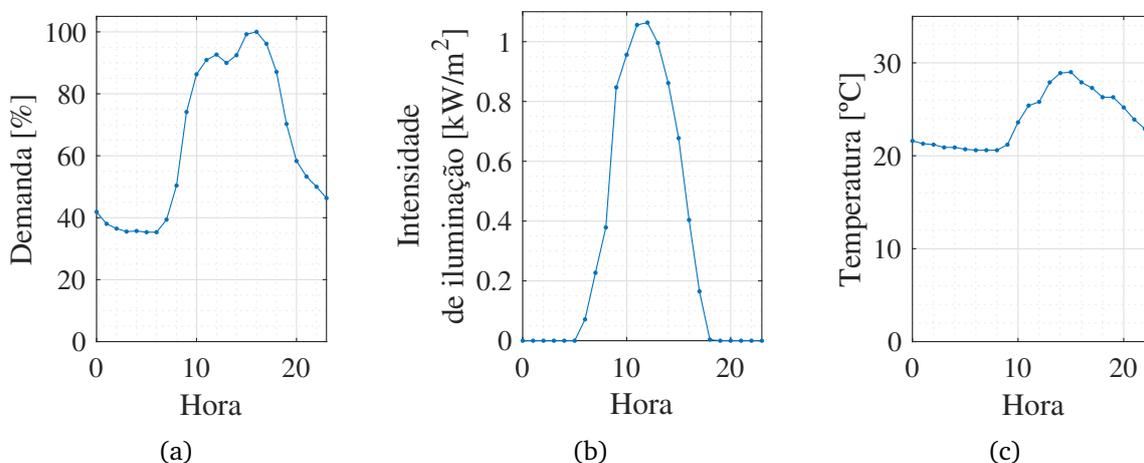
Fonte – Adaptado de Kersting (2001)

### 5.1.2 Curva de geração e demanda

Deve-se destacar que a alocação de GD e a coordenação dos dispositivos de proteção, realizadas nesse trabalho, consideram o perfil de demanda de todos os nós do alimentador de 34 nós do IEEE. Com isso, é imprescindível obter a curva diária da potência aparente demandada por cada nó, a partir da multiplicação do valor nominal de potência, especificado nas Tabelas 3 e 4, pelos valores percentuais de demanda, presentes na Figura 21a. Vale ressaltar que os dados utilizados para desenvolver o gráfico da Figura 21a foram coletados da Energisa, referentes à cidade de Campina Grande, Paraíba (ENERGISA, 2019), sendo realizada uma normalização dos dados através da divisão de todos os pontos pelo maior valor de demanda presente no intervalo selecionado. Ademais, esse estudo considera a variação diária da potência de saída dos geradores fotovoltaicos; portanto, torna-se necessário coletar os dados de intensidade de iluminação (Figuras 21b) e temperatura (Figuras 21c), cujos valores influenciam consideravelmente na eficiência dos geradores (WANG et al., 2018; ZHAO et al., 2013). Dessa forma, utilizaram-se os dados da cidade de Campina Grande, Paraíba, coletados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), referentes ao mesmo período dos dados da demanda (INMET, 2019).

Analisando a Figura 21a, pode-se afirmar que o valor máximo de demanda ocorreu às 16 h, enquanto que o valor mínimo de demanda ocorreu às 6 h. Além disso, entre 1 h e 6 h, a carga demandada é inferior à 40% da carga máxima, e entre 10 h e 18 h, a carga demandada é superior à 80% dessa mesma carga. Dessa forma, é possível observar que a curva de carga, exposta na Figura 21a, apresenta um comportamento típico de uma instalação residencial. Em relação à Figura 21b, nota-se que os valores de intensidade de iluminação entre 0 h e 5 h e entre 19 h e 23 h são nulos, o que acentua a necessidade da utilização de sistemas de baterias associados às unidades de GD. Além disso, a partir da análise da Figura 21c, é possível notar que os valores de temperatura são consideravelmente altos, e isso descreve o comportamento de uma localidade com clima tropical. Com isso, o dimensionamento da GD no sistema deve ser realizado levando em conta a redução da eficiência dos painéis fotovoltaicos causada pela temperatura.

Figura 21 – Perfil diário de: (a) demanda, (b) intensidade de iluminação e (c) temperatura.



Fonte – Elaborada pelo autor

Em (45) e (46), é apresentada a potência de saída de um gerador fotovoltaico em função da intensidade de iluminação e temperatura (WANG et al., 2018; ZHAO et al., 2013). É possível afirmar que a potência ativa do gerador é diretamente proporcional à intensidade de iluminação (em kW/m<sup>2</sup>) e inversamente proporcional à temperatura (em °C). Por outro lado, foi adotado que os inversores, acoplados nos geradores fotovoltaicos, são capazes de fornecer potência reativa dentro dos limites estabelecidos em (14), (16) e (17), e ilustrado na Figura 10.

$$P_{pv} = P_{STC} \frac{G_c}{G_{STC}} [1 + l_c(T_c - T_{STC})] \quad (45)$$

$$T_c = T_a + \alpha G_c \quad (46)$$

onde  $P_{pv}$  é potência de saída do sistema fotovoltaico;  $T_c$  é a temperatura da superfície do painel;  $G_c$  é a intensidade de iluminação;  $l_c$  é o coeficiente de temperatura;  $T_a$  é a temperatura ambiente; e  $\alpha$  é o coeficiente relacionado à velocidade do vento. Além disso,  $P_{STC}$ ,  $G_{STC}$  e  $T_{STC}$  são os valores em Condição Padrão de Teste (do inglês, *Standard Test Conditions* - STC) da potência ativa de saída, da intensidade de iluminação (1 kW/m<sup>2</sup>) e da temperatura (25 °C), respectivamente (WANG et al., 2018; ZHAO et al., 2013).

## 5.2 ALOCAÇÃO DE DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para solução desse problema de otimização, foi considerado que os custos da energia fornecida pela subestação e pela GD são de 0,15 US\$/kWh e 0,03 US\$/kWh, respectivamente. As capacidades de geração dos sistemas fotovoltaicos são de 50 kW,

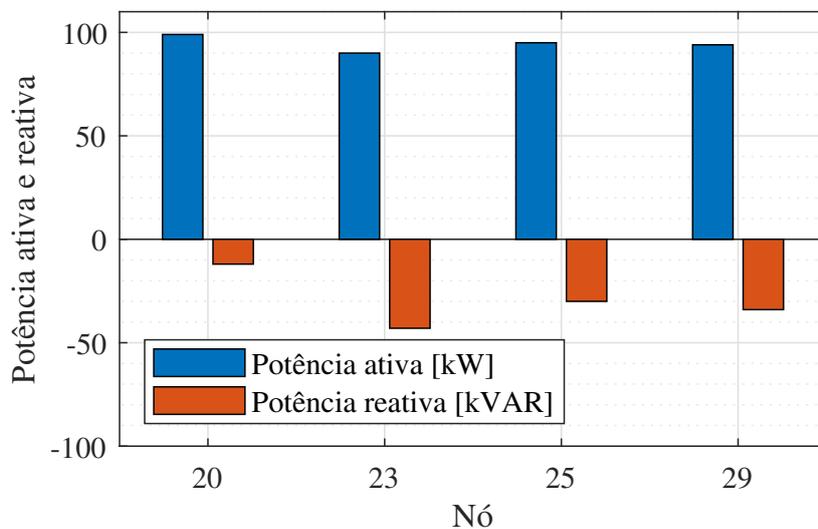
com 10.000 US\$ de custos anuais de investimento, e 100 kW, com 20.000 US\$ de custos anuais de investimento (RUEDA-MEDINA et al., 2013). Deve-se mencionar que, ambos os valores, 10.000 US\$ e 20.000 US\$, incluem os custos da GD (85,96% do valor total) e os custos do sistema de bateria (14,04% do valor total) (MEHMOOD et al., 2017). Os limites de tensão considerados foram os mesmos apresentados na norma IEEE Std 1547 (2018), que correspondem a 0,88 pu e 1,10 pu; os limites de corrente foram definidos de acordo com a configuração do condutor utilizado em uma determinada linha de distribuição (para as configurações 300, 301, 302 e 303 as máximas correntes adotadas foram de 242 A, 164 A, 140 A e 140 A, respectivamente); e para os limites de fator de potência indutivo ou capacitivo, utilizou-se o valor de 0,8 (RUEDA-MEDINA et al., 2013). Além disso, nesse estudo, assumiu-se que 20 nós estão disponíveis para alocação de GD, que são os nós que contêm carga trifásica instalada.

