

Jairo Giacomini Junior

**ALOCAÇÃO INTELIGENTE DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM  
REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA REDUÇÃO DE  
PERDAS FINANCEIRAS EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS  
SENSÍVEIS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

Sorocaba  
2020

Jairo Giacomini Junior

**ALOCAÇÃO INTELIGENTE DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM  
REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA REDUÇÃO DE  
PERDAS FINANCEIRAS EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS  
SENSÍVEIS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian  
Amasifen

Sorocaba  
2020

G429a      Giacomini Jr, Jairo

Alocação inteligente de geração fotovoltaica em redes elétricas de distribuição para redução de perdas financeiras em consumidores industriais sensíveis a afundamentos de tensão. / Jairo Giacomini Jr. -- Sorocaba, 2020  
129 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba  
Orientador: Juan Carlos Cebrian Amasifen

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia elétrica Distribuição. 3. Sistemas de energia fotovoltaica. 4. Inteligência coletiva. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca do Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

Jairo Giacomini Junior

**ALOCAÇÃO INTELIGENTE DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA REDUÇÃO DE PERDAS FINANCEIRAS EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS SENSÍVEIS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian Amasifen  
UNESP – Universidade Estadual Paulista - Campus de Itapeva  
Orientador

Prof. Dr. Elcio Franklin de Arruda  
UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá  
Instituto de Ciências Tecnológicas

Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli  
UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação

Sorocaba  
03 de novembro de 2020

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: ALOCAÇÃO INTELIGENTE DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA REDUÇÃO DE PERDAS FINANCEIRAS EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS SENSÍVEIS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

**AUTOR: JAIRO GIACOMINI JUNIOR**

**ORIENTADOR: JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN**

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN (Participação Virtual)  
Departamento de Engenharia de Produção / UNESP - Câmpus de Itapeva



Prof. Dr. ELCIO FRANKLIN DE ARRUDA (Participação Virtual)  
Unifei, Instituto de Ciências Tecnológicas



Profa. Dra. FERNANDA CASEÑO TRINDADE ARIOLI (Participação Virtual)  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Sorocaba, 03 de novembro de 2020

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais Jairo Giacomini (em memória) e Rosangela Theodoro Giacomini, por priorizarem minha educação, sempre acreditando e incentivando minhas escolhas, com amor e compreensão.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian Amasifen, por ter proporcionado esta oportunidade, com enorme tempo dedicado a mim, sempre com muita paciência e com constante incentivo. Sua forma de orientar, não medindo esforços para o bom andamento do trabalho, foi fundamental para meu crescimento e a forma de encarar a pós-graduação.

Ao Prof. Dr. André Luis Debiasio Rossi, pelas sugestões e importantes contribuições na etapa final do trabalho.

Ao meu irmão, Guilherme Giacomini, por ser sempre um amigo e apoiar constantemente a conclusão desta etapa em minha vida.

Aos meus amigos da UNESP, em especial ao Carlos Alberto Caneiro e ao Pedro Luís Cipolla, pelas inúmeras conversas, discussões, auxílios e palavras de incentivo.

Aos meus amigos de longa data, Paulo Afonso Jr, Marcelo Takami e Fábio Perez, pelas longas conversas, desabafos e risadas. Tenho grande consideração por todos!

A todos da minha família com os quais sempre pude contar.

Agradeço minha namorada Diana, pelo apoio, incentivo e pela paciência, principalmente nas etapas de conclusão deste trabalho.

E por fim, aos meus amigos da ETEC de Piraju e do IFSP de Boituva, pelo apoio e incentivo para a conclusão desta etapa.

## RESUMO

Atualmente, os afundamentos de tensão estão entre os problemas de qualidade de energia mais importantes enfrentados pelos consumidores industriais. Esses fenômenos podem causar falhas em equipamentos e interromper os processos de produção industriais, o que traz como consequência, significativas perdas econômicas ao setor industrial. Uma alternativa para reduzir esses efeitos disruptivos é a inserção de geração distribuída (GD) que pode ser instalada próxima aos consumidores. Embora a GD possa trazer benefícios aos consumidores industriais e à rede elétrica durante condições normais de operação, a inserção massiva de GD, pode levar a instabilidades operacionais na rede elétrica e causar efeitos negativos na qualidade da energia fornecida aos consumidores industriais durante condições de faltas elétricas. Neste sentido, diversos métodos de otimização têm sido utilizados para identificar a melhor localização e dimensionamento da GD para que seus benefícios sejam maximizados. Sendo assim, este trabalho tem como objetivo abordar o problema de alocação de GD de tipo fotovoltaica (PV) de forma a minimizar: os custos de investimento em sistemas fotovoltaicos; os custos das perdas elétricas em condições normais de operação; as perdas financeiras nos consumidores devido aos afundamentos de tensão sofridos em situações de contingência (faltas elétricas) e maximizar os benefícios ao meio ambiente pelo uso de energias renováveis. A melhor solução é obtida com a utilização da meta-heurística de Enxame de Partículas (*PSO*). Os resultados mostram reduções nas perdas elétricas e nas perdas financeiras, além de melhoria nos índices de emissão de CO<sub>2</sub>. A solução pode trazer benefícios às concessionárias de energia elétrica, clientes e ao meio ambiente.

**Palavras-chave:** minimização de perdas, otimização por enxame de partículas, sistemas fotovoltaicos, afundamento de tensão.

## ABSTRACT

Currently, voltage dips are among the most important power quality problems faced by industrial consumers. This phenomenon can cause equipment failures and industrial-production-processes interruptions, which consequently brings significant economic losses to the industrial sector. An alternative to reduce these disruptive effects is the insertion of distributed generation (DG) that can be installed close to consumers. Although DG can bring benefits to industrial consumers and the power grid during normal operating conditions, the massive insertion of DG can lead to instability on the network and cause negative effects on the power quality supplied to industrial consumers during contingency conditions. In this sense, several optimization methods have been used to identify the best location and dimensioning of the DG to maximize its benefits. This research aims to cover the DG allocation problem, mainly photovoltaics systems, to minimize: the investment costs of DG, the electrical-loss costs, the financial losses in consumers due to voltage sags suffered in contingency situations (electric faults) and also to maximize the benefit to the environment due to the application of renewable resources. The best solution is obtained using the Particle Swarm Optimization (*PSO*) meta-heuristic. The results show reductions in electrical losses and financial losses, and improvement on CO<sub>2</sub> emission rates. The solution can benefit electric utilities, customers, and the environment.

**Keywords:** Loss minimization, particle swarm optimization, photovoltaic systems, voltage sag.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Rede elétrica com geração (a) centralizada e (b) descentralizada .....	14
Figura 2. Matriz elétrica brasileira .....	16
Figura 3. Sistema de compensação de energia elétrica.....	18
Figura 4. Geração distribuída por fonte em 2019 .....	19
Figura 5. Projeção de micro e minigeração distribuída (capacidade instalada).....	21
Figura 6. Estimativa por fonte de GD em 2029: (a) gerado - (b) instalado .....	21
Figura 7. Representação de um sistema fotovoltaico off-grid.....	26
Figura 8. Esquema de conexão do esquema do tipo <i>on-grid</i> .....	27
Figura 9. Potencial de geração fotovoltaica .....	28
Figura 10. Média mensal de irradiação solar.....	29
Figura 11. Média diária mensal de irradiação no Brasil.....	30
Figura 12. Formas de onda de tensão (a) em regime (b) com afundamento (c) com elevação .....	32
Figura 13. Interrupção momentânea e permanente .....	33
Figura 14. Esquemas de proteção: (a) queima-fusível (b) salva-fusível.....	34
Figura 15. Principais métodos de otimização .....	45
Figura 16. Definição de afundamentos de tensão conforme o PRODIST .....	49
Figura 17. Curva CBEMA - ITIC .....	51
Figura 18. Tolerância com característica retangular .....	52
Figura 19. Regiões da curva de sensibilidade para 5 contadores .....	53
Figura 20. Curva de sensibilidade obtidas para diferentes computadores .....	54
Figura 21. Regiões de operação de um equipamento em afundamento de tensão ...	55
Figura 22. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um CLP .....	56
Figura 23. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um ASD.....	56
Figura 24. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um Contator .....	57
Figura 25. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um PC .....	57
Figura 26. Exemplos de arranjos de equipamentos .....	59
Figura 27. Linhas de contorno – faixas de um processo do tipo série.....	59
Figura 28. Linhas de contorno – faixas de um processo do tipo paralelo.....	60
Figura 29. Linhas de contorno – faixas de um processo do tipo misto.....	60
Figura 30. Tempo de imunidade do processo (PIT) .....	61

Figura 31. Comparação dos efeitos do PIT .....	62
Figura 32. Impacto da GD em um consumidor industrial durante uma falta elétrica ...	63
Figura 33. Obtenção das probabilidades de afundamento de tensão, interrupção de curta duração – ICD e interrupção de longa duração – ILD. Relação entre a curva tempo-corrente do dispositivo de proteção (direita) e a função de probabilidade acumulada de duração de afundamentos de tensão (esquerda) .....	69
Figura 34. Partículas do enxame com posições e velocidades associadas .....	78
Figura 35. Fluxograma - PSO.....	80
Figura 36. Diagrama do modelo PVSystem no <i>software</i> OpenDSS.....	81
Figura 37. Irradiância (pu) (a) e temperatura média consideradas (b) .....	82
Figura 38. Curvas de correção de eficiência do inversor (a) e da temperatura consideradas (b).....	83
Figura 39. Rede de distribuição considerada .....	92
Figura 40. Variação do valor de custo da função objetivo .....	94
Figura 41. Alocação de GD na rede de distribuição (etapa 1).....	95
Figura 42. Variação do valor do custo da função objetivo completa. ....	98
Figura 43. Alocação de GD na rede de distribuição (etapa 2).....	99

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Unidades consumidoras com GD.....	20
Tabela 2. Valores de probabilidade para tipo de curto.....	66
Tabela 3. Custo de interrupção do processo por tipo de consumidor. Valores expressões em reais .....	73
Tabela 4. Probabilidade de reinício do processo após uma interrupção .....	74
Tabela 5. Valores de fator de custo unitário de parada de processo por evento de afundamento de tensão. Valores em reais.....	74
Tabela 6. Valores de potência nominal, impedância e custo de transformadores.....	87
Tabela 7. Perdas financeiras por ano (sem uso de GD) devido a afundamentos de tensão de toda rede e de três consumidores avaliado para 500 curtos-circuitos.....	93
Tabela 8. Barras da rede de distribuição com alocação de GD de acordo com a solução encontrada pelo PSO (etapa 1). .....	96
Tabela 9. Perdas financeiras por ano (com uso de GD) devido a afundamentos de tensão de toda rede e de três consumidores - avaliado para 500 curtos-circuitos....	96
Tabela 10. Variação no valor das perdas financeiras devido a afundamento de tensão com e sem GD na etapa 1 .....	97
Tabela 11. Barras da rede de distribuição com alocação de GD de acordo com a solução encontrada pelo PSO (etapa 2). .....	100
Tabela 12. Perdas financeiras por ano (com uso de GD) devido a afundamentos de tensão de toda rede e para três consumidores para a etapa 2 .....	100
Tabela 13. Variação no valor das perdas financeiras devido a afundamento de tensão sem e com GD na etapa 2.....	101
Tabela 14. Comparação entre o cenário base, etapa 1 e etapa 2.....	102

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1.1.	Geração Distribuída .....	15
1.1.1.	Regulamentação da GD no Brasil .....	16
1.1.2.	Dados da GD no Brasil .....	19
1.1.3.	Impacto da GD nas redes elétricas.....	22
1.2.	Geração Fotovoltaica.....	26
1.3.	Distúrbios elétricos nas redes de distribuição .....	31
1.4.	Objetivos.....	36
1.5.	Estrutura do trabalho .....	37
1.6.	Síntese do capítulo .....	38
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>39</b>
2.1.	Métodos de alocação de geração distribuída .....	39
2.2.	Formulação básica do problema de otimização.....	43
2.3.	Otimização por enxame de partículas ( <i>PSO</i> ).....	46
2.4.	Síntese do capítulo .....	47
<b>3</b>	<b>AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E SEUS IMPACTOS EM CONSUMIDORES SENSÍVEIS</b> .....	<b>48</b>
3.1.	Normatização a respeito de afundamentos de tensão.....	48
3.2.	Sensibilidade de equipamentos e processos produtivos a afundamentos de tensão .....	50
3.3.	Incerteza de paradas de processos industriais devido a distúrbios elétricos na rede de distribuição.....	54
3.4.	Tempo de imunidade do processo – PIT .....	61
3.5.	Influência da GD na severidade de um afundamento.....	63
3.6.	Síntese do capítulo .....	64
<b>4</b>	<b>ESTIMAÇÃO DAS PERDAS FINANCEIRAS RELATIVAS AOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO</b> .....	<b>66</b>
4.1.	Metodologia .....	68
4.2.	Perdas financeiras em consumidores sensíveis .....	71
4.2.1.	Fator de custo unitário de parada de processo produtivo .....	72

4.3. Síntese do capítulo .....	75
<b>5 METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM REDES ELÉTRICAS .....</b>	<b>77</b>
5.1. Modelagem do <i>PSO</i> .....	77
5.2. Modelo utilizado para geração distribuída inserida na rede.....	80
5.3. Modelo proposto – <i>PSO</i> para alocação de GD .....	83
5.3.1. Função objetivo .....	84
5.4. Síntese do capítulo .....	90
<b>6 RESULTADOS .....</b>	<b>91</b>
6.1. Cenário base sem geração distribuída. ....	93
6.2. Etapa 1: alocação otimizada da GD com o uso do <i>PSO</i> (F.O sem FLPT).....	93
6.3. Etapa 2: alocação otimizada da GD com o uso do <i>PSO</i> (F.O completa).....	97
6.4. Análise dos resultados.....	101
<b>7 CONCLUSÕES.....</b>	<b>104</b>
7.1. Propostas para trabalhos futuros .....	105
7.2. Publicações.....	106
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>107</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>117</b>
APÊNDICE – CONFIGURAÇÕES DO PYSWARMS .....	118
<b>ANEXOS .....</b>	<b>119</b>
ANEXO A – FUNÇÃO DE PROBABILIDADE ACUMULADA DE DURAÇÃO DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO .....	120
ANEXO B – DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	121
ANEXO C – CURVAS TEMPO X CORRENTE .....	128

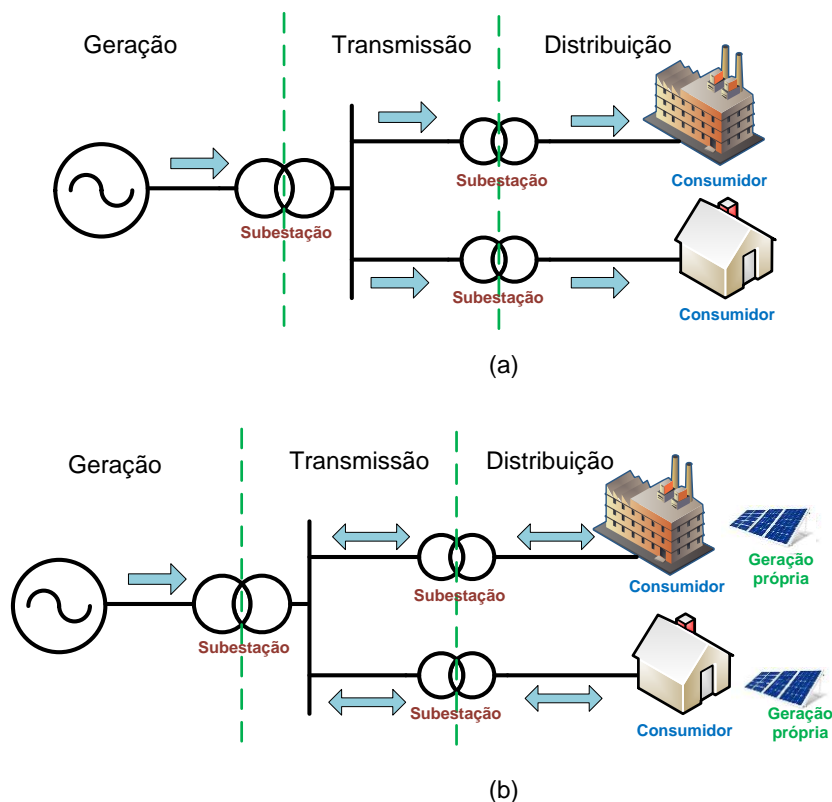
## 1 INTRODUÇÃO

A exigência cada vez maior por energia elétrica, decorrente do crescimento populacional e do desenvolvimento tecnológico mundial, dentre outros fatores, tem causado grandes transformações nas redes elétricas em todo o mundo. O modelo tradicional do sistema elétrico de potência (SEP) consiste em grandes centrais de geração e extensas linhas de transmissão e distribuição, sendo assim, necessita de elevados investimentos em infraestrutura e na operação e manutenção do sistema (DIAS; EDSON; HADDAD, 2005). Esse modelo, ilustrado na Figura 1 (a), apresenta níveis de perdas elétricas elevados, uma vez que, as centrais de geração encontram-se distantes dos grandes centros de consumo, sendo a energia elétrica transportada através das linhas de transmissão, passando por subestações e transformadores até alcançar o nível da distribuição (NASCIMENTO, 2017).

A dificuldade da obtenção de financiamentos para a construção de geradores de grande porte, o aumento da preocupação com fatores ambientais e o desenvolvimento de novas maneiras de geração de energia elétrica, em maior escala, fizeram este modelo tradicional do SEP sofrer alterações. Nesse sentido, a geração de energia elétrica a partir de formas de geração mais sustentáveis e limpas, provenientes de fontes renováveis, tem tido destaque mundial, contribuindo para a diminuição gradativa do uso de fontes mais tradicionais, principalmente as dependentes de recursos não renováveis (LOPES; FERNANDES, 2015).

O incentivo crescente da utilização de fontes renováveis, contribuiu para a disseminação da geração distribuída (GD), o que tem causado mudanças importantes nas redes elétricas, avançando para um modelo de maior descentralização, com geradores de potências menores e localizados próximos aos consumidores, conforme ilustra a Figura 1 (b) (VILLALVA, 2015). Os consumidores que tradicionalmente apenas consumiam a energia oriunda da rede elétrica podem, com esse novo modelo, também realizar o papel de produtores de energia elétrica e, para esta situação estão recebendo a denominação de “prosumidores”.

Figura 1. Rede elétrica com geração (a) centralizada e (b) descentralizada



Fonte: Adaptado de (MELENDEZ et al., 2018)

Nos últimos anos, a GD de fontes renováveis, tais como a solar e eólica, tem tido um grande aumento de participação nas redes elétricas. Os incentivos buscando a redução dos impactos ambientais (EPE, 2020a) e o avanço na eficiência da geração e fabricação colaboraram para que seus custos fossem reduzidos tornando-as mais competitivas no mercado (NASCIMENTO, 2017). Sendo assim, esse uso mais intenso de GD nas redes elétricas trouxe benefícios ao setor. Entretanto, juntamente com os benefícios, surgiram uma série de desafios tecnológicos para as empresas concessionárias de energia e os órgãos reguladores. Dentre os desafios tecnológicos, pode-se destacar o impacto gerado na operação da rede elétrica, visto que as redes de distribuição foram concebidas para operar com fluxo de potência unidirecional (no sentido da central geradora para o consumidor), conforme já ilustrado na Figura 1 (a). Com a inserção massiva de GD são criadas condições para a existência de fluxos de potência bidirecionais, conforme já ilustrado na Figura 1 (b), o que impacta na operação dos dispositivos já existentes nas redes (RAZAVI et al., 2019). A intermitência de geração das fontes dependentes de fatores meteorológicos, como vento e irradiação solar, também exercem influência na dinâmica de controle e

operação das redes elétricas (KAGAN; GOUVEA, 2013) e (RAZAVI et al., 2019). Nesse sentido são necessárias rápidas revisões e modernizações de normas e procedimentos de operação, sempre com o intuito de evitar ou mitigar possíveis impactos técnicos desfavoráveis aos sistema elétrico e aos consumidores (CEMIG, 2018).

### **1.1. Geração Distribuída**

A definição de geração distribuída não é única na literatura, há diversas discussões e definições adotadas (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). O trabalho de SEVERINO (2008), destaca a diversidade de definições adotadas sobre geração distribuída, apresentando 23 definições de diferentes origens. Ainda as organizações de caráter técnico, como o *International Council on Large Electric Systems* (CIGRE), o *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) e a *International Energy Agency* (IEA) divergem substancialmente com relação à definição de GD (PEPERMANS et al., 2003) e (BHADORIA; SINGH; SHRIVASTAVA, 2013).

Nesse sentido, o IEEE define GD como sendo geração de energia elétrica, a partir de unidades de geração menores do que as utilizadas em geração centralizada, de forma que possam ser conectadas em qualquer ponto do sistema elétrico (IEEE, 2003).

Por sua vez, o CIGRÉ define como GD, os geradores com capacidade máxima entre 50 MW e 100 MW, normalmente conectadas à rede de distribuição, que não são planejadas e despachadas de forma centralizada (CIGRE, 1999).

A IEA define a GD como unidades de geração com instalação nas dependências do consumidor ou em áreas de distribuição da própria concessionária, atendendo diretamente a rede local. Esta definição não faz referência ao nível de capacidade de geração. As tecnologias incluem motores, pequenas e micro turbinas, células de combustível e sistemas fotovoltaicos (IEA, 2002).

No Brasil, a definição de GD é dada pelo Decreto Nº 5163 de julho de 2004, em seu artigo 14, o qual classifica, como geração distribuída, toda a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados que estejam conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricos, mesmo que de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%



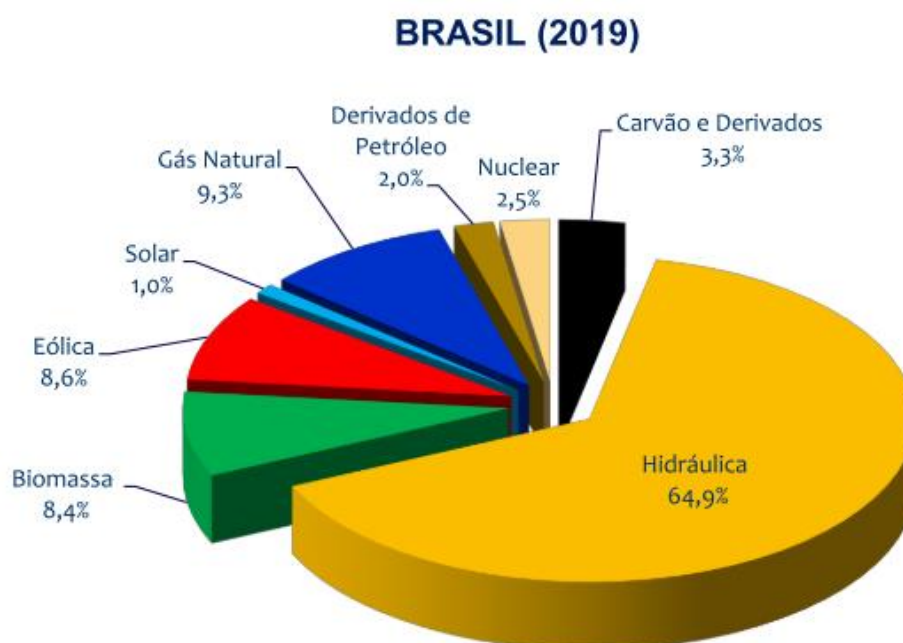
(BRASIL, 2004). Alguns ajustes foram apresentados posteriormente por resoluções normativas como as RN nº 482/2012 e RN nº 687/2015 que define valores de potência para micro e mini geração distribuída. Tais ajustes serão comentados no próximo tópico.

Em suma, o conceito de GD neste trabalho pode ser dito como um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada, por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

### 1.1.1. Regulamentação da GD no Brasil

A matriz elétrica do Brasil apresenta, na atualidade, uma maior participação de energias renováveis, o que a destaca no mundo. A energia elétrica gerada provém em aproximadamente 83% de fontes renováveis, composta principalmente de fontes hidráulicas (65%), e com participação de fontes provenientes de biomassa (8,4%), eólica (8,6%) e solar (1,0%) (EPE, 2020a). A Figura 2 ilustra a participação, por tipo de fonte, na matriz elétrica brasileira no ano de 2019.

Figura 2. Matriz elétrica brasileira



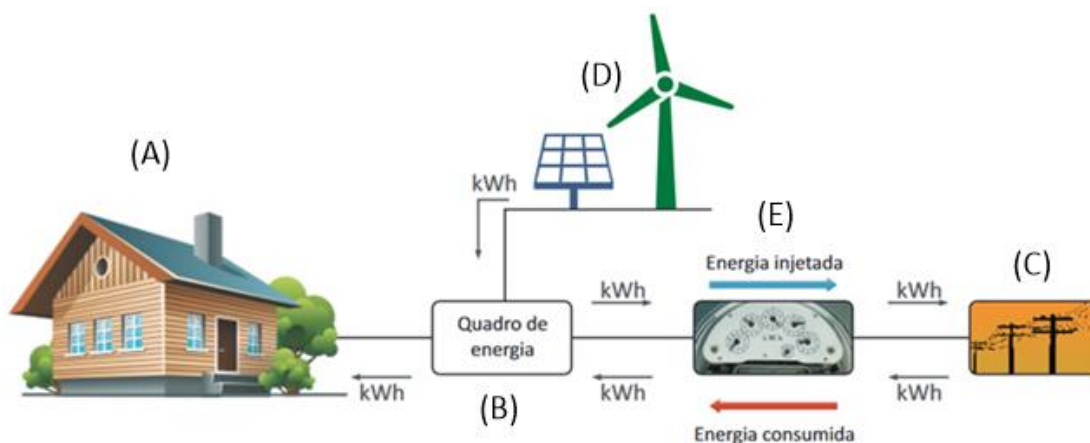
Fonte: (EPE, 2020a)

O setor elétrico brasileiro tem incentivado a utilização fontes renováveis, principalmente as fontes eólica e fotovoltaica devido ao posicionamento geográfico favorável do país, à riqueza em recursos naturais e pela procura na diversificação da matriz elétrica. Com isso, tem-se registrado nos últimos anos, um aumento considerável na inserção de geração distribuída nas redes elétricas do país, principalmente nas redes de distribuição. Após entrar em vigor a Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2012. Os investimentos em GD tem aumentando, principalmente, porque a normativa estabelece as condições para que cada consumidor possa, por um lado, gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e, por outro lado, em caso de excedente de energia, o consumidor pode fornecer essa diferença energética para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2012).

A RN nº 482/2012 foi atualizada em 2015 pela RN nº 687/2015, neste documento definiu-se como microgeração distribuída um sistema de geração de energia através de fontes renováveis com potência instalada menor ou igual a 75 kW e como minigeração distribuída os sistemas cujas fontes possuem potências compreendidas entre 75 kW e 5 MW (ANEEL, 2015). A atualização da resolução normativa nº 482/2012 criou as condições para um maior acréscimo de empreendimentos com GD, antes limitada para potências entre 100 kW e 1 MW.

Quando se trata de micro e minigeração distribuída, esta é geralmente instalada próxima das unidades consumidoras, como residências, comércios e indústrias, operando em sincronia com a rede elétrica local. A Figura 3 ilustra o processo; onde o consumidor (A), tem em sua entrada de energia elétrica (B) tanto a conexão oriunda da rede de distribuição da concessionária local (C), quando a conexão proveniente da GD (D). A energia elétrica gerada através da GD pode então, ser consumida localmente (pelo próprio consumidor), ou ainda, caso haja excedente de produção (energia gerada superior ao da energia demandada pelo consumidor naquele instante), esse montante de energia gerada pode ser disponibilizado ao sistema de distribuição local. Nos instantes em que não há geração proveniente da GD, o consumidor é alimentado pela rede de distribuição local. Com estas possibilidades, é necessário que seja instalado um medidor de energia elétrica bidirecional (E), o qual mede, tanto a quantidade de energia elétrica consumida, quanto a injetada na rede pelo consumidor.

Figura 3. Sistema de compensação de energia elétrica



Fonte: (ANEEL, 2014)

O elevado valor das tarifas de energia elétrica para os consumidores, aliado ao grande potencial das fontes renováveis e ao modelo de compensação de créditos favorável, motivando não só os consumidores do setor residencial, mas também dos setores comercial e industrial a investirem em sistemas de micro e minigeração distribuída (EPE, 2020b).

Em diversos países e no Brasil, tem surgido análises sobre a revisão das regulamentações para os consumidores com GD, com reduções, alterações e até a extinção de certos benefícios. A motivação principal é de que com o grande crescimento desse tipo de modalidade, os consumidores (que possuem GD) reduzem suas faturas de energia elétrica, diminuindo a receita das empresas concessionárias de energia, porém ainda há necessidade do uso da rede de distribuição pelos consumidores (que possuem GD), sendo os custos de operação mantidos e repassados aos demais consumidores, via aumento de valores das tarifas. Conseqüentemente, esse aumento de tarifas pode incentivar ainda mais novos empreendimentos em GD, criando assim um ciclo de, por um lado, estímulo para a utilização de GD e, por outro, a redução na dependência da rede elétrica centralizada (EPE, 2020b). Na atualidade, essa discussão ainda está em aberto, porém a tratativa de ideias e propostas feitas entre todos os agentes envolvidos permitirá direcionar as novas frentes do setor elétrico.

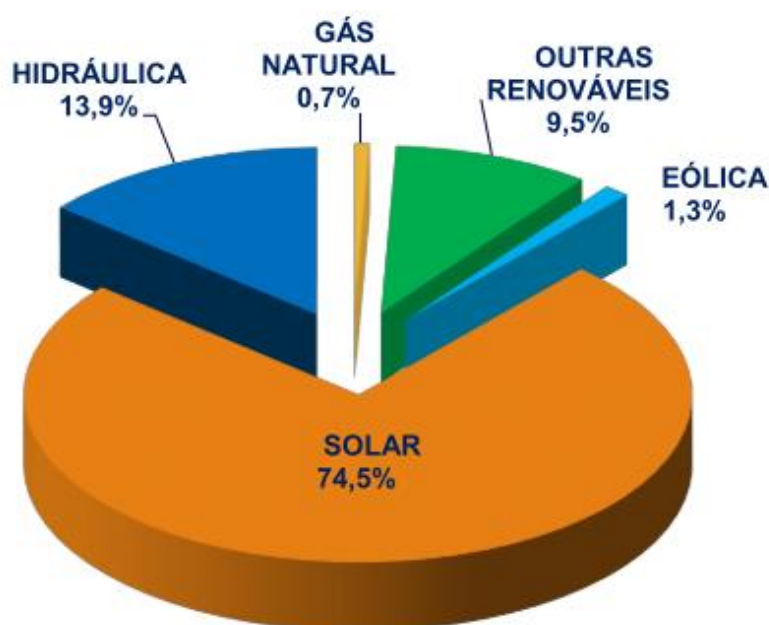
Cabe destacar que para o desenvolvimento deste trabalho, o termo “geração distribuída” ou GD segue as definições da resolução normativa nº 687/2015, ou seja, serão consideradas micro e minigeração, os quais apresentam potências geradas de até 5MW.

### 1.1.2. Dados da GD no Brasil

No Brasil, micro e minigeração distribuídas sofreram crescimentos consideráveis nos últimos anos. As expectativas para o setor foram superadas, atingindo-se a potência instalada de 1 GW em julho de 2019 (ANEEL, 2019) e os 3 GW em julho de 2020 (ABSOLAR, 2020a). No ano de 2018, cerca de 400 MW de micro e minigeração foram instalados no país, este valor representa três vezes a capacidade das pequenas centrais hidrelétricas instaladas no mesmo ano (EPE, 2020b).

A Figura 4 mostra a participação, em relação a potência gerada através de micro e minigeração distribuída, por cada uma das fontes, na matriz elétrica brasileira no ano de 2019, de acordo com o Balanço Energético Nacional 2020. As fontes com maior destaque são a solar com 74,5 % de participação, seguida da fonte hidráulica com 13,9 % de participação (EPE, 2020a).

Figura 4. Geração distribuída por fonte em 2019



Fonte: (EPE, 2020a)

Os dados da ANEEL de junho de 2020 sobre unidades consumidoras que utilizam GD são apresentados na Tabela 1. A tabela mostra a participação em quantidade de unidades e em potência instalada, das fontes utilizadas em micro e minigeração distribuída no Brasil (ANEEL, 2020a).

Tabela 1. Unidades consumidoras com GD

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Quantidade (%)</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>	<b>Potência Instalada (%)</b>
<b>Fotovoltaica</b>	293.471	99,86	3.521.000	95
<b>Hidrelétrica</b>	101	0,03	97.300	2,6
<b>Térmica</b>	257	0,09	74.897	2,0
<b>Eólica</b>	65	0,02	14.900	0,4

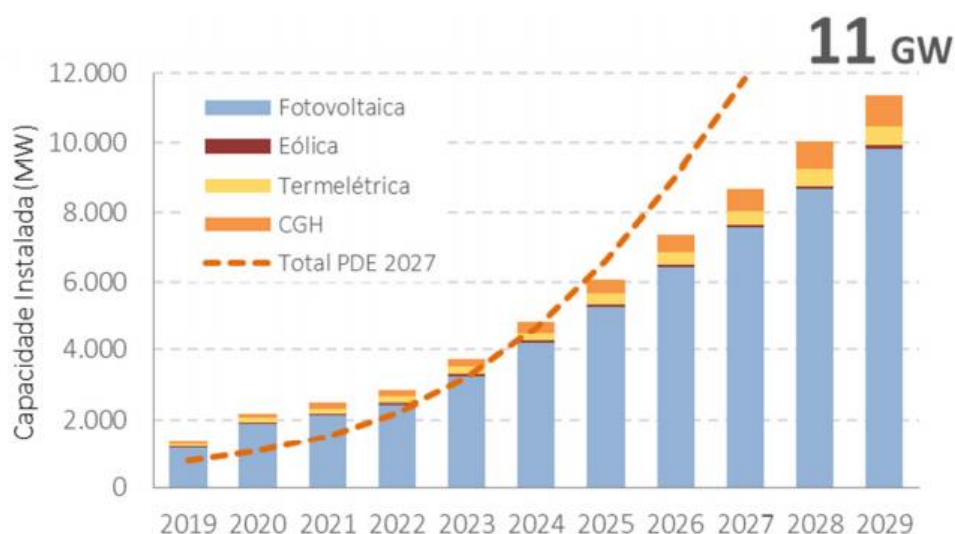
Fonte: (ANEEL, 2020a)

A Tabela 1 mostra que em torno de 293 mil unidades de micro e minigeração utilizam a fonte solar, o que representa mais de 99% do total de unidades de GD e aproximadamente 95% do total de potência instalada em GD com aproximadamente de 3,5 GW. As demais fontes, possuem baixos percentuais de participação, as fontes hidrelétrica e térmica, em termos de quantidade de unidades possuem participação inferior a 1%, mas para potência instalada em GD, juntas, representam em torno de 4,6%. A elevada participação da fonte solar é o resultado da grande expansão e disseminação da tecnologia no país. Elevados níveis de irradiação solar no Brasil – sendo superior ao de países em que o aproveitamento da energia solar é altamente disseminado – são fatores que contribuíram na expansão da GD usando fonte solar (ABSOLAR, 2020b).

Em termos estruturais e de potência gerada, a GD fotovoltaica, devido a sua característica de modularidade é comumente instalada em edificações, geralmente residências e comércios, tendendo a ser de menor potência e porte (VILLALVA, 2015). As outras formas de geração exigem maiores estruturas para implementação e operação, tais como centrais geradoras hidráulicas (CGH) e geradores eólicos, sendo adotadas em menor escala e sendo mais utilizadas em empreendimentos de geração com potências mais elevadas (EPE, 2019).