Foram consideradas 4 unidades de GD disponíveis para alocação e a potência aparente nominal ( $S_{nom}$ ) desses sistemas corresponde à capacidade de potência escolhida para alocação (que pode ser 50 kW e 100 kW) (IEEE Std 1547, 2018). A respeito das baterias, foi adotado que entre 8 h e 15 h as baterias devem ser carregadas, enquanto que entre 16 h e 7 h, essas baterias devem fornecer energia para o sistema, o que gera uma descarga nesses dispositivos. Vale destacar que essa escolha foi feita com base na curva da intensidade de iluminação, presente na Figura 21b. A potência máxima de carga ou descarga das baterias é de 25% de  $S_{nom}$  pois considerou-se que apenas a GD poderia fornecer potência para a bateria. Finalmente, a máxima energia suportada em cada bateria corresponde ao fornecimento contínuo de  $P_b^{MAX}$  durante o tempo de carga.

No que diz respeito ao Método de AG, a simulação foi realizada utilizando uma população de 500 indivíduos, com uma taxa de *crossover* de 60%, uma taxa de mutação de 30% e o número máximo de gerações de 800 (FERRAZ et al., 2019a). Dessa forma, considerando a função objetivo (10) e as restrições, apresentadas em (11)-(24), foi possível alcançar a localização e a potência nominal dos geradores distribuídos no alimentador de distribuição analisado, através do método de otimização, como é exibido na Figura 22.

A partir das Figuras 20 e 22, constata-se que a GD foi alocada nos nós mais distantes da subestação, o que reduz consideravelmente as perdas do sistema de distribuição, devido à proximidade dos geradores em relação às unidades consumidoras. Além disso, esses nós, mais distantes da subestação, costumam apresentar problemas no nível de tensão quando os reguladores são dispensados. Destaca-se que o resultado encontrado era esperado, dado que os nós do sistema com as maiores cargas estão próximos dos nós em que a GD foi alocada.

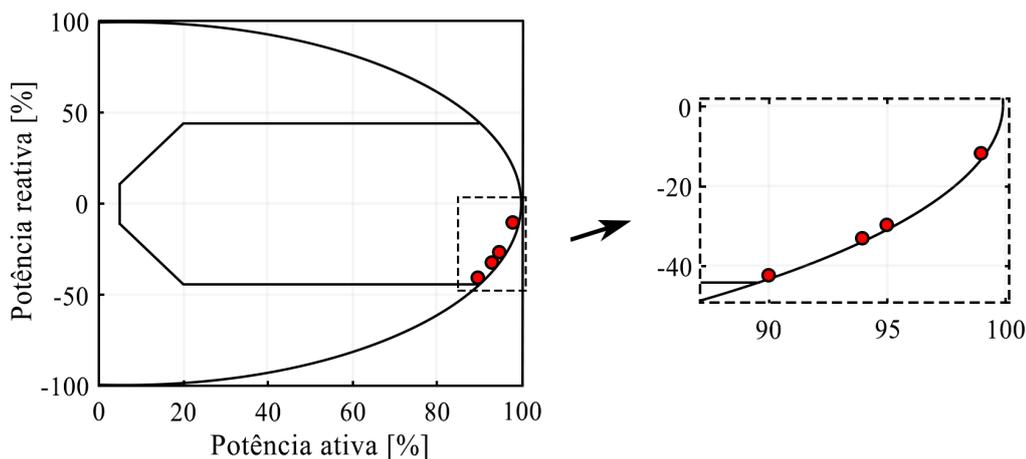
Figura 22 – Potência ativa e reativa dos geradores distribuídos alocados no sistema.



Fonte – Elaborada pelo autor

Outrossim, o ponto de operação de cada GD foi adicionado juntamente com sua curva de capacidade na Figura 23, com o objetivo de verificar se essa restrição foi respeitada.

Figura 23 – Potência ativa e reativa da GD sobreposta à curva de capacidade dos geradores.

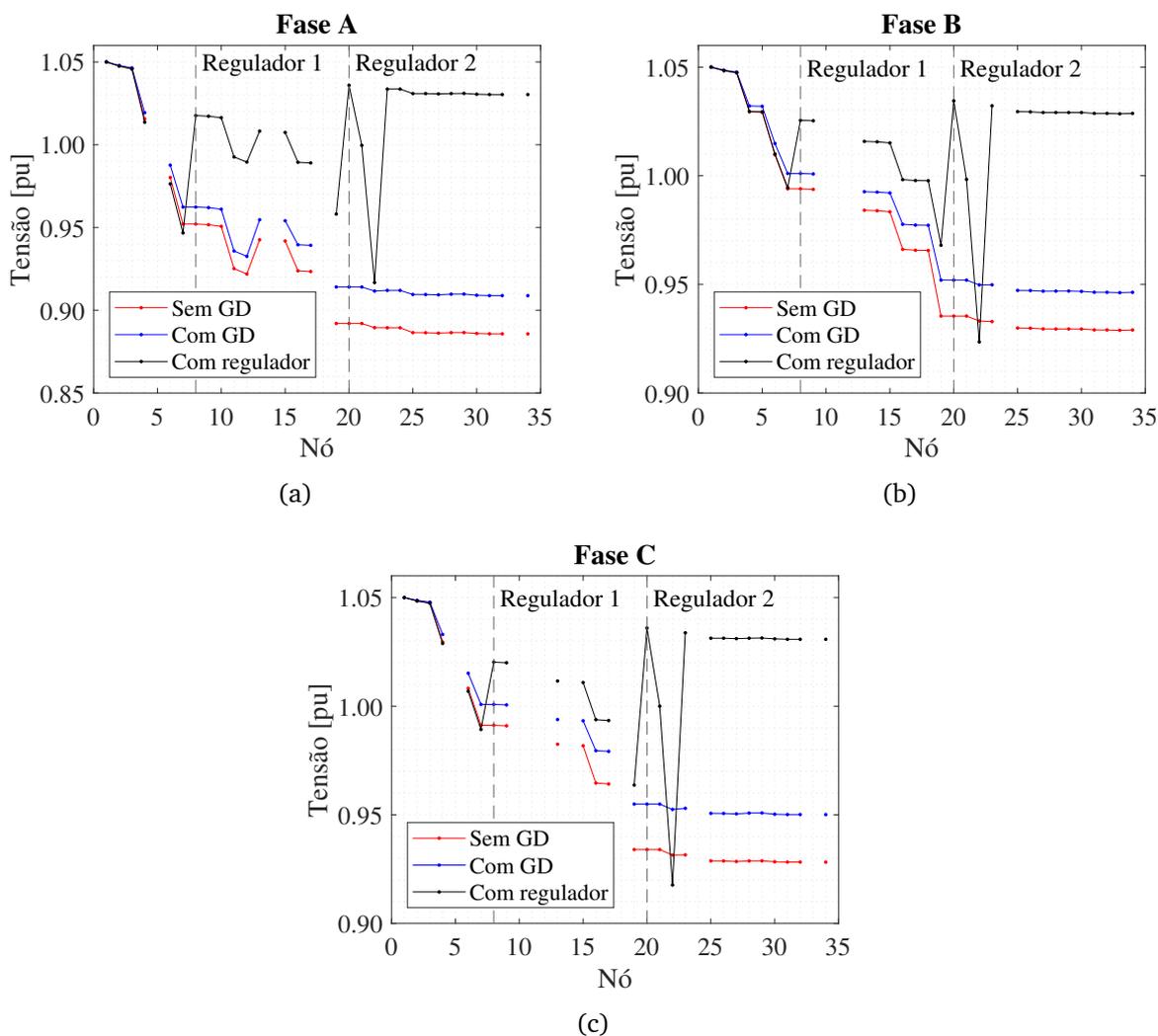


Fonte – Elaborada pelo autor

Na Figura 24, observa-se a tensão dos nós do alimentador nas fases A, B e C, sendo possível notar que foram comparados os valores de tensão sem GD e sem regulador, com GD e sem regulador e, por fim, sem GD e com os reguladores entre os nós 7-8 e 19-20. Para obter esses gráficos, foram utilizados os dados referentes às 16 h, em que se caracteriza pelo maior valor de demanda, e com todos os geradores distribuídos conectados na rede.

Com relação aos valores de tensão dos nós do alimentador, considerando a presença do regulador de tensão, utilizou-se os dados fornecidos pelo *IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group* (IEEE PES, 1992).

Figura 24 – Perfil de tensão às 16 h na fase (a) A, (b) B e (c) C.

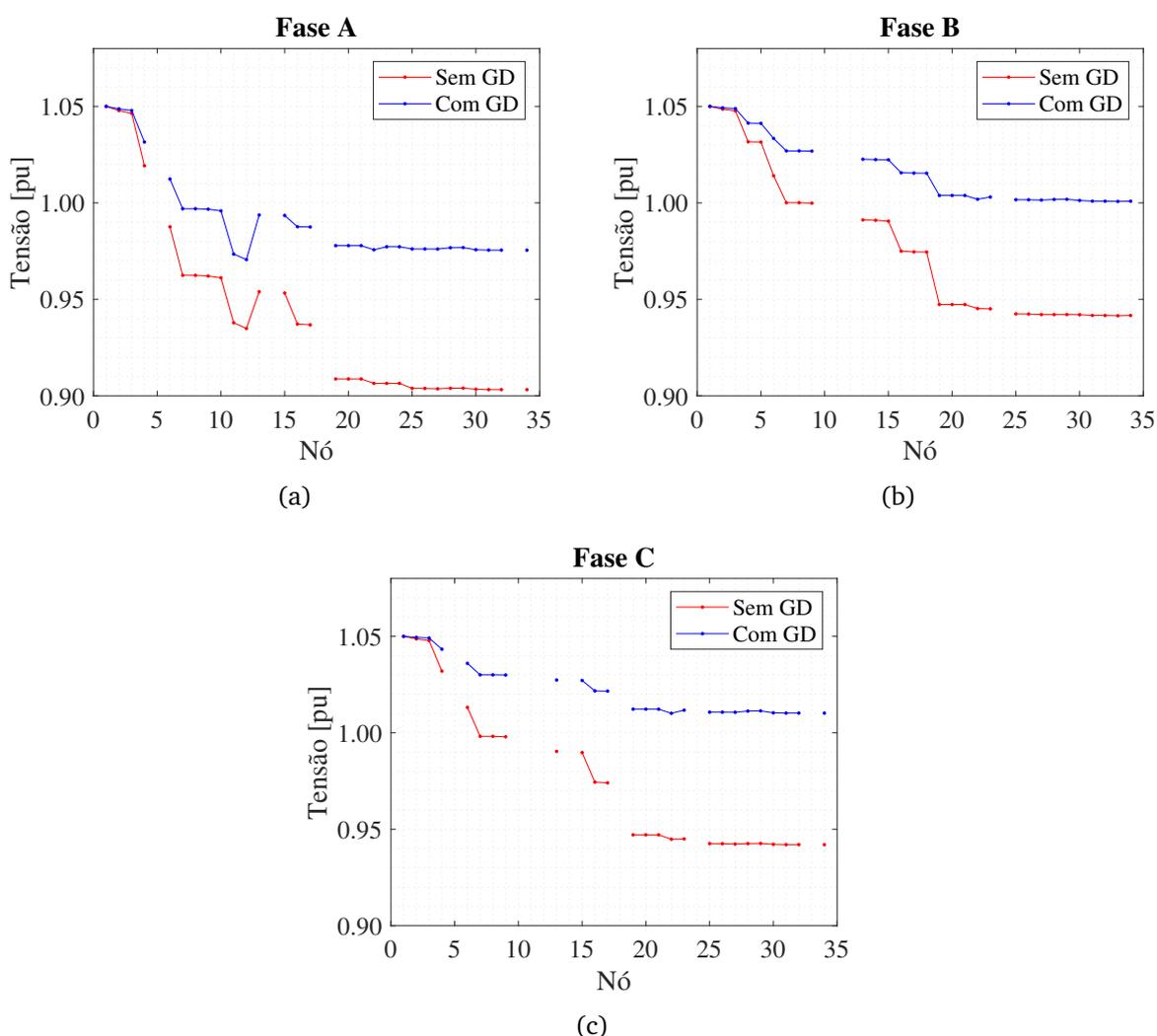


Fonte – Elaborada pelo autor

Inicialmente, observa-se que, para o ponto de operação considerado, o nível de tensão não excedeu os limites estabelecidos na norma IEEE Std 1547 (2018). Entretanto, é evidente que a integração de GD no sistema melhorou o perfil de tensão da rede, já que em todos os nós foi possível notar um aumento da tensão, cujo valor ficou mais próximo de 1 pu. Outro fato que também pode ser comprovado, através dos gráficos da Figura 24, consiste no afastamento das curvas da tensão com e sem GD, à medida que se afasta da subestação. Assim, a melhora do perfil de tensão se dá nos nós mais distantes, onde os problemas relacionados à subtensão costumam ocorrer. Contudo, a utilização do regulador ainda apresenta-se como a melhor solução para deixar o perfil de tensão em todo o alimentador próximo de 1 pu.

Nota-se que, a análise anterior considerou um instante de tempo em que a geração fotovoltaica não é máxima. Por esse motivo, realizou-se a comparação entre o perfil de tensão com e sem a GD no sistema às 13 h - que consiste no ponto máximo de potência fornecida pela GD - como é possível observar na Figura 25. Vale salientar que, para esse momento do dia não é possível utilizar na comparação os valores de tensão considerando a presença do regulador no sistema, visto que o *IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group* fornece os dados de tensão nodal para um cenário em que as unidades consumidoras estão operando com 100% da carga nominal (sendo que isso ocorre apenas às 16 h para essa análise).

Figura 25 – Perfil de tensão às 13 h na fase (a) A, (b) B e (c) C.



Fonte – Elaborada pelo autor

Comparando as Figuras 24 e 25, nota-se que o perfil de tensão às 13 h foi mais próximo de 1 pu, em relação ao perfil de tensão às 16 h, para ambos os casos (com e sem GD). Isso porque, às 13 h a potência demandada pelas cargas é inferior quando comparada com 16 h; com isso, há uma redução da corrente nas linhas e

consequentemente, as perdas elétricas são atenuadas. Além disso, fica claro que nessa situação, a integração de GD no sistema foi capaz de aumentar ainda mais o nível de tensão nos nós, dado que a potência gerada por essas unidades é maior.

Com a finalidade de ilustrar os efeitos da integração de GD nos custos totais do sistema, os valores do custo anual de investimento e do custo anual da energia da subestação e GD foram expostos na Tabela 6.

Tabela 6 – Custos gerais a partir da integração de GD no sistema.

<b>Custos [10<sup>3</sup> US\$]</b>	<b>Sem GD</b>	<b>Com GD</b>
Custos de investimento	0,000	80,000
Custo da energia da subestação	1248,760	649,359
Custo da energia da GD	0,000	27,130
Total	1248,760	756,489