A Figura 5 mostra o estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética que estima a capacidade instalada, em GD, de diferentes fontes até 2029. O estudo conclui que até o ano de 2029 serão investidos cerca de R\$ 50 bilhões em mini e microgeração, atingindo em torno de 11 GW de capacidade instalada, com 1,3 milhão de adotantes (sendo adotante aquele usuário que recebe crédito de micro ou minigeração) do sistema de geração distribuída no Brasil.

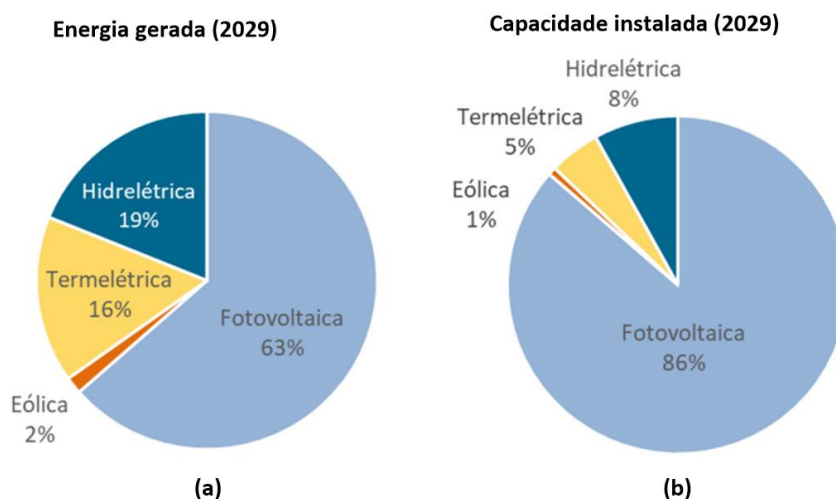
Figura 5. Projeção de micro e minigeração distribuída (capacidade instalada)



Fonte: (EPE, 2020b)

Na estimativa apresentada na Figura 5, é notável a permanência de elevados níveis da utilização de GD fotovoltaica, com aumentos sutis da participação das termelétricas e hidráulica (CGH). Na Figura 6, é apresentada a estimativa do estudo para o ano de 2029. Para a quantidade de energia elétrica gerada - Figura 6 (a), através de GD, tem-se um panorama de 63% por fonte fotovoltaica, 19% através de hidrelétricas, 16% de termelétricas e 2% de fonte eólica. Já para a capacidade instalada em GD - Figura 6 (b), estima-se que 86% da capacidade instalada seja fotovoltaica, 8% de fontes hidrelétricas, 5% de termelétricas e 1% da fonte eólica. Tais dados indicam a continuidade da forte participação de GD fotovoltaica nas redes elétricas.

Figura 6. Estimativa por fonte de GD em 2029: (a) gerado - (b) instalado



Fonte: (EPE, 2020b)

### 1.1.3. Impacto da GD nas redes elétricas

A inserção de GD na rede elétrica pode trazer benefícios, dentre os quais tem-se: o aumento da confiabilidade do sistema (GE et al., 2014), a possibilidade de redução de perdas elétricas (ACKERMANN; KNYAZKIN, 2002), a melhora no nível de tensão (GLASSMIRE; KOMOR; LILIENTHAL, 2012), e ainda o fato de o excedente de energia elétrica gerada ser disponibilizada para a rede elétrica, dentre outros (JHANSI, 2019), além de possibilitar que sejam adiadas as despesas de capital de transmissão e distribuição e a contribuição para a redução do impacto ambiental frente as grandes centrais geradoras (JIANG et al., 2014) e (RAZAVI et al., 2019). Sendo assim, os principais aspectos positivos são:

- **Postergação de investimentos**, para situações em que a rede elétrica opera próximo ou até acima do sua capacidade, o uso de GD, em especial de fontes não intermitentes, possibilita alívio no carregamento do sistema, o que pode favorecer a postergação e até mesmo evitar que investimentos sejam feitos na rede por parte das concessionárias, uma vez que deixam de ser necessárias ações como a aquisição e instalação de novos equipamentos e/ou aumento de capacidade de subestações e alimentadores da rede.
- **Redução de perdas**, com a instalação da GD comumente próximas dos consumidores são minimizadas as perdas elétricas, isto devido a diminuição do comprimento do circuito e por estar menos sujeita a influência da impedância de transformadores e alimentadores presentes na rede.
- **Aumento de confiabilidade**, a utilização de GD pode contribuir para a melhoria nos padrões de qualidade da energia, principalmente em áreas com alta demanda de consumidores nos trechos finais de linhas longas, e em situações em que se exige níveis elevados de qualidade de energia ou serviços ininterruptos. No caso de interrupções de fornecimento, caso a situação permita, a GD pode evitar que o consumidor fique longos períodos sem energia.
- **Melhora do nível de tensão da rede**, a manutenção dos valores de tensão na rede dentro dos limites exigidos pode receber contribuição com o uso da GD,

principalmente em circuitos longos e com cargas concentradas nos extremos da rede elétrica, os quais tendem a apresentar quedas de tensão mais acentuadas ficando abaixo dos limites mínimos permitidos.

No entanto, quando a inserção de GD passa a ser mais massiva, com maiores níveis de penetração, o comportamento das redes passa a ser impactado, demandando novas métricas de operação e readequação de dispositivos de manobras e proteção (RAZAVI et al., 2019). Nestes cenários, existem também desafios importantes que precisam ser analisados e considerados, como por exemplo, as fontes solar e eólica dependem de recursos naturais intermitentes, isso causa variações na quantidade de energia disponível em determinados momentos do dia. Uma grande quantidade de geração intermitente, dentro de um sistema de distribuição, pode levar incertezas significativas ao sistema elétrico, tanto no comportamento da fonte geradora quanto no comportamento operacional da rede elétrica (LIN et al., 2011).

Utilizar GD nas redes elétricas, não é um processo trivial, exige recursos e procedimentos operativos diferentes dos já utilizados nas redes convencionais, além de exigir padrões de conexão e novas práticas de planejamento da expansão (KAGAN; GOUVEA, 2013). Surgem diversos desafios tecnológicos e operacionais no modelo tradicional da rede, que opera com o fluxo de potência unidirecional (da geração para o consumo), e com a inserção de GD são criadas condições para a existência de fluxos de potência bidirecionais, o que de fato impacta a operação dos dispositivos já existentes nas redes elétricas (ANEEL, 2011). Em redes de distribuição, os dispositivos de proteção convencionais, largamente utilizados, não são adequados para a operação com fluxos de potência bidirecionais, sendo necessária a atualização e/ou reconfiguração dos dispositivos de proteção da rede (DIAS; EDSON; HADDAD, 2005).

A localização e a potência da GD, quando em um ambiente não ideal podem afetar a rede elétrica de forma adversa, aumentando a magnitude de tensão para acima dos limites operacionais e potencializando o surgimento de harmônicas na rede, além disso, se localizada numa região não adequada da rede, pode-se ter uma subutilização da capacidade real da GD (RAZAVI et al., 2019).

O estudo realizado por GONÇALVES; BALLERINI; FREITAS (2016) descreve que a alteração dos fluxos de potência na rede é um ponto importante de análise, uma vez que, originalmente as redes foram concebidas para operar com um fluxo de



potência unidirecional (das grandes centrais geradoras para as cargas consumidoras). Com o aumento da inserção de GD, pode ocorrer em determinados momentos a inversão do sentido do fluxo, uma vez que agora são influenciados tanto pela geração (grandes centrais), quanto pelos consumidores que possuem GD, sendo necessárias avaliações técnicas para a operação nestas redes.

Além disso, embora a GD possa trazer benefícios aos consumidores industriais e à rede elétrica durante condições normais de operação, o seu dimensionamento inadequado pode causar um efeito negativo na qualidade da energia fornecida aos consumidores industriais, principalmente durante condições de faltas elétricas (ARAUJO, 2010).

Outro aspecto importante é a alteração nos níveis de tensão dos barramentos da rede, já que a inserção de GD, tende a elevar a tensão presente nos barramentos da rede em situações de operação normal, e manter os níveis residuais de tensão mais elevados em situações de contingência (PESSOA, 2016).

O estudo de BHADORIA; SINGH; SHRIVASTAVA (2013) descreve que a introdução de GD em redes de distribuição pode impactar significativamente o fluxo da energia e os níveis de tensão nos consumidores e nos equipamentos da concessionária. Tais impactos podem ser positivos ou negativos, dependendo das características da GD e das adotadas na operação da rede. Entretanto com o crescente número de unidades de GD nas redes, o estudo mostra que há o surgimento de novos problemas de manutenção e segurança, além de novos desafios do ponto de vista técnico como:

- **Sobrecarga nos componentes da rede**, adicionar GD na rede de distribuição pode impactar significativamente a quantidade de energia nos elementos da rede como cabos e transformadores, podendo diminuir a vida útil desses equipamentos. Os transformadores são os mais afetados, pois terão que lidar com os fluxos de potência bidirecionais presentes na rede, principalmente nos horários de pico.

- **Influência da qualidade da energia**, a GD pode ser uma fonte de harmônicos para a rede, proveniente de equipamentos eletrônicos como os inversores de frequência, principalmente em situações em que o conjunto não está bem dimensionado, uma vez que, os inversores modernos injetam na rede ondas senoidais praticamente puras, satisfazendo as condições da norma IEEE 1547:2003. O efeito de “*flicker*” (ou

cintilação), decorrente de variações rápidas de tensão, pode causar variações perceptíveis em sistemas de iluminação e interromper o funcionamento de dispositivos eletrônicos, oriundos principalmente quando a GD que depende de fontes intermitentes como a fonte solar.

- **Coordenação de dispositivos de proteção**, a conexão de GDs com a rede existente aumenta a possibilidade do fluxo de potência bidirecional. Normalmente as redes de distribuição operam com ajustes estáticos de seus dispositivos de proteção. Para que a GD tenha um efeito positivo na rede, deve haver a devida sincronia com as condições de operação do sistema.

- **Efeitos na regulação de tensão**, a regulação da tensão do sistema de distribuição é projetada com base nas mudanças diárias e sazonais previstas na carga. Em caso de demanda mínima e geração máxima no sistema - momentos em que existe pouca demanda por energia elétrica pelos consumidores e que a GD apresenta elevados níveis de geração (principalmente quando se trata de fontes intermitentes como a solar e eólica), o nível de tensão pode extrapolar os limites permitidos.

- **Perdas elétricas na rede**, a GD pode colaborar para o aumento ou redução das perdas dependendo de fatores como sua localização, capacidade, exigência das cargas e a topologia da rede. O posicionamento da GD na rede é um critério importante, que deve ser considerado, na busca pela melhoria do sistema, visando reduzir as perdas técnicas.

- **Níveis de curto-circuito da rede**, a presença de GD em uma rede afeta seus níveis de curto-circuito. Com isso, ocorre uma elevação no nível das correntes de falta, quando comparado às condições em que não há GD instalada na rede. Essa influência durante a ocorrência de faltas elétricas também é influenciada por fatores como a potência da GD, a distância entre a GD e a localização da falta e do tipo de GD, o que pode afetar a segurança do sistema de distribuição.

- **Ilhamento**, este fenômeno que ocorre quando parte da rede, que por questões técnicas deve estar desenergizada, acaba sendo energizada indevidamente através de uma GD. Essa situação pode trazer problemas relacionados ao religamento e à

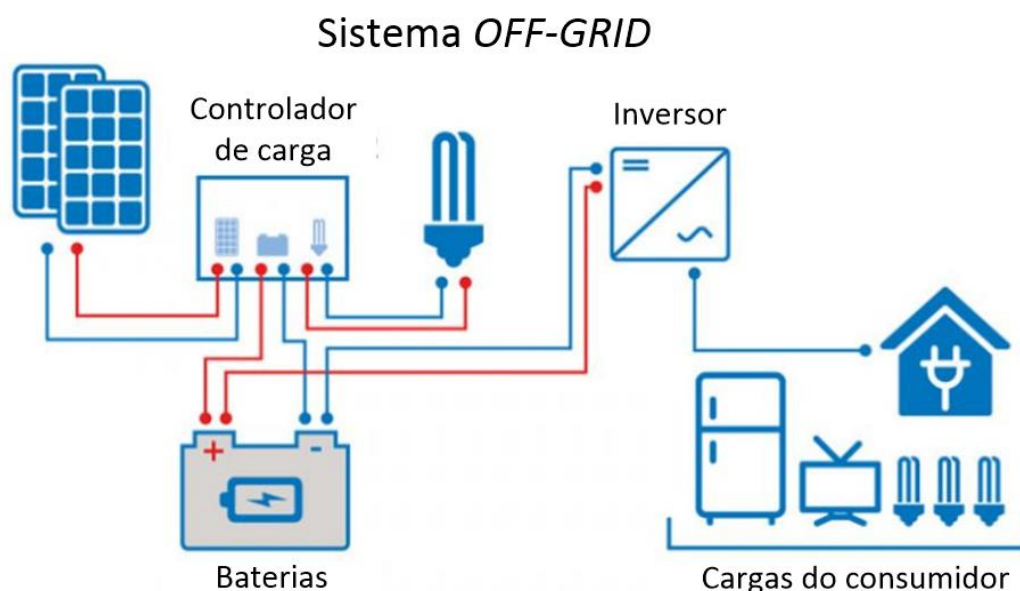
segurança de equipes de manutenção da concessionária bem como dos consumidores conectados.

Sendo assim, sabendo que a inserção de GD nas redes de distribuição é uma realidade, e que as redes não foram inicialmente projetadas para receber a incorporação de GD em níveis de distribuição, os impactos dessa inserção devem ser cuidadosamente estimados e estudados. Para que a utilização de GD nas redes seja vantajosa é necessária uma maior atenção aos aspectos de controle e operação das redes além de alterações e evoluções nas formas de configuração e funcionamento dos dispositivos e equipamentos que a integram.

## 1.2. Geração Fotovoltaica

Seguindo a tendência que já ocorria em diversas partes do mundo, no Brasil, os consumidores também estão aderindo fortemente a iniciativa de produzir sua própria eletricidade com sistemas fotovoltaicos. Estes sistemas baseiam-se em painéis (ou módulos) compostos de células fotovoltaicas, as quais produzem corrente elétrica a partir da captação da luz do sol (VILLALVA, 2015).

Figura 7. Representação de um sistema fotovoltaico off-grid



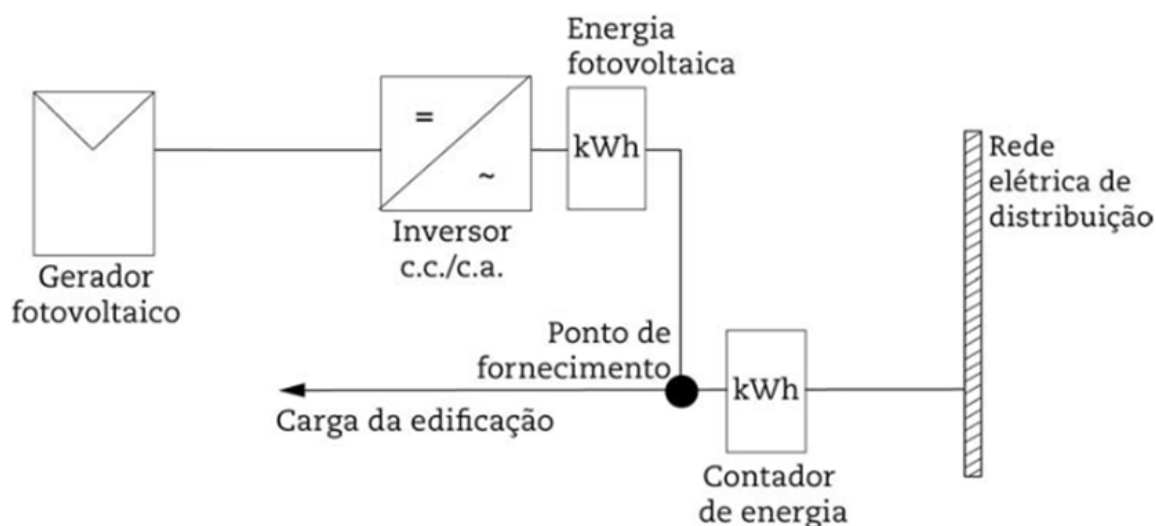
Fonte: Adaptado de (VP SOLAR, 2020)

Existem duas classificações básicas de sistemas de geração solar fotovoltaica quando se trata de geração distribuída, estas são: sistema “*off-grid*” e sistema “*on-*

*grid*'. No sistema *off-grid*, ilustrado na Figura 7, a geração fotovoltaica funciona de maneira isolada, ou seja, desconectada da rede de distribuição da concessionária local. Neste tipo de sistema, utilizado principalmente em localidades remotas em que não há redes de energia elétrica, um controlador faz o gerenciamento da energia, com isso, a energia excedente gerada é armazenada em um banco de baterias, do qual, através de um inversor a energia é fornecida ao consumidor nos horários em que a geração é baixa ou inexistente (FRAME et al., 2011) e (GHAFOOR; MUNIR, 2015).

O sistema *on-grid*, por sua vez, trabalha conectado à rede de distribuição, seu esquema de conexão é mostrado na Figura 8. A energia produzida pode ser utilizada para o consumo próprio. Nos momentos em que a potência gerada é baixa ou inexistente (períodos sem luz solar), é a rede de distribuição da concessionária que fornece a energia necessária ao consumidor, sendo essa alteração feita de maneira automática e transparente (WAI; WANG, 2008) e (ZILLES et al., 2012).

Figura 8. Esquema de conexão do esquema do tipo *on-grid*



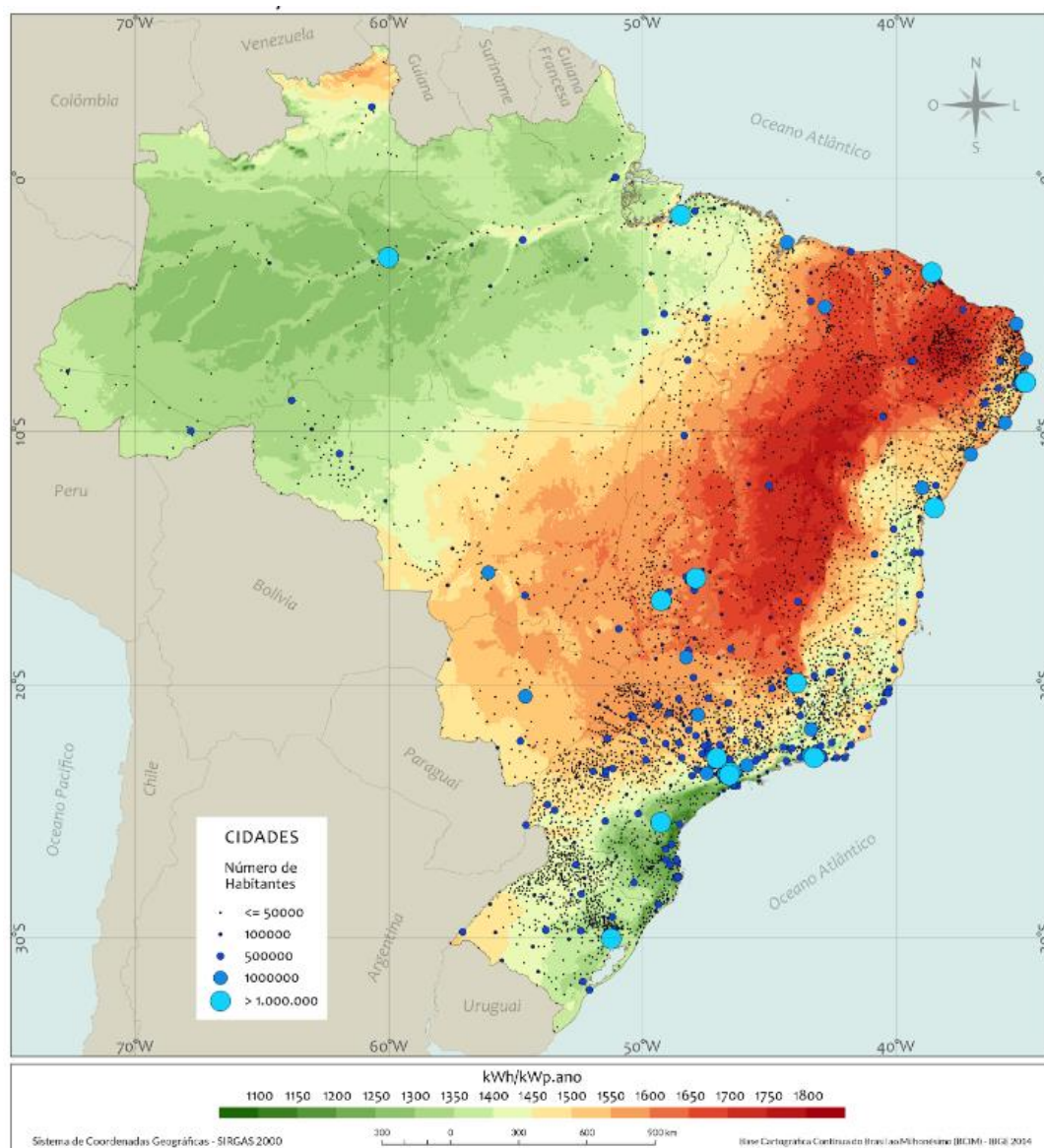
Fonte: (ZILLES et al., 2012)

Nos momentos em que o consumo exigido é baixo, pode ocorrer excedente de geração, ou seja, a energia produzida pelo sistema é superior à que o consumidor precisa naquele momento. Quando esta situação ocorre, essa energia excedente é injetada na rede de distribuição e o consumidor torna-se um gerador de eletricidade (VILLALVA; GAZOLI; GUERRA, 2013). Ao injetar a energia produzida na rede de distribuição, o consumidor recebe créditos de energia, que podem ser utilizados nos abatimentos dos valores de suas faturas posteriores. Atualmente o prazo vigente para uso dos créditos gerados é de 60 meses. Este sistema de créditos foi criado pela RN

nº 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012). Quando conectado à rede elétrica, não há necessidade do uso de baterias para armazenamento de energia, visto que se tem o suporte da rede elétrica da concessionária.

No Brasil a demanda crescente de energia elétrica, representada principalmente pelo uso crescente de aparelhos de ar-condicionado, tem alterado o perfil de consumo e demanda do país. Os valores de demanda máxima têm sido registrados com maior frequência nos meses de verão e em horários entre as 12h e 15h, coincidentemente em um período com excelente disponibilidade de radiação solar para a geração fotovoltaica.

Figura 9. Potencial de geração fotovoltaica

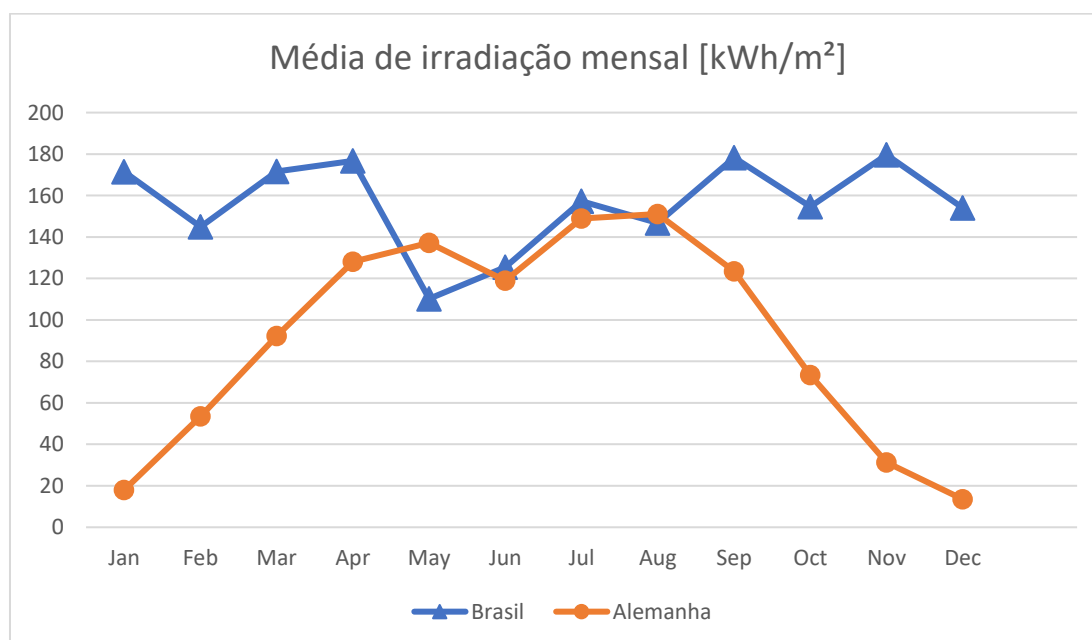


Fonte: (PEREIRA et al., 2017)

O mapa mostrado na Figura 9, exibe a relação entre a concentração de municípios/população e a distribuição da disponibilidade de irradiação solar anual no Brasil. As regiões em vermelho (mais escuras) indicam aquelas, que em termos de geração fotovoltaica tem o rendimento energético anual mais elevado, ou seja, o potencial de geração de energia elétrica com uma dada potência instalada é superior ao das áreas mais claras.

Conforme a Figura 9, grande parte das áreas mais populosas do país estão localizadas em regiões que possuem elevado potencial para geração fotovoltaica, por exemplo, grande parte das regiões nordeste, centro-oeste e sudeste do Brasil. É importante destacar que, nas regiões com menor potencial para geração fotovoltaica do Brasil é possível obter mais geração fotovoltaica em comparação com os locais mais ensolarados da Alemanha, país em que a tecnologia já é amplamente difundida (PEREIRA et al., 2017). O gráfico da Figura 10, mostra as médias mensais de irradiação solar para a cidade de Guarapuava/PR localizada na região Sul do Brasil, em comparação com a cidade de Eibsee, localizada ao sul da Alemanha, registradas no ano de 2016 (PVGIS, 2020).

Figura 10. Média mensal de irradiação solar

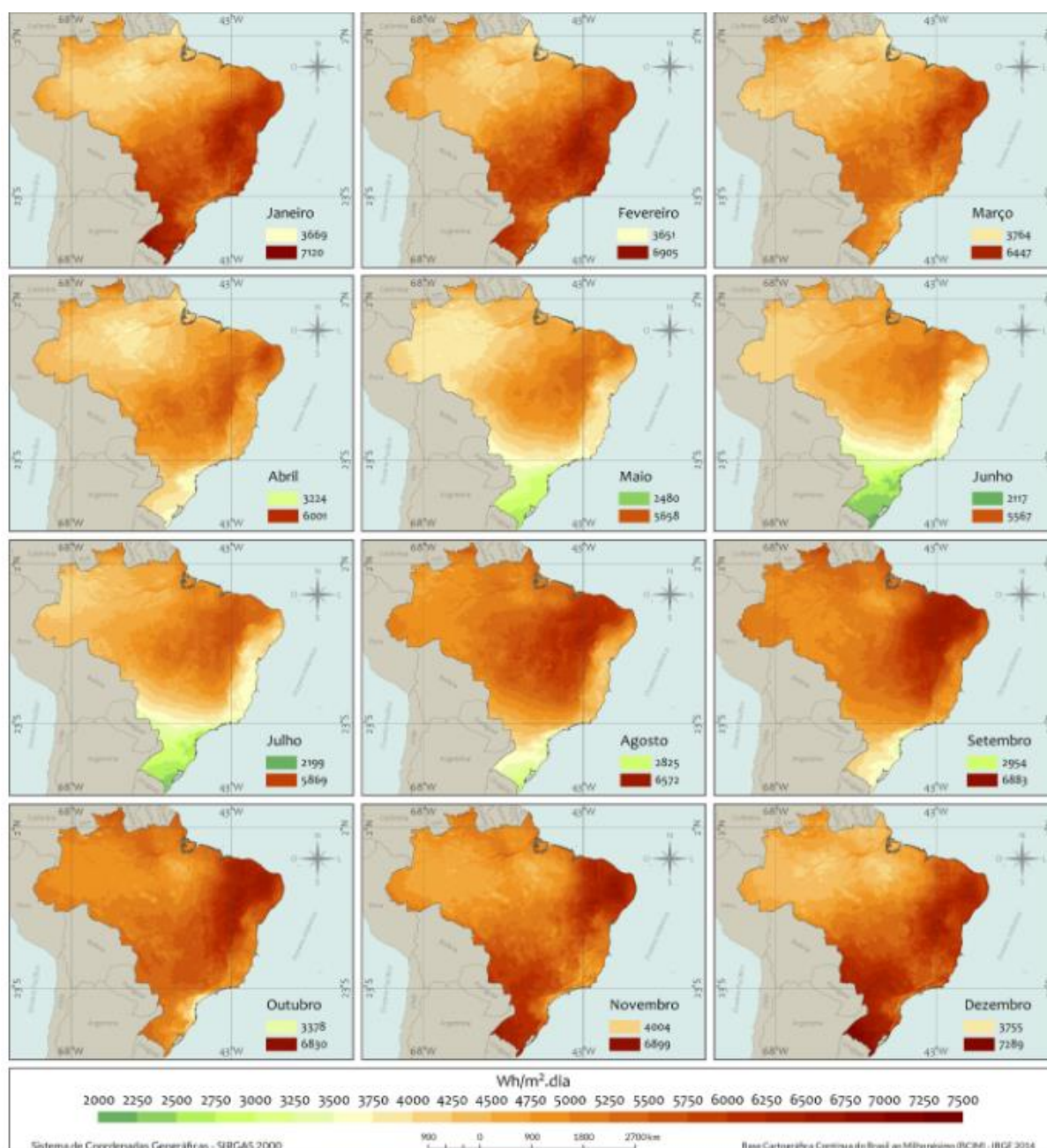


Fonte: Adaptado de (PVGIS, 2020)

É importante que se tenha o conhecimento da irradiação solar incidente no plano dos painéis solares tanto para o correto dimensionamento da GD quanto para a

correta estimativa da quantidade de energia que pode ser gerada anualmente. Sendo assim, os mapas da Figura 11 mostram as médias mensais do total diário de irradiação solar ( $\text{Wh/m}^2\cdot\text{dia}$ ) global no Brasil, onde observa-se o grande potencial para a utilização de fontes de geração fotovoltaicas no país (PEREIRA et al., 2017).

Figura 11. Média diária mensal de irradiação no Brasil



Fonte: (PEREIRA et al., 2017)

Através do mapa da Figura 11, nota-se que em praticamente em todos os meses do ano, o Brasil tem médias diárias elevadas, as quais são representadas no

mapa pelas cores mais escuras. No período dos meses de janeiro até o mês de abril, todo o território tem médias elevadas, com níveis mais baixos acima dos 3200 Wh/m<sup>2</sup>.dia e os mais altos atingindo 7100 Wh/m<sup>2</sup>.dia. No período entre o mês de maio e agosto grande parte da região sul e pequenas porções da região sudeste e centro oeste tem redução em suas médias, com valores mínimos próximos dos 2100 Wh/m<sup>2</sup>.dia. Entre os meses de outubro e dezembro as médias diárias voltam a ser elevadas em todo o território, atingindo até 7200 Wh/m<sup>2</sup>.dia em grandes porções do país.

Esses valores elevados de irradiação, em grande parte do território nacional e em praticamente todo o ano, mostram o grande potencial de disseminação de geração fotovoltaica pelo país, e conseqüentemente um potencial para o aumento do uso de GD fotovoltaica nas redes de distribuição.

### **1.3. Distúrbios elétricos nas redes de distribuição**

No segmento de eletricidade, um assunto de destaque é o conceito de qualidade de energia elétrica, principalmente pelo fato de que quando não atingido, equipamentos eletrônicos podem apresentar funcionamentos incorretos e ainda desligamentos involuntários podendo, conseqüentemente, ocasionar perdas financeiras relevantes, principalmente para o setor industrial, além de desconfortos e comprometimento da segurança de seus usuários (PADILLA, 2008).

O conceito de qualidade do produto energia elétrica está relacionado como funcionamento adequado e sem falhas das cargas elétricas existentes em um sistema elétrico, de forma que as tensões e a frequência operem sempre dentro de valores limites e sem oscilações ou perturbações, ou seja, as tensões resultantes devem apresentar formas de onda o mais próximo possível da curva senoidal com frequência de 60 Hz. No Brasil, as faixas de operação permitidas são definidas pelo módulo 8 do PRODIST<sup>1</sup> (ANEEL, 2018). Essas faixas são utilizadas pelas empresas concessionárias para definir padrões aceitáveis de operação e manutenção, e pelos órgãos reguladores para definir critérios de penalidades e compensações.

A grande extensão das redes elétricas, com grande predominância de linhas aéreas, principalmente no Brasil, torna inevitável a ocorrência de curtos-circuitos nas

---

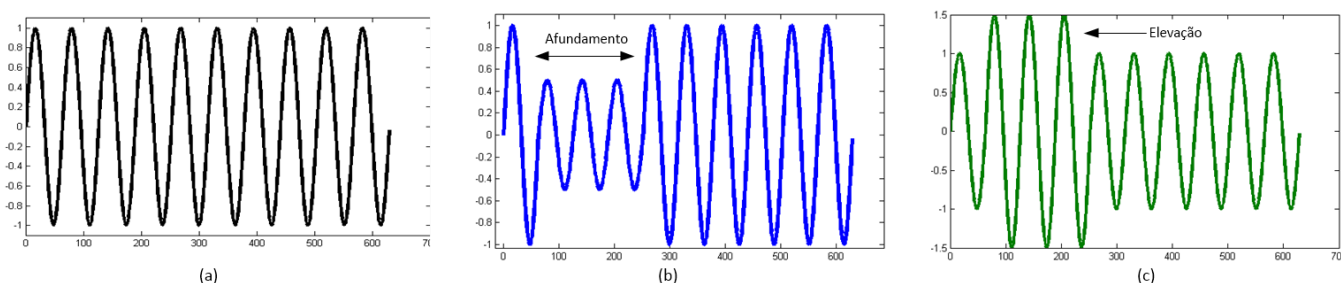
<sup>1</sup> PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional



redes elétricas, podendo ser provenientes de inúmeras fontes, tais como: falhas em equipamentos, rompimento de cabos, queda de objetos na rede, descargas atmosféricas etc. Para a avaliação dos níveis de qualidade de energia elétrica, diversos fenômenos são considerados, eles podem ser classificados, em função de sua magnitude e duração, como: fenômenos transitórios de curta duração e de longa duração (HAFIZ et al., 2017). Sendo assim, fenômenos transitórios possuem durações na faixa de alguns microssegundos a alguns milissegundos, podendo ser divididos em impulsivos originários de fatores atmosféricos, ou oscilatórios originários de chaveamentos na rede. Por outro lado, existem os fenômenos de curta duração também chamados de variações de tensão de curta duração (VTCDs), com duração entre 16,66 ms (um ciclo para um sinal senoidal de 60 Hz) e 3 minutos (ANEEL, 2018). Já como fenômenos de longa duração estão as lentas variações de amplitude das tensões e variações nas suas formas de onda durante a operação da rede em regime permanente.

Nas VTCDs, a variação na amplitude da forma de onda da tensão, reflete na variação de seu valor eficaz, podendo ocorrer como um afundamento de tensão (do inglês *voltage sag* ou apenas *sag* ou *dip*) ou ainda como uma elevação da tensão (do inglês *voltage swell* ou apenas *swell*). A Figura 12(a) mostra uma forma de onda de tensão senoidal operando em regime permanente. No caso de um curto-circuito a forma de onda de tensão pode sofrer alterações como afundamento de tensão (ver Figura 12(b)) ou uma elevação de tensão (ver Figura 12(c)) durante alguns ciclos em função da severidade do evento de curto circuito.