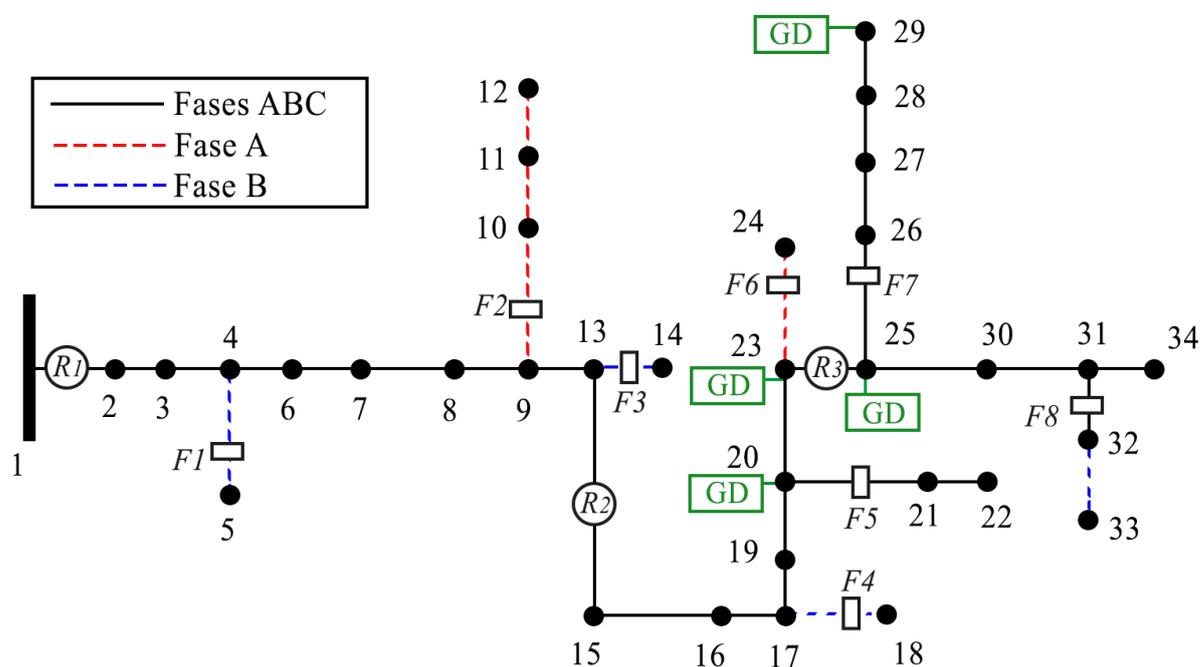
Fonte – Elaborada pelo autor

A partir da análise da Tabela 6, pode-se notar uma redução de 39,420% dos custos totais, a partir da alocação de GD proposta nessa dissertação. Além disso, o custo de energia reduzido da GD, comparado com o custo de energia da subestação, fez com que o método de otimização buscasse uma solução que aumentasse a potência ativa fornecida pela GD e reduzisse a potência ativa fornecida pela subestação, mesmo levando em conta os custos anuais de investimento dessas fontes. Além disso, é importante destacar que todas as restrições operacionais relacionadas ao sistema de distribuição e à GD foram respeitadas nesse novo cenário proposto.

### 5.3 COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Para que seja possível haver seletividade na proteção, baseada no princípio de preservação de fusíveis, foram utilizados três religadores no ramo principal e oito fusíveis nas derivações, como é possível notar na Figura 26. Dessa forma, os religadores devem proteger todo o alimentador para faltas temporárias, além de fornecer proteção de retaguarda para faltas permanentes que podem ocorrer no sistema. No caso de uma falta no ramo principal, onde não existem fusíveis à montante, os religadores devem proteger o sistema para faltas permanentes e temporárias. Por outro lado, a função dos fusíveis consiste em fornecer proteção primária contra faltas permanentes que ocorram nas derivações em que esses dispositivos estão instalados, garantindo que a menor porção do circuito seja desenergizada.

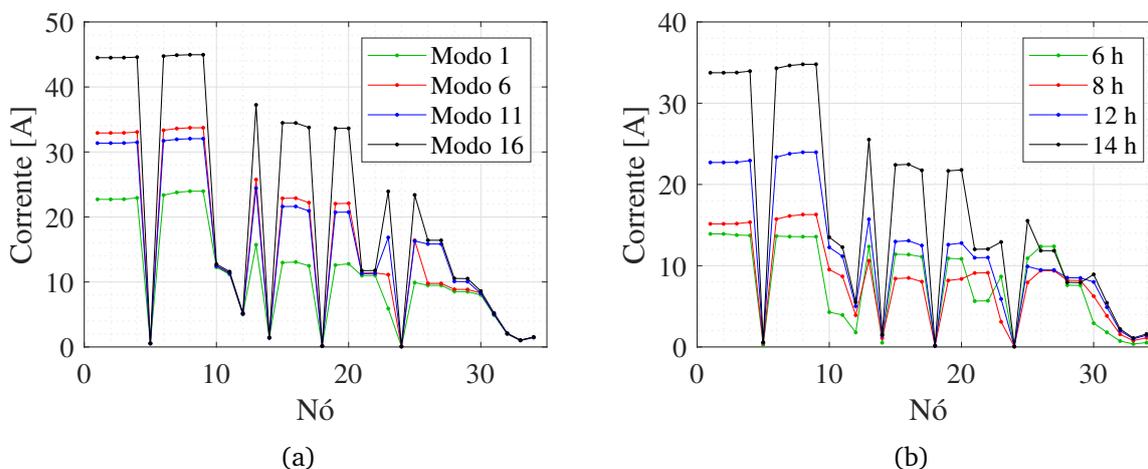
Figura 26 – Representação do alimentador de 34 nós do IEEE a partir da inserção de GD e dos dispositivos de proteção.



Fonte – Elaborada pelo autor

Inicialmente, a partir do método de *Backward-Forward Sweep*, foram obtidos os valores da corrente de carregamento em cada nó do alimentador, considerando a variação do modo de operação da GD, presente na Figura 27a. Vale ressaltar, que o modo de operação 1 consiste na conexão de todas as unidades de GD, enquanto que o modo de operação 16 é dado pela desconexão de todas as unidades de GD do sistema, sendo esses modos descritos detalhadamente na Tabela 7. Outrossim, obtiveram-se, a partir do mesmo método, os valores da corrente de carregamento nos nós do sistema para diferentes horários do dia, a fim de avaliar os impactos da variação diária da intensidade de iluminação, temperatura e demanda, sendo que esses valores estão presentes na Figura 27b. Além disso, foi utilizado o maior valor de corrente de carga dentre as três fases de cada nó, visto que, na coordenação dos religadores e fusíveis, a corrente de *pick-up* mínima ( $PS_n^{MIN}$ ) corresponde à máxima corrente de carregamento medida no nó em que o dispositivo de proteção foi posicionado. Destaca-se, nos gráficos da Figura 27, que o eixo das ordenadas é dado pela magnitude da corrente de carregamento, enquanto que o eixo das abscissas consiste no nó em que essa corrente foi medida.

Figura 27 – Corrente de carregamento considerando a variação do (a) modo de operação da GD e (b) horário do dia.



Fonte – Elaborada pelo autor

Tabela 7 – Modos de operação dos geradores distribuídos.

Modo	Estado de operação de cada GD			
	GD <sub>1</sub>	GD <sub>2</sub>	GD <sub>3</sub>	GD <sub>4</sub>
1	1	1	1	1
2	1	1	1	0
3	1	1	0	1
4	1	1	0	0
5	1	0	1	1
6	1	0	1	0
7	1	0	0	1
8	1	0	0	0
9	0	1	1	1
10	0	1	1	0
11	0	1	0	1
12	0	1	0	0
13	0	0	1	1
14	0	0	1	0
15	0	0	0	1
16	0	0	0	0

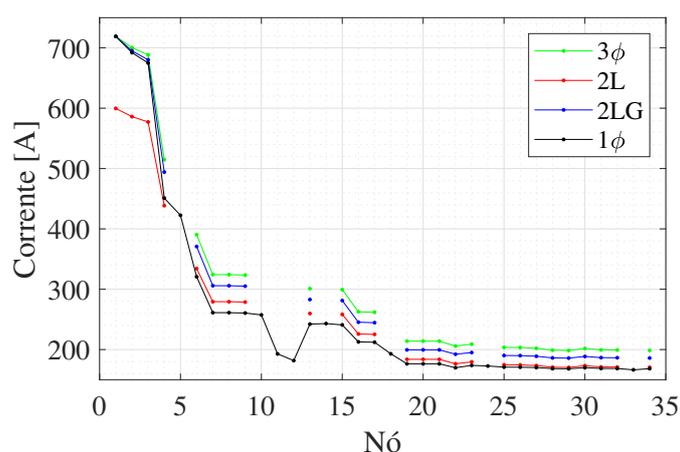
Fonte – Elaborada pelo autor

A partir da análise da Figura 27a, pode-se notar que o modo de operação da GD influencia consideravelmente na corrente de carregamento do sistema, sendo que, quanto maior o número de GD conectada na rede, menor é a corrente de carregamento. Isso se dá, principalmente, pela aproximação dos geradores em relação às unidades

consumidoras. Vale salientar que no modo de operação 6 e 11, a mesma quantidade de GD está conectada na rede, que no caso são duas; entretanto, a corrente de carregamento foi distinta para os dois casos. Dessa forma, é possível constatar que a localização da GD e a potência nominal de fornecimento influenciam na corrente de carga. Com relação ao gráfico da Figura 27b, é possível observar que o perfil de geração e demanda provocam variações significativas na corrente de carregamento. Nessa situação, quanto maior o nível de penetração de GD no sistema, menor a corrente de carregamento; e quanto maior o nível de demanda das unidades consumidoras, maior a corrente de carregamento.