Figura 12. Formas de onda de tensão (a) em regime (b) com afundamento (c) com elevação



Fonte: Adaptado de (HAFIZ et al., 2017)

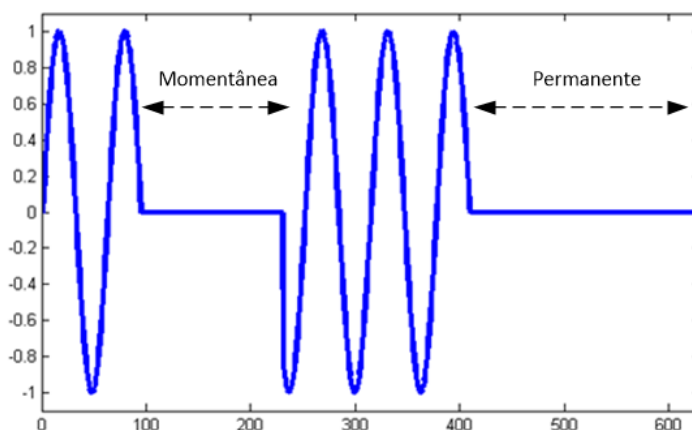
As VTCDs são causadas geralmente por curtos-circuitos na rede ou com a manobra de grandes cargas, como por exemplo a partida de motores. Classificam-se como afundamentos de tensão, situações em que há uma redução na magnitude da

tensão RMS (*root mean square*) para valores entre 10% e 90% da tensão nominal. Como elevações, classificam-se os aumentos na tensão RMS para valores entre 110% e 180% da tensão nominal (ANEEL, 2018).

Assim como destacado em (WON; AHN; MOON, 2005) e (MA et al., 2018), VTCDs podem vir a causar falhas no funcionamento e até a queima de equipamentos, o que conseqüentemente pode ocasionar desligamentos indesejados de processos produtivos, causando prejuízos financeiros a consumidores conectados à rede, principalmente consumidores industriais, devido a parada da produção ou ao comprometimento da qualidade do seu produto ou serviço final.

Sendo assim, na ocorrência de um curto-circuito em uma rede de distribuição de energia elétrica, durante todo o intervalo – entre a ocorrência da falta e o instante em que atua o primeiro dispositivo de proteção visando isolar a região afetada – existe a possibilidade de um afundamento e/ou uma elevação de tensão em função do tipo de curto-circuito (entre faltas equilibradas e desequilibradas). Além disso, havendo a atuação permanente de um dispositivo de proteção, os consumidores que estão a jusante do dispositivo passam por uma interrupção de fornecimento, enquanto os que estão a montante, tem seu fornecimento normalizado (CEBRIAN, 2008).

Figura 13. Interrupção momentânea e permanente

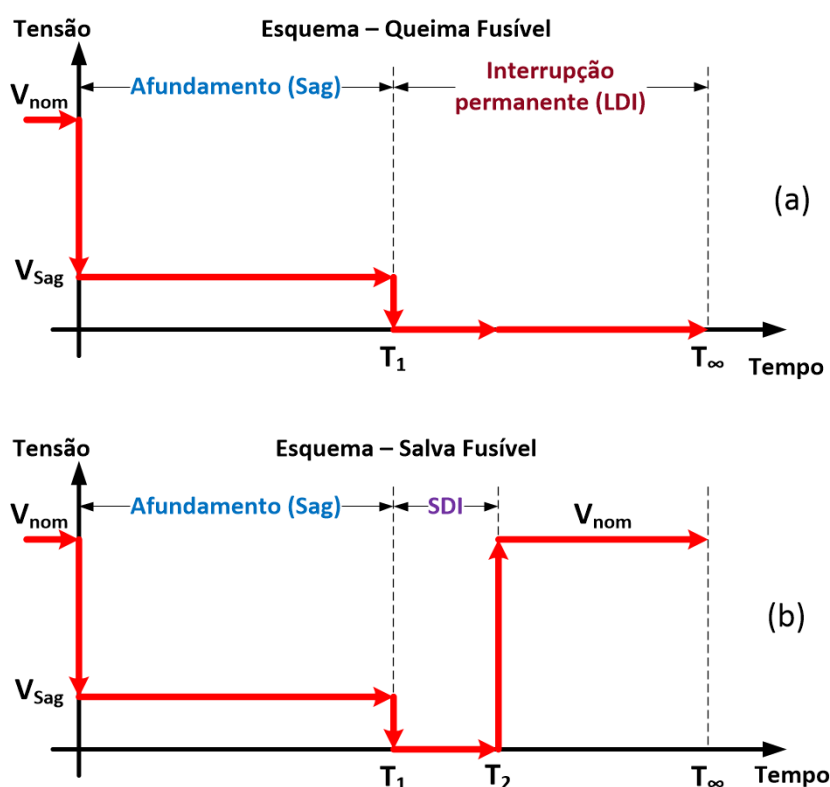


Fonte: Autoria própria

Com relação às interrupções de fornecimento, estes eventos, classificam-se em interrupções momentâneas, também chamadas de interrupção de curta duração (ICD) (ou SDI, do inglês *short-duration interruptions*) e em interrupções permanentes, também chamadas de interrupções de longa duração (ILD) (ou LDI, do inglês *long-duration interruptions*). As interrupções de curta duração, são as que tem duração inferior a três minutos, elas são tipicamente originárias da atuação de equipamentos

religadores na tentativa de desenergizar faltas transitórias e evitar interrupções permanentes. Já as interrupções de longa duração tem duração superior a três minutos, necessitando da intervenção das equipes de manutenção para o reestabelecimento do suprimento da energia. Em ambas, a magnitude da tensão residual durante o curto-circuito atinge valores inferiores a 10% do valor nominal (ANEEL, 2018). A Figura 13 ilustra a ocorrência de uma interrupção momentânea e seguida de uma interrupção permanente.

Figura 14. Esquemas de proteção: (a) queima-fusível (b) salva-fusível



Fonte: Autoria própria

A característica da sequência de interrupção gerada (momentânea ou permanente) é consequência do esquema de proteção adotado pela empresa concessionária, podendo ser o “queima-fusível” (*fuse blowing*) ou o “salva fusível” (*fuse saving*). A Figura 14 mostra a sequência para ambos os esquemas de proteção.

Com a adoção do esquema “queima-fusível”, ilustrado na Figura 14 (a), na ocorrência da falta elétrica, a tensão nominal ( $V_{nom}$ ) sofre um afundamento ( $V_{sag}$ ), a corrente resultante da falta elétrica sensibiliza o fusível mais próximo, que é acionado no instante  $T_1$ , essa ação isola a falta o mais rápido possível, porém de forma

permanente. O fornecimento será reestabelecido apenas com a substituição do fusível pelas equipes de manutenção, o que é representado por  $T_{\infty}$ . Neste esquema, há como pontos de destaque, o fato de a rede estar submetida a uma menor quantidade de desligamentos de curta duração, apenas os consumidores a jusante do fusível sofrem a interrupção permanente, porém com esta técnica, exige-se a presença de equipes de manutenção para que o fornecimento se reestabeleça.

Já com a adoção do esquema “salva fusível”, ilustrado na Figura 14 (b), na ocorrência da falta elétrica, a tensão nominal ( $V_{nom}$ ) sofre um afundamento ( $V_{sag}$ ), a corrente resultante da falta elétrica sensibiliza inicialmente um religador, o qual tenta isolar a falta, desligando toda a região atingida a jusante do religador, no instante  $T_1$ , antes que o fusível mais próximo da falta venha a atuar. Após alguns instantes em  $T_2$ , o religador liga novamente reenergizando a região anteriormente desligada. Essa ação causada pelo religador leva a uma interrupção temporária para alguns consumidores entre os instantes  $T_1$  e  $T_2$ . Caso a falta já tenha sido extinta, a rede permanece ligada, porém caso a falta ainda esteja presente (após algumas outras tentativas de religamento), algum dispositivo de proteção irá desligar o ponto de falta de forma definitiva. Esta interrupção pode provir da atuação de um fusível (queima) ou da atuação definitiva do próprio religador. O esquema de proteção “salva fusível” tem como vantagens a redução da quantidade de fusíveis queimados, reduzindo conseqüentemente a necessidade de intervenção das equipes de manutenção, além disso contribui para os indicadores de continuidade de fornecimento, porém aumentam os desligamentos de curta duração, os quais podem ser problemáticos para determinados consumidores.

Por suas características de funcionamento, o esquema “salva fusível” é geralmente aplicado em religadores de redes de distribuição, em regiões de rede com consumidores residenciais e consumidores comerciais de pequeno porte. Já o esquema “queima fusível” é também utilizado em redes de distribuição, porém em regiões onde estão instalados grandes consumidores ou em que não se possa garantir a efetiva coordenação entre os dispositivos de proteção (CUNHA, 2019).

Como anteriormente destacado, afundamentos de tensão, elevações e interrupções podem gerar falhas e até danificar permanentemente os equipamentos de maior sensibilidade dos consumidores conectados àquela região da rede. Em se tratando de consumidores industriais, as falhas nos equipamentos podem afetar os

processos de produção, podendo gerar perdas de matéria prima e de produtos finais, e paradas indesejadas e inesperadas na produção. Tais perdas, são denominadas “perdas financeiras por parada de processo” (FLPT, do inglês *Financial Losses due to Process Tripping*) (CEBRIAN, 2008).

Os valores das FLPT irão variar em função de variáveis como a topologia da rede, o tipo de consumidor, o tipo de equipamento utilizado pelo consumidor e o arranjo de seu processo produtivo. Em se tratando de consumidores industriais e industriais de grande porte, as perdas financeiras por parada de processo podem atingir valores elevados. O estudo de MILANOVIC; GUPTA (2006) faz uma estimativa considerando diversas topologias da rede de distribuição e com equipamentos de maior ou menor sensibilidade as variações de tensão.

Neste presente trabalho, análises de FLPT causadas por afundamentos de tensão são realizadas considerando a inserção de geradores distribuídos em diferentes posições da rede de distribuição. FLPT devido a elevações de tensão não são consideradas no escopo deste trabalho devido a que, elevações de tensão estão associadas a queima de equipamentos, sendo assim, existem recursos legais usados pelos consumidores afetados que podem ser acionados na tentativa de recuperar essas perdas financeiras. Contudo, FLPT devido a elevações de tensão podem ser incluídas em futuros trabalhos.

Sendo assim, as análises a serem realizadas neste trabalho visam obter a melhor posição para a alocação dos geradores, que promovam as maiores reduções nas perdas elétricas e no valor de FLPT causadas por afundamentos de tensão.

#### **1.4. Objetivos**

O presente trabalho tem os seguintes objetivos:

- Desenvolver uma metodologia estocástica que permita estimar as perdas financeiras de consumidores industriais, as quais são decorrentes das paradas involuntárias de seus processos produtivos ocorridas devido a afundamentos de tensão. Este trabalho centra a atenção nos curtos-circuitos oriundos no sistema de distribuição com as principais causas de afundamentos de tensão;
- Estudar o impacto da GD na rede de distribuição em condições normais de operação e, principalmente nos consumidores industriais sensíveis durante os distúrbios elétricos (curtos-circuitos);

- Utilizar o algoritmo de otimização baseado em enxame de partículas (*PSO – Particle Swarm Optimization*) para percorrer o espaço de busca com o intuito de encontrar a posição e a potência quase-ótimas para a instalação de GD, em função das restrições operacionais da rede elétrica. Os objetivos a serem atingidos pelo *PSO* são: minimizar as perdas financeiras de consumidores industriais ocorridas devido a afundamentos de tensão, reduzir as perdas elétricas, reduzir o custo de investimento da GD e aumentar o benefício no meio ambiente em relação ao uso de energias renováveis.

### **1.5. Estrutura do trabalho**

Este trabalho está organizado em 7 capítulos, incluído a introdução, que apresenta uma visão geral sobre geração distribuída, além de sua regulamentação, dados do crescente uso da GD no Brasil e seus impactos nas redes elétricas. Apresenta também uma breve revisão sobre geração fotovoltaica e sobre os principais distúrbios elétricos presentes nas redes de distribuição.

O capítulo 2 faz uma breve revisão de literatura e mostra diversos estudos a respeito de métodos para alocação de GD nas redes elétricas. Este capítulo apresenta a técnica de otimização por enxame de partículas (*PSO*).

O capítulo 3 apresenta as principais normatizações a respeito de afundamentos de tensão e descreve os conceitos de sensibilidade de equipamentos e processos produtivos frente a afundamentos de tensão. Também neste capítulo é feita uma introdução do conceito da incerteza de paradas de processo e o do tempo de imunidade do processo, por fim mostra a influência da GD durante a ocorrência de um afundamento de tensão.

O capítulo 4 descreve a técnica utilizada para a estimação das perdas financeiras, em consumidores sensíveis, decorrentes de afundamentos de tensão.

O capítulo 5 descreve a metodologia proposta para este trabalho, ou seja, para a alocação de GD nas redes elétricas. Neste capítulo é descrita a modelagem do *PSO* básico e o modelo proposto para a alocação da GD, além da descrição da função objetivo e parâmetros de penalização.

O capítulo 6 apresenta os resultados obtidos através das simulações computacionais, realizando os comparativos entre o cenário base (rede sem GD), para o cenário utilizando a alocação de GD resultante do *PSO*.

O capítulo 7 apresenta as conclusões referentes ao trabalho, algumas propostas para trabalho futuros e as publicações resultantes deste trabalho.

### **1.6. Síntese do capítulo**

Este capítulo faz uma breve definição de geração distribuída e mostra que seu crescente uso tem causado alterações nas redes elétricas tradicionais. A inserção massiva de GD nas redes elétricas, traz impactos para a rede, o que exige novos estudos e a adoção de novos procedimentos com relação a operação e a utilização de dispositivos e equipamentos de proteção, isso com a intensão de potencializar os benefícios que a GD pode trazer para a rede elétrica.

São apresentados dados que mostram o grande potencial que o Brasil tem para a disseminação da geração de energia por fonte fotovoltaica, visto que os níveis de irradiação solar são elevados em todo o território.

Por fim mostram-se alguns dos distúrbios elétricos presentes nas redes, afundamento e elevação de tensão, as interrupções de fornecimento de curta e longa duração. A ocorrência destes fenômenos pode ocasionar falhas ou danificar os equipamentos de consumidores (em função da severidade do distúrbio). Tais falhas, em consumidores industriais, podem ocasionar paradas indesejadas de processos de produção, levando tais consumidores a sofrerem perdas financeiras. Em função do tipo e características do processo produtivo, esses montantes podem apresentar valores elevados.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com a previsão de inserção massiva da GD nas redes de distribuição até 2029 (EPE, 2020b), as concessionárias de energia elétrica preocupam-se cada vez mais com os impactos durante a operação nas suas áreas de concessão. Nesse sentido, é importante analisar como tais impactos podem vir a afetar a confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia mantendo os parâmetros sempre dentro das faixas recomendadas pelos órgãos reguladores para garantir a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores finais (YAMASHITA, 2017).

O estudo realizado por CUNHA (2019) faz a análise do impacto da GD em relação a afundamentos de tensão decorrentes de faltas nas redes elétricas. Nesse estudo, diferentes posições de falta foram testadas através de simulações em uma rede real. Os testes consideram níveis de penetração de GD, com isso, o trabalho constata que o aumento do nível de penetração de GD próximo ao barramento do consumidor causa uma diminuição no valor médio de afundamentos de tensão esperados. Também constata que, com o aumento de GD na rede, a frequência dos afundamentos de tensão de maior severidade diminui, e a maior parte dos que ocorrem são afundamentos de tensão de menor severidade.

No trabalho realizado por JHANSI (2019) é comentado que o crescente número de GD conectada à rede elétrica leva a necessidade de avaliações mais detalhadas sobre o tema, como por exemplo, em relação ao impacto da qualidade da energia fornecida aos consumidores durante condições de faltas elétricas. Nesse sentido, a localização e capacidade de geração da GD durante o instante da falta elétrica podem contribuir positivamente ou negativamente a alguns consumidores comerciais ou industriais conectados na rede de distribuição. Sendo assim, para quantificar esses impactos nos consumidores, é necessário considerar a sensibilidade de cada equipamento eletroeletrônico e dos processos produtivos utilizados, a fim de identificar que tipos de eventos e quais condições operacionais poderiam comprometer a continuidade dos processos produtivos.

### 2.1. Métodos de alocação de geração distribuída

Com a busca cada vez mais intensa de um fornecimento de energia com índices de qualidade e confiabilidade cada vez mais altos, a inserção de geração



distribuída nas redes elétricas é incentivada. Embora, de forma geral, o uso de GD traga benefícios para a rede, características como: tipo de GD empregada; potência e localização dos geradores distribuídos na rede podem afetar significativamente os aspectos técnicos e operacionais da rede elétrica (PALIWAL; PATIDAR; NEMA, 2014).

O local para instalação da GD depende dos objetivos, podendo ser um aprimoramento da parte técnica, econômica ou ambiental. Por exemplo, a redução nas perdas elétricas no sistema é influenciada pelo nível de penetração da GD na rede, a potência dos geradores e o comportamento (intensidade e distribuição) do fluxo de potência pela rede que sofre alterações com a inserção de GD (QUEZADA; ABBAD; GOMEZ, 2006). Nesse sentido, obter a posição e a potência da GD com o dimensionamento apropriado para ser inserido na posição ideal no sistema é conhecido na literatura como “problema de alocação da GD” (DEVI; GEETHANJALI, 2014). A posição ótima irá depender do quão aprimorado são os objetivos técnicos, econômicos e/ou ambientais a serem considerados para a resolução do problema.

A análise dos impactos referentes a alocação e dimensionamento da GD tem ganhado importância, pois, além dos já citados benefícios a rede, tem ocorrido o aumento do uso de redes elétricas inteligentes (*smart-grids*), sendo mais sensíveis a possíveis impactos na operação normal do sistema. Contudo, relacionar os impactos causados, em função da posição escolhida para a inserção da GD na rede, não é um problema de simples solução. Nesse sentido, o estudo de técnicas para a alocação e dimensionamento de GD tem aumentado nos últimos anos (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013). Diversos estudos têm sido efetuados buscando algoritmos que aloquem e/ou dimensionem a GD da melhor forma possível. Porém, a busca por otimizar a alocação da GD, não é dada por soluções simples, pois é, muitas vezes modelada como de característica não-linear e apresenta elevadas quantidades de restrições (JORDEHI, 2016).

No trabalho de CARPINELLI et al., (2005) é proposta a maximização do desempenho da rede, a partir da otimização de indicadores que impactam na qualidade da energia elétrica como níveis de tensão e taxas de distorção harmônica. O trabalho também busca minimizar os custos da rede provenientes de perdas de energia e com investimentos que podem ser postergados. A técnica, de acordo com o autor, permite um aumento na faixa dos valores possíveis de localização e dimensionamento da GD.

O trabalho de COELHO NETO (2006) apresenta duas diferentes metodologias para planejamento das redes, que são a reconfiguração e alocação ótima de GD. A alocação da GD visa permitir que a rede atenda a demanda exigida, porém sem violar seus limites e restrições de operação, diminuindo também os custos devido a interrupções de fornecimento. Os objetivos foram atingidos ao se minimizar a relação custo/benefício entre os custos de instalação e operação da GD e os custos associados com interrupções de fornecimento e das perdas elétricas. Observou-se redução dos custos com a inserção de GD, devido principalmente a injeção de potência ativa no sistema próximo aos pontos de carga, reduzindo as perdas da rede. O trabalho conclui que a inserção de GD melhora a confiabilidade da rede devido principalmente à capacidade da GD de operar de forma isolada durante interrupções de fornecimento de energia.

ALINEJAD-BEROMI et al., (2007) buscam como objetivos a redução de perdas elétricas, a melhora do perfil de tensão e a redução da taxa de distorção harmônica total, através da alocação otimizada de GD. Para isso, os autores utilizam uma meta-heurística, ou seja, a otimização por enxame de partículas (*PSO*). Os resultados das simulações, quando comparado os cenários com GD e sem GD, mostram que a GD contribui para a melhoria da magnitude da tensão e nas reduções da distorção harmônica e das perdas totais na rede.

Métodos com algoritmos genéticos também são utilizados na alocação ótima de GD. O estudo de SINGH, GOSWAMI (2009) utiliza esta metodologia. As simulações computacionais foram feitas com cenários considerando apenas uma unidade de GD e em cenários com múltiplas unidades. O autor conclui que a utilização de várias GDs de menor porte pode ser mais benéfica a rede quando comparado a utilização de uma única unidade de maior porte, além do fato de a utilização de múltiplas unidades de menor porte contribuir para o aumento da penetração da GD na rede.

No trabalho de KAZEMI; SADEGHI, (2009), a melhor posição da GD é obtida em função da manutenção da tensão elétrica na rede dentro dos limites permitidos. O método baseia-se nos fluxos de carga da rede, isto permite classificar as barras com menor nível de tensão. O trabalho insere posteriormente um gerador (de valor não fornecido) em todas as barras e verifica novamente os valores da tensão, por fim, faz o cruzamento dos resultados obtidos e classifica as melhores barras para receber a GD.

A metodologia adotada por MURARI; GOMES; PAVANI, (2010) para a alocação de GD na barra mais apta da rede, utiliza lógica nebulosa (*fuzzy*), cujo conjunto de regras é baseado em resultados de diversas simulações do fluxo de potência, e tem como objetivo a minimização das perdas de potência ativa na rede. Faz-se a associação de graus de pertinência para os valores de tensão e potência ativa da carga em todas as barras e a partir das regras *fuzzy* é definido um valor numérico de índice. Foram feitas simulações em redes radiais e malhadas. Uma vantagem dessa metodologia é a de não precisar de consecutivas informações sobre o fluxo de potência da rede, necessitando apenas das informações do fluxo de potência do caso base. O autor destaca também, que por utilizar lógica nebulosa, as quais traduzem linguisticamente os conhecimentos humanos, pode-se utilizar a experiência humana da operação de uma rede de distribuição com melhor eficiência.

Em BANERJEE e ISLAM, (2011), o objetivo é a melhoria da confiabilidade da rede e a redução das perdas totais. Com uma abordagem probabilística, conclui-se que a localização ideal para a GD, para o caso considerado, é na posição onde possa atender o maior número de consumidores. O tipo de GD utilizada não afeta no posicionamento destas.

BOUKTIR; RAS GUERRICHE (2015) apresentou em seu estudo uma técnica de alocação de GD utilizando algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO). No teste realizado em um sistema de 33 barras, conseguiu reduzir a perda ôhmica em 69,5% no pior caso e 85,8% no melhor caso, entretanto não faz menção a exigência e tempo computacional necessários.

O trabalho de SKORUPA; MARTINS; PAZ, (2018) mostra a variação nas perdas da rede, variando a alocação da GD. Neste trabalho considerou-se um único gerador fotovoltaico com potência de 5 MW, tendo como objetivo a minimização das perdas e a manutenção do nível de tensão do sistema elétrico. O trabalho avalia, através de simulações, cinco cenários, com diferentes posições da GD, em uma rede com 6256 consumidores, onde avalia-se a influência da GD alocando-a em posições escolhidas por tentativa e erro (regiões com maiores variações das tensões, barras mais distantes da subestação em finais de linha). Para os 5 cenários avaliados, os limites de tensão ficaram dentro dos exigidos pelo módulo 8 do PRODIST, porém do ponto de vista da minimização das perdas, houve aproximadamente 60% de diferença entre o cenário com o melhor ponto de alocação da GD e o cenário com o pior ponto de alocação.

Uma alta porcentagem de GD nas redes leva ao problema da tensão exceder os limites permitidos na rede, o que compromete seriamente a operação segura e confiável da rede. O estudo realizado por CHENG et al. (2020) explora as causas e os fatores que influenciam o desvio de tensão causado pela conexão de GD à rede, e visa controlar as tensões dos nós, otimizando a localização e a capacidade da GD (em única ou múltiplas unidades). Para tal propõe a utilização de uma variação do algoritmo *PSO* (*PSO*-adaptativo - *AWPSO*). Esta variação do algoritmo *PSO* visa uma melhor busca da solução ótima, diminuindo as chances do mesmo ficar preso em um ponto do mínimo local. O desvio quadrático da tensão na rede e as perdas elétricas são tomadas como função objetivo, as restrições adotadas são o valor da tensão nas barras, corrente nos ramos e a capacidade da GD. O método é avaliado em uma rede de 33 barras. Os resultados mostram que o método, através da otimização da posição e da capacidade da GD, efetivamente reduzir o desvio de tensão na rede e as perdas da rede.

O estudo realizado por ISAC; BELATI; SILVA (2020), apresenta uma metodologia para a alocação ótima de GD, utilizando otimização por enxame de partículas (*PSO*) junto com análise de sensibilidade. A análise de sensibilidade é realizada para cada solução apontada pelo *PSO*, e torna o algoritmo mais rápido pois não necessita do cálculo do fluxo de carga da rede para cada uma das iterações. Foram realizados testes em redes com 34 e 70 barras, com a alocação de duas unidades de GD. Os resultados foram comparados com uma técnica de busca exaustiva e apontaram uma redução no tempo computacional demandado da ordem de 95%. Além disso obte-se reduções da ordem de 83% nas perdas de potência ativa e conseqüente aumento no perfil de tensão da rede.

## **2.2. Formulação básica do problema de otimização**

De acordo com RAO (2009) e TALBI (2009), o conceito de otimização pode ser descrito como o ato de obter um melhor resultado sobre determinadas circunstâncias, tendo como objetivo principal, minimizar ao máximo, o esforço necessário ou ainda maximizar os benefícios desejados. O esforço necessário ou o benefício desejado, em situações práticas, pode ser expresso como uma função com algumas variáveis de decisão. A otimização, portanto, é o processo de buscar as condições que fornecem o valor máximo ou mínimo da função.

Basicamente, um problema de otimização necessita de dois elementos principais, que são: o conjunto de soluções candidatas a resolver o problema e uma função objetivo (também denominada função de custo ou função de aptidão). A função objetivo é a que avalia as diferentes soluções obtidas, buscando dentre essas, uma solução ótima global.

Nas aplicações práticas de engenharia, é comum que o problema seja modelado com restrições, ou seja, a solução deve satisfazer certas especificações. Conforme RAO (2009), este tipo de problema pode ser formulado da seguinte forma:

Encontrar  $\mathbf{X} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_N \end{pmatrix}$ , que minimize  $f(\mathbf{X})$  sujeito as seguintes restrições:

$$g_j(\mathbf{X}) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, m$$

$$l_j(\mathbf{X}) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p$$

$$x_n^L \leq x_n \leq x_n^U \quad n = 1, 2, \dots, N$$

onde:

$N$ : é o número de variáveis do problema (parâmetros físicos como comprimento, área ou pressão);

$m, p$ : indicam o número de restrições para o problema;

$\mathbf{X}$ : é o vetor de dimensão  $N$  de solução ótima;

$f(\mathbf{X})$ : é a função objetivo;

$g, l$ : são respectivamente condições de desigualdade e igualdade.

$x_n^L$  e  $x_n^U$ : representam o limite inferior e superior da variável  $x_n$

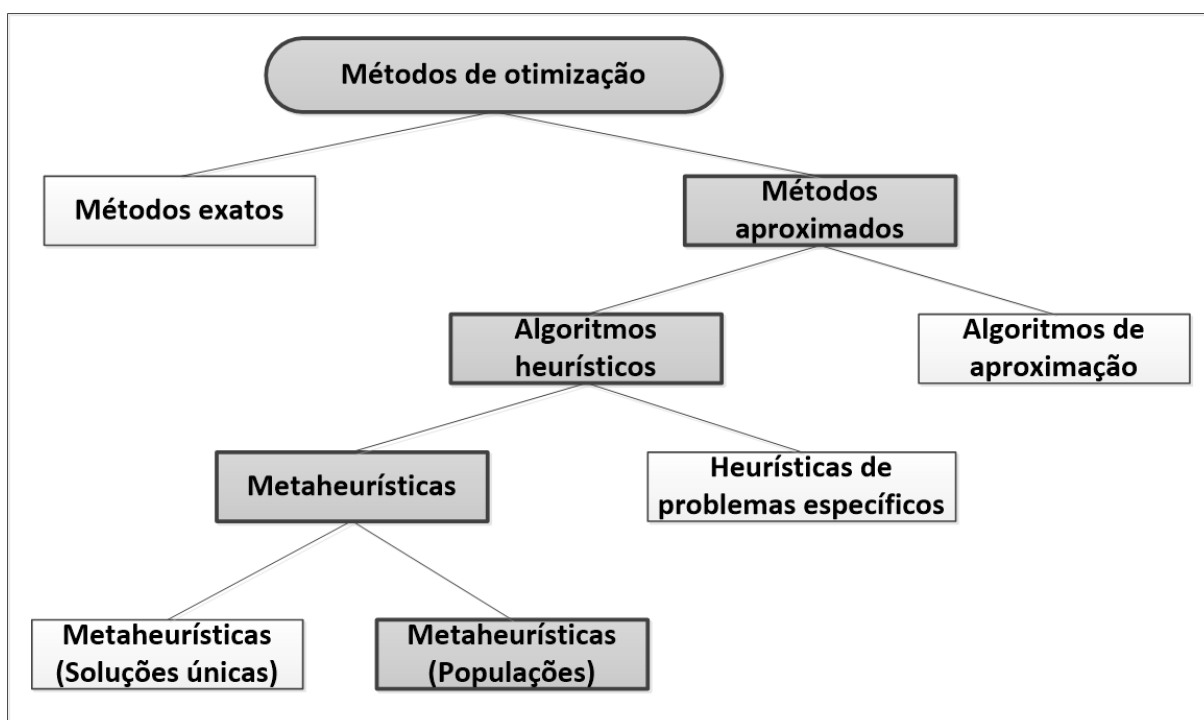
Nesse tipo de problema, as variáveis devem satisfazer determinadas condições, tais como limitações impostas a cada uma das variáveis do vetor solução, de modo que não atinjam valores fora de um intervalo definido. Sendo assim, as variáveis não podem ser escolhidas de forma arbitrária.

A Figura 15 mostra os principais métodos de otimização desenvolvidos nas últimas décadas. Em suma, para um problema de otimização com restrições, existem inúmeras alternativas (vetores de solução) que devem ser avaliadas pela função

objetivo, de modo que esta indique a qualidade (custo) de cada uma das alternativas (TALBI, 2009).

Crêterios como a complexidade, a magnitude, o tempo e a estrutura do problema a ser enfrentado, são importantes para a utiliza o de um método de otimiza o. Nesse sentido, os métodos heurísticos possuem potencialidades na resolu o de problemas que utilizem tais cr terios, não utilizando soluçoes exatas, porém de boa qualidade e com desempenho satisfatório para o problema TALBI (2009); podendo a soluço ser obtida, com tempo de execu o reduzido (VALERDI, 2011).

Figura 15. Principais métodos de otimiza o



Fonte: Adaptado de (TALBI, 2009)

Na categoria das heurísticas, estão as meta-heurísticas, família de algoritmos exploratórios, porém com um nível de busca superior; não garantem uma soluço ótima para um determinado problema, porém obt m soluçoes sub-ótimas (confiáveis e de qualidade), em um tempo computacional finito (TALBI, 2009). Dentre estes, estão as meta-heurísticas populacionais, as quais se inspiram em observa oes de fenômenos da natureza, e buscam, de maneira iterativa, o aperfeiçoamento da popula o de soluçoes (BOUSSA D; LEPAGNOT; SIARRY, 2013).

A estrutura básica de um algoritmo de meta-heurística é (RAO, 2009):

- Criar um conjunto aleatório (população) de soluções (candidatas);
- Gerar um novo conjunto de soluções baseadas em informações armazenadas pelo algoritmo; e
- Por critério de seleção, integra-se estas as soluções inicialmente propostas, até que um determinado critério de parada seja atingido e a solução identificada.

Os algoritmos meta-heurísticos baseados em modelos populacionais encontrados na literatura são diversos (BOUSSAÏD; LEPAGNOT; SIARRY, 2013). Neste trabalho, optou-se, para o problema da alocação de GD em redes elétricas, pela utilização do método de otimização por enxame de partículas (*PSO*) (KENNEDY; EBERHART, 1995), por demandar reduzida complexidade computacional, apresentar poucos parâmetros de ajuste e ser eficiente em termos de convergência.

### **2.3. Otimização por enxame de partículas (*PSO*)**

Elaborado por KENNEDY; EBERHART (1995), o algoritmo de otimização por enxame de partículas – *PSO*, é uma técnica de computação evolutiva, inspirado no comportamento social dos animais, como pássaros e peixes na busca por alimento. O algoritmo visa simular graficamente a “interação” ocorrida entre os indivíduos dos enxames baseando-se na experiência adquirida pelos mesmos; sua evolução se dá em função da cooperação e competição entre os indivíduos.

Em analogia ao voo dos pássaros em busca de alimento, o termo “partícula” é o que simboliza os pássaros e representa as possíveis soluções do problema em questão. A região sobrevoada pelos pássaros equivale ao “espaço de busca” e a ação de encontrar a localização do alimento corresponde ao encontro da “solução ótima”.

Para que os pássaros (partículas) não se “percam” ou nunca encontrem o alimento (solução), utiliza-se a função objetivo (também denominada *fitness* ou função de aptidão) para a avaliação do desempenho. A busca pelo alimento utiliza a experiência de cada pássaro e a experiência do bando como um todo para atingir o objetivo de encontrar uma “solução ótima”. A otimização por exame de partículas será mais explorada no item 5.1.

## 2.4. Síntese do capítulo

São diversas as metodologias adotadas pelos autores na busca pela melhor forma de se efetuar a alocação da GD na rede, desde métodos mais simples, como apenas o teste das posições, até métodos mais rebuscados, como os que utilizam lógica *fuzzy* e algoritmos genéticos, dependendo do objetivo a ser atingido. De forma geral, todas essas abordagens buscam encontrar a melhor posição (barra da rede) para a inserção da GD, visando principalmente a redução de perdas na rede. Nesse sentido alguns aspectos são pouco abordados como a viabilidade técnica e econômica para a instalação e manutenção dos geradores distribuídos ou o impacto da GD na rede em condições de contingência. A inclusão desses aspectos pode levar a novas soluções de alocação de GD que refletem o comportamento dessas tecnologias em estudos de planejamento de operação e expansão das redes elétricas.

Em função de grande possibilidade de combinações possíveis, é importante o estudo de técnicas e métodos que busquem as melhores posições de alocação da GD em função de determinadas restrições, de forma a tornar esta análise mais factível em redes elétricas de grande porte e de maior complexidade.

Neste trabalho, a metodologia aplicada visa encontrar, através do método de otimização por enxame de partículas (*PSO*), as posições e potências ótimas da GD, respeitando restrições operacionais da rede, considerando seus custos de implementação e manutenção e também o impacto da inserção destas GD na rede sob o ponto de vista das perdas financeiras causada aos consumidores devido a afundamentos de tensão que ocorrem nas redes elétricas.



### **3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E SEUS IMPACTOS EM CONSUMIDORES SENSÍVEIS**

Os afundamentos de tensão e as interrupções de energia são os principais problemas de qualidade de energia elétrica enfrentados pelas empresas concessionárias de energia e os consumidores, principalmente os industriais. Nesse sentido, o setor industrial utiliza (com cada vez mais intensidade nos últimos anos) equipamentos sofisticados em seus processos produtivos. Sendo assim, afundamentos de tensão e interrupções de energia podem ocasionar falhas no funcionamento e/ou interrupções involuntárias nos processos industriais contínuos, o que representa grandes prejuízos financeiros para tais consumidores (MILANOVIĆ; GUPTA, 2006b) e (CHAN; MILANOVIĆ; DELAHUNTY, 2011).