Por outro lado, utilizando o modelo do alimentador de 34 nós do IEEE e do sistema fotovoltaico apresentado no Capítulo 4, no software Simulink®, foi possível obter a corrente de curto-circuito em cada nó do sistema de distribuição. Dessa forma, com o intuito de evidenciar a influência do tipo de falta na corrente de curto-circuito, foi apresentado, na Figura 28, a corrente medida no nó 1 considerando a aplicação de falta trifásica simétrica ( $3\phi$ ), fase-fase (2L), fase-fase-terra (2LG) e fase-terra ( $1\phi$ ) em todos os nós do alimentador. Além disso, as modificações no modo de operação da GD e o perfil diário de geração e demanda também afetam a corrente de curto-circuito, como explicitado na Figura 29. Nos dois gráficos da Figura 29 são exibidas as correntes medidas no nó 1 quando uma falta fase-terra é aplicada nos nós à jusante da GD mais próxima da subestação, ou seja, entre o nó 20 até o nó 34. Vale salientar, que nos gráficos das Figuras 28 e 29, o eixo das ordenadas corresponde à magnitude da corrente de curto-circuito, e o eixo das abscissas corresponde ao nó em que a falta foi aplicada.

Figura 28 – Corrente de curto-circuito considerando a variação do tipo de falta.

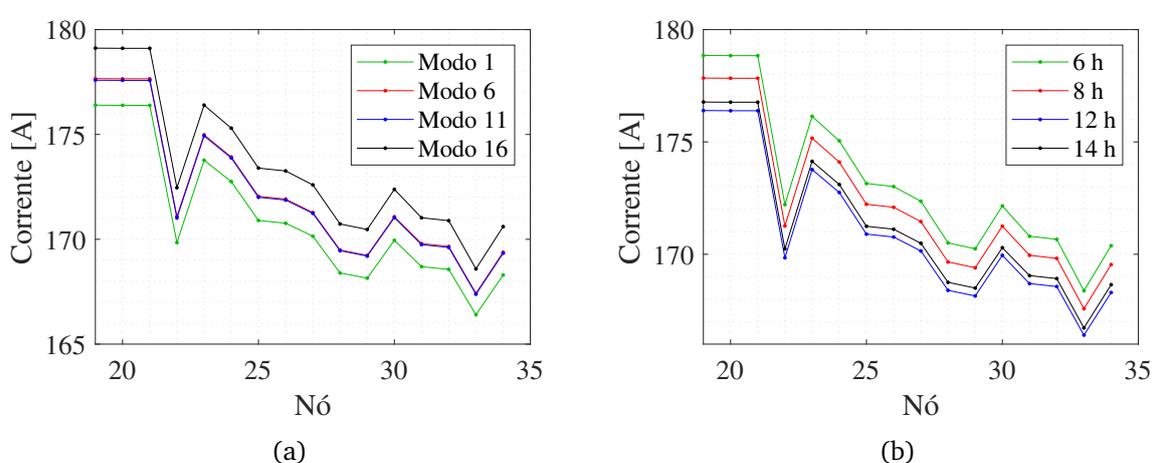


Fonte – Elaborada pelo autor

Inicialmente, analisando a Figura 28, pode-se observar uma redução da corrente de curto-circuito à medida que o ponto de falta se afasta da subestação, devido ao aumento da impedância de linha. Além disso, nota-se que a falta trifásica é a mais severa, com base na magnitude da corrente de curto-circuito, seguida da falta fase-fase-terra,

fase-fase, e por fim, a monofásica. Contudo, essa ordem se deu apenas a partir do nó 5, enquanto que entre os nós 1 e 5, a falta menos severa foi a fase-fase. Assim, fica evidente que todos os tipos de falta devem ser inseridos na formulação do problema de otimização, mesmo sabendo que essas faltas possuem diferentes probabilidades de ocorrência. Resolvendo o problema de otimização dessa maneira, é possível garantir a minimização do tempo de operação dos religadores e fusíveis, e a operação correta desses dispositivos, independente do tipo e localização da falta.

Figura 29 – Corrente de curto-circuito considerando a variação do (a) modo de operação da GD e (b) horário do dia.



Fonte – Elaborada pelo autor

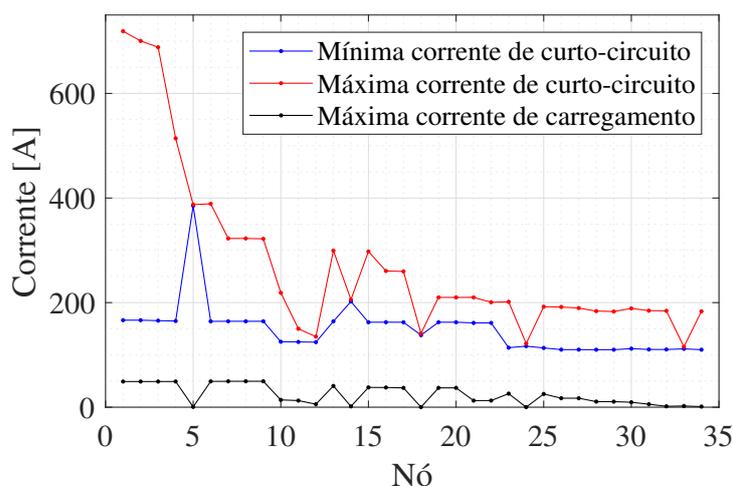
Com relação à Figura 29, pode-se concluir que o aumento do nível de penetração de GD, através do aumento da potência ativa do painel fotovoltaico ou através da conexão mais unidades de GD no sistema de distribuição, reduz a corrente de curto-circuito fornecida pela subestação (HAJIMOHAMMADI et al., 2019). Ademais, é importante mencionar que a variação da corrente de curto-circuito, presente na Figura 29, interfere diretamente no tempo de operação dos dispositivos de proteção. Com isso, a solução do problema de coordenação para um cenário específico poderia ser inadequada para outro cenário, visto que a corrente de carregamento e de curto-circuito podem ser distintas para os dois casos. Por esse motivo que, nessa dissertação, o problema de otimização foi resolvido levando em conta, simultaneamente, os modos de operação da GD, todos os tipos de falta e a curva de carga e geração durante o dia.

Para o problema de coordenação dos religadores e fusíveis, foi utilizado o Método de AG com as mesmas configurações descritas no problema de alocação e dimensionamento de GD. Adotou-se, nessa dissertação, o CTI de 0,2 s, tomando como base os trabalhos de Bedekar e Bhide (2011), Sharma e Panigrahi (2018); e foram considerados apenas religadores com a curva muito inversa, baseado na *International Electrotechnical Commission* (IEC). Com isso, os valores das constantes A, P e B são de 13,5, 1 e 0, respec-

tivamente (IEC, 1989). Com relação à mínima corrente de *pick-up* ( $PS_n^{MIN}$ ), foi utilizada a maior corrente de carregamento medida no nó em que o religador  $R_n$  está localizado, multiplicado por um fator de sobrecarga de 25% (BEDEKAR; BHIDE, 2011; ALAM et al., 2018). Por outro lado, a corrente máxima de *pick-up* ( $PS_n^{MAX}$ ) adotada corresponde à menor corrente de curto-circuito que passa pelo religador analisado dividida por 1,5. Esse valor de 1,5 foi usado para compensar o atraso no tempo de resposta dos religadores (KINDERMANN, 2012).

Além disso, considerou-se o valor mínimo do ajuste do multiplicador de tempo de 0,05 e o valor máximo de 1 (DEHGHANPOUR et al., 2018; SHARMA; PANIGRAHI, 2018). Vale salientar, que se adotou a constante  $a$  igual para os oito fusíveis do sistema, com o objetivo de alcançar um mesmo tipo de fusível para todo o alimentador (ALAM et al., 2018). Finalmente, ressalta-se que os dados de corrente de carregamento e curto-circuito estão presentes na Figura 30, a qual destaca a máxima corrente de carregamento e a mínima e máxima corrente de curto-circuito.

Figura 30 – Corrente de carregamento e de curto-circuito dos nós do sistema.