Eliminar as ocorrências dos afundamentos de tensão nas redes elétricas requer grandes investimentos das concessionárias e empresas do setor. Uma alternativa para a mitigação destes problemas é a adoção de tecnologias que auxiliem na melhora da robustez do sistema elétrico e dos equipamentos utilizados pelos próprios consumidores (SILVA; MOURA, 2007).

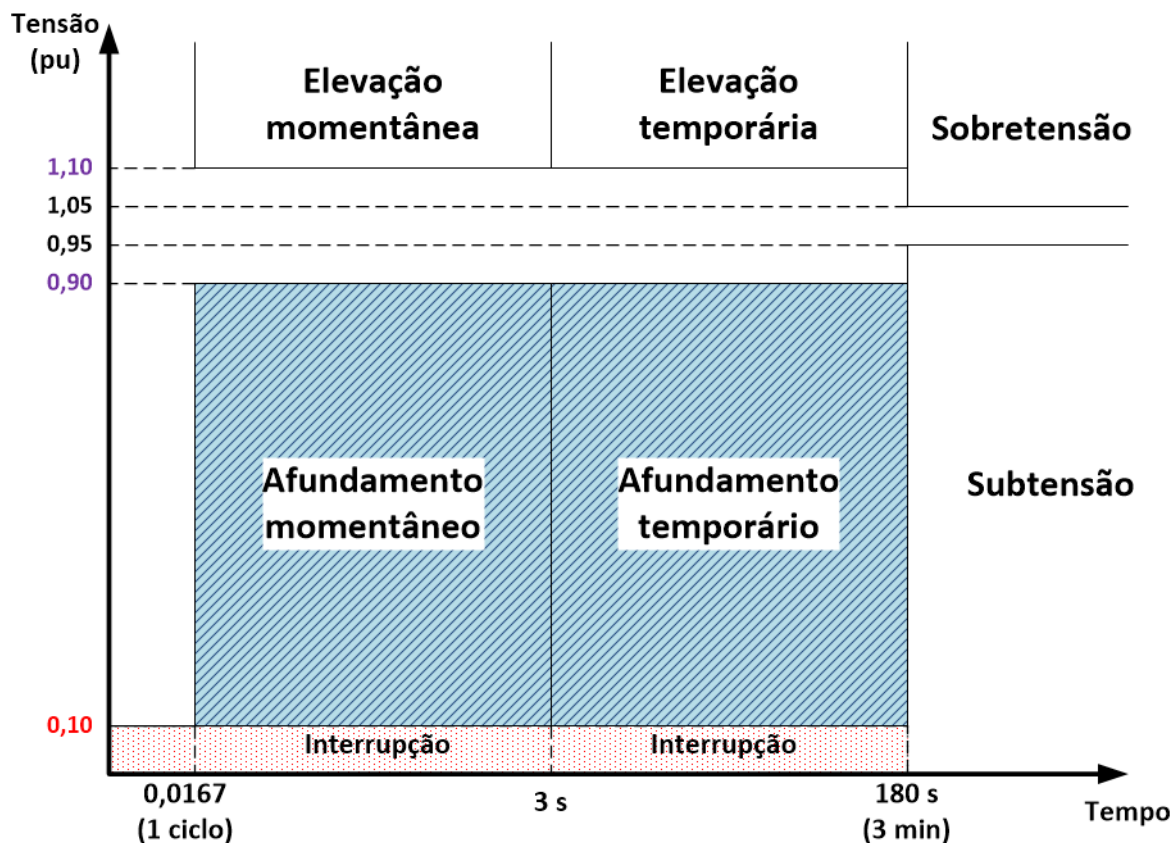
Equipamentos e processos industriais são sensíveis a alterações dos parâmetros elétricos para os quais foram projetados. Sendo assim, este trabalho dará ênfase à relação da sensibilidade dos equipamentos frente a ocorrência de afundamentos de tensão.

#### **3.1. Normatização a respeito de afundamentos de tensão**

A definição de um afundamento de tensão não segue uma padronização mundial, podendo apresentar algumas particularidades consideradas por cada uma das normatizações existentes (ALVES; RIBEIRO, 1999). No Brasil, conforme definição do módulo 8 do PRODIST, os afundamentos de tensão são definidos, dentro das categorias das variações de tensão de curta duração. Em relação à duração, os afundamentos são classificados como variações de tensão com duração igual ou superior um ciclo (16,66 ms para um sinal senoidal de 60Hz) e inferior ou igual a 3 minutos e com tensão residual superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu da tensão nominal. O módulo 8 do PRODIST, também categoriza os afundamentos

momentâneos com duração entre 1 ciclo e 3 segundos e os afundamentos temporários de tensão com duração de 3 segundos até 3 minutos. Tensões residuais inferiores a 0,1 pu são classificadas como interrupções, podendo ser momentânea ou temporária, em função da sua duração (ANEEL, 2018). A Figura 16 ilustra a classificação dos afundamentos conforme o PRODIST.

Figura 16. Definição de afundamentos de tensão conforme o PRODIST



Fonte: Adaptado de PRODIST (ANEEL, 2018)

Na norma americana do IEEE, por sua vez, o fenômeno do afundamento de tensão, em inglês chamado de “sag”, está classificado como variação de tensão de curta duração, com tempo de duração compreendido entre 0,5 ciclo (8,33 ms para um sinal senoidal de 60Hz) e 1 minuto e com tensão residual entre 0,1 pu e 0,9 pu da tensão nominal. Já as variações com tensões residuais inferiores a 0,1 pu são classificados como interrupções de curta duração (IEEE, 2019).

A norma europeia EN50160, por sua vez, utiliza o termo “dip” para o fenômeno do afundamento de tensão. Os *dips* são classificados como variações de tensão, com

tempo de duração compreendido entre 0,5 ciclo e 1 minuto e com tensão residual compreendida entre 0,01 pu e 0,9 pu. Valores inferiores a 0,01 pu são classificados como interrupções (CENELEC, 2005).

### **3.2. Sensibilidade de equipamentos e processos produtivos a afundamentos de tensão**

A necessidade em atender as demandas de mercado tem exigido cada vez mais ao setor industrial maior velocidade e elevada precisão nos seus processos produtivos. Essa necessidade tem aumentado o uso de equipamentos eletroeletrônicos com elevada precisão, porém com elevados níveis de sensibilidade a distúrbios elétricos, entre esses equipamentos estão, por exemplo, os controladores lógicos programáveis (CLPs) e os inversores de frequência (*Adjustable speed drive* - ASDs). Tais equipamentos, embora muito presentes nos processos industriais são susceptíveis a falhas em seu funcionamento durante variações de tensão, o que torna a eficiência do processo produtivo diretamente ligado às medidas para controle e limitação de ocorrência de VTCDs (CEBRIAN, 2008).

Os afundamentos de tensão são um dos eventos com maior importância a serem enfrentados por consumidores industriais (BOLLEN et al., 2010), podendo gerar a incorreta operação do processo e até a sua parada de produção inesperada, levando a conseqüentes perdas financeiras (MCGRANAGHAN; MUELLER, 2011)

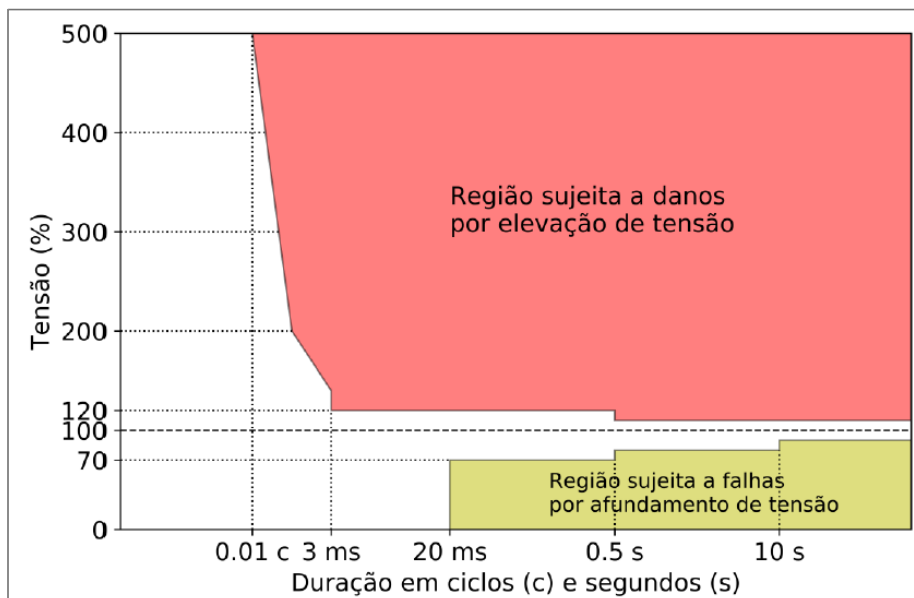
Uma referência utilizada para estimar o comportamento de computadores e equipamentos eletrônicos em relação aos afundamentos de tensão é dado pela curva da CBEMA<sup>2</sup>, atual ITIC<sup>3</sup>, mostrada na Figura 17 (ITIC, 2000). A curva é aplicável a equipamentos monofásicos com tensão nominal de 120 V e estima o comportamento dos equipamentos em função do percentual de variação da tensão (elevação ou afundamento) e a duração da ocorrência. Existem duas regiões de destaque (ver Figura 17) sendo que, os equipamentos seriam danificados, devido as elevações de tensão ou apresentariam falhas no funcionamento, devido a severidade do afundamento sofrido.

---

<sup>2</sup> CBEMA - Computer Business Equipment Manufacturers Association

<sup>3</sup> ITIC - Information Technology International Council

Figura 17. Curva CBEMA - ITIC



Fonte: Adaptado de (ITIC, 2000)

Embora as curvas CBEMA e ITIC sirvam de referência para o comportamento de equipamentos eletrônicos frente a afundamentos de tensão, são necessários estudos mais detalhados para se obter tais comportamentos para outros equipamentos, principalmente os equipamentos industriais mais típicos. É importante destacar que a sensibilidade apresentada pelos equipamentos aos afundamentos e as elevações de tensão varia dependendo do tipo de equipamento, do modelo e das características de projeto adotadas por cada fabricante, não sendo trivial estabelecer uma padronização para se definir a sensibilidade de cada tipo de equipamento. Dentre os efeitos que as VTCDs podem causar em equipamentos eletrônicos, pode-se citar as falhas no funcionamento de computadores (DJOKIĆ; MILANOVIĆ, 2006), falha no funcionamento de controladores e na execução de *softwares* (XU et al., 2019), variação na velocidade de motores, falha na energização de bobinas de contadores e relés (HARDI; DAUT; IRWANTO, 2010), perdas de sincronismo de máquinas síncronas, entre outros.

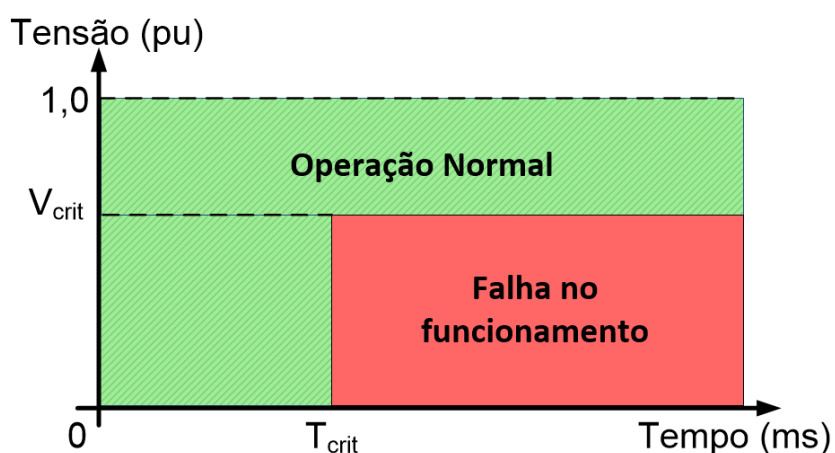
O estudo realizado por OTCENASOVA et al. (2017) destaca a avaliação da susceptibilidade de equipamentos frente a afundamentos de tensão. Equipamentos mais sensíveis a afundamentos de tensão, mesmo aos de curta duração podem ter

seu funcionamento comprometido e, conseqüentemente, levar a falhas ou paradas inesperadas em processos produtivos, isto evidentemente traz perdas financeiras que afetam principalmente ao setor industrial. No estudo citado, o nível de sensibilidade dos equipamentos é descrito como uma curva de tolerância a tensão, também chamada de curva de sensibilidade. Diversos equipamentos amplamente utilizados na indústria, como computadores, lâmpadas, controladores lógicos programáveis (CLPs), contadores e drivers de controle de velocidades de motores, foram submetidos a testes, a partir de afundamentos de tensão controlados, e desses testes pôde-se obter as curvas de sensibilidade dos equipamentos e determinar o número de paradas em função de afundamentos de tensão.

De acordo com KÜFEOĞLU (2015) os custos decorrentes de interrupções de fornecimento têm características diferentes para cada classe de consumidor avaliado, uma vez que depende das características de consumo e necessidade de energia elétrica de cada tipo de consumidor. O trabalho segmenta os consumidores avaliados em categorias distintas, residenciais, comerciais e industriais, e propõe metodologias de estimação dos custos considerando as características de cada um dos grupos.

Para simplificação, é comum assumir que a sensibilidade dos equipamentos tenha característica retangular, conforme mostra a Figura 18. Essa simplificação considera que o equipamento apresentará falha, caso a tensão (durante o afundamento) atinja o valor abaixo da tensão crítica ( $V_{crit}$ ) e a duração superior ao tempo limite ( $T_{crit}$ ), os quais são valores constantes (MILANOVIC; GUPTA, 2006b).

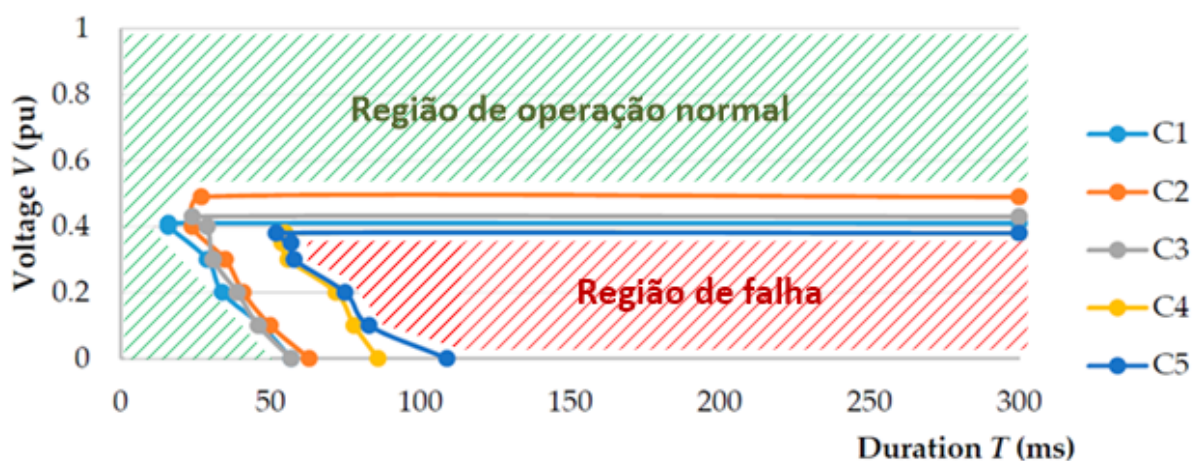
Figura 18. Tolerância com característica retangular



Fonte: Adaptado de (MILANOVIC; GUPTA, 2006b)

Em OTCENASOVA et al. (2017), os autores apresentam curvas de sensibilidade frente a afundamentos de tensão, obtidas em ensaios, para cinco contatores, essas curvas podem ser vistas Figura 19. A figura também mostra regiões de operação em função da curva de sensibilidade obtida para os cinco contatores. Na região de operação normal, os contatores funcionaram corretamente, enquanto na região de falha, a combinação entre o valor da tensão residual e duração do evento, levaram o contator a apresentar falhas durante a operação.

Figura 19. Regiões da curva de sensibilidade para 5 contatores

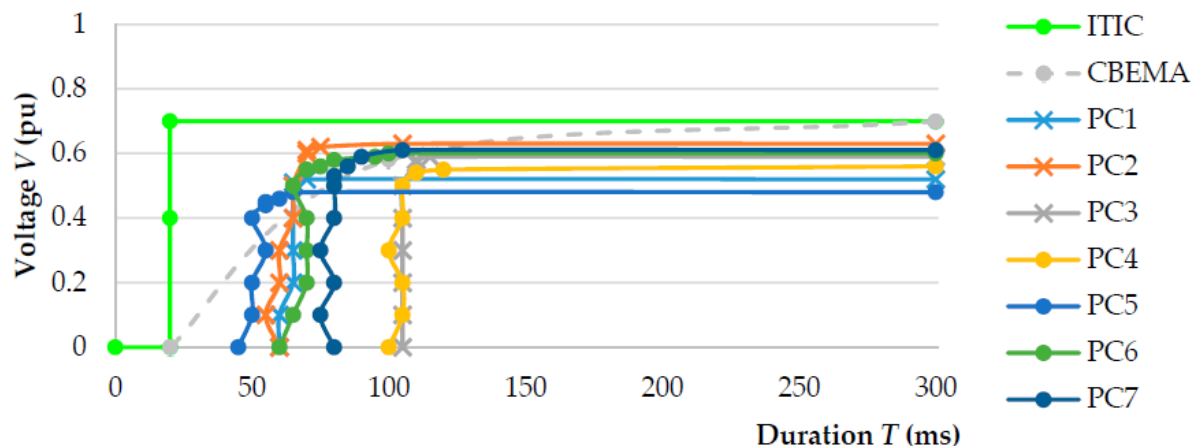


Fonte: Adaptado de (OTCENASOVA et al., 2017)

Na Figura 20, são mostradas as curvas de sensibilidade, frente a afundamentos de tensão para 7 computadores, comparadas com as curvas CBEMA e ITIC. Essa comparação com as curvas padrão, é importante, pois mostra que as curvas CBEMA e ITIC apresentam a mesma tendência de comportamento encontrada nas curvas obtidas nos ensaios e seus limites podem ser adotados como referência, porém como observado nos ensaios, cada um dos equipamentos testados, em função de suas características, possui curvas de sensibilidades mais específicas.

Embora o comportamento seja diferente, em função das características específicas de cada modelo avaliado, tanto para o contator (HARDI; DAUT; IRWANTO, 2010), quanto para o computador, nota-se que existe uma tendência no comportamento da curva, podendo-se obter uma curva média de sensibilidade para os equipamentos ou uma região de sensibilidade que caracterize equipamentos da mesma categoria (CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN, 2015). O comportamento pode ser alterado em função da defasagem da tensão no momento do afundamento (OTCENASOVA et al., 2017).

Figura 20. Curva de sensibilidade obtidas para diferentes computadores



Fonte: (OTCENASOVA et al., 2017)

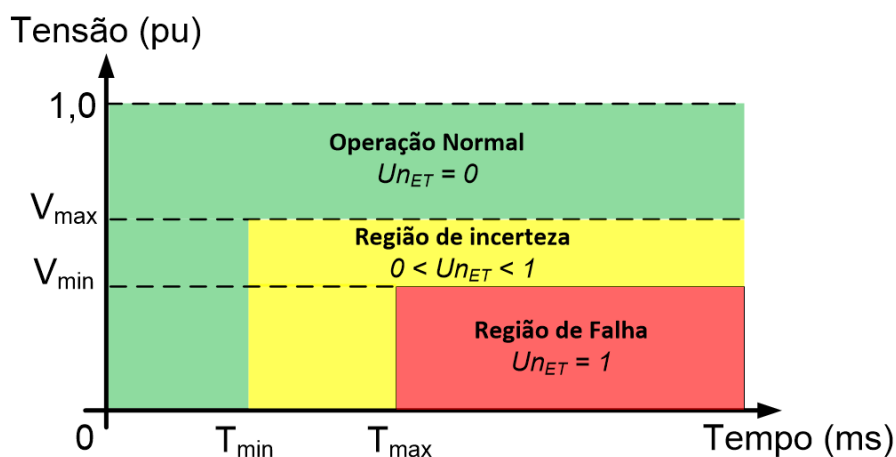
### 3.3. Incerteza de paradas de processos industriais devido a distúrbios elétricos na rede de distribuição

De acordo com GUPTA; MILANOVIC, (2012), levar em consideração uma região de operação que representa uma condição intermediária entre a certeza da falha e a certeza do funcionamento padrão, traz uma melhoria na análise da probabilidade de falha do equipamento, visto que, em certas condições, não se pode afirmar com precisão sobre a ocorrência ou não da falha em um equipamento. Tendo isso em consideração, o termo em inglês *equipment tripping uncertainty* (ou  $Un_{ET}(t, V)$ ) é utilizado na literatura para calcular a incerteza da suportabilidade dos equipamentos tipicamente utilizados nos processos industriais (CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN, 2015) quando eles são afetados por afundamentos de tensão. Sendo assim,  $Un_{ET}(t, V)$  representa a chance (ou probabilidade) de o equipamento apresentar uma falha durante a ocorrência de uma falta elétrica em função da magnitude da tensão residual (V) e a duração do evento (t) no ponto de acoplamento comum em que o equipamento é conectado à rede.

O conceito de incerteza da suportabilidade dos equipamentos é também utilizado por MILANOVIC; GUPTA, (2006b), OTCENASOVA et al. (2017) e CUNHA, (2019) para expressar um melhor comportamento de equipamentos comuns no ambiente industrial, ou seja, o contator (C), o computador (PC), o controlador lógico

programável (CLP) e o inversor de frequência (ASD) quando eles são afetados por afundamentos de tensão. Os autores propõem a utilização de regiões de incerteza as quais podem ser vistas na Figura 21. Na figura, três regiões são visíveis, a região de operação normal, a região de incerteza e a região de falha.

Figura 21. Regiões de operação de um equipamento em um afundamento de tensão



Fonte: Adaptado de (MILANOVIC; GUPTA, 2006b)

Na Figura 21, a região de operação normal, ou seja,  $Un_{ET}(t, V) = 0$ , representa afundamentos de tensão com magnitude de tensão residual ( $V$ ) e duração ( $t$ ) que não afetam o funcionamento do equipamento. Já na região de falha,  $Un_{ET}(t, V) = 1$ , as condições que caracterizam o afundamento de tensão ( $t$  e  $V$ ) certamente causaram falha no equipamento. Entretanto, na região de incerteza,  $0 < Un_{ET}(t, V) < 1$ , o equipamento pode apresentar uma incerteza de falha para um afundamento de tensão  $t$  e  $V$ . Para se estimar o valor da incerteza de suportabilidade do equipamento, deve-se utilizar funções de distribuição de probabilidade acumulada para a tensão  $P_v(V)$  e para o tempo  $P_t(t)$  entre os limiares máximo e mínimo da região de incerteza. Considerando que a probabilidade de falha do equipamento devido à magnitude -  $P_v(V)$  e à duração -  $P_t(t)$  do afundamento de tensão são independentes, a região de incerteza,  $Un_{ET}(t, V)$  é dado por (1) (MILANOVIC; GUPTA, 2006b).

$$Un_{ET}(t, V) = P_t(t) \times P_v(V) \quad (1)$$

sendo:

$P_t(t)$  - probabilidade de falha do equipamento devido a duração do evento;

$P_v(t)$  - probabilidade de falha do equipamento devido a magnitude da tensão.



Nas Figura 22 -Figura 25 são mostradas linhas de contorno obtidas a partir de (1) para categorias de equipamentos CLP, ASD, contator AC e PC respectivamente, as quais representam as probabilidades de falha dos equipamentos para diferentes condições de afundamentos de tensão. Com isso, em função das características magnitude e duração de um afundamento de tensão é possível avaliar a sua propagação no equipamento e identificar o nível de suportabilidade do mesmo.

Figura 22. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um CLP

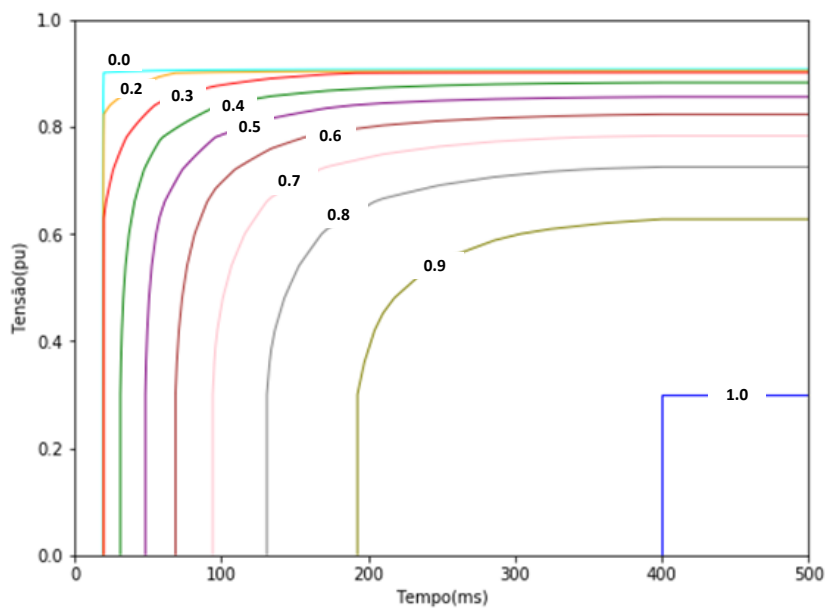


Figura 23. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um ASD

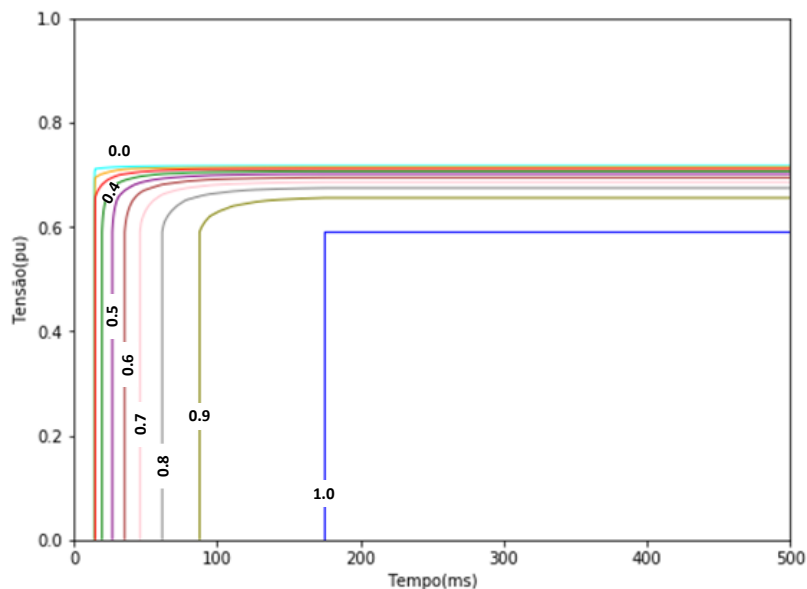


Figura 24. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um Contator

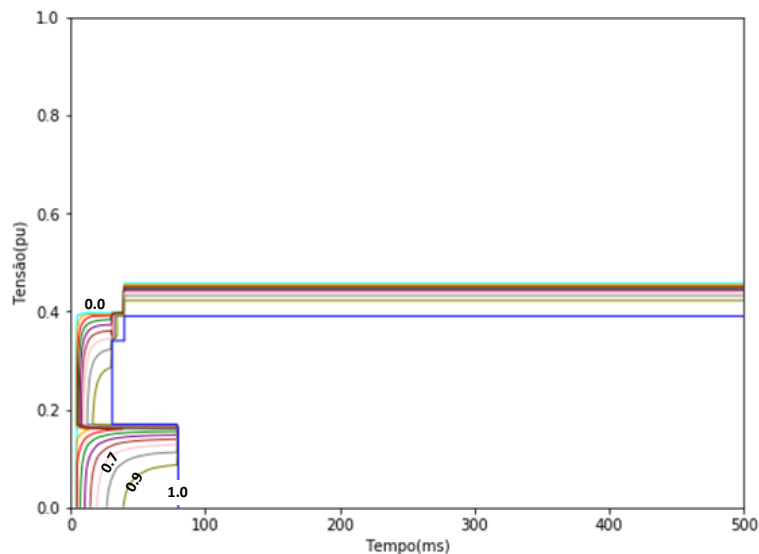
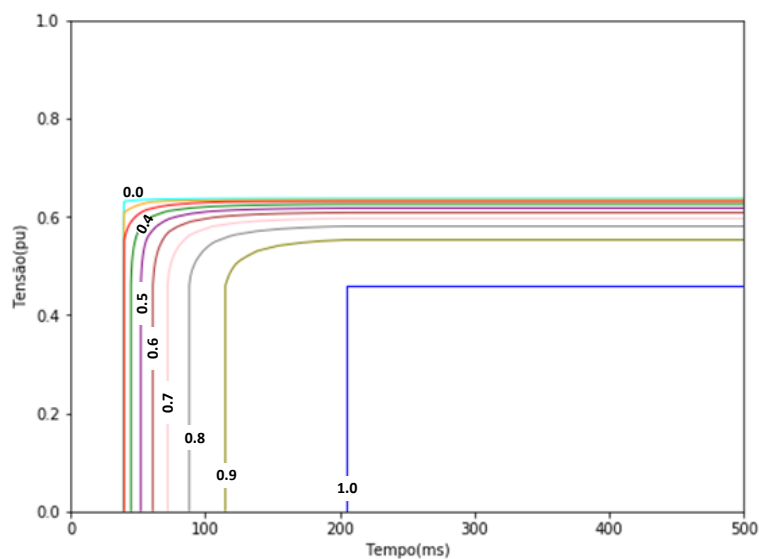


Figura 25. Linhas de contorno – faixas de tolerância de um PC



Observa-se, através da Figura 22, que o CLP tem uma região de incerteza relativamente extensa e uma região de falha mais estreita, isto mostra que afundamentos de tensão com tensões residuais próximos de 90% já apresentam probabilidades de causar falhas no equipamento. Entretanto, o comportamento do inversor de frequência ASD, mostrado na Figura 23, apresenta uma região de incerteza consideravelmente mais estreita. Para esses equipamentos, só afundamento de tensão com tensões residuais abaixo de 70% apresentariam probabilidades de causar falha.

A Figura 22 e a Figura 23 mostram comportamentos diferentes para o CLP e ASD frente a afundamentos de tensão. Por exemplo, um afundamento de tensão de (100 ms, 80%) levaria a um valor de  $Un_{ET} = 50\%$  para o CLP e  $Un_{ET} = 0\%$  para o ASD, ou seja, o ASD seria inerte a este tipo de afundamentos. Porém, no caso de um afundamento de tensão de (290 ms, 60%) levaria a um valor de  $Un_{ET} = 90\%$  para o CLP e  $Un_{ET} = 100\%$  para o ASD, ou seja, este afundamento de tensão teria mais probabilidade de afetar o ASD em relação ao CLP.

Já no caso do contator da Figura 24, o comportamento apresentado é mais distinto, não apresenta o formato retangular característico apresentado pelos outros equipamentos. Os contadores são menos susceptíveis a falhas em caso de afundamentos de tensão de maior severidade devido a energia armazenada no campo magnético de sua bobina. Quando a tensão no solenoide do contator sofre uma mudança abrupta, há a indução de uma corrente transitória, a qual contribui para que o contator permaneça com os contatos fechados (CUNHA, 2019).

A equação apresentada em (1) permite estimar a incerteza da suportabilidade dos equipamentos. Contudo, um processo produtivo pode ser definido como uma combinação de diferentes equipamentos de forma a executar uma tarefa específica. Sendo assim, para avaliar a suportabilidade do processo produtivo com um todo é necessário considerar todos os equipamentos envolvidos no processo. Em termos da propagação do evento, CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN, (2015a) e OTCENASOVA et al. (2017) consideram que todos os equipamentos são conectados à mesma fonte de alimentação de forma que, um possível afundamento de tensão que venha a ocorrer no barramento comum pode afetar individualmente cada um dos equipamentos. O efeito dessa combinação no processo industrial como um todo depende do comportamento conjunto dos equipamentos envolvidos e da forma como estes estão conectados (CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN, 2015). Tendo isso em consideração, a incerteza da suportabilidade do processo produtivo ( $Un_{PT}(t, V)$ ) é obtido relacionando-se o comportamento de cada equipamento ( $Un_{ET}(t, V)$ ) e o arranjo entre eles (série, paralelo ou misto). Dessa forma  $Un_{PT}(t, V)$  pode ser obtida através de (2) (OTCENASOVA et al., 2017).

$$Un_{PT}(t, V) = 1 - \left[ \prod_{i=1}^m \left( 1 - \prod_{j=1}^n Un_{ET}(t, V) \right) \right] \quad (2)$$

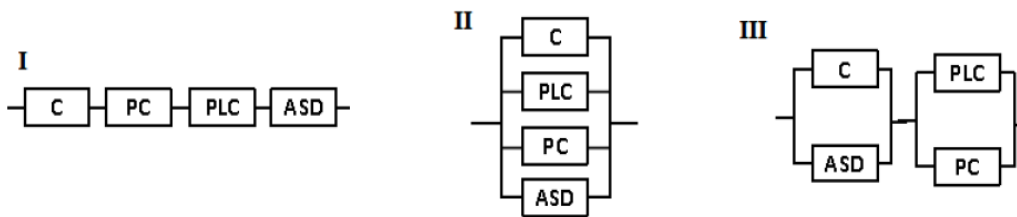
Sendo:

$m$  – número de equipamentos conectados em série;

$n$  – número de equipamentos conectados em paralelo.

De forma a ilustrar  $Un_{PT}(t,V)$ , três processos produtivos típicos são apresentados na Figura 26. Estes processos estão constituídos por conexões (I) série, (II) paralelo e (III) misto de equipamentos como C, PC, PLC e ASD.

Figura 26. Exemplos de arranjos de equipamentos



Fonte: Adaptado de OTCENASOVA et al. (2017)

As faixas de tolerância a afundamentos de tensão para os três processos da Figura 26 são apresentadas nas Figura 27 - Figura 29 respectivamente.