Fonte – Elaborada pelo autor

Assim, considerando o problema de otimização, definido pela função objetivo (25) e restrições (29)-(37), foi possível obter os parâmetros de ajuste dos dispositivos de proteção, como estão presentes nas Tabelas 8 e 9. Depois disso, aplicando esses valores nas Equações (26)-(28), torna-se possível alcançar as curvas de coordenação, apresentadas nas Figuras 31 até 35. Outrossim, é importante destacar que todas as curvas em preto estão relacionadas com os oito fusíveis do sistema, e que os gráficos das Figuras 32 até 35 explicitam a coordenação entre cada fusível e o religador à montante mais próximo desse dispositivo. Os gráficos da Figura 31 exibem a coordenação entre os três religadores presentes na rede de distribuição.

Tabela 8 – Parâmetros dos fusíveis obtidos através dos algoritmos de otimização.

		Fusível							
		$F_1$	$F_2$	$F_3$	$F_4$	$F_5$	$F_6$	$F_7$	$F_8$
$a$		-1,32	-1,32	-1,32	-1,32	-1,32	-1,32	-1,32	-1,32
$b$		7,51	7,43	7,42	6,95	6,95	6,92	5,92	5,87

Fonte – Elaborada pelo autor

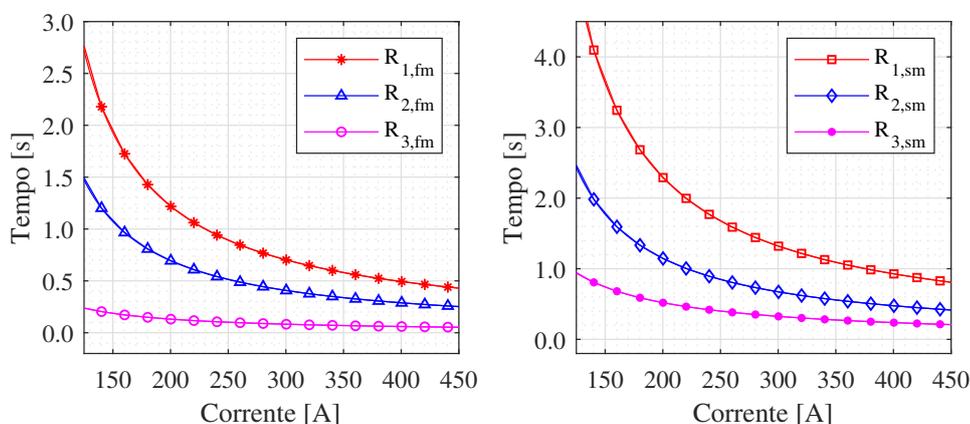
Tabela 9 – Parâmetros dos religadores obtidos através dos algoritmos de otimização.

		Religador		
		$R_1$	$R_2$	$R_3$
$TMS_{sm}$		0,36	0,21	0,20
$TMS_{fm}$		0,19	0,13	0,05
$PS [A]$		64,00	58,00	32,00

Fonte – Elaborada pelo autor

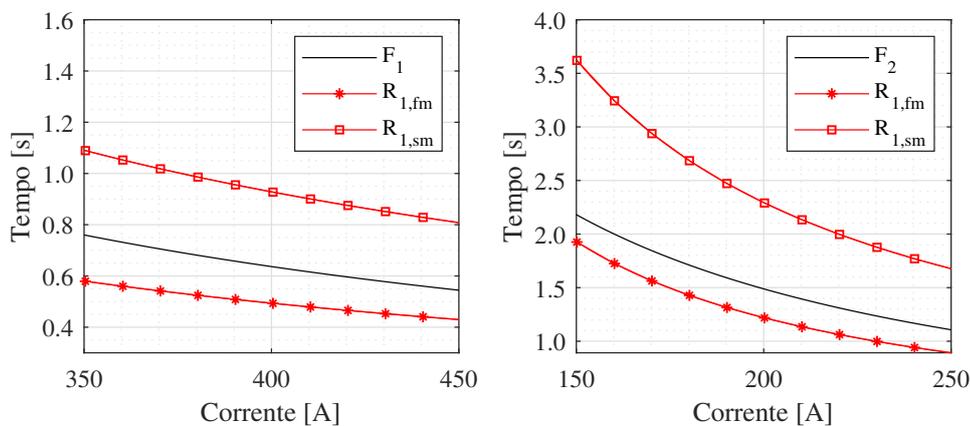
A partir da análise das Figuras 31 até 35, é possível constatar que, no caso de uma falta temporária em qualquer ponto do alimentador, o religador mais próximo vai atuar em seu modo rápido para mitigar a corrente de curto-circuito, com o objetivo de manter a filosofia de preservar fusíveis. Assim, os fusíveis vão atuar apenas se uma falta permanente ocorrer na derivação do alimentador em que esse dispositivo está instalado. Como uma forma de proteção de retaguarda, os religadores no modo lento vão operar, garantindo maior confiabilidade do sistema. Por fim, pode-se afirmar que as restrições, apresentadas em (29)-(37), e o esquema de proteção proposto nas Figuras 11 e 12, foram respeitados para todos os 130.560 cenários analisados nessa dissertação.

Figura 31 – Coordenação entre os religadores.



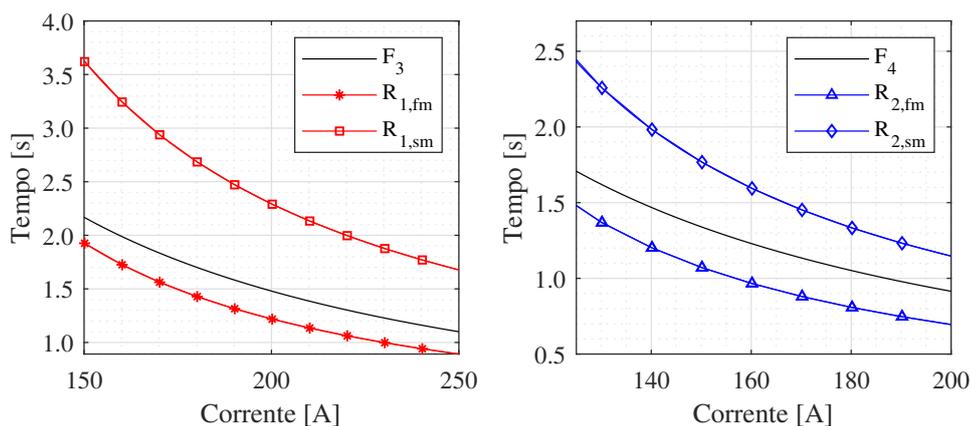
Fonte – Elaborada pelo autor

Figura 32 – Coordenação entre o fusível F1 e religador R1; fusível F2 e religador R1.



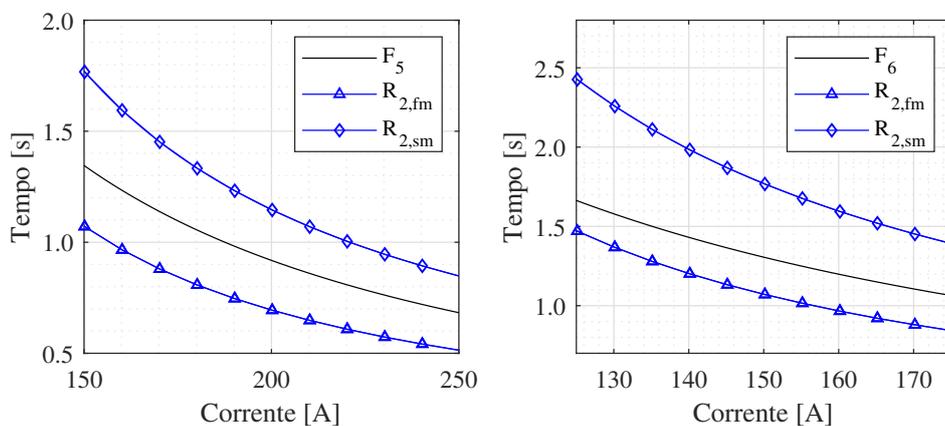
Fonte – Elaborada pelo autor

Figura 33 – Coordenação entre o fusível F3 e religador R1; fusível F4 e religador R2.