Figura 27. Linhas de contorno – faixas de um processo do tipo série

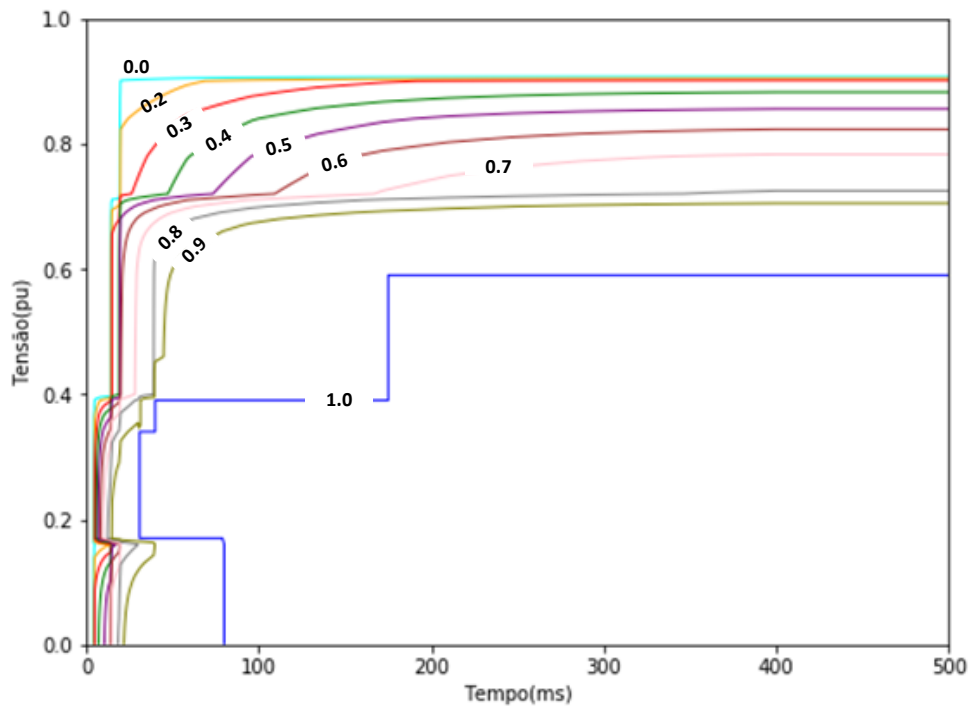


Figura 28. Linhas de contorno – faixas de um processo do tipo paralelo

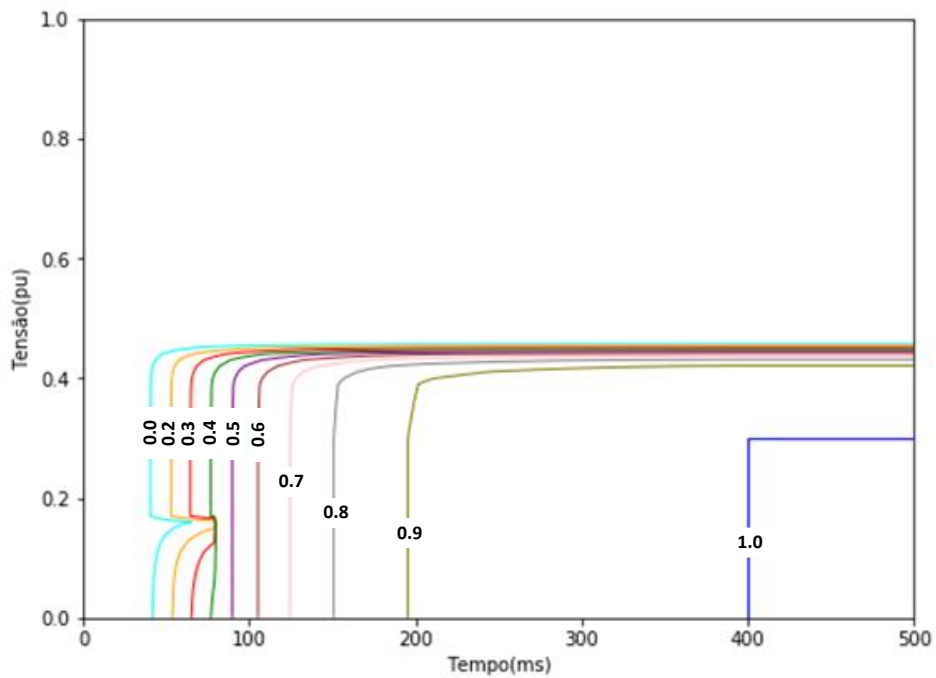
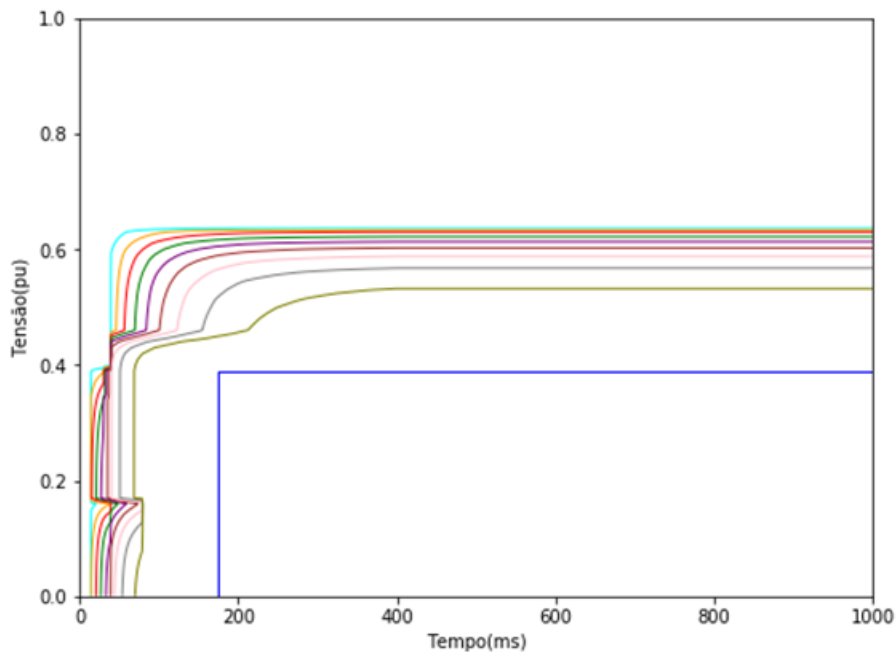


Figura 29. Linhas de contorno – faixas de um processo do tipo misto



Comparando a Figura 27 e a Figura 28, é possível observar que a configuração série apresenta maior probabilidade de falha de processo em relação à configuração paralelo. Isso pode ser explicado, já que um processo com configuração série só precisa de um dos equipamentos apresentar falha para que o processo como um todo apresente falha. Isso é o contrário de um processo com configuração em paralelo,

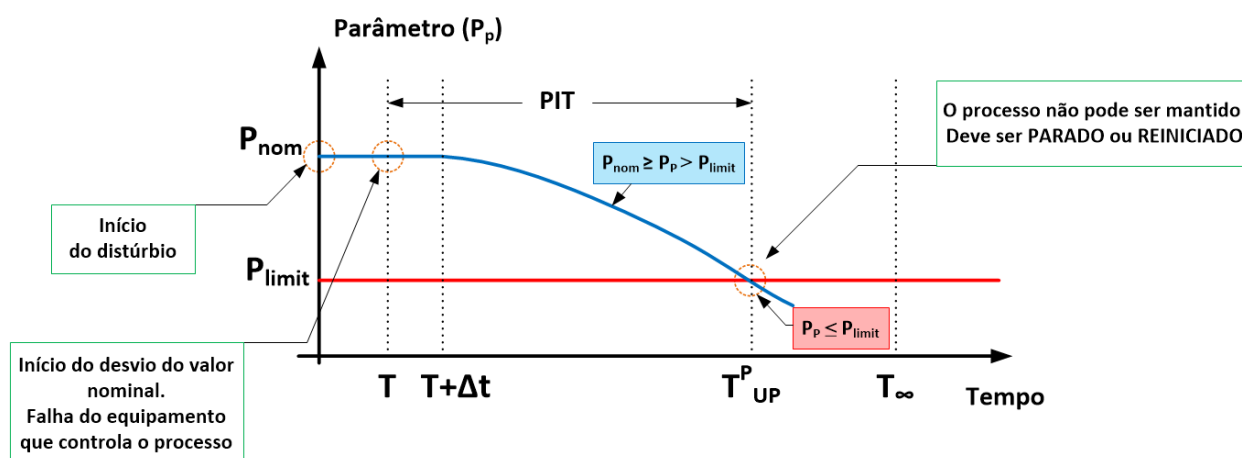
onde é necessário que todos os equipamentos apresentem falhas para que o processo como um todo apresente falha. Outras configurações de processo, teriam probabilidade de falha dentre a conexão em série e a paralelo.

### 3.4. Tempo de imunidade do processo – PIT

O tempo de imunidade do processo (PIT, do inglês *Process Immunity Time*) foi um termo introduzido pelo *Workgroup* composto por CIGRE, CIRED e UIE (BOLLEN et al., 2010). O PIT visa incluir o real impacto das variações de tensão nas redes elétricas de distribuição nos consumidores com equipamentos e processos de maior sensibilidade.

Na Figura 30, o PIT representa o intervalo entre o início da perturbação ( $T$ ) proveniente da falta e o instante ( $T_{UP}^P$ ) em que algum dos parâmetros do processo industrial ( $P_p$ ) viola seu limite ( $P_{limit}$ ). Após  $T_{UP}^P$  o processo não pode ser mantido já que o  $P_p$  atingiu um valor crítico que compromete o seu desempenho, a sua qualidade ou seu rendimento, sendo assim, o processo produtivo tem que ser necessariamente interrompido, com isso, perdas financeiras já são contabilizadas após  $T_{UP}^P$ . O parâmetro ( $P_p$ ) é o parâmetro de maior impacto, que apresenta o menor tempo de imunidade, dentre todos os equipamentos que compõem um processo industrial, pode ser, por exemplo: valor de temperatura, pressão, umidade, velocidade etc.

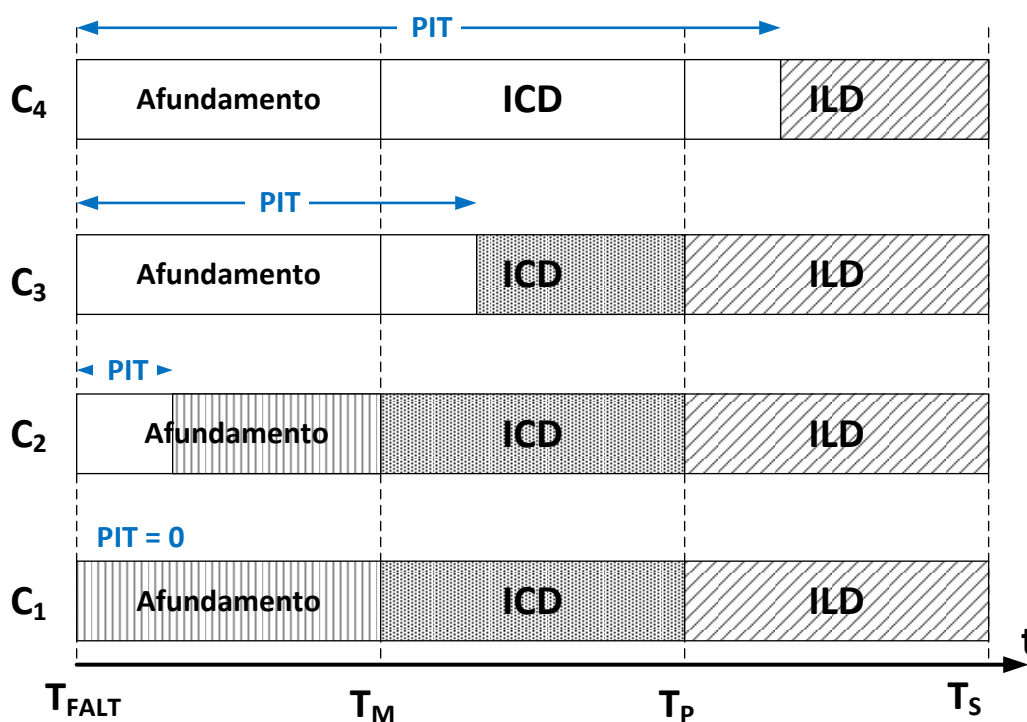
Figura 30. Tempo de imunidade do processo (PIT)



Cunha (2019), mostra a vantagem de um elevado valor de PIT. Na Figura 31 são comparados quatro consumidores com diferentes valores de PIT, frente a ocorrência de uma falha permanente. A Figura 31 mostra três intervalos

a) afundamento de tensão [ $T_{FALT}$ ;  $T_M$ ], b) ICD [ $T_M$ ;  $T_P$ ], c) ILD [ $T_P$ ;  $T_S$ ], sendo no instante  $T_S$ , o reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica. As partes hachuradas indicam que o evento atingiu aquele consumidor, já as partes em branco indicam que o consumidor não sofreu os efeitos daquele evento. Na figura, os consumidores,  $C_1$  tem um  $PIT=0$  e  $C_2$  tem  $PIT$  de baixa duração, ambos são afetados pelo afundamento de tensão, sendo  $C_1$  afetado de forma instantânea e  $C_2$  só após o valor de  $PIT$ . Já o consumidor  $C_3$ , por ter um  $PIT$  mais elevado, não é influenciado pelos efeitos do afundamento de tensão, porém pode sofrer influência durante as interrupções de curta duração (ICD) causados pelos acionamentos do religador, com isso,  $C_3$  pode suportar até algumas tentativas de religamento sem apresentar falha. Por sua vez, o consumidor  $C_4$ , tem um  $PIT$  de elevado valor, devido a essa característica não é afetado pelo afundamento de tensão e pelas interrupções de curta duração (ICD), seu processo só será interrompido caso haja uma interrupção de longa duração (ILD) maior a  $PIT$ .

Figura 31. Comparação dos efeitos do PIT



Fonte: (CUNHA, 2019)

O aumento do PIT é interessante principalmente em consumidores com processos de produção com alta sensibilidade, tais como indústrias têxteis, papel e celulose, automotivo etc. O valor do PIT pode ser aumentado através da adoção de

sistemas de fornecimento de energia elétrica para o processo, tais como banco de capacitores, baterias ou *no-breaks*, além de modificações como o rearranjo do processo e a substituição de equipamentos por outros de menor sensibilidade (BOLLEN et al., 2010). Além disso, conceitos de manufatura avançada, como parte da Indústria 4.0, podem ser utilizados pelos próprios consumidores para melhorar a resiliência dos seus processos produtivos.

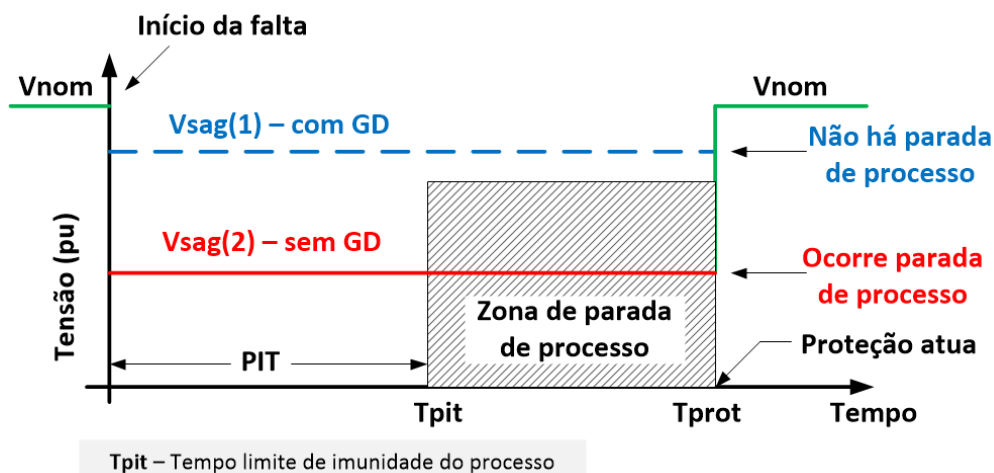
Uma vez que o aumento do PIT representa o aumento da imunidade do processo produtivo durante a ocorrência de variação de tensão, seu valor pode ser inserido no cálculo da incerteza da suportabilidade do processo produtivo ( $Un_{PT}(t, V)$ ), conforme mostrado em (3)

$$Un_{PT}(t, V, PIT) = 1 - \left[ \prod_{i=1}^m \left( 1 - \prod_{j=1}^n Un_{ET}(t - PIT, V) \right) \right] \quad (3)$$

### 3.5. Influência da GD na severidade de um afundamento

Tal como destacado em (CUNHA et al., 2018), o uso de GD nas redes de distribuição pode ajudar a evitar que o afundamento da tensão ocorrido durante uma falta elétrica seja severo. A Figura 32 ilustra o impacto positivo que a inserção de GD na rede pode causar, principalmente em relação aos consumidores industriais que tem processos mais sensíveis e dependentes da continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Figura 32. Impacto da GD em um consumidor industrial durante uma falta elétrica



Fonte: Adaptado de (CUNHA et al., 2018)



Na Figura 32, a região hachurada representa a zona de parada do processo. Além disso, a figura mostra duas situações no mesmo barramento (com GD e sem GD) durante a ocorrência de uma mesma falta elétrica.  $V_{\text{sag}(1)}$  e  $V_{\text{sag}(2)}$  representam as tensões para cada situação respectivamente.  $T_{\text{Prot}}$  representa o instante em que a proteção atua, isolando a falta.

Na ocorrência de uma falta elétrica, a tensão na barra ( $V_{\text{nom}}$ ) que alimenta o consumidor sofre um afundamento de tensão menos severo ( $V_{\text{sag}(1)}$ ) com uso de GD na rede, quando comparado a um afundamento de tensão sofrido sem inserção de GD na rede ( $V_{\text{sag}(2)}$ ). Sendo assim, com o uso da GD, a tensão ( $V_{\text{sag}(1)}$ ) durante a ocorrência da falta não atinge a zona de parada do processo; dessa forma, este consumidor não terá seu processo produtivo comprometido por aquele distúrbio e consequentemente não terá sofrido perdas financeiras.

### 3.6. Síntese do capítulo

Este capítulo mostra inicialmente as classificações adotadas para um afundamento de tensão no Brasil, conforme o PRODIST e por normas americanas e europeias.

Além disso, descreve-se o conceito de sensibilidade de equipamentos frente a afundamentos de tensão. Também é mostrado o conceito da incerteza de suportabilidade, em que a probabilidade de falha do equipamento varia, em função da intensidade e duração do afundamento. Estes mesmos conceitos podem ser estendidos para os processos industriais uma vez que são arranjos de diversos equipamentos.

Outro conceito apresentado é o conceito do tempo de imunidade do processo, que representa o tempo entre o início da falha de equipamento que controla o processo produtivo (causada por um afundamento de tensão, por exemplo) e o instante em que o processo não suporta mais esse distúrbio e precisa ser interrompido. Métricas para o aumento do PIT são importantes, já que ajudam o processo a se tornar mais imune aos distúrbios oriundos da rede elétrica.

Também neste capítulo foi discutido a influência das GD nos afundamentos de tensão. Sendo assim, durante uma condição de falta, a GD presente na rede pode ajudar a manter o nível de tensão residual mais elevado (se comparado a situações sem GD), o que contribui positivamente a evitar que os processos produtivos e

equipamentos entrem em suas regiões críticas de sensibilidade, diminuindo a probabilidade de falhas e paradas indesejadas e, conseqüentemente, as perdas financeiras associadas.

#### 4 ESTIMAÇÃO DAS PERDAS FINANCEIRAS RELATIVAS AOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Os curtos-circuitos que ocorrem nas redes elétricas são fenômenos de natureza aleatória, a caracterização de cada um (em relação a níveis de corrente e tensão de afundamento) e a intensidade da propagação do distúrbio na rede elétrica estão ligados diretamente aos parâmetros que apresentam, como a posição da ocorrência, o tipo (monofásico, bifásico ou trifásico), impedância do defeito, tempo de duração, dentre outros. O conjunto de parâmetros que caracteriza o curto circuito é chamado por alguns autores de condição de falta ou como condição de curto-circuito (CUNHA, 2019).

O modelamento de cada um dos parâmetros que constituem um curto-circuito pode ser tratado a partir de funções probabilísticas que refletem o comportamento individual de cada variável envolvida, estas funções por sua vez podem ser obtidas de dados históricos, após um extenso monitoramento dessas variáveis. Por exemplo, o tipo de falta, entre trifásica, bifásica, bifásica a terra e monofásica a terra, comportamentos típicos em redes de distribuição mostram os valores apresentados na Tabela 2. Da tabela, tem-se que as faltas trifásicas são as menos prováveis, com 5%, enquanto as faltas monofásicas a terra representam 65% do total de faltas (DECOURT, 2007). Em relação à impedância da falta, funções de probabilidade uniformes são utilizadas entre um valor mínimo (geralmente próximo de zero) e máximo (por exemplo, 10 Ohms) para modelar esses valores (BARNARD; PAHWA, 1993).

Tabela 2. Valores de probabilidade para tipo de curto

<b>Tipo de falta</b>	<b>Probabilidade (%)</b>
Monofásica a terra	65
Bifásica	20
Bifásica a terra	10
Trifásica	5

Fonte: (DECOURT, 2007)

A estimação dos impactos dos afundamentos de tensão e as interrupções de energia na rede elétrica e nos consumidores tem sido abordado de duas formas. A

primeira é a partir de dados coletados diretamente nos consumidores provenientes de campanhas de medição. Essa abordagem traz informações precisas já que mostra a real percepção do consumidor frente a estes fenômenos. A desvantagem desta abordagem é a necessidade de um longo período de monitoração, além disso, o levantamento de dados só pode ser realizado em redes existentes (OLIVEIRA, 2015a). A segunda forma é utilizando simulações computacionais que possam refletir o real comportamento das redes elétricas frente a condições desfavoráveis como faltas elétricas. Nesta abordagem, as funções de probabilidade das variáveis envolvidas nos curtos-circuitos são o principal caminho para aproximar as condições simuladas às condições reais (OLIVEIRA, 2015b) e (QIAN et al., 2019). A principal vantagem dessa abordagem é que os resultados estimados podem ser obtidos em redes existentes e em redes que estão sendo planejadas. Isso permite que cenários (por exemplo com a inserção de geração distribuída) possam ser simulados, avaliados e comparados antes da real implantação nas redes elétricas.

Na direção de simulações computacionais, as metodologias propostas por CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN (2015) e CUNHA (2019) estimam o número de paradas de processos produtivos devido a eventos como afundamentos de tensão, interrupções de curta duração e interrupções de longa duração em cada consumidor conectado à rede no período de um ano. Em posse de tais valores, estima-se as perdas financeiras decorrentes das paradas de processo de cada consumidor, devido a cada um dos três tipos de eventos. A metodologia utiliza uma abordagem probabilística na simulação de um grande número de curtos-circuitos que podem afetar a rede de distribuição. Em relação aos parâmetros das condições de falta, eles podem ser determinados através da interpolação de valores de curvas de distribuição de probabilidade, as quais por sua vez podem ser obtidas por meio de dados históricos das concessionárias de energia elétrica ou de valores encontrados como recomendações na literatura. Sendo assim, as metodologias propostas por esses autores, podem ser utilizadas como uma ferramenta para identificar áreas da rede com maiores valores de probabilidade, indicando quais consumidores daquela área estão sujeitos a perdas financeiras maiores. Isto pode ser utilizado posteriormente para direcionar investimentos por parte das concessionárias de energia elétrica, a fim de se obter medidas de mitigação e a redução de índices de reclamação dos consumidores prejudicados.

Assim sendo, este trabalho, utiliza como base as metodologias propostas em CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN (2015) e CUNHA (2019) para estimar o impacto da GD nos consumidores existentes nas redes de distribuição, principalmente nos afundamentos de tensão visto que a inserção de GD pode contribuir diretamente para a redução da severidade deste fenômeno nos equipamentos eletroeletrônicos.

#### **4.1. Metodologia**

O presente trabalho utiliza um método probabilístico para refletir o comportamento da rede elétrica frente a diferentes curtos-circuitos. Sendo assim, a metodologia proposta simula uma grande quantidade de curtos-circuitos que podem afetar a rede de distribuição, para isso é utilizado o método Monte Carlo. Este método baseia-se na geração de valores aleatórios a partir de funções de distribuição de probabilidade de cada variável participante do curto-circuito, buscando assim determinar aleatoriamente os parâmetros que irão compor cada uma das condições de falta. O modelo probabilístico utilizado visa manter as características dos eventos reais, para isso, é necessário um número elevado de simulações para que se possa ter resultados estatísticos das grandezas avaliadas. Também, para completar o modelo outras informações da rede elétrica são utilizadas, tais como os esquemas de proteção adotados (queima fusível ou salva fusível), curvas tempo-corrente dos dispositivos de proteção, dentre outros.

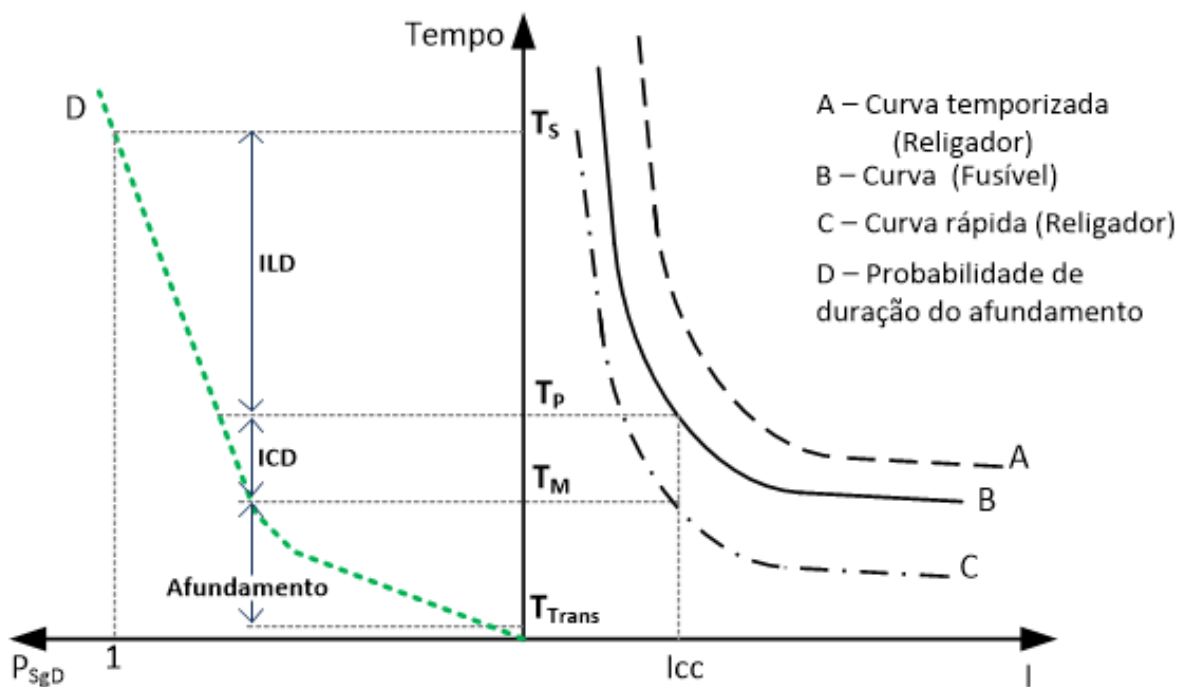
Durante os sorteios pelo método Monte Carlo, a escolha da posição da falta considera a taxa de falha de cada linha, assim sendo, linhas com maior comprimento tem maior chance de serem selecionadas. Para escolher o ponto da falta no trecho, uma distribuição uniforme é utilizada em todo o comprimento da linha de curto. Para o tipo de falta à ser selecionado, foram consideradas faltas monofásicas, bifásicas, bifásica a terra e trifásica, sendo as taxas de ocorrência consideradas 65%, 20%, 10% e 5% respectivamente (DECOURT, 2007). Para o parâmetro de impedância de falta, considerou-se o valor máximo de 10 ohms puramente resistivo (faltas de alta impedância não são consideradas), para todos os tipos de faltas (BARNARD; PAHWA, 1993).

Em relação à duração da uma falta, ela é dependente de outros fatores, como o tempo de atuação dos dispositivos de proteção, o tempo de extinção natural da falta (faltas temporárias) e o tempo de atuação das equipes de manutenção corretiva, para

o caso de interrupções permanentes. Assim, uma vez ocorrida a falta pode-se estimar o tempo de extinção devido a atuação de algum dos dispositivos de proteção. De forma a simplificar a abordagem probabilística em relação à variável duração da falta CEBRIAN (2008) propôs a utilização dos seguintes parâmetros: a corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) que pode ser avaliada em função das condições de curto-circuito; as curvas de tempo-corrente dos dispositivos de proteção que serão acionados para extinguir  $I_{cc}$ ; e o esquema de proteção (“salva fusível” ou “queima fusível”) utilizado na rede elétrica. A junção destas informações permite estimar a duração do afundamento de tensão, das interrupções de curta duração e o instante de início de uma interrupção permanente.

Para mensurar de maneira probabilística a contribuição de cada um dos eventos (afundamento e interrupções de curta e longa duração), utiliza-se uma função de probabilidade acumulada de duração de afundamentos de tensão ( $P_{SgD}$ ). A Figura 33 ilustra esse processo de avaliação. (No ANEXO A mostra-se a função de probabilidade acumulada de duração de afundamentos de tensão utilizada neste trabalho).

Figura 33. Obtenção das probabilidades de afundamento de tensão, interrupção de curta duração – ICD e interrupção de longa duração – ILD. Relação entre a curva tempo-corrente do dispositivo de proteção (direita) e a função de probabilidade acumulada de duração de afundamentos de tensão (esquerda)



Fonte: Adaptado de (CUNHA, 2019)

A Figura 33 mostra do lado direito três curvas de proteção de tempo-corrente de um fusível e de um religador; do lado esquerdo, a função de probabilidade acumulada de duração de afundamentos de tensão ( $P_{SgD}$ ). Na figura, para uma corrente de curto-circuito  $I_{cc}$ , é possível obter: o tempo do fim do afundamento ( $T_M$ ) e o tempo do início da interrupção permanente ( $T_p$ ). Após  $T_M$  interrupções momentâneas são possíveis de acontecer devido as tentativas do religador (entre 2 ou 3) de extinguir faltas momentâneas. Ambos os tempos  $T_M$  e  $T_p$  são utilizados para primeiro, identificar os intervalos de afundamento, ICD e ILD e, segundo avaliar as probabilidades para cada um destes intervalos.

Na Figura 33, cada curto-circuito simulado  $k$  pode ser correlacionado com uma respectiva corrente de curto-circuito  $I_{cc(k)}$ . O valor de  $I_{cc(k)}$ , por sua vez, permite identificar os valores de tempo  $T_{M(k)}$  e  $T_{p(k)}$  obtidos pelas curvas tempo-corrente dos dispositivos de proteção a montante do curto-circuito (a filosofia de proteção utilizada, queima fusível ou salva fusível permite identificar esses dispositivos). Os valores de tempo são posteriormente utilizados para identificar os valores de probabilidade de afundamento— $P_{afund(k)}$ , ICD— $P_{ICD(k)}$  e ILD— $P_{ILD(k)}$  (lado esquerdo da Figura 33). Visto que esses fenômenos são independentes entre si, a relação entre eles pode ser vista em (4) para uma barra específica  $b$  (CEBRIAN (2008)):

$$P_{Tran(k,b)} + P_{afund(k,b)} + P_{ICD(k,b)} + P_{ILD(k,b)} = 1 \quad (4)$$

Onde:

$k$ : índice do curto-circuito simulado

$b$ : índice da barra

$P_{Tran(k,b)}$ : probabilidade de transitório no evento  $k$  na barra  $b$ ;

$P_{afund(k,b)}$ : probabilidade de *afundamento* no evento  $k$  na barra  $b$ ;

$P_{ICD(k,b)}$ : probabilidade de *ICD* no evento  $k$  na barra  $b$ ;

$P_{ILD(k,b)}$ : probabilidade de *ILD* no evento  $k$  na barra  $b$ .

Neste trabalho curtos-circuitos sucessivos, como por exemplo, uma falta monofásica que evolui para uma falta bifásica, não são considerados. Nestes casos, somente o primeiro evento é levado em conta. Sendo assim, é possível considerar que os eventos simulados são independentes, ou seja, um evento de curto-circuito simulado não tem influência no outro. Esta afirmação é válida quando se considera um longo intervalo de tempo entre eventos. Com isso, após  $K$  simulações, os valores

de  $P_{afund(k,b)}$ ,  $P_{ICD(k,b)}$  e  $P_{ILD(k,b)}$  podem ser agregados e anualizados com o intuito de avaliar o número de afundamentos, *ICD* e *ILD* em cada barra  $b$  da rede elétrica.

Para a obtenção de valores anualizados, para cada um dos tipos de eventos simulados, é necessário avaliar um índice que permita ajustar os valores de probabilidade acumulada para valores por ano. Sendo assim, é necessário relacionar valores como: a taxa de falha por km por ano do alimentador ( $\lambda_{Al}$ ), a extensão total do alimentador ( $d_{Al}$ , tronco e todos os ramais) e a probabilidade acumulada de *ILD* para todos os eventos simulados ( $AP_{LDI}$ ), através de (5) e (6).

$$AP_{LDI} = \sum_{k=1}^K P_{LDI(k)} \quad (5)$$

$$N_{anos} = \frac{AP_{LDI}}{\lambda_{Al} \times d_{Al}} \quad (6)$$

O fator  $N_{anos}$  permite avaliar o número de eventos por ano para cada barra em relação a afundamentos de tensão, *SDI* e *LDI* para cada barra  $b$ , por meio de (7) - (9)

$$N_{afund(b)} = \frac{\sum_{k=1}^K P_{afund(k,b)}}{N_{anos}} \quad (7)$$

$$N_{ICD(b)} = \frac{\sum_{k=1}^K P_{ICD(k,b)}}{N_{anos}} \quad (8)$$

$$N_{ILD(b)} = \frac{\sum_{k=1}^K P_{ILD(k,b)}}{N_{anos}} \quad (9)$$

#### 4.2. Perdas financeiras em consumidores sensíveis

A abordagem probabilista apresentada anteriormente também pode ser adaptada para incluir a sensibilidade dos equipamentos eletroeletrônicos (*Eqpto*) e processos produtivos frente a afundamentos de tensão. Para isso, a formulação proposta em CEBRIAN; KAGAN; MILANOVIC, (2016) é utilizada para avaliar a probabilidade de um *Eqpto* ou processo produtivo  $c$  ser afetado por um afundamento de tensão em uma barra  $b$  durante um curto-circuito  $k$ . A formulação é apresentada em (10).



$$P_{PTU-afund(k,b,c)} = \int_{T_{Tran(k)}}^{T_{M(k)}} Un_{PT(c)}(t - PIT_{(c)}, V_{barra(k,b)}) \cdot P_{sgD}(t) dt \quad (10)$$

Em (10) é utilizada a incerteza de interrupção do processo ( $Un_{PT(c)}$ ) e tempo de imunidade do processo ( $PIT_{(c)}$ ), ambos dependem das características do equipamento eletroeletrônico ou do processo produtivo utilizado pelo consumidor  $c$ .  $V_{barra(k,b)}$  representa a tensão residual na barra  $b$  durante o curto-circuito  $k$  simulado. Para um sistema trifásico, o valor considerado é o menor valor entre as três fases.

Os valores de  $P_{PTU}$  obtidos com a formulação representada em (10), refere-se à avaliação de uma única falta simulada  $k$ . Para avaliar o número de falhas do equipamento eletroeletrônico ou processo produtivo por ano é necessário utilizar o fator  $N_{anos}$  de (6). A equação (11) mostra como é feita a avaliação de  $N_{PTU-afund-ano(c)}$  para um consumidor  $c$ .

$$N_{PTU-afund-ano(c)} = \frac{\sum_{k=1}^K P_{PTU-afund(k,b,c)} \times F_{CA(c)}}{N_{anos}} \quad (11)$$

sendo:

$F_{CA(c)}$ : Fator de atividade do consumidor  $c$ .

O fator de atividade  $F_{CA}$ , é um fator de correção que considera as diferenças entre as atividades de consumidores residenciais, comerciais, industriais e grandes consumidores. Este fator considera o número de dias por ano e horas por dia em que cada consumidor está em atividade. Os valores típicos são:  $F_{CA} = 1$  em consumidores residenciais,  $F_{CA} = 0,3573$  em consumidores comerciais,  $F_{CA} = 0,2384$  em consumidores industriais e  $F_{CA} = 0,05$  para grandes consumidores (MILANOVIC; GUPTA, 2006a).

#### 4.2.1. Fator de custo unitário de parada de processo produtivo

Na literatura valores de custo por evento são utilizados para quantificar as perdas enfrentadas pelos consumidores quando afundamentos de tensão ou interrupções de suprimento de energia afetam a continuidade dos seus processos

produtivos. Estes valores de custo dependem das características de cada consumidor, do seu ramo de atividade e da capacidade de resiliência de cada processo produtivo. Em CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN (2015), um modelo para avaliação do fator de custo unitário é proposto de forma a incluir as características dos processos produtivos do consumidor. Sendo assim, neste trabalho, esse modelo de custo unitário é utilizado. Em MILANOVIĆ; GUPTA, (2006) é possível visualizar essa formulação.

$$Fator_{custo-afund(c)} = \sum_{h=1}^H CIC_{(c)}(T_{PRS(h)}) \times (P_{PRS}(T_{PRS(h)})) \quad (12)$$

sendo:

*h*: intervalos de duração da interrupção do processo produtivo do consumidor *c* (0 - 20min; 20min - 1h; 1h - 4h; 4h - 8h, 8h - 24h);

*H*: número total de intervalos de interrupção do processo produtivo;

*T<sub>PRS</sub>*: tempo de reinício do processo;

*CIC<sub>(c)</sub>*: custo de interrupção do processo produtivo;

*P<sub>PRS</sub>*: probabilidade de reinício do processo para um determinado valor de *T<sub>PRS</sub>*

A Tabela 3 mostra os valores de referência para os custos de interrupção do processo produtivo, em função do tipo de consumidor e da duração da interrupção.

Tabela 3. Custo de interrupção do processo por tipo de consumidor. Valores em reais

Tipo de consumidor	CIC (R\$) para uma interrupção com duração de:				
	0 – 20 min	20 min – 1h	1h – 4h	4h – 8h	8h – 24h
Residencial	0,53	1,94	13,24	13,24	13,24
Comercial	136,06	293,62	955,65	1.991,63	2.770,00
Industrial	8.033,00	11.911,00	21.052,00	33.240,00	45.151,00
Grande porte	606.630,00	645.410,00	911.330,00	1.144.010,00	1.609.370,00

Fonte: Adaptado de (MILANOVIC; GUPTA, 2006a) para 1 GBP = R\$ 2,77 – ano de 2010.

A Tabela 4 mostra os valores de referência para a probabilidade de reinício do processo após a ocorrência de um evento que levou à interrupção do processo produtivo. Da Tabela 4, tem-se que em 60% das paradas de processo produtivo, o mesmo pode ser reestabelecido em até 1h; em 30% das paradas, o reestabelecimento

se dá entre 1h e 4h e em 10% das paradas, o reestabelecimento do processo ocorre entre 4h e 24h.

Tabela 4. Probabilidade de reinício do processo após uma interrupção

Tempo de reinício do processo ( <i>TPRS</i> ) (horas)	<i>PPRS(TPRS)</i>
$0 \leq TPRS \leq 20 \text{ min}$	0,2
$20 \text{ min} \leq TPRS \leq 1 \text{ h}$	0,4
$1 \text{ h} \leq TPRS \leq 4 \text{ h}$	0,3
$4 \leq TPRS \leq 8 \text{ h}$	0,02
$8 \text{ h} \leq TPRS \leq 24 \text{ h}$	0,08

Fonte: Adaptado de (CEBRIAN; MILANOVIC; KAGAN, 2015)

A Tabela 5 mostra os valores de custo unitário de paradas de processo devido a afundamentos de tensão por tipo de consumidor. Da tabela, um afundamento de tensão poderia provocar em média R\$ 16.963,5 em custos de paradas de processo para um consumidor industrial. Evidentemente, os valores da tabela são valores médios que podem ser utilizados como referência.

Tabela 5. Valores de fator de custo unitário de parada de processo por evento de afundamento de tensão. Valores em reais

Tipo de consumidor	<i>Fator</i> <sub>custo-afund</sub> (R\$/afundamento)
Residencial	6,2
Comercial	692,8
Industrial	16.963,5
Grande porte	804.518,8

Os valores de perdas financeiras por parada de processo devido a afundamentos de tensão para um único consumidor  $c$  ( $C_{FLPT-afund(c)}$ ) podem ser estimados relacionando o  $N_{PTU-afund-ano(c)}$  e seu respectivo *Fator*<sub>custo-afund(c)</sub>, em (13) pode ser vista essa formulação.

$$C_{FLPT-afund(c)} = N_{PTU-Afund-ano(c)} \cdot \textit{Fator}_{custo-afund(c)} \quad (13)$$

Pode-se também, através de (14), obter-se as perdas anuais de afundamento totais de todos os consumidores,  $C_{FLPT-afund}$ , da rede analisada.

$$C_{FLPT-afund} = \sum_{c=1}^{N_{cons}} C_{FLPT-afund(c)} \quad (14)$$

Onde:

$N_{cons}$ : número total de consumidores presentes na rede analisada.

### 4.3. Síntese do capítulo

Neste capítulo apresenta-se a metodologia utilizada para a estimação das perdas financeiras nos consumidores relativas aos afundamentos de tensão. Sendo os curtos-circuitos fenômenos de natureza aleatória, o modelamento de seus parâmetros é tratado a partir de funções probabilísticas, obtidas de dados históricos das concessionárias de energia elétrica. Já os impactos causados devido a afundamentos de tensão e interrupções de curta e longa duração, embora possam ser estimados através de dados coletados nos consumidores (o que demanda longo período de monitoração), também pode ser efetuado com o uso de metodologias baseadas em simulações computacionais que utilizam funções de probabilidade das variáveis envolvidas nos curtos-circuitos, de forma que eles possam refletir o real comportamento das redes. A principal vantagem é a obtenção de resultados tanto para redes existentes, quanto para redes ainda em planejamento.

As metodologias computacionais utilizadas neste trabalho estimam o número de paradas de processo anuais devido a eventos como afundamentos de tensão e interrupções de curta e longa duração em cada consumidor da rede. Estas metodologias podem ser ferramentas muito úteis para indicar áreas da rede em que os consumidores estão mais sujeitos a maiores perdas financeiras, podendo esta informação ser utilizada para o direcionamento de investimentos na busca pela mitigação destes fenômenos.

A probabilidade de ocorrência do afundamento de tensão pode ser avaliada a partir das curvas de atuação dos dispositivos de proteção da rede, para cada evento simulado. Sendo tais eventos independentes, seus valores são agregados e

posteriormente anualizados, através de um fator que considera a taxa de falha por km e a extensão do alimentador. Além disso, com a inserção do conceito de região de sensibilidade de equipamentos ou processos produtivos é possível estimar as perdas financeiras por afundamentos de tensão em cada consumidor e para toda a rede de distribuição.

A metodologia apresentada neste capítulo permite tratar diferentes cenários onde GD são instaladas na rede elétrica. Isto pode ser feito visando selecionar aqueles cenários que possam minimizar os impactos dos afundamentos de tensão nos consumidores sensíveis a estes fenômenos.

## 5 METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM REDES ELÉTRICAS

A utilização de GD nas redes elétricas mostra-se benéfica para a redução da severidade dos afundamentos de tensão na ocorrência de faltas elétricas na rede, contribuindo também para a redução das perdas financeiras que o consumidor pode sofrer devido a influência desse fenômeno.

Este trabalho usa esta característica e aborda a alocação simultânea de GDs na rede elétrica, de forma que as perdas financeiras (devido a afundamentos de tensão) sejam reduzidas nos consumidores sensíveis, quando comparadas a aquelas que seriam obtidas para um cenário sem a presença de GD. A combinação ótima entre a posição e a potência de cada GD é obtida respeitando-se os limites técnico-operacionais da rede considerada, os quais são:

- Limites de tensão;
- Carregamentos das linhas;
- Perdas elétricas;
- Taxa de penetração e o custo da GD;
- Considera-se também o benefício ambiental que a utilização de GD agrega.

### 5.1. Modelagem do PSO

O PSO utiliza um processo iterativo, iniciando com uma população de  $m$  partículas. Cada uma das partículas é modelada no espaço de busca, como um vetor, que contém as variáveis de controle e representa uma possível solução do problema de otimização. As posições de cada partícula são determinadas pelo vetor  $x_i$  de dimensão  $d$  (variáveis do problema). As partículas se movimentam na busca de uma melhor posição. Seu movimento é representado pelo vetor de velocidade das partículas  $v_i$ , pertencente ao mesmo espaço de busca de dimensão  $d$ . Os vetores de posição e velocidade são mostrados em (15) e (16) respectivamente.

$$x_i = [x_{i,1} \ x_{i,2} \ \dots \ x_{i,d}] \quad \text{para } i = 1, \dots, m \quad (15)$$

$$v_i = [v_{i,1} \ v_{i,2} \ \dots \ v_{i,d}] \quad \text{para } i = 1, \dots, m \quad (16)$$

A cada iteração do *PSO* é calculada a posição de cada uma das  $m$  partículas a partir da sua posição na iteração anterior ( $k$ ) e de sua velocidade atual ( $k+1$ ), conforme mostrado em (17):

$$\mathbf{x}_i^{k+1} = \mathbf{x}_i^k + \mathbf{v}_i^{k+1} \quad \text{para } i = 1, \dots, m \quad (17)$$

sendo:

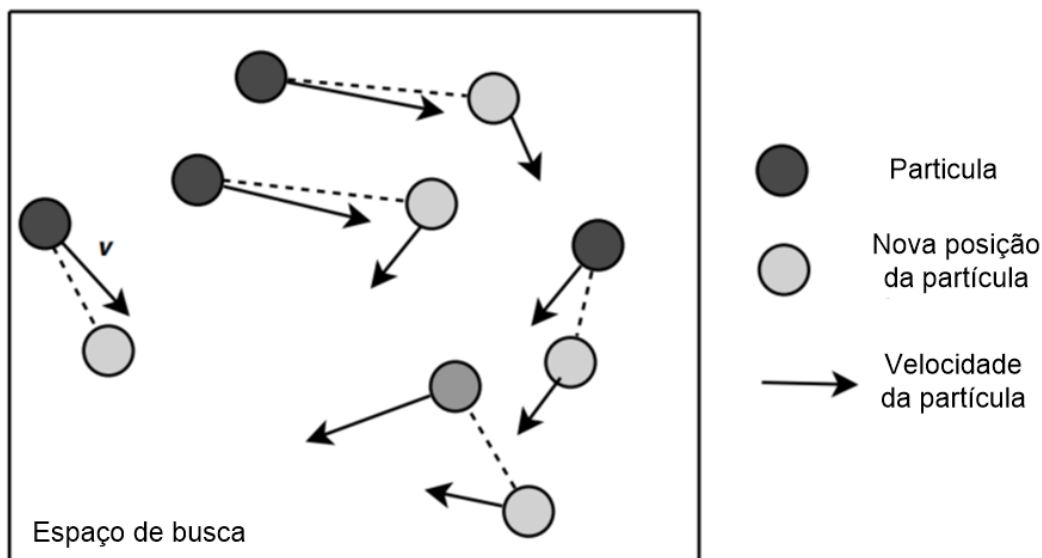
$\mathbf{x}_i^{k+1}$ : vetor posição da partícula  $i$  na iteração atual ( $k+1$ );

$\mathbf{x}_i^k$ : vetor posição da partícula  $i$  na iteração anterior ( $k$ );

$\mathbf{v}_i^{k+1}$ : vetor velocidade da partícula  $i$  na iteração atual ( $k+1$ ).

A Figura 34 ilustra as partículas com suas respectivas posições e velocidades associadas. A cada iteração do algoritmo, as partículas se movem de uma posição para outra, com determinada velocidade, no espaço de busca.

Figura 34. Partículas do enxame com posições e velocidades associadas



Fonte: (TALBI, 2009)

A função objetivo é então aplicada sobre cada partícula e com isso pode-se determinar o *fitness* (aptidão) para cada iteração. A partícula mais apta é aquela cujo valor da função objetivo é o melhor em relação as outras partículas.

Durante o deslocamento das partículas no espaço de busca são preservadas a melhor posição alcançada por cada partícula ( $p_i$ ) e a melhor das posições alcançada dentre todos os indivíduos ( $g$ ) em relação aos valores de função objetivo obtidos.

A evolução da velocidade das partículas ocorre conforme a equação (18):

$$v_{ij}^{k+1} = \omega v_{ij}^k + c_1 r_{1j} (p_{ij}^k - x_{ij}^k) + c_2 r_{2j} (g_j^k - x_{ij}^k), \quad i = 1, \dots, m \text{ e } j = 1, \dots, d \quad (18)$$

Sendo:

$m$ : quantidade de partículas;

$d$ : dimensão das partículas;

$v_{ij}^{k+1}$ : velocidade de partícula  $i$  na iteração atual, para a dimensão  $j$ ;

$\omega$ : peso inercial - (responsável pela diversificação da busca e evitar que fique presa em um mínimo local);

$c_1$ : coeficiente de aprendizado individual (atribui diversificação a busca);

$c_2$ : coeficiente de aprendizado social (atribui intensificação a busca);

$p_{ij}^k$ : melhor posição encontrada pela partícula  $i$ , para a dimensão  $j$ ;

$g_j^k$ : melhor posição encontrada dentre todas as partículas, para a dimensão  $j$ ;

$(p_{ij}^k - x_{ij}^k)$ : componente cognitivo – contribuição da experiência individual da partícula na velocidade;

$(g_j^k - x_{ij}^k)$ : componente social – contribuição da experiência coletiva das partículas na velocidade;

$r_{1j}, r_{2j}$ : números aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo entre 0 e 1

A fim de evitar que velocidade de uma partícula não gere partículas com soluções fora do espaço de busca, são impostos limites máximos e mínimos para seus valores em cada dimensão  $d$  do espaço de busca, como o descrito na equação (19).

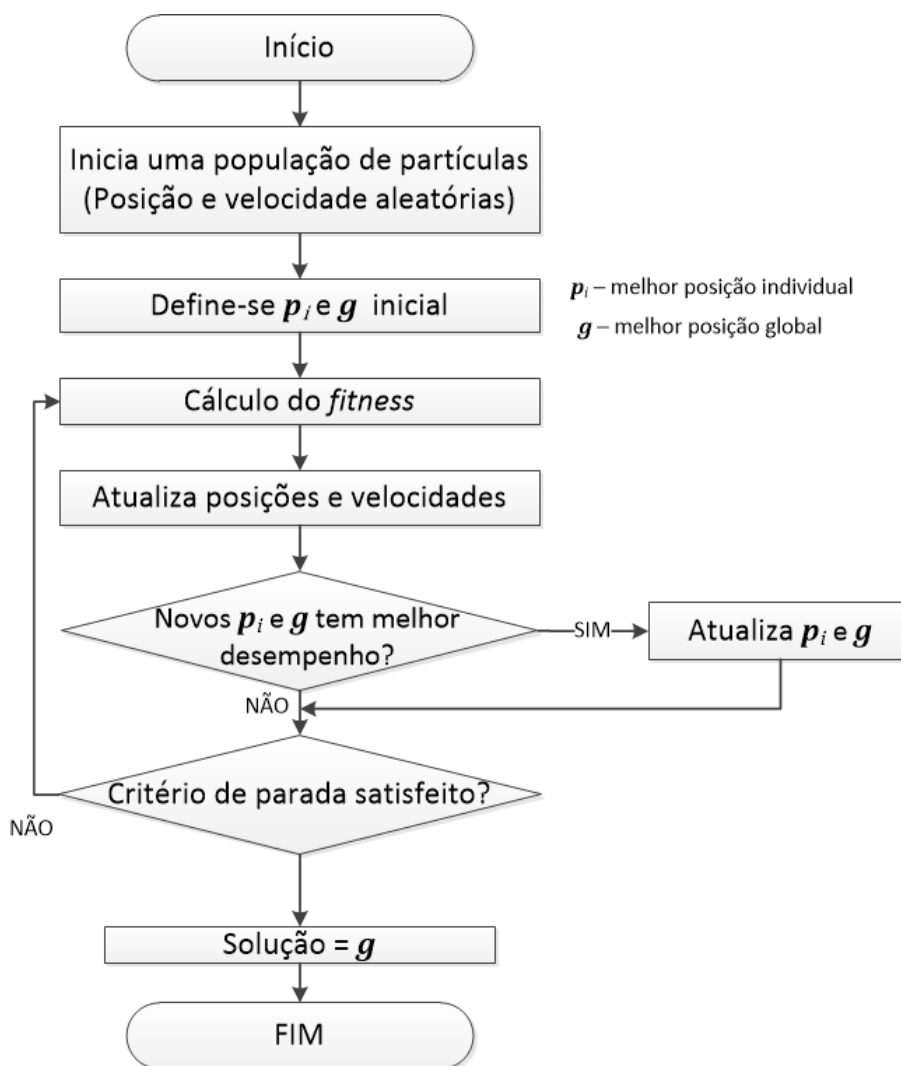
$$x_i^{k+1} = \begin{cases} x_{max} , se x_i^{k+1} \geq x_{max} \\ x_{min} , se x_i^{k+1} \leq x_{min} \end{cases} \quad (19)$$

Após estas atualizações, todas as posições são avaliadas na função objetivo de forma a comparar os novos valores com os obtidos na iteração anterior. Realiza-se o cálculo para verificar a atualização das melhores posições individuais de cada



partícula e da melhor posição dentre toda a população (global). O algoritmo *PSO* é repetido até que um critério de parada seja alcançado, normalmente o critério adotado é o número de iterações, podendo ser também a estagnação dos valores obtidos na função objetivo. As etapas do *PSO* são mostradas no fluxograma da Figura 35.

Figura 35. Fluxograma - *PSO*



Fonte: Adaptado de (BOUSSAÏD; LEPAGNOT; SIARRY, 2013)

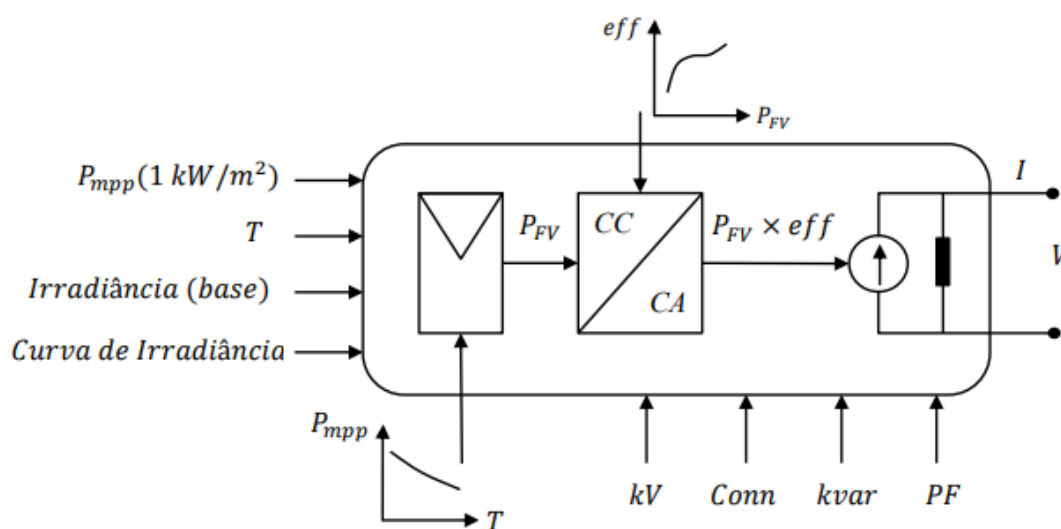
## 5.2. Modelo utilizado para geração distribuída inserida na rede

Neste trabalho, os geradores distribuídos foram considerados como sendo geradores fotovoltaicos. Eles foram modelados utilizando o *software* OpenDss pelo

modelo PVSystem. Este modelo é amplamente utilizado em diversos trabalhos que fazem análises de redes elétricas frente a inserção de GD.

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um programa de acesso livre dedicado à simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica. O programa realiza diversas análises em regime permanente comumente executadas para sistemas de distribuição. Grande parte dos recursos encontrados no programa foram originalmente desenvolvidos para suprir a necessidade de ferramentas computacionais que permitissem a análise de redes com sistemas de geração distribuída integrados. Neste sentido, uma característica interessante do OpenDSS é a possibilidade de realizar simulações sequenciais no tempo. Tal característica permite avaliar o efeito da inserção de GD nas tensões das barras e consumidores da rede ao longo do dia (EPRI, 2011).

Figura 36. Diagrama do modelo PVSystem no software OpenDSS



Fonte: (GADELHA, 2019)

O diagrama do modelo utilizado é ilustrado na Figura 36 (GADELHA, 2019). A potência ativa injetada pela GD na rede é dada por uma função que relaciona irradiância, temperatura ( $T$ ), potência nominal no ponto de máxima potência ( $P_{mpp}$  - para uma temperatura nominal e com uma irradiância de  $1,0 \text{ kW/m}^2$  definida internamente pelo OpenDSS) e da eficiência do inversor. A potência de saída no instante de tempo  $t_0$  é mostrada em (20) (EPRI, 2011).

$$P_{saída}(t_0) = P_{mpp} \times F(T(t_0)) \times Irr_{base} \times Irr_{pu}(t_0) \times eff(P(t_0)) \quad (20)$$

sendo:

$P_{saída}(t_0)$  : potência de saída no instante de tempo  $t_0$ ;

$P_{mpp}$  : potência nominal do painel fotovoltaico - (potência no ponto de máxima potência em temperatura nominal e irradiância de  $1,0 \text{ kW m}^2$ );

$F(T(t_0))$  : fator de correção do  $P_{mpp}$  para a temperatura no instante  $t_0$ ;

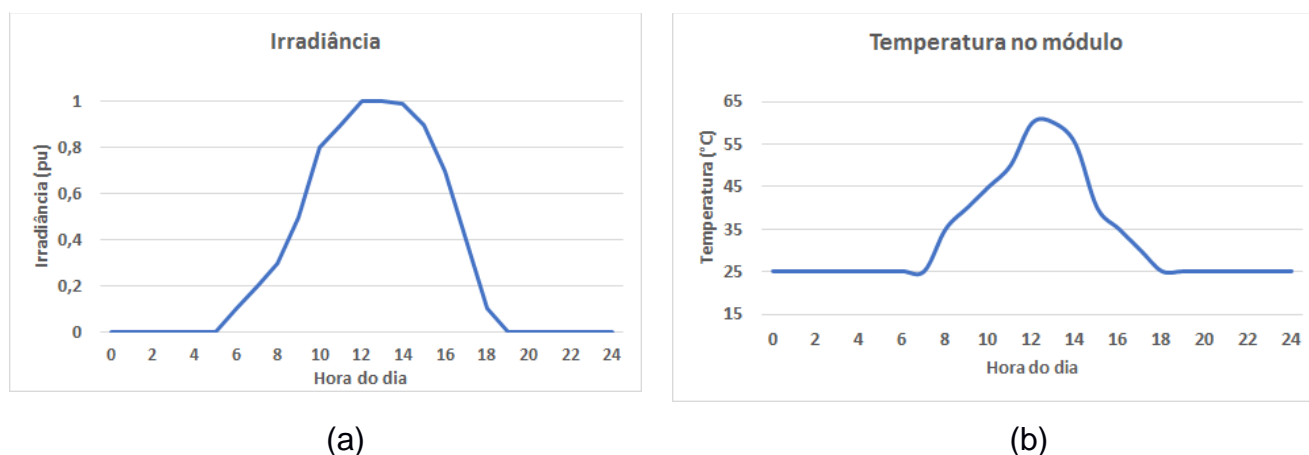
$Irr_{base}$  : irradiância base;

$Irr_{pu}(t_0)$  : irradiância em pu no instante  $t_0$ ;

$eff(P(t_0))$  : eficiência do inversor em função da potência de saída;

As curvas de fator de correção, temperatura diária ( $T(t)$ ), irradiância diária ( $Irr_{pu}(t)$ ) e eficiência do inversor ( $eff(P)$ ) podem ser definidas pelo usuário. As curvas adotadas para este trabalho são mostradas na Figura 37 (KARINE DIAS LIMA, 2017) e (EPRI, 2011). A curva de irradiância, vide Figura 37(a) indica, em valores percentuais do valor da irradiância máxima, o comportamento da irradiância ao longo do dia, considera-se a presença de luz solar com início em torno da 5h00 e término por volta de 19h00; a curva de temperatura média no módulo, vide Figura 37 (b), mostra a variação de temperatura do módulo fotovoltaico em função do horário.

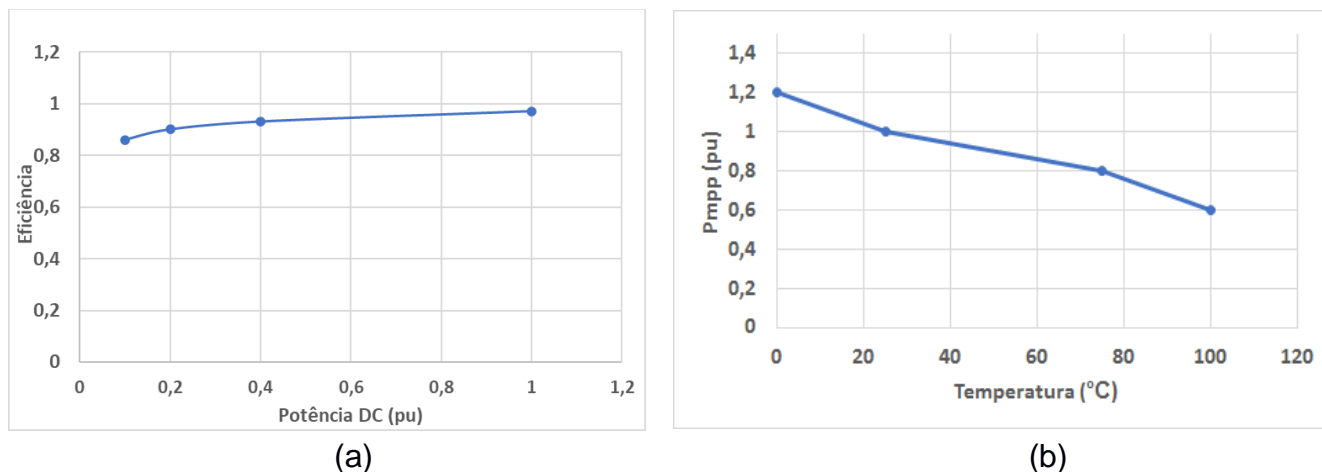
Figura 37. Irradiância (pu) (a) e temperatura média consideradas (b)



A curva de correção para a eficiência do inversor, vide Figura 38 (a), relaciona qual a eficiência apresentada pelo inversor em função da potência DC (em pu) que é

gerada pelos módulos fotovoltaico; a curva de temperatura, vide Figura 38 (b), mostra, o fator de correção para a variação do desempenho da geração do módulo, em função da temperatura instantânea. Estes fatores são aplicados de forma a fazer a correção do valor da potência AC considerada, presente na saída do inversor.

Figura 38. Curvas de correção de eficiência do inversor (a) e da temperatura consideradas (b)



### 5.3. Modelo proposto – PSO para alocação de GD

Este trabalho avalia a alocação de GD nas redes de distribuição nas posições e potências mais propícias para a redução das perdas financeiras devido a afundamentos de tensão nos consumidores sensíveis. Do ponto de vista econômico, busca-se como solução aquela que:

- Reduza as perdas financeiras devido a afundamentos de tensão (causados por curtos-circuitos na rede de média tensão) nos consumidores;
- Minimizar as perdas elétricas na rede de distribuição em condições normais de operação;
- Resulte no menor custo de investimento da GD; e
- Aumento do impacto positivo ao meio ambiente pela utilização de recursos renováveis e pela redução dos gases do efeito estufa.

Além disso, a melhor alternativa deve respeitar:

- A taxa de penetração limite de GD na rede;
- As potências limites de geração de cada GD; e
- Os limites inferior e superior das tensões nas barras e os limites de carregamento nas linhas e nos transformadores.

Para a solução do problema de alocação de GD, utiliza-se o *PSO*, com uma população inicial de partículas ( $S$ ) que representam a possível potência de cada GD em cada uma das barras da rede, conforme mostrado em (21):

$$S_p = [GD_1 \ GD_2 \ GD_3 \ \dots \ GD_b] \quad \begin{array}{l} \text{para } b = 1, \dots, B \\ \text{para } p = 1, \dots, P \end{array} \quad (21)$$

sendo:

$GD_b$ : Potência, em kW, da GD alocada na barra  $b$ ;

$S_p$ :  $P$ -ésima partícula;

$b$ : Índice da barra na rede de distribuição;

$B$ : Número de barras da rede de distribuição;

$p$ : Índice da partícula.

$P$ : Número de partículas.

A avaliação do desempenho de cada partícula (*fitness*) é feita através da função objetivo descrita para o problema, esta leva em consideração as restrições técnicas-operacionais impostas a solução.

### 5.3.1. Função objetivo

Com definição das restrições adotadas no problema de alocação de GD, pode-se obter uma função objetivo única, composta por quatro parcelas, para avaliar o desempenho das partículas geradas inicialmente pelo *PSO*, a mesma é mostrada em (22).

$$F.O. = C_{total} = \alpha \cdot C_{FLPT-afund} + \beta \cdot C_{GD} - \gamma \cdot P_{amb} - \delta \cdot E_{PE} \quad (22)$$

sendo:

$C_{total}$  : Custo total (desempenho da partícula avaliada - *fitness*);

$C_{FLPT-afund}$  : Perdas financeiras anuais da rede devido a afundamentos de tensão;

$C_{GD}$  : Custo de investimento da GD;

$P_{amb}$  : Benefício ambiental;

$E_{PE}$  : Economia anual devido as perdas elétricas (ativa) da rede;  
 $\alpha, \beta, \gamma, \delta$  : Fatores de ponderação.

A parcela das perdas financeiras anuais da rede devido a afundamentos de tensão -  $C_{FLPT-afund}$  é obtida através da metodologia descrita no capítulo 4.

A parcela do custo anual das perdas elétricas ativas na rede, é obtida através da equação.

$$C_{PE} = \left[ \sum_{h=1}^{24h} P_{eletrica_h} (kWh) \cdot C_{energia} \left( \frac{R\$}{kWh} \right) \right] \cdot 365 \left( \frac{dias}{ano} \right) \quad (23)$$

Sendo:

$P_{eletrica_h}$ : Perda elétrica da rede, em  $kWh$ , na hora  $h$ ;

$C_{energia}$ : Custo médio do  $kWh$  de energia elétrica consumida em R\$.

Com isso, o valor da economia anual devido as perdas elétricas da rede -  $E_{PE}$ , com a inserção de GD, para a condição de operação normal da rede, é obtida relacionando-se os custos anuais destas perdas nas situações da rede sem a presença de GD e com a alocação da GD, conforme a equação (24).

$$E_{PE} = C_{PE-sem GD} - C_{PE-com GD} \quad (24)$$

Devido a característica de intermitência da GD do tipo fotovoltaica, a influência desta na rede elétrica varia em função do horário considerado. Sendo assim, faz-se o cálculo do custo diário da perda elétrica da rede, somando-se das perdas elétricas de cada um dos 24 patamares diários (24 horas do dia) relacionando-os com o custo médio da energia elétrica consumida. Com o intuito de simplificar o modelo proposto, valores de custo da energia horo-sazonais (período seco e úmido ou horários de ponta e fora de ponta) não são considerados neste trabalho, porém eles podem ser facilmente agregados para futuros trabalhos. Com isso, é possível avaliar o custo diário da perda elétrica da rede. Para a obtenção do custo anual, o valor diário é multiplicado por 365.

Neste trabalho, considerou-se o custo médio do kWh no Brasil, em setembro de 2020, de acordo com o ranking das tarifas, elaborado pela ANEEL, que é de R\$ 0,572/kWh (ANEEL, 2020b).

A parcela do custo de investimento da GD, é obtida a partir da equação (25).

$$C_{GD} = C_{inv-GD} + C_{trafo} \quad (25)$$

Sendo:

$C_{GD}$  : Custo unitário da GD;

$C_{inv-GD}$ : Custo de investimento do sistema fotovoltaico;

$C_{trafo}$  : Custo do transformador

Considerou-se neste trabalho, que cada GD inserida na rede, terá um transformador exclusivo. Sendo assim, o custo unitário da GD, que representa o custo para a instalação de uma unidade de GD na rede de distribuição, é composto pelo custo de investimento (aquisição, instalação e manutenção básica) do sistema fotovoltaico e os custos de fornecimento e instalação relativo ao transformador.

O custo de investimento do sistema fotovoltaico é dado pela equação (26).

$$C_{inv-GD} = \sum_{b=1}^B Pot_{GD}(b) \cdot C_{méd-GD} \quad (26)$$

Sendo:

$Pot_{GD}(b)$ : Potência nominal, em  $kWp$ , da GD (fotovoltaica) alocada na barra  $b$ ;

$C_{méd-GD}$ : Custo médio de investimento para geração fotovoltaica, em  $R\$/kWp$ .

O custo médio de investimento para geração fotovoltaica, para o cliente final, no 1º semestre de 2020 no Brasil, para sistemas com potência nominal entre 2 kWp e 5 MWp, é de 3,84 R\$/Wp (GREENER, 2020). Em relação ao custo relativo dos transformadores considerados, esses valores respeitam o padrão fornecido pelo Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil, do mês de agosto de 2020 (SINAPI, 2020). Os parâmetros dos transformadores considerados podem ser vistos na Tabela 6.

Tabela 6. Valores de potência nominal, impedância e custo para transformadores.

Item	Parâmetros dos transformadores							
	30	45	75	112,5	150	225	300	500
Snom kVA	30	45	75	112,5	150	225	300	500
%X	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	4,5	4,5	4,5
Custo R\$x1000	4,85	5,41	7,00	8,65	10,91	15,31	17,86	29,14

O cálculo do benefício ambiental é mostrado na equação (27).

$$P_{amb} = E_{méd-SIN} - E_{méd-FV} \quad (27)$$

Sendo:

$E_{méd-SIN}$ : Emissão anual, em kgCO<sub>2</sub>, com a geração de energia proveniente do SIN<sup>4</sup>;

$E_{méd-FV}$  : Emissão anual, em kgCO<sub>2</sub>, com a geração de energia proveniente de fonte fotovoltaica.

O relatório do Balanço Energético Nacional (EPE, 2020a), mostra que considerando apenas micro e minigeração distribuída, no ano de 2019, foram gerados a partir de sistemas fotovoltaicos, 1659 GWh de energia elétrica, com 1992 MW de potência instalada. Na média diária 1kW instalado é responsável pela geração de 2,27 kWh de energia elétrica.

O estudo baseado em medições, de DANTAS; JUNIOR, (2019), descreve que, em termos de emissões de dióxido de carbono, o fator médio de emissões de CO<sub>2</sub>, do Sistema Interligado Nacional (SIN), é de 0,0908 kgCO<sub>2</sub>/kWh, enquanto que para um sistema de geração fotovoltaica o valor fica na faixa entre 0,020 e 0,050 kgCO<sub>2</sub>/kWh, adotando o valor médio de 0,035 kgCO<sub>2</sub>/kWh. A utilização de GD fotovoltaica nas redes elétricas contribui para uma menor emissão de dióxido de carbono na atmosfera.

Dessa forma, pode-se obter o valor do benefício ambiental da emissão anual de dióxido de carbono, em função da potência da GD que é alocada na rede de distribuição, conforme mostram as equações (28) – (30).