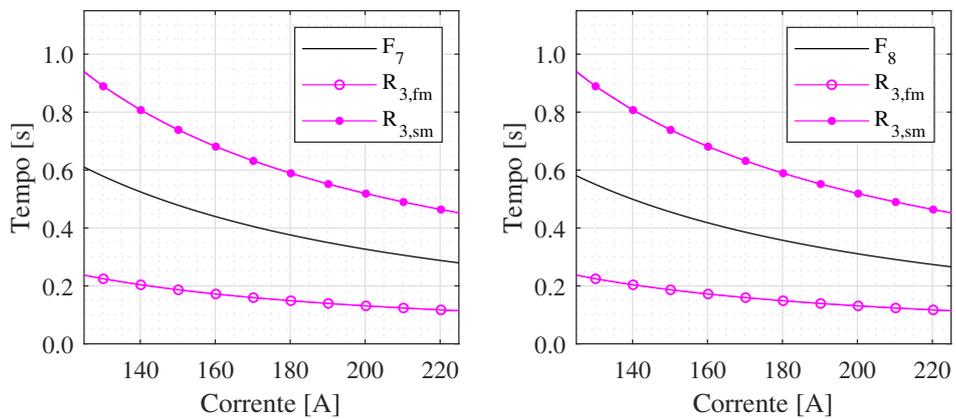
Fonte – Elaborada pelo autor

Figura 34 – Coordenação entre o fusível F5 e religador R2; fusível F6 e religador R2.



Fonte – Elaborada pelo autor

Figura 35 – Coordenação entre o fusível F7 e religador R3; fusível F8 e religador R3.



Fonte – Elaborada pelo autor

## Capítulo 6

### Conclusões

Nesse trabalho, foi realizada, inicialmente, a alocação e o dimensionamento otimizado de GD no sistema de distribuição de 34 nós do IEEE. Para isso, utilizou-se o Método de AG, considerando a função objetivo, dada pelos custos totais do sistema, e as restrições, que englobaram os limites operacionais da rede elétrica, o balanço de potência ativa e reativa dos nós, a curva de capacidade dos geradores distribuídos e os limites operacionais dos sistemas de bateria. Com base nos resultados alcançados, foi possível notar uma redução de 39,420% dos custos gerais do sistema a partir da alocação de GD. Além disso, foi evidenciado que os algoritmos de otimização posicionaram as unidades de GD nos nós mais afastados da subestação e onde estão presentes as maiores cargas do alimentador (nó 20, 23, 25 e 29), visto que isso resulta na redução das perdas elétricas do sistema. Por conseguinte, observou-se uma melhora do perfil de tensão em todo o alimentador após a integração dos geradores distribuídos, principalmente nos momentos do dia em que o nível de penetração da GD é maior.

Considerando esse novo cenário, com a GD alocada na rede, foi realizado um estudo em relação às correntes de carregamento e de curto-circuito em todos os pontos do alimentador de 34 nós do IEEE. A partir dessa análise, foi possível notar que o modo de operação da GD e a curva diária de geração e demanda influenciam consideravelmente na corrente de carregamento do alimentador. Além disso, observou-se uma modificação da corrente de curto-circuito, em função da alteração do tipo e localização da falta, do modo de operação da GD e da curva diária de geração e demanda. Assim, constatou-se que a solução do problema de coordenação dos dispositivos de proteção deve considerar essas variações citadas anteriormente, caso contrário, a coordenação estaria correta apenas para um ponto de operação da rede.

Para a solução da coordenação otimizada de religadores e fusíveis utilizou-se, novamente, o Método de AG e foi considerada a filosofia de proteção baseada no princípio de preservação de fusíveis. Assim, levando em conta a função objetivo, dada pela minimização do tempo de operação dos religadores e fusíveis, e as restrições, que abarcaram os limites dos parâmetros de ajuste dos religadores e o intervalo de tempo de coordenação mínimo, foi possível obter as curvas de operação de todos os dispositivos de proteção posicionados no alimentador. Nesse sentido, os tempos máximos de atuação dos religadores  $R_1$ ,  $R_2$  e  $R_3$  no modo rápido foram de 3,606 s, 1,889 s e

0,282 s, respectivamente, levando em conta a corrente mínima de falta obtida através de um curto-circuito no nó 34, que é o nó mais distante da subestação. Consequentemente, com o esquema de coordenação proposto, é possível evitar a implementação do LCF e proteção adaptativa.

## 6.1 TRABALHOS FUTUROS

A desvantagem de um esquema de proteção que considera, simultaneamente, diversos modos de operação do sistema, consiste no aumento do tempo de operação dos dispositivos de proteção para algumas condições da rede. Por exemplo, para configurar corretamente os religadores e fusíveis para faltas com elevada corrente de curto-circuito, foi necessário tornar esses dispositivos menos sensíveis. Com isso, caso uma falta com menor corrente de curto-circuito ocorra, o sistema de proteção vai atuar mais lentamente. Apesar disso, este trabalho garantiu o cumprimento adequado do CTI em todos os casos analisados. Por esse motivo, como uma forma de atenuar esse problema, em trabalhos futuros, é possível acrescentar a probabilidade de ocorrência de cada tipo de falta no sistema de distribuição analisado na função objetivo do problema de coordenação otimizada dos dispositivos de proteção, a fim de reduzir o tempo de operação dos religadores e fusíveis para as faltas com maior probabilidade de ocorrência.

Além disso, em trabalhos futuros, é possível considerar as incertezas da geração fotovoltaica e da carga demandada pelas unidades consumidoras, a fim de reduzir as limitações geradas por uma análise determinística. Ademais, outros tipos de unidades de GD, como por exemplo geradores eólicos, geradores à biomassa e pequenas centrais hidroelétricas, poderiam ser incluídos no estudo, com o intuito de aumentar a aplicabilidade da metodologia proposta. Por fim, a alocação e dimensionamento de GD e a coordenação dos dispositivos de proteção podem, em trabalhos futuros, ser realizadas em outros sistemas de teste maiores e reais.

## REFERÊNCIAS

- ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 4, p. 2090–2101, Outubro 2011. ISSN 1937-4208.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N 482**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – qualidade da energia elétrica**. [S.l.], 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>. Acesso em: 21 de setembro de 2020.
- AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; ARIS, I.; KADIR, M. Z. A. A. Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 5, n. 2, p. 276–287, Fevereiro 2011. ISSN 1751-8695.
- ALAM, M. N. Adaptive protection coordination scheme using numerical directional overcurrent relays. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 15, n. 1, p. 64–73, Janeiro 2019.
- ALAM, M. N.; DAS, B.; PANT, V. Optimum recloser-fuse coordination for radial distribution systems in the presence of multiple distributed generations. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 12, n. 11, p. 2585–2594, Junho 2018.
- ALMUTAIRY, I. A review of coordination strategies and techniques for overcoming challenges to microgrid protection. In: **2016 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 1995. 1-540 p. ISBN 9780470544129.
- BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J.; SHERALI, H. D. **Linear Programming and Network Flows**. USA: Wiley-Interscience, 2004. ISBN 0471485993.
- BEDEKAR, P. P.; BHIDE, S. R. Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid ga-nlp approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 1, p. 109–119, Janeiro 2011.
- BLAABJERG, F.; YANG, Y.; YANG, D.; WANG, X. Distributed power-generation systems and protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1311–1331, Julho 2017.
- BOTTURA, F. B.; BERNARDES, W. M. S.; OLESKOVICZ, M.; ASADA, E. N.; SOUZA, S. A. de; RAMOS, M. J. Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization. In: **12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.

CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Prevention of reliability degradation from recloser–fuse miscoordination due to distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 2545–2554, Outubro 2008.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 671–679, Maio 1995. ISSN 1558-0679.

COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYŚKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 561–568, Abril 2015.

DAHEJ, A. E.; ESMAEILI, S.; HOJABRI, H. Co-optimization of protection coordination and power quality in microgrids using unidirectional fault current limiters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 5080–5091, Setembro 2018.

DAI, F. T. Impacts of distributed generation on protection and autoreclosing of distribution networks. In: **10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–5.

DEHGHANPOUR, E.; KAREGAR, H. K.; KHEIROLLAHI, R.; SOLEYMANI, T. Optimal coordination of directional overcurrent relays in microgrids by using cuckoo-linear optimization algorithm and fault current limiter. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 1365–1375, Março 2018.

ENERGISA. **Tudo o que você precisa da Energisa ao alcance de um clique**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br>>. Acesso em: 25 de agosto de 2019.