<sup>4</sup> SIN – Sistema Interligado Nacional – É o sistema de coordenação e controle, que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil.



$$E_{méd-SIN} = t_{SIN} \cdot Med_{GER/dia} \cdot \sum_{b=1}^B Pot_{GD}(b) \cdot 365 \left( \frac{dias}{ano} \right) \quad (28)$$

$$E_{méd-FV} = t_{FV} \cdot Med_{GER/dia} \cdot \sum_{b=1}^B Pot_{GD}(b) \cdot 365 \left( \frac{dias}{ano} \right) \quad (29)$$

$$P_{amb} = E_{méd-SIN} - E_{méd-FV} \quad (30)$$

Sendo:

$t_{SIN}, t_{FV}$ : Fator médio de emissão, em kgCO<sub>2</sub>/kWh, para energia proveniente do SIN e de um sistema fotovoltaico respectivamente;

$Med_{GER/dia}$ : Valor médio de geração diária de energia elétrica das GD alocada na rede de distribuição (kW/kWh);

$P_{amb}$ : Benefício ambiental com relação a emissão de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

Uma função de penalização é incorporada a função objetivo, para excluir possíveis soluções que violem alguma das restrições técnico-operacionais impostas ao problema. A função de penalização é formada por quatro fatores de penalização, conforme mostra a equação (31).

$$f_{penal} = p_{tensão} \cdot p_{carregamento} \cdot p_{penetracao} \cdot p_{custoGD} \quad (31)$$

sendo os fatores:

$p_{tensão}$ : penalização por violação do valor da tensão de barra;

$p_{carregamento}$ : penalização por violação do valor da corrente máxima das linhas e transformadores;

$p_{penetracao}$ : penalização por violação da máxima taxa de penetração de GD;

$p_{custoGD}$ : penalização por violação do custo total de GD na rede.

O primeiro termo da função de penalização, busca excluir soluções que violem o limite máximo e mínimo de tensão na barra, na condição de pré-falta e o segundo termo, as soluções cujo valor de carregamento de alguma das linhas e

transformadores seja violado, conforme mostram as equações (32) e (33) respectivamente.

$$p_{tensão} = \begin{cases} 1, se V_{min} \leq V_b \leq V_{max} \\ 10, se V_b < V_{min} \text{ ou } V_b > V_{max} \end{cases} \quad (32)$$

$$p_{carregamento} = \begin{cases} 1, se I_l \leq I_{lmax} \\ 10, se I_l > I_{lmax} \end{cases} \quad (33)$$

Sendo:

$V_b$ : Tensão pré-falta na barra b (valor pu);

$I_l$ : Corrente pré-falta circulante pela linha ou transformador l;

$V_{min}$ ,  $V_{max}$ : Valores mínimo e máximo de tensão permitidas;

$I_{lmax}$ : Corrente máxima suportada pela linha ou transformador l.

O terceiro termo, por sua vez, relaciona-se com a máxima taxa de penetração de GD admissível na rede. Neste trabalho, a taxa de penetração de GD adotada, foi a relação entre a potência da GD inserida na rede e a potência das cargas existentes na rede, conforme mostra a equação (34). Este termo de penalidade visa excluir as soluções em que a potência combinada da GD extrapole o valor máximo permitido pela taxa de penetração, conforme mostra a equação (35).

$$tx_{penetração} = \frac{\sum_{b=1}^B Pot_{GD}(b)}{\sum_{b=1}^B Pot_{CARGA}(b)} \cdot 100\% \quad (34)$$

$$p_{penetração} = \begin{cases} 1, se \sum_{b=1}^B Pot_{GD}(b) \leq tx_{penetração} \cdot \sum_{b=1}^B Pot_{CARGA}(b) \\ 10 \times \sum_{b=1}^B Pot_{GD}(b), se \sum_{b=1}^B Pot_{GD}(b) > tx_{penetração} \cdot \sum_{b=1}^B Pot_{CARGA}(b) \end{cases} \quad (35)$$

Sendo:

$tx_{penetração}$ : Taxa de penetração de GD admissível na rede;

$Pot_{GD}(b)$ : Potência da GD alocada na barra b;

$Pot_{CARGA}(b)$ : Potência da carga da barra b.

O quarto e último termo, busca excluir as soluções, cujo custo de investimento de GD na rede, seja superior ao limite, mostrado na equação (36). Esse termo assim como a penalidade da taxa de penetração, também visa ajudar no aumento da variação dos valores de cada GD buscados pelo algoritmo *PSO*.

$$p_{custoGD} = \begin{cases} 1, & \text{se } C_{inv-GD} \leq C_{Limite} \\ 10, & \text{se } C_{inv-GD} > C_{Limite} \end{cases} \quad (36)$$

Sendo:

$C_{Limite}$ : Custo total máximo de investimento em GD pretendido.

Por fim a função objetivo completa, a ser minimizada pelo algoritmo *PSO* é mostrada na equação (37)

$$\min F.O = (\alpha \cdot C_{FLPT-afund} + \beta \cdot C_{GD} - \gamma \cdot P_{amb} - \delta \cdot E_{PE}) \cdot f_{penal} \quad (37)$$

#### 5.4. Síntese do capítulo

Neste capítulo definiu-se de forma básica o problema de otimização e a forma de tratá-lo na busca pela solução quando restrições são impostas ao mesmo. Apresentou-se o algoritmo de otimização por enxame de partículas – *PSO*, suas características e princípio de funcionamento.

Foi proposto também, a utilização do *PSO* para a solução do problema de alocação de GD na rede de distribuição com vistas a reduzir: as perdas financeiras anuais devido a afundamentos de tensão em consumidores sensíveis (ocorridos durante a incidência de faltas elétricas na rede) e as perdas elétricas da rede, dentro de um limite de investimento.

A modelagem matemática para a tratativa do problema foi apresentada, sendo definida e descrita a função objetivo utilizada na busca pela solução do problema da alocação de GD na rede. Também se definiu e mostrou-se o cálculo dos parâmetros de penalização impostos à função objetivo, com o intuito de que mesmo com a alocação de GD, os parâmetros técnico-operacionais da rede mantenham-se dentro dos limites.

## 6 RESULTADOS

A metodologia proposta é aplicada a uma rede real de distribuição constituída por: 15 km de rede (tronco e ramais); 142 barras; e 2667 consumidores (2484 residenciais, 158 comerciais e 25 industriais) com potência instalada de 6430 kW. A tensão nominal da rede primária é de 13,8 kV e na rede secundária de 0,220 kV. A filosofia adotada para a proteção considerada é a de “salva fusível”. O esquema da rede é apresentado na Figura 39 e os dados da rede apresentados no ANEXO B.

Em relação aos equipamentos de proteção, a rede possui nove disjuntores; dois religadores; 14 fusíveis instalados nos ramais dos alimentadores e; oito chaves seccionadoras normalmente fechadas e oito normalmente abertas. As curvas tempo x corrente dos dispositivos de proteção são mostradas no ANEXO C.

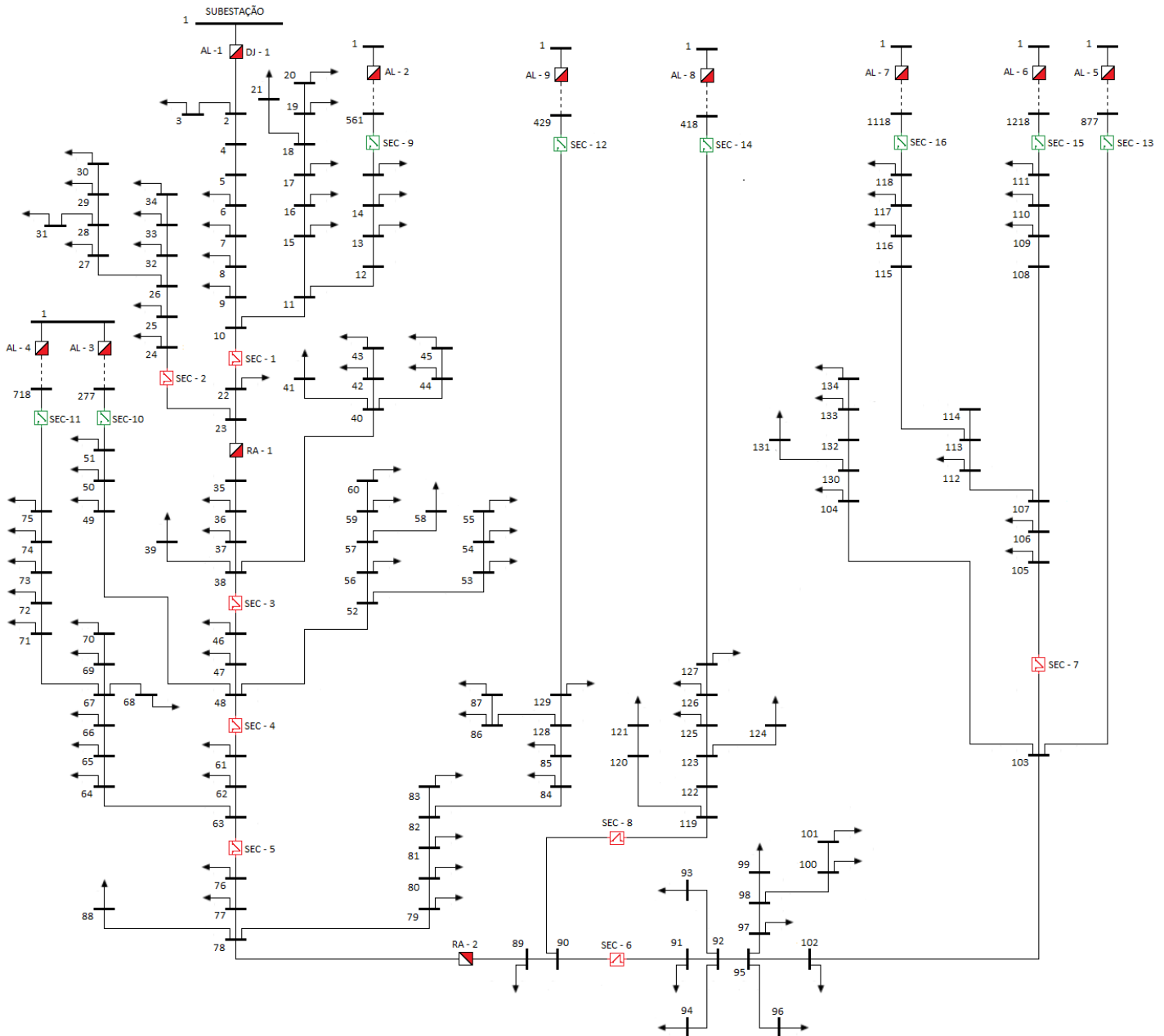
Para a realização das simulações computacionais, são considerados cenários com e sem a utilização de GD. O primeiro cenário, ou seja, sem GD é utilizado como uma referência frente aos demais com intuito de comparar o impacto nas perdas financeiras devido a afundamentos de tensão nos consumidores da rede. Para cenários com GD, a posição de alocação e a potência de cada uma das GDs é definida através da utilização do algoritmo *PSO*.

Nas simulações para a avaliação de  $C_{FLPT-afund}$ , todos os consumidores possuem o valor de PIT igual a zero, ou seja, consumidores com processos produtivos (ou equipamentos) altamente sensíveis que apresentam falhas logo após a falha ou interrupção do dispositivo/equipamento que controla esse equipamento/processo. Para a obtenção do valor de  $C_{FLPT-afund}$ , executou-se 500 curtos-circuitos simulados, com uma taxa de falhas de 2,5 faltas/km por ano.

Na primeira etapa de testes, removeu-se da função objetivo, a parcela referente as perdas financeiras devido a afundamento ( $C_{FLPT-afund}$ ), mantendo-se todos as demais parcelas e restrições. A intenção deste teste é avaliar o desempenho do *PSO* quando somente as perdas elétricas, custos de investimento e benefício ambiental são consideradas na função objetivo. Nesta etapa,  $C_{FLPT-afund}$  é avaliada posteriormente na alternativa “ótima” obtida pelo *PSO*.

Na segunda etapa de testes, considerou-se a função objetivo com todas as parcelas, ou seja, considerando também a parcela referente as perdas financeiras devido a afundamento ( $C_{FLPT-afund}$ ).

Figura 39. Rede de distribuição considerada



O gerenciamento dos cenários analisados e dos resultados obtidos foi desenvolvido em linguagem Python. Além disso, as simulações das faltas elétricas foram realizadas através do *software* OpenDSS com a utilização da interface *Component Object Model* (COM), permitindo a automatização de acesso ao *software*, que efetua os cálculos elétricos da rede. Para o algoritmo de *PSO*, também implementado na linguagem Python, utilizou-se o pacote PySwarms (MIRANDA, 2018) e (PYSWARMS, 2020), o qual permite a implementação do método de *PSO*

clássico, as configurações do pacote apresentadas no APÊNDICE O sistema computacional utilizado em todos os testes é processador intel core i5 8300H, 2.3 GHz com 16GB RAM.

Neste trabalho, para os cenários com alocação de GD, a taxa de penetração máxima foi limitada em 30%, em relação à potência instalada da rede elétrica. As GDs utilizadas para os testes foram modeladas no software OpenDSS como geradores fotovoltaicos, através do modelo *PVSystem* (EPRI, 2011). Neste modelo o gerador fotovoltaico e o inversor estão combinados de forma conveniente para o uso em estudos de impactos sobre o sistema de distribuição.

### 6.1. Cenário base sem geração distribuída.

Neste cenário, o custo anual das perdas elétricas obtido é de aproximadamente R\$ 397.200. Em relação ao valor de  $C_{FLPT-afund}$ , ele na Tabela 7, considerando-se a ocorrência de 500 curtos-circuitos simulados, para toda a rede e, especificamente, para três consumidores industriais.

Tabela 7. Perdas financeiras por ano (sem uso de GD) devido a afundamentos de tensão de toda rede e para três consumidores – avaliado para 500 curtos-circuitos.

Elemento	$C_{FLPT-afund}$	%
<b>Toda a rede</b>	R\$ 1.510.000	100
<b>Consumidor 1</b>	R\$ 33.605	2
<b>Consumidor 2</b>	R\$ 42.605	3
<b>Consumidor 3</b>	R\$ 46.800	3

Verifica-se que o valor anual total obtido referente ao  $C_{FLPT-afund}$  é de aproximadamente R\$ 1.510.000 para a rede. Para os três consumidores industriais analisados, os valores variam entre R\$ 33.600 e R\$ 46.800 anuais.

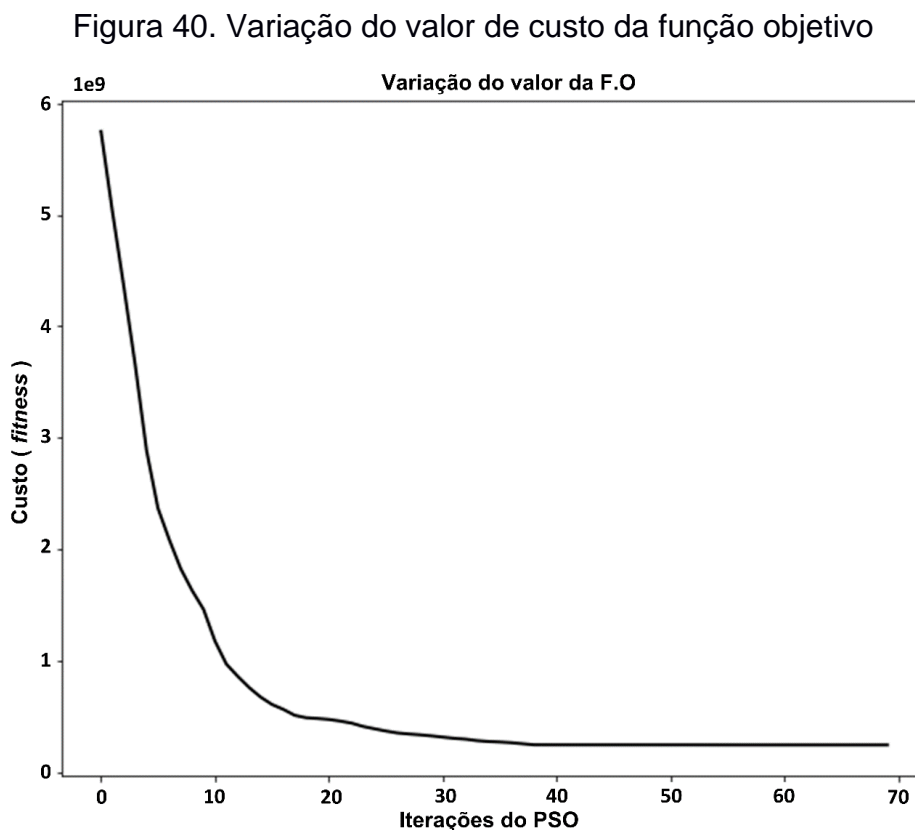
### 6.2. Etapa 1: alocação otimizada da GD com o uso do PSO (F.O sem FLPT)

Inicialmente, excluiu-se da função objetivo do PSO, a parcela referente as perdas financeiras devido a afundamento de tensão ( $C_{FLPT-afund}$ ). Para isso os fatores de ponderação da F.O são:  $\alpha = 0,0$   $\beta = 0,05$ ;  $\gamma = 1$ ;  $\delta = 2$ .

A faixa de potência permitida para as GDs, varia entre 0 (o que indica que não há alocação de GD na barra) e 75 kW (limite máximo da microgeração). Sendo assim, a potência total de GD na rede, pode variar entre 0 (situação em que todas as barras não teriam GD alocada) até o extremo máximo de 10.650kW (com alocação de 75 kW em todas as barras, isso representa uma taxa de penetração de 166%). A taxa de penetração máxima permitida adotada neste cenário é de 30%, ou seja, a potência máxima que as GDs podem inserir na rede e de até 2000 kW.

Definiu-se para utilização no *PSO*, a utilização de 50 partículas e 70 iterações. Estes parâmetros foram obtidos empiricamente após alguns testes preliminares que levaram em consideração o equilíbrio entre a evolução do resultado obtido e o tempo computacional que, para esta situação, é da ordem de algumas horas (em torno de 3h). Os coeficientes de aprendizado individual ( $C_1$ ), de aprendizado social ( $C_2$ ) e o peso inercial ( $W$ ), tiveram seus valores ajustados, em função do sugerido na literatura, sendo  $C_1 = 2$ ;  $C_2 = 2$ ; e  $W = 0,75$  (RAO, 2009).

A evolução do custo da função objetivo avaliada em função da iteração é mostrada na Figura 40. Observa-se pela figura, que o *PSO*, atingiu a melhor solução com aproximadamente 40 iterações.



O resultado alcançado, fez a alocação de GD em 22 barras da rede, mostradas na Figura 41, com potências que ficaram próximas aos 75 kW, mostradas na Tabela 8, respeitando-se os limites de potência adotados para cada GD. A potência total de GD alocada na rede foi de 1650 kW, valor que representa uma taxa de penetração de aproximadamente 25% (inferior ao 30% de limite máximo).

Figura 41. Alocação de GD na rede de distribuição (etapa 1)

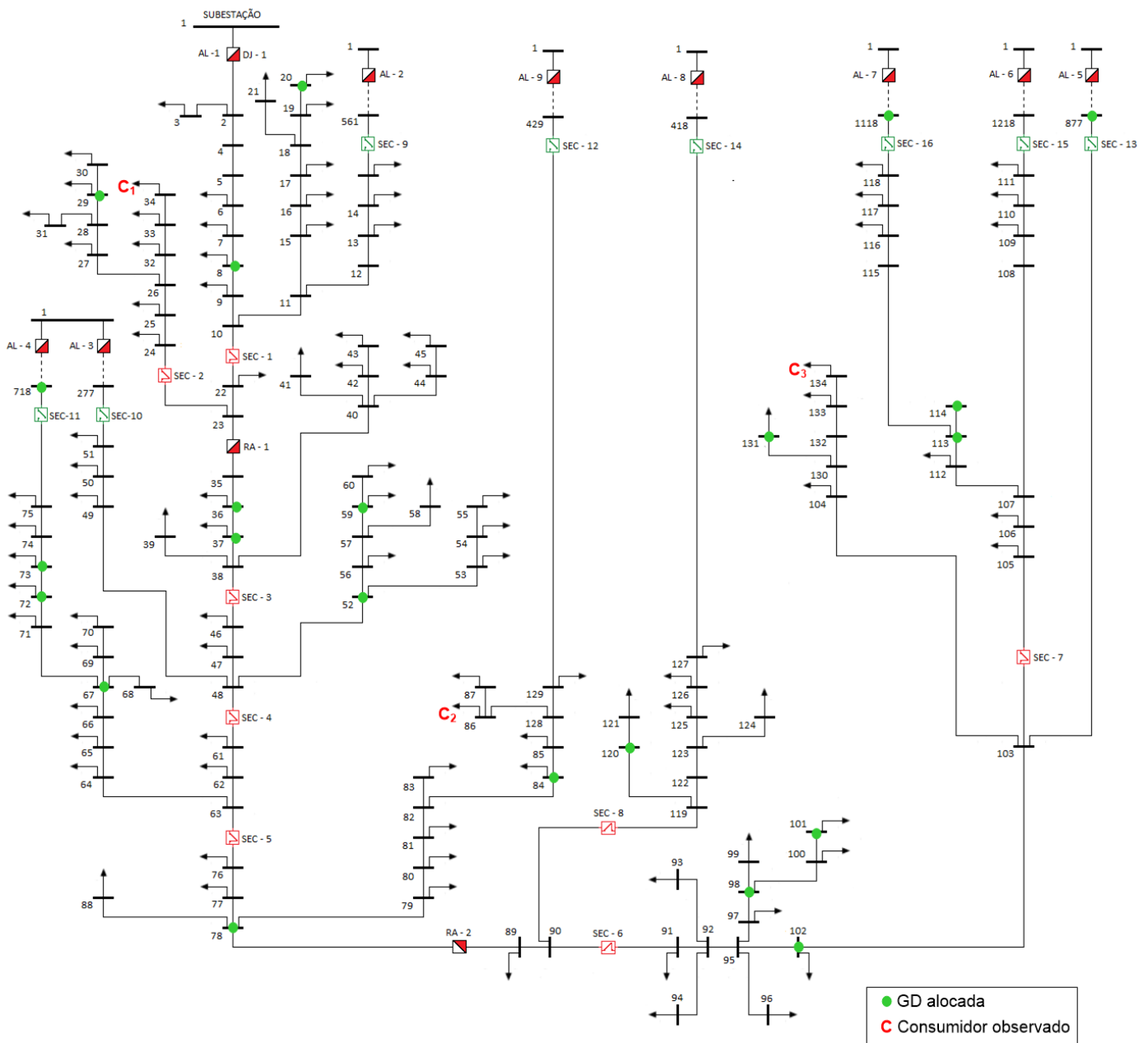




Tabela 8. Barras da rede de distribuição com alocação de GD de acordo com a solução encontrada pelo PSO (etapa 1).

<b>Barra</b>	<b>GD alocada (kW)</b>	<b>Barra</b>	<b>GD alocada (kW)</b>
B8	75	B84	75
B20	75	B98	75
B29	75	B101	75
B36	75	B102	75
B37	75	B113	75
B52	75	B114	75
B59	75	B120	75
B67	75	B131	75
B72	75	B718	75
B73	75	B877	75
B78	75	B1118	75
<b>Total = 1650 kW</b>			

Para esta situação, o limite do médio de investimento para geração fotovoltaica, também foi respeitado, uma vez que, o limite foi estipulado no valor de R\$ 9.000.000, e o custo de investimento exigido pela solução encontrada é de R\$ 6.490.000.

O custo das perdas elétricas anuais da rede foi de R\$ 363.290, gerando uma economia anual de aproximadamente R\$ 34.000 frente ao cenário sem a utilização de GD (R\$ 397.200). Já em relação ao fator de benefício ambiental; no caso do cenário obtido pelo *PSO*, a redução da emissão de CO<sub>2</sub> é da ordem 77.300 kgCO<sub>2</sub> anuais.

De posse dos valores e posições das GDs obtidas pela melhor solução apresentada pelo *PSO*, fez-se a avaliação de  $C_{FLPT-afund}$  para as mesmas condições do caso base (500 curtos-circuitos). Estes resultados são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9. Perdas financeiras por ano (com uso de GD) devido a afundamentos de tensão de toda rede e para três consumidores – avaliado para 500 curtos-circuitos

<b>Elemento</b>	<b><math>C_{FLPT-afund}</math></b>	<b>%</b>
<b>Toda a rede</b>	R\$ 1.295.000	100
<b>Consumidor 1</b>	R\$ 27.080	2
<b>Consumidor 2</b>	R\$ 36.670	3
<b>Consumidor 3</b>	R\$ 42.820	3

Os dados apresentados na Tabela 9, mostram que a alocação da GD, trouxe redução as perdas financeiras devido a afundamento, tanto da rede, quanto para os

consumidores analisados. A variação dos valores das perdas estimadas entre os cenários é apresentada na Tabela 10.

Tabela 10. Variação no valor das perdas financeiras devido a afundamento de tensão com e sem GD na etapa 1

Elemento	$C_{FLPT-afund}$		Economia (R\$)	Economia (%)
	SEM GD	COM GD		
<b>Rede</b>	R\$ 1.510.000	R\$ 1.295.000	R\$ 215.000	14
<b>Cons. 1</b>	R\$ 33.605	R\$ 27.080	R\$ 6.525	19
<b>Cons. 2</b>	R\$ 42.605	R\$ 36.670	R\$ 5.935	14
<b>Cons. 3</b>	R\$ 46.800	R\$ 42.820	R\$ 3.980	9

Dos resultados apresentados na Tabela 10, nota-se que a inserção de GD na rede contribui para a diminuição das perdas financeiras totais devido a afundamentos de tensão. Para o resultado obtido pela otimização, a redução do  $C_{FLPT-afund}$  da rede foi da ordem de 14%, enquanto para os consumidores as reduções da  $C_{FLPT-afund}$  tiveram variações entre 9% e 19%, esta variação ocorre devido a fatores como a localização de cada consumidor na rede, o número de afundamentos de tensão que afetaram o processo produtivo de cada um deles, as características de cada processo, entre outros.

### 6.3. Etapa 2: alocação otimizada da GD com o uso do PSO (F.O completa)

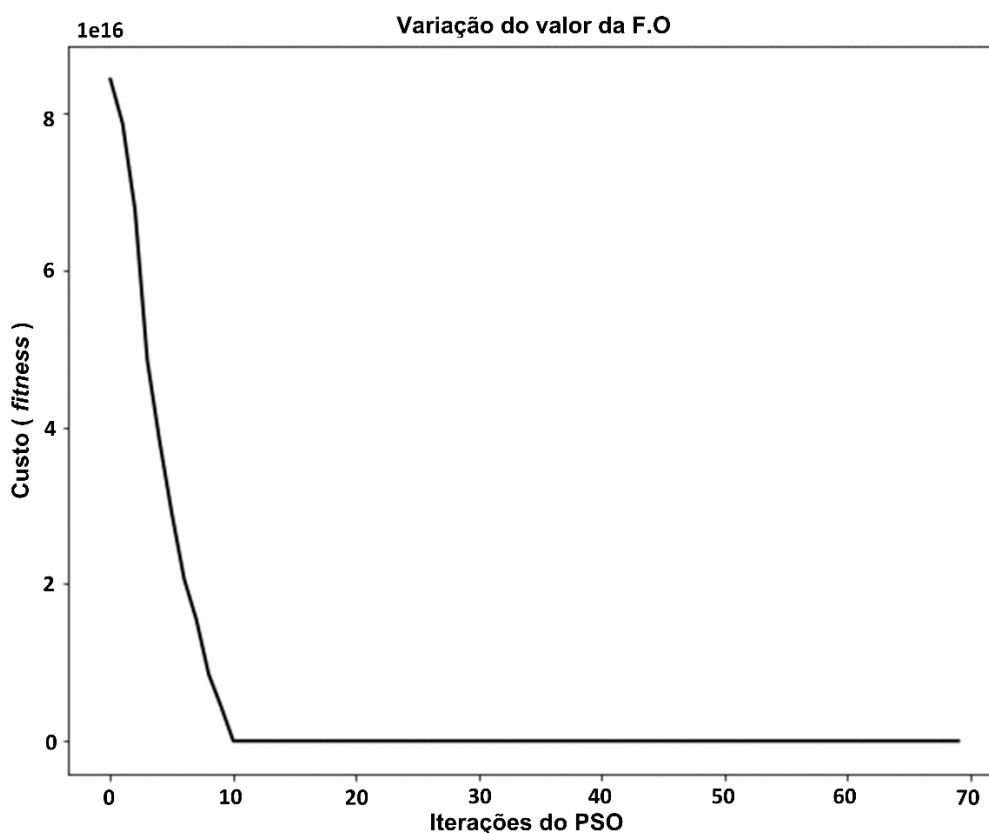
Neste teste, a função objetivo do PSO, foi utilizada em sua forma completa, com todas as parcelas inicialmente consideradas. Os fatores de ponderação da F.O são:  $\alpha = 0.4$   $\beta = 0,04$ ;  $\gamma = 3$ ;  $\delta = 5$ . Desta forma, o valor das perdas financeiras devido a afundamentos de tensão é calculado para todas as partículas, dentro de cada iteração do PSO. Nesta etapa, considerou-se a ocorrência de 500 curtos-circuitos para as simulações.

A faixa de potência permitida para as GDs, varia entre 0, o que indica que não há alocação de GD na barra, e 75 kW (limite máximo da microgeração). A taxa de penetração máxima permitida adotada neste cenário é de 30%, ou seja, a potência máxima que as GDs podem inserir na rede e de até 2000 kW.

No *PSO*, manteve-se a configuração utilizada na etapa 1, com 70 partículas e 50 iterações. Os coeficientes de aprendizado individual ( $C_1$ ), de aprendizado social ( $C_2$ ) e o peso inercial ( $W$ ), tiveram seus valores ajustados, em função do sugerido na literatura, sendo  $C_1 = 2$ ;  $C_2 = 2$ ; e  $W = 0,75$  (RAO, 2009).

A evolução do custo da função objetivo avaliada em função da iteração é mostrada na Figura 42. Observa-se pela figura, que o *PSO*, atingiu a melhor solução com aproximadamente 10 iterações. Para esta situação, o tempo de processamento completo das 70 iterações foi de aproximadamente 14 dias.

Figura 42. Variação do valor do custo da função objetivo completa.



O resultado alcançado, fez a alocação de GD em 22 barras da rede, mostradas na Figura 43, com potências que ficaram próximas aos 65 kW, mostradas na Tabela 11, respeitando-se os limites de potência adotados para cada GD. A potência total de GD alocada na rede foi de 1430 kW, valor que representa uma taxa de penetração de aproximadamente 22%.

Para esta situação, o limite do médio de investimento para geração fotovoltaica, também foi respeitado, uma vez que, o limite foi estipulado no valor de R\$ 9.000.000, e o custo de investimento exigido pela solução encontrada é de R\$ 5.645.000.

O custo das perdas elétricas anuais da rede foi de R\$ 362.000, gerando uma economia anual de aproximadamente R\$ 35.200 frente ao cenário sem a utilização de GD (R\$ 397.200). Já em relação ao fator de benefício ambiental; no caso do cenário obtido pelo PSO, a redução da emissão de CO<sub>2</sub> é da ordem 67.000 kgCO<sub>2</sub> anuais.

Figura 43. Alocação de GD na rede de distribuição (etapa 2)

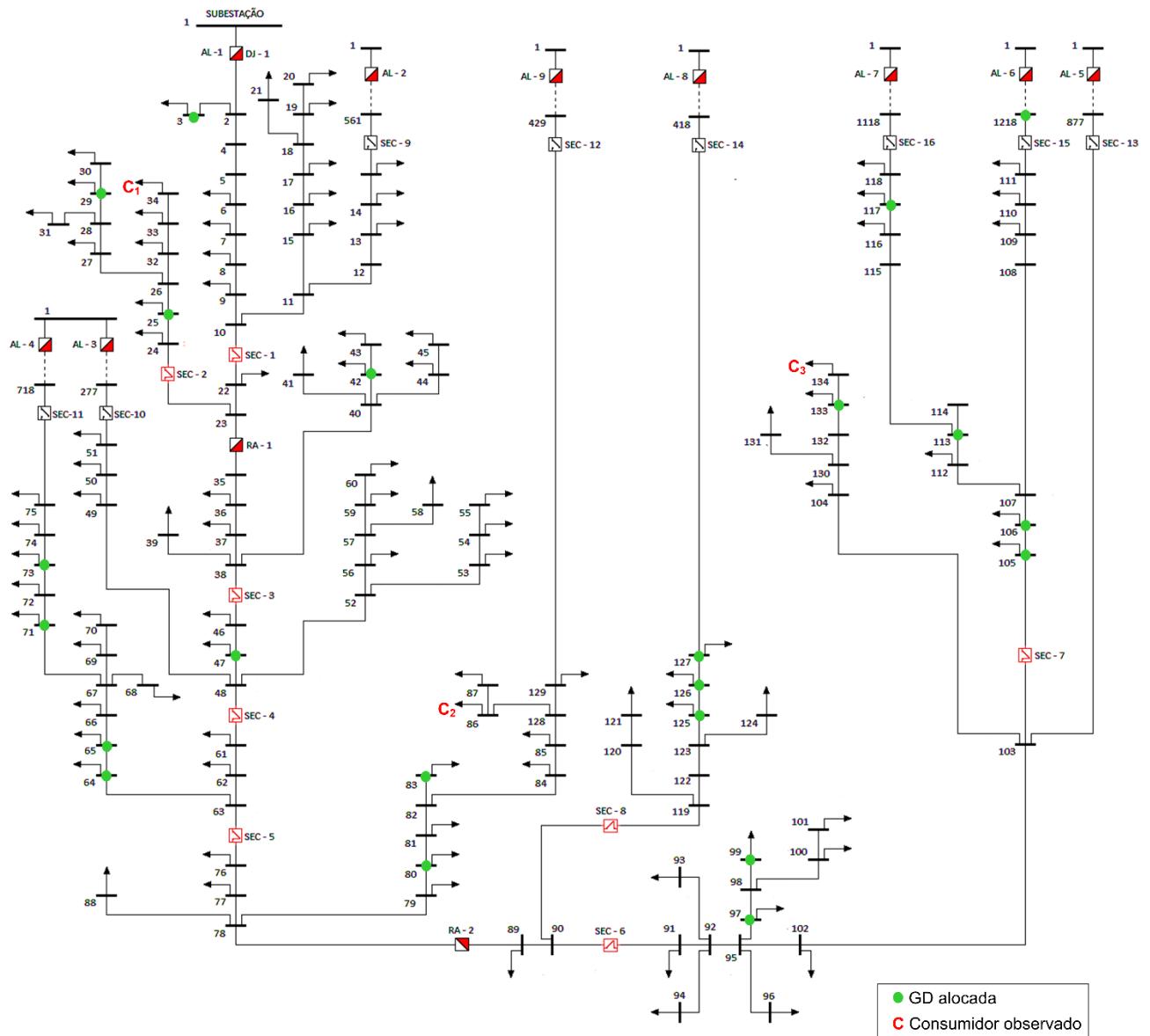


Tabela 11. Barras da rede de distribuição com alocação de GD de acordo com a solução encontrada pelo PSO (etapa 2).

<b>Barra</b>	<b>GD alocada (kW)</b>	<b>Barra</b>	<b>GD alocada (kW)</b>
B3	65	B97	65
B25	65	B99	65
B29	65	B105	65
B42	65	B106	65
B47	65	B113	65
B64	65	B117	65
B65	65	B125	65
B71	65	B126	65
B73	65	B127	65
B80	65	B133	65
B83	65	B1218	65
<b>Total = 1430 kW</b>			

Do ponto de vista das perdas devido a afundamentos de tensão, o valor é de aproximadamente R\$ 1.440.000, enquanto para a condição sem GD o valor estimado é de R\$ 1.510.000. Estes resultados são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12. Perdas financeiras por ano (com uso de GD) devido a afundamentos de tensão de toda rede e para três consumidores para a etapa 2

<b>Elemento</b>	<b><math>C_{FLPT-afund}</math></b>	<b>%</b>
<b>Toda a rede</b>	R\$ 1.440.000	100
<b>Consumidor 1</b>	R\$ 27.700	2
<b>Consumidor 2</b>	R\$ 36.200	3
<b>Consumidor 3</b>	R\$ 42.300	3

Os dados apresentados na Tabela 12, mostram que, nesta situação, a alocação da GD, também trouxe redução as perdas financeiras devido a afundamento, tanto da rede, quanto para os consumidores analisados. A variação dos valores das perdas estimadas entre os cenários é apresentada na Tabela 13.