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSOE). **Short Circuit Contribution of New Generating Units Connected with Power Electronics and Protection Behaviour**. [S.l.], 2019.

FERRAZ, R. S. F.; FERRAZ, R. S. F.; LIMA, R. C. D. de; TONINI, L. G. R.; RUEDA-MEDINA, A. C.; BATISTA, O. E. Genetic optimization-based overcurrent relay coordination in a feeder with high distributed generation integration. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. ISSN 2643-878X.

FERRAZ, R. S. F.; FERRAZ, R. S. F.; RUEDA-MEDINA, A. C.; BATISTA, O. E.; GOMES, A. C.; CORTES, L. R. C. Backward-forward sweep load flow algorithm for a feeder with high distributed generation integration. In: **XVII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.

FERRAZ, R. S. F.; FERRAZ, R. S. F.; RUEDA-MEDINA, A. C.; BATISTA, O. E.; GOMES, A. C.; CORTES, L. R. C. Directional overcurrent relay coordination in a distribution system using genetic algorithms. In: **XVII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.

GOPALAN, S. A.; SREERAM, V.; IU, H. H. A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 222 – 228, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000483>>.

- HAJIMOHAMMADI, F.; FANI, B.; SADEGHKHANI, I. Fuse saving scheme in highly photovoltaic-integrated distribution networks. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, n. 1, p. 1–23, Agosto 2019.
- HAMIDI, M. E.; CHABANLOO, R. M. Optimal allocation of distributed generation with optimal sizing of fault current limiter to reduce the impact on distribution networks using nsga-ii. **IEEE Systems Journal**, v. 13, n. 2, p. 1714–1724, Junho 2019.
- HEWITSON, L.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. **Practical Power System Protection**. [S.l.]: Elsevier Science, 2004. (Practical professional books from Elsevier). ISBN 9780080455983.
- HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control and Artificial Intelligence**. Cambridge, MA, USA: MIT Press, 1992. ISBN 0262082136.
- IEEE PES. **PES Test Feeder**. [S.l.], 1992. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 19 de agosto de 2019.
- IEEE STD 1547-2018 (REVISION OF IEEE STD 1547-2003). **IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. [S.l.], 2018.
- IEEE STD 242-2001 (REVISION OF IEEE STD 242-1986). **IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)**. [S.l.], 2001.
- IEEE STD C37.230-2007. **IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines**. [S.l.], 2008.
- INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Instituto Nacional de Meteorologia**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br>>. Acesso em: 25 de agosto de 2019.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **Electrical relays - Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time**. [S.l.], 1989.
- JIA, J.; YANG, G.; NIELSEN, A. H. A review on grid-connected converter control for short-circuit power provision under grid unbalanced faults. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 2, p. 649–661, Março 2018.
- JIANG, F.; ZHANG, Z.; CAO, T.; HU, B.; PIAO, Z. Impact of distributed generation on voltage profile and losses of distribution systems. In: **Proceedings of the 32nd Chinese Control Conference**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 8587–8591. ISSN 1934-1768.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. de; KAGAN, H. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. [S.l.]: Blucher, 2009. ISBN 9788521204725.
- KELLER, J.; KROPOSKI, B.; BRAVO, R.; ROBLES, S. Fault current contribution from single-phase pv inverters. In: **2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 001822–001826. ISSN 0160-8371.

- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 908–912 vol.2.
- KHAN, Z. W.; KHAN, S. Analyzing the impacts of distributed generation on power losses and voltage profile. In: **2015 International Conference on Emerging Technologies (ICET)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–4. ISSN null.
- KIM, I. Optimal distributed generation allocation for reactive power control. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 6, p. 1549–1556, Maio 2017. ISSN 1751-8695.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 3. ed. Florianópolis: Editora UFSC, 2012. 1-288 p. ISBN 978-85-910875-2-5.
- LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos (3a edição)**. [S.l.]: BRASPORT, 2012. ISBN 9788574523736.
- LUENBERGER, D. G.; YE, Y. **Linear and Nonlinear Programming**. [S.l.]: Springer Publishing Company, Incorporated, 2015. ISBN 3319188410.
- MATHWORKS. **Simulation and Model-Based Design**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/products/simulink>>. Acesso em: 16 de agosto de 2019.
- MEDDEB, A.; SAHBENI, N.; JMII, H.; CHEBBI, S. Impact of distributed generation on the protection system in tunisian distribution network. In: **2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 514–520. ISSN 2474-0446.
- MEHMOOD, K. K.; KHAN, S. U.; LEE, S.; HAIDER, Z. M.; RAFIQUE, M. K.; KIM, C. Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power dgs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 10, p. 1305–1315, 2017.
- MENDES, M. A.; VARGAS, M. C.; BATISTA, O. E.; YANG, Y.; BLAABJERG, F. Simplified single-phase pv generator model for distribution feeders with high penetration of power electronics-based systems. In: **2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–7.
- MUDA, H.; JENA, P. Sequence currents based adaptive protection approach for dns with distributed energy resources. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 1, p. 154–165, Janeiro 2017.
- NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A. Y.; ELSHARKAWY, M. A. A classification technique for recloser-fuse coordination in distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 1, p. 176–185, Janeiro 2012.
- OLIVEIRA, V. Y. M. de; OLIVEIRA, R. M. S. de; AFFONSO, C. M. Cuckoo search approach enhanced with genetic replacement of abandoned nests applied to optimal allocation of distributed generation units. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 12, n. 13, p. 3353–3362, Julho 2018. ISSN 1751-8695.

- PANTUZI, A. V. **Desempenho de um Algoritmo Backward-Forward Sweep de Cálculo de Fluxo de Potência**. 126 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. de; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017.
- PINTO, J. T.; AMARAL, K. J.; JANISSEK, P. R. Deployment of photovoltaics in brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing. **Solar Energy**, v. 133, p. 73 – 84, Agosto 2016. ISSN 0038-092X.
- POMILIO, J. A.; BONALDO, J. P.; MORALES-PAREDES, H. K.; TENTI, P. About power factor and thdi in the smart micro-grid scenario. In: **2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/S-PEC)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2018 Global Status Report**. [S.l.], 2018.
- RUEDA-MEDINA, A. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; PADILHA-FELTRIN, A.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 133 – 143, Abril 2013. ISSN 0378-7796.
- SALEH, K. A.; ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F. Optimal protection coordination for microgrids considering n – 1 contingency. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 13, n. 5, p. 2270–2278, Outubro 2017.
- SANJAY, R.; JAYABARATHI, T.; RAGHUNATHAN, T.; RAMESH, V.; MITHULANANTHAN, N. Optimal allocation of distributed generation using hybrid grey wolf optimizer. **IEEE Access**, v. 5, p. 14807–14818, Julho 2017. ISSN 2169-3536.
- SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia: Fundamentos e Prática**. [S.l.]: Elsevier Brasil, 2017. ISBN 9788535268874.
- SHARMA, A.; PANIGRAHI, B. K. Phase fault protection scheme for reliable operation of microgrids. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 3, p. 2646–2655, Maio 2018.
- SRIVASTAVA, A.; TRIPATHI, J. M.; KRISHAN, R.; PARIDA, S. K. Optimal coordination of overcurrent relays using gravitational search algorithm with dg penetration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 2, p. 1155–1165, Março 2018.
- SRIVIDHYA, S.; MURALI, V. Optimal siting and sizing of distributed generators to retain the existing protection setup along with their technical and economic aspects. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 13, n. 15, p. 3240–3251, Setembro 2019.
- VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Impacts of high pv penetration on voltage profile of distribution feeders under brazilian electricity regulation. In: **2018**

- 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 38–44.
- VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; TONINI, L. G. R.; BATISTA, O. E. Grid support of small-scale pv generators with reactive power injection in distribution systems. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. ISSN 2643-878X.
- WANG, P.; WANG, W.; XU, D. Optimal sizing of distributed generations in dc microgrids with comprehensive consideration of system operation modes and operation targets. **IEEE Access**, v. 6, p. 31129–31140, Maio 2018.
- WHEELER, K.; ELSAMAHY, M.; FARIED, S. Use of superconducting fault current limiters for mitigation of distributed generation influences in radial distribution network fuse–recloser protection systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 7, p. 1605–1612, Junho 2017.
- ZHAO, B.; ZHANG, X.; CHEN, J.; WANG, C.; GUO, L. Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 4, p. 934–943, Outubro 2013.