Tabela 13. Variação no valor das perdas financeiras devido a afundamento de tensão sem e com GD na etapa 2

Elemento	$C_{FLPT-afund}$		Economia (R\$)	Economia (%)
	SEM GD	COM GD		
<b>Rede</b>	R\$ 1.510.000	R\$ 1.440.000	R\$ 70.000	5,0%
<b>Cons. 1</b>	R\$ 33.610	R\$ 27.700	R\$ 5.910	17,5%
<b>Cons. 2</b>	R\$ 42.610	R\$ 36.273	R\$ 6.337	14,8%
<b>Cons. 3</b>	R\$ 46.800	R\$ 42.306	R\$ 4.494	9,6%

Dos resultados apresentados na Tabela 13, nota-se que a inserção de GD na rede contribui para a diminuição das perdas financeiras totais devido a afundamentos de tensão. Para o resultado obtido pela otimização, a redução da  $C_{FLPT-afund}$  da rede foi da ordem de 5%, enquanto para os consumidores as reduções da  $C_{FLPT-afund}$  tiveram variações entre 9,6% e 17,5%, esta variação ocorre devido a fatores como a localização de cada consumidor na rede, o número de afundamentos de tensão que afetaram o processo produtivo de cada um deles, as características de cada processo, entre outros.

#### 6.4. Análise dos resultados

Comparando-se os resultados obtidos, através das simulações, do cenário sem o uso de GD com o cenário em que a GD é alocada de forma otimizada pelo PSO (etapa 1 e etapa 2), nota-se que houve diminuição nos valores das perdas financeiras anuais decorrentes de afundamentos de tensão, tanto da rede, quanto dos três consumidores industriais analisados. Nas soluções obtidas pelo PSO foram respeitadas todas as restrições de caráter técnico operacional da rede consideradas. Os valores podem ser vistos na Tabela 14.

Em relação a redução das perdas financeiras anuais devido a afundamentos de tensão, com a inserção da GD na rede, a tensão é sustentada em níveis mais elevados durante a ocorrência de uma falta elétrica. Isso contribui para evitar que os afundamentos de tensão sofridos sejam de grande severidade, sendo assim, processos produtivos considerados críticos seriam menos atingidos por alguns dos

afundamentos de tensão, o que, por sua vez, diminui a probabilidade de que processos industriais sensíveis sejam afetados por este tipo de fenômeno.

Tabela 14. Comparação entre o cenário base, etapa 1 e etapa 2.

	Base	Etapa 1	Etapa 2
<b><math>C_{FLPT-afund}</math> (R\$x1000/ano)</b>	1510,0	1295,0	1440,0
<b>Custo das perdas elétricas (R\$x1000/ano)</b>	397,2	363,3	362,4
<b>Investimento em GD (R\$x1000/ano)</b>	-	6490,0	5645,0
<b>Redução da emissão anual de CO<sub>2</sub> (kgCO<sub>2</sub>)</b>	-	77300	67000
<b>Potência da GD</b>	-	aprox. 75 kW	aprox. 65 kW
<b>Barras com GD</b>	-	22	22
<b>Dados PSO</b>	-	50 partículas; 70 iterações	50 partículas; 70 iterações

A solução obtida com o PSO na etapa 1, mostrou redução, em relação ao caso base (sem GD), de aproximadamente 14% nas perdas financeiras devido a afundamentos de tensão e a solução obtida na etapa 2 apresentou redução de aproximadamente 5%; em relação ao custo das perdas elétricas anuais na rede, a solução obtida na etapa 1, mostrou uma redução de aproximadamente 8,5% e a solução da etapa 2 mostrou redução de aproximadamente 9%; a redução de emissão anual de CO<sub>2</sub> obtida na etapa 1 é 13,3% superior ao da etapa 2, porém, em termos de montantes de investimentos, a solução obtida da etapa 2 é a mais econômica, necessitando de um montante 13% menor do que o exigido pela solução da etapa 1.

A inserção do cálculo das perdas financeiras devido a afundamento na função objetivo (etapa 2), demandou um tempo consideravelmente maior de processamento, o que pode ser reduzido com a implementação de uma técnica de parada extra, além apenas da parada no número total de iterações, como por exemplo, uma parada devido a não alteração do valor do *fitness* após determinado número de iterações seguidas. A solução obtida nesta etapa atendeu as restrições e necessita de menores investimentos em relação a solução da etapa 1.

Cabe observar que nas simulações realizadas considerou-se que todos os elementos que compunham a função objetivo possuíam a mesma “prioridade” em relação ao objetivo buscado. Os fatores de ponderação da F.O, poderiam ainda ser

ajustados de forma mais específica em função da realidade do problema e dos objetivos e limitantes dos consumidores/concessionária envolvidos, dessa forma pode-se obter uma melhor relação de custo-benefício, em função das perdas e custos envolvidos naquele determinado cenário. Outras soluções podem ser obtidas, em função de especificidades do cenário em particular, como por exemplo, uma maior ponderação ao custo de investimento ou uma maior ponderação redução das perdas financeiras anuais devido a afundamentos de tensão.



## 7 CONCLUSÕES

A geração distribuída é uma realidade cada vez mais presente nas redes elétricas. Mesmo com os crescentes incentivos, ainda não se tem métricas de regulação bem definidas. A sua utilização sem critérios técnicos adequados pode agravar as falhas no sistema elétrico e, conseqüentemente atingir de forma negativa aos consumidores finais.

De forma geral, os consumidores industriais merecem atenção especial, visto que, muitos precisam de processos produtivos ininterruptos e de alto nível de sensibilidade para realizar suas atividades. Esses processos não são imunes a problemas de qualidade de energia (como afundamentos de tensão) característicos do sistema elétrico. Sendo assim, essa relação entre eventos (por exemplo, curtos-circuitos) que afetam a rede elétrica e o nível de imunidade de cada processo produtivo podem causar interrupções involuntárias nesses processos e, como consequência, perdas financeiras significativas ao setor industrial. Sendo assim, as análises mostram que perdas financeiras decorrentes destas paradas podem variar em função da escolha da potência e do posicionamento das GD no sistema elétrico. Essa análise é de grande importância pois permite avaliar diferentes alternativas de alocação de GD no intuito de identificar aquela considerada ótima para a instalação da GD, ou seja, aquela que busca maximizar os benefícios e minimizar os impactos negativos em consumidores sensíveis. Esses resultados podem ser utilizados pelas empresas concessionárias de energia para o planejamento de operação e expansão do sistema elétrico.

Em função da grande possibilidade de combinações possíveis, é relevante o estudo de técnicas que busquem soluções atraentes para as posições de alocação da GD em função de determinadas restrições. Isso deve ser realizado de forma a tornar esta análise mais factível em redes de grande porte e de maior complexidade. Nesse sentido, a meta-heurística de otimização por enxame de partículas – *PSO* se mostra uma alternativa atraente de fácil implementação e rápida convergência.

O modelo proposto neste trabalho permitiu que se obtivesse uma solução que reduzisse os custos de investimento em GD, as perdas elétricas da rede de distribuição e as perdas financeiras decorrentes de afundamentos de tensão dos consumidores. É importante destacar que as perdas decorrentes dos afundamentos

de tensão são muitas vezes desconsideradas pelos métodos de alocação de GD, porém representam uma parcela muito maior do que as das perdas elétricas nas redes elétricas.

O ganho obtido na redução das perdas financeiras devido a afundamentos de tensão pode ser atrativo e justificar empreendimentos de GD fotovoltaica, os quais podem ser custeados pelos próprios consumidores, concessionárias de energia elétrica e por incentivos de políticas públicas governamentais.

Em relação aos aspectos ambientais, a alocação inteligente de GD fotovoltaica, contribui para a redução de forma significativa da emissão de CO<sub>2</sub> na atmosfera, trazendo, como consequência, benefícios diretos e indiretos à sociedade.

### **7.1. Propostas para trabalhos futuros**

Com o intuito de dar continuidade ao presente trabalho, algumas frentes podem ser abordadas em pesquisas futuras, entre elas podemos destacar:

- A estimação de das perdas financeiras devido as paradas de processos em cenários de *Smart Grid*. Embora, o presente trabalho apresentou resultados interessantes, eles foram obtidos considerando cenários com a geração distribuída de tipo fotovoltaica. Contudo, resultados mais acurados podem ser obtidos quando outros recursos energéticos distribuídos e microrredes, sejam também agregados nas simulações.

- A inclusão de alternativas tecnológicas relativas à Indústria 4.0 visando aumentar a resiliência dos processos produtivos dos consumidores industriais mais afetados por distúrbios elétricos. Alternativas direcionadas em função de algumas características dos consumidores industriais (por exemplo, tipo de indústria, níveis de resiliência, tempo de imunidade do processo, entre outros) podem ser incluídas nas simulações com o intuito de estimar os seus impactos em relação as perdas financeiras devido a distúrbios elétricos.

- A identificação de regiões geográficas onde grupos de consumidores industriais são mais afetados por distúrbios elétricos em cenários de *Smart Grid* e Indústria 4.0. Estudos que permitam a agregação de ambos os conceitos podem contribuir em soluções metodológicas e tecnológicas que possam ser implantadas nas redes elétricas ou nas instalações dos consumidores com o intuito de tornar a rede elétrica de distribuição mais resiliente a distúrbios elétricos.

## **7.2. Publicações**

O presente trabalho originou a seguinte publicação, apresentada no 4º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída – CBGD 2019:

JUNIOR, J.G.; CARNEIRO, C.A.; CEBRIAN, J.C. **IMPACTO ECONÔMICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS SENSÍVEIS.** 4º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída – CBGD. Anais. Recife/PE: 2019.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA ATINGE MARCA DE 3 GW DE POTÊNCIA INSTALADA NO BRASIL.** Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/geracao-solar-distribuida-atinge-marca-de-3-gw-de-potencia-instalada-no-brasil.html>>. Acesso em: 14 set. 2020a.

ABSOLAR. **Brasil vive ano histórico em expansão de energia solar.** Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/brasil-vive-ano-historico-em-expansao-de-energia-solar.html>>. Acesso em: 13 set. 2020b.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation : a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.

ACKERMANN, T.; KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific. IEEE/PES**, v. 2, p. 1357–1362, 2002.

ALVES, M. F.; RIBEIRO, T. N. Voltage sag: an overview of IEC and IEEE standards and application criteria. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, v. 2, n. May 1999, p. 585–589, 1999.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0025/2011.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota\\_tecnica\\_0025\\_gd.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf)>. Acesso em: 1 nov. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482/2012.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 1 nov. 2019.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em: 13 set. 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687/2015.** Disponível em: <[www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf)>. Acesso em: 1 nov. 2019.

ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) - Módulo 8**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 16 mar. 2019.

ANEEL. **Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída**. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877)>. Acesso em: 13 set. 2020.

ANEEL. **UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em: 13 set. 2020a.

ANEEL. **Ranking das Tarifas - ANEEL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 20 set. 2020b.

ARAUJO, F. B. DE. **Impacto da Geração Distribuída nas Condições de Estabilidade de Tensão**. [s.l.] Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2010.

BARNARD, J.; PAHWA, A. Determination of the impacts of high impedance faults on protection of power distribution systems using a probabilistic model. **Electric Power Systems Research**, v. 28, n. 1, p. 11–18, 1993.

BHADORIA, V.; SINGH, N.; SHRIVASTAVA, V. **A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System**. 2013

BOLLEN, M. et al. Voltage dip immunity of equipment and installations - Status and need for further work Voltage Dip Immunity of Equipment and Installations – Status and Need for Further Work. **China International Conference on Electricity Distribution**, n. January, 2010.

BOUKTIR, T.; RAS GUERRICHE, K. Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation with Particle Swarm Optimization Algorithm for Loss Reduction. **Revue des Sciences et de la Technologie**, v. 6, 2015.

BOUSSAÏD, I.; LEPAGNOT, J.; SIARRY, P. A survey on optimization metaheuristics. **Information Sciences**, v. 237, p. 82–117, 2013.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**, 2004.

CEBRIAN, J. C. **METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE RISCOS E DOS CUSTOS DE INTERRUPÇÕES EM PROCESSOS CAUSADOS POR FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. [s.l.] UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2008.

CEBRIAN, J. C.; MILANOVIC, J. V.; KAGAN, N. Probabilistic assessment of financial losses in distribution network due to fault-induced process interruptions considering process immunity time. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1478–1486, 2015.

CEBRIAN, J.; KAGAN, N.; MILANOVIC, J. Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting—Part II: Economic Assessment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, p. 52–61, 2016.

CEMIG. **Impactos na Rede e nos Procedimentos da Distribuidora - CEMIG**. Seminário Internacional Micro e Minigeração Distribuída. **Anais...2018** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/6+-+IMPACTOS+NA+REDE+E+NO+PROCEDIMENTO+DA+DISTRIBUIDORA.pdf/76246601-a5aa-5ae4-03b7-48e183017f73>>

CENELEC. **Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems**, 2005.

CHAN, J. Y.; MILANOVIĆ, J. V.; DELAHUNTY, A. Risk-based assessment of financial losses due to voltage sag. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 2, p. 492–500, 2011.

CHENG, J. et al. **Optimal Configuration of Distributed Generation for Improving Voltage Quality Based on Adaptive Weighted PSO**. 2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). **Anais...IEEE**, jul. 2020 Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9177877/>>. Acesso em: 15 set. 2020

CIGRE. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. n. February, 1999.

CUNHA, W. L. **Impacto da inserção massiva de microgeração distribuída em consumidores sensíveis a distúrbios no fornecimento de energia.** [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2019.

DANTAS, O. D. L.; JUNIOR, A. A. Potencial da geração distribuída e seu impacto na redução de emissões de CO<sub>2</sub>: Estudo de uma micro usina fotovoltaica conectada à rede de energia elétrica. **Engevista - UFF**, p. 329–340, 2019.

DECOURT, P. C. K. **Facilidades do programa ANAFAS para estudos de curto-circuito e proteção de sistema de energia elétrica.** [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

DIAS, M. V. X.; EDSON, C. B.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. 2, p. 1–11, 2005.

DJOKIĆ, S. Ž.; MILANOVIĆ, J. V. Closure on “Sensitivity of personal computers to voltage sags and short interruptions”. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 1, p. 544–545, 2006.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2019: Relatório síntese, ano base 2018.**, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relatório Síntese BEN 2019 Ano Base 2018.pdf>>

EPE. **Relatório Síntese: BEN 2020 - ano base 2019**, 2020a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia - 2029.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>.

EPRI. OpenDSS PVSystem Element Model. Version 1. p. 1–10, 2011.

FRAME, D. et al. A community based approach for sustainable off-grid PV systems in developing countries. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–7, 2011.

GADELHA, T. Y. F. **IMPACTO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA SOBRE A TENSÃO EM REGIME PERMANENTE**. [s.l.] Universidade Estadual Paulista - UNESP, 2019.

GE, S. et al. Reliability assessment of active distribution system using monte carlo simulation method. **Journal of Applied Mathematics**, v. 2014, 2014.

GHAFOOR, A.; MUNIR, A. Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 496–502, 2015.

GLASSMIRE, J.; KOMOR, P.; LILIENTHAL, P. Electricity demand savings from distributed solar photovoltaics. **Energy policy**, v. 51, p. 323–331, 2012.

GONÇALVES, R.; BALLERINI, B. F.; FREITAS, E. L. DE. **Influência da geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica**. Brazilian Technology Symposium. **Anais...**2016

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico no 1º semestre de 2020**, 2020. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/sumario-executivo-gd1s2020/>>

HAFIZ, F. et al. Power quality event identification using wavelet packet transform: A comprehensive investigation. **IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON**, v. 2017-Decem, n. January 2018, p. 2978–2983, 2017.

HARDI, S.; DAUT, I.; IRWANTO, M. Testing of contactors under voltage sag and non-sinusoidal voltage conditions. **PECon2010 - 2010 IEEE International Conference on Power and Energy**, n. 2, p. 683–688, 2010.

HELWIG, S. Particle Swarms for Constrained Optimization. p. 250, 2010.

IEA. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. [s.l: s.n.].



IEEE. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547-2003**, p. 1–28, 2003.

IEEE. **IEEE 1159 - Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, 2019.

ISAC, L.; BELATI, E. A.; SILVA, D. J. DA. Sensitivity Analysis Associated with Particle Swarm Optimization for Distributed Generation Allocation. **Brazilian Journal of Development**, v. 6, n. 1, p. 63479–63494, 2020.

ITIC. **Information Technology Industry Council, ITI (CBEMA) Curve Application Note**, 2000. Disponível em: <[https://www.keysight.com/upload/cmc\\_upload/All/1.pdf](https://www.keysight.com/upload/cmc_upload/All/1.pdf)>

JHANSI, S. Effects of Distributed Generation on Electrical Power Network and Protection. **Journal of Electrical & Electronic Systems**, v. 8, n. 1, p. 10–12, 2019.

JIANG, B. Y. et al. Multi-objective optimal placement of distribution generation with special requirements for power quality and power supply. **Proceedings of the 33rd Chinese Control Conference, CCC 2014**, p. 7521–7526, 2014.

KAGAN, N.; GOUVEA, M. Redes Elétrica Inteligentes no Brasil - Análise de custo e benefícios de um plano nacional de implantação. **SYNERGIA**, 2013.

KARINE DIAS LIMA, C. Universidade Federal De Goiás Escola De Engenharia Elétrica, Mecânica E De Computação Programa De Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica E Computação. 2017.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. **Particle swarm optimization**. Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks. **Anais...**nov. 1995

KUFEOGLU, S. **Economic Impacts of Electric Power Outages and Evaluation of Customer Interruption Costs**. [s.l.] Aalto University School of Electrical Engineering, 2015.

LIN, C.-H. et al. Financial Analysis of a Large-Scale Photovoltaic System and Its Impact on Distribution Feeders. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 47, p. 1884–1891, 2011.

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. In: **Minicursos do XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos (SBRC)**. [s.l.] Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos, 2015. p. 325.

MA, Z. Y. et al. A new method for sensitive single-phase equipment testing to voltage sag. **Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP**, v. 2018- May, p. 1–6, 2018.

MCGRANAGHAN, M.; MUELLER, D. EFFECTS OF VOLTAGE SAGS IN PROCESS INDUSTRY APPLICATIONS. 2011.

MELLENDEZ, T. A. F. et al. Geração distribuída com armazenamento conectada à rede elétrica. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, n. 2016, 2018.

MILANOVIĆ, J. V.; GUPTA, C. P. Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags — Part II: Practical Implementation. n. December, 2006a.

MILANOVIĆ, J. V.; GUPTA, C. P. Probabilistic assessment of financial losses due to interruptions and voltage sags - Part I: Practical implementation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 2, p. 925–932, 2006.

MILANOVIĆ, J. V.; GUPTA, C. P. PART I: Probabilistic assessment of financial losses due to interruptions and voltage sags-part I: the methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 2, p. 918–924, 2006b.

MIRANDA, L. J. V. PySwarms: a research toolkit for Particle Swarm Optimization in Python. **The Journal of Open Source Software**, v. 3, n. 21, p. 433, 2018.

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no Brasil: situação e perspectivas. **Estudo Técnico**, p. 1–46, 2017.

OLIVEIRA, F. D. DE. Monitoramento e Análise de Afundamentos Momentâneos de Tensão Universidade Federal de Minas Gerais Escola de Engenharia Departamento de Engenharia Elétrica Monitoramento e Análise de Afundamentos Momentâneos de Tensão Filipe Dias de Oliveira Universidade. p. 107, 2015a.

OLIVEIRA, G. C. DE. Curto-circuito probabilístico através da simulação de Monte Carlo para sistemas de transmissão em corrente contínua. p. 1–119, 2015b.

OTCENASOVA, A. et al. Methodology for determination of the number of equipment malfunctions due to voltage sags. **Energies**, v. 10, n. 3, 2017.

PADILLA, J. V. Qualidade de energia elétrica. **Revista O Setor Elétrico**, p. 92–105, 2008.

PEPERMANS, G. et al. DISTRIBUTED GENERATION: DEFINITION, BENEFITS AND ISSUES. **Energy**, v. 32, n. 0, p. 0–21, 2003.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. [s.l.] São José dos Campos, 2017. Disponível em: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>.

PESSOA, L. L. D. S. **IMPACTOS PROVOCADOS PELOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. [s.l.] CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS, 2016.

PVGIS. **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>>. Acesso em: 10 set. 2020.

PYSWARMS. **PySwarms - a research toolkit for Particle Swarm Optimization in Python**. Disponível em: <<https://pyswarms.readthedocs.io/en/latest/index.html>>. Acesso em: 1 ago. 2020.

QIAN, W. et al. Probabilistic Short-Circuit Current in Active Distribution Networks Considering Low Voltage Ride-Through of Photovoltaic Generation. **IEEE Access**, v. 7, p. 140071–140083, 2019.

RAO, S. S. **Engineering Optimization: Theory and Practice: Fourth Edition**. [s.l.: s.n.].

RAZAVI, S. E. et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 105, n. May 2018, p. 157–167, 2019.

SEVERINO, M. M. **AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO A COMUNIDADES ISOLADAS DA AMAZÔNIA.** [s.l.] UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA FACULDADE, 2008.

SILVA, J. L. R. E; MOURA, L. C. DE. Alternativas Tecnológicas para Mitigação de Afundamento e Interrupção Momentâneas de Tensão em Cargas Sensíveis do Sistema Elétrico de Potência. p. 1–8, 2007.

SINAPI. **Relatório de Composições** Governo Federal, , 2020. Disponível em: <[https://www.caixa.gov.br/site/Paginas/downloads.aspx#categoria\\_664](https://www.caixa.gov.br/site/Paginas/downloads.aspx#categoria_664)>

TALBI, E.-G. **METAHEURISTICS: FROM DESIGN TO IMPLEMENTATION.** [s.l.] Hoboken: John Wiley & Sons, 2009.

VALERDI, R. Heuristics for systems engineering cost estimation. **IEEE Systems Journal**, v. 5, n. 1, p. 91–98, 2011.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações.** 2. ed. [s.l.] Saraiva, 2015.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; GUERRA, J. Energia Solar Fotovoltaica - Introdução. **Revista O Setor Elétrico**, 2013.

VP SOLAR. **Off-grid Photovoltaic Systems.** Disponível em: <<https://www.vpsolar.com/en/off-grid-photovoltaic-systems/>>. Acesso em: 4 out. 2020.

WAI, R. J.; WANG, W. H. Grid-connected photovoltaic generation system. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers**, v. 55, n. 3, p. 953–964, 2008.

WON, D. J.; AHN, S. J.; MOON, S. IL. A modified sag characterization using voltage tolerance curve for power quality diagnosis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 4, p. 2638–2643, 2005.

XU, Y. et al. Sensitivity of Programmable Logic Controllers to Voltage Sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 34, n. 1, p. 2–10, 2019.

YAMASHITA, K. **ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO DIFERENTES NÍVEIS DE CARGA.** [s.l.] Universidade Estadual de Londrina, 2017.

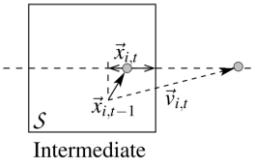
ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2012.

## APÊNDICES

## APÊNDICE – CONFIGURAÇÕES DO PYSWARMS

### Configurações utilizadas no pacote pyswarms

Tabela A1 – Configurações utilizadas no pacote pyswarms

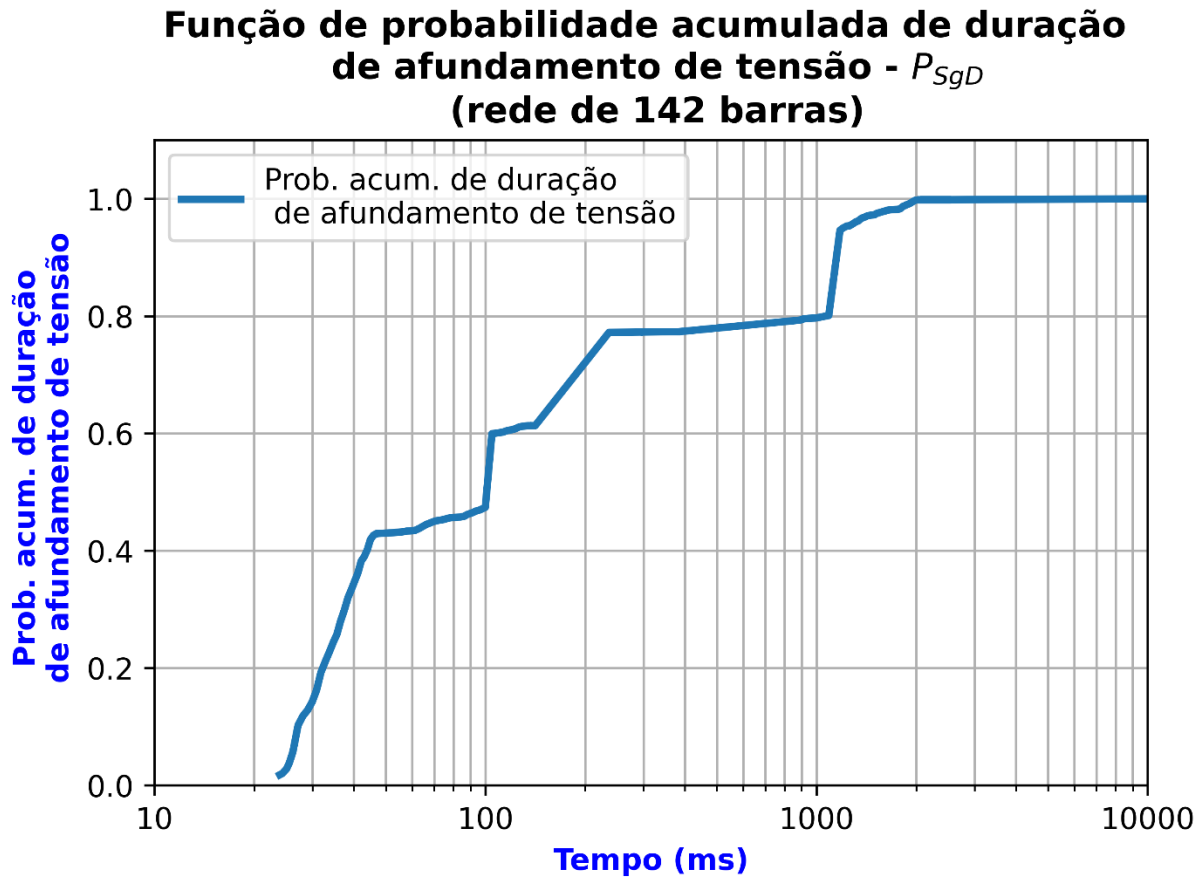
Versão	1.1.0 (2019-05-18)		
Otimização	continuous	Otimização com espaço de busca contínuo.	
	pyswarms.single.global_best	algoritmo de otimização de enxame de partículas clássico com uma topologia estrela. Cada partícula se compara com a partícula de melhor desempenho no enxame.	
Parâmetros	C <sub>1</sub>	2	
	C <sub>2</sub>	2	
	w	0,75	
	Partículas	50	
	Dimensões	142 (número de barras da rede considerada)	
	Iterações	70	
	Limite inferior	0 (representa a não alocação de GD na barra)	
	Limite superior	75 (limite máximo de microgeração distribuída)	
	bh_strategy*	Intermediate (nas situações em que exceda o limite do espaço de busca a partícula é posicionada entre o ponto atual e o limite do espaço de busca). (HELWIG, 2010).	 <p>Intermediate</p>
	vh_strategy*	Invert Tem por finalidade trazer partículas de volta para o espaço de busca. (HELWIG, 2010).	

**ANEXOS**



**ANEXO A**

Função de probabilidade acumulada de duração de afundamento de tensão –  $P_{SgD}$  para a rede de distribuição de 142 barras utilizada.



## ANEXO B – DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

### Dados da rede de distribuição

Tabela A2 – Dados das linhas da rede de distribuição (todas são trifásicas).

Linha	Barra 1	Barra 2	Comprimento (km)	Cabo
L1	B1	B2	0,9	C_336
L2	B2	B3	0,05	C_336
L3	B2	B4	0,1	C_336
L4	B4	B5	0,04	C_336
L5	B5	B6	0,02	C_336
L6	B6	B7	0,02	C_336
L7	B7	B8	0,02	C_336
L8	B8	B9	0,01	C_336
L9	B9	B10	0,05	C_4/0
L10	B10	B11	0,1	C_4/0
L11	B11	B12	0,06	C_4/0
L12	B12	B13	0,03	C_4/0
L13	B13	B14	0,16	C_4/0
L14	B11	B15	0,03	C_4/0
L15	B15	B16	0,01	C_4/0
L16	B16	B17	0,02	C_4/0
L17	B17	B18	0,04	C_336
L18	B18	B19	0,04	C_336
L19	B19	B20	0,05	C_336
L20	B18	B21	0,15	C_336
L21	B10	B22	0,03	C_336
L22	B22	B23	0,07	C_336
L23	B23	B24	0,05	C_336
L24	B24	B25	0,02	C_336
L25	B25	B26	0,03	C_336
L26	B26	B27	0,12	C_4/0
L27	B27	B28	0,02	C_4/0
L28	B28	B29	0,02	C_4/0
L29	B29	B30	0,005	C_4/0
L30	B28	B31	0,025	C_4/0
L31	B26	B32	0,06	C_336
L32	B32	B33	0,04	C_336
L33	B33	B34	0,02	C_336
L34	B23	B35	0,01	C_336
L35	B35	B36	0,07	C_336
L36	B36	B37	0,01	C_2/0
L37	B37	B38	0,01	C_2/0
L38	B38	B39	0,07	C_336
L39	B38	B40	0,1	C_336
L40	B40	B41	0,06	C_336
L41	B40	B42	0,05	C_336
L42	B42	B43	0,01	C_336
L43	B40	B44	0,03	C_336
L44	B44	B45	0,04	C_336
L45	B38	B46	0,06	C_336
L46	B46	B47	0,02	C_336
L47	B47	B48	0,12	C_2/0
L48	B48	B49	0,05	C_2/0
L49	B49	B50	0,02	C_2/0
L50	B50	B51	0,17	C_2/0
L51	B48	B52	0,1	C_2/0
L52	B52	B53	0,06	C_2/0
L53	B53	B54	0,03	C_2/0
L54	B54	B55	0,13	C_2/0
L55	B52	B56	0,02	C_2/0
L56	B56	B57	0,08	C_2/0
L57	B57	B58	0,05	C_2/0
L58	B57	B59	0,06	C_2/0
L59	B59	B60	0,02	C_2/0
L60	B48	B61	0,04	C_2/0
L61	B61	B62	0,01	C_2/0
L62	B62	B63	0,05	C_2/0
L63	B63	B64	0,03	C_336
L64	B64	B65	0,02	C_336
L65	B65	B66	0,03	C_336
L66	B66	B67	0,02	C_336
L67	B67	B68	0,03	C_336
L68	B67	B69	0,02	C_336
L69	B69	B70	0,02	C_336
L70	B67	B71	0,05	C_336
L71	B71	B72	0,04	C_336
L72	B72	B73	0,04	C_4/0
L73	B73	B74	0,02	C_336
L74	B74	B75	0,11	C_336
L75	B63	B76	0,02	C_336
L76	B76	B77	0,03	C_336
L77	B77	B78	0,05	C_336
L78	B78	B79	0,07	C_4/0
L79	B79	B80	0,07	C_336
L80	B80	B81	0,03	C_4/0

Linha	Barra 1	Barra 2	Comprimento (km)	Cabo
L81	B81	B82	0,03	C_4/0
L82	B82	B83	0,05	C_4/0
L83	B82	B84	0,05	C_4/0
L84	B84	B85	0,03	C_4/0
L85	B128	B86	0,03	C_336
L86	B86	B87	0,02	C_336
L87	B78	B88	0,05	C_336
L88	B78	B89	0,13	C_336
L89	B89	B90	0,05	C_4/0
L90	B90	B91	0,18	C_4/0
L91	B91	B92	0,02	C_336
L92	B92	B93	0,03	C_336
L93	B92	B94	0,07	C_336
L94	B92	B95	0,1	C_2/0
L95	B95	B96	0,04	C_2/0
L96	B95	B97	0,05	C_2/0
L97	B97	B98	0,06	C_2/0
L98	B98	B99	0,11	C_2/0
L99	B98	B100	0,04	C_336
L100	B100	B101	0,11	C_336
L101	B95	B102	0,06	C_336
L102	B102	B103	0,04	C_4/0
L103	B103	B104	0,03	C_4/0
L104	B103	B105	0,15	C_4/0
L105	B105	B106	0,21	C_336
L106	B106	B107	0,03	C_2/0
L107	B107	B108	0,1	C_2/0
L108	B108	B109	0,1	C_2/0
L109	B109	B110	0,03	C_2/0
L110	B110	B111	0,02	C_2/0
L111	B107	B112	0,17	C_336
L112	B112	B113	0,11	C_336
L113	B113	B114	0,11	C_336
L114	B113	B115	0,3	C_2/0
L115	B115	B116	0,2	C_2/0
L116	B116	B117	0,2	C_2/0
L117	B117	B118	0,2	C_336
L118	B90	B119	0,11	C_336
L119	B119	B120	0,07	C_336
L120	B120	B121	0,07	C_336

Linha	Barra 1	Barra 2	Comprimento (km)	Cabo
L121	B119	B122	0,07	C_336
L122	B122	B123	0,13	C_336
L123	B123	B124	0,02	C_336
L124	B123	B125	0,02	C_336
L125	B125	B126	0,04	C_4/0
L126	B126	B127	0,04	C_4/0
L127	B85	B128	0,02	C_4/0
L128	B128	B129	0,06	C_4/0
L129	B104	B130	0,07	C_4/0
L130	B130	B131	0,02	C_336
L131	B130	B132	0,1	C_336
L132	B132	B133	0,04	C_4/0
L133	B133	B134	0,04	C_4/0
Linhas de interligação				
L134	B14	B561	2,2	C_336
L135	B51	B277	1	C_336
L136	B75	B718	0,5	C_336
L137	B103	B877	0,9	C_336
L138	B111	B1218	0,5	C_336
L139	B118	B1118	0,5	C_336
L139	B118	B1118	0,5	C_336
L140	B127	B418	0,3	C_336
L141	B129	B429	0,4	C_336
L1341	B1	B561	0,01	C_336
L1351	B1	B277	0,01	C_336
L1361	B1	B718	0,01	C_336
L1371	B1	B877	0,01	C_336
L1381	B1	B1218	0,01	C_336
L1391	B1	B1118	0,01	C_336
L1401	B1	B418	0,01	C_336
L1411	B1	B429	0,01	C_336

Tabela A3 - Dados de impedância dos condutores nas linhas da rede de distribuição.

Tipo	Modelo	$r_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$r_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )
<b>C_336</b>	Cabo 336	0,3208	1,3850	0,1864	0,3838
<b>C_2/0</b>	Cabo 2/0	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
<b>C_4/0</b>	Cabo 4/0	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013

$r_0$  - Resistência (sequência zero) em  $\Omega/\text{km}$

$X_0$  - Reatância (sequência zero) em  $\Omega/\text{km}$

$r_1$  - Resistência (sequência positiva) em  $\Omega/\text{km}$

$X_1$  - Reatância (sequência positiva) em  $\Omega/\text{km}$

Tabela A4 – Posicionamento de fusíveis, chaves seccionadoras e religadores na rede de distribuição.

Dispositivo	Num	Tipo (id)	Barra (posição)	Linha
<b>Fusível</b> (elo fusível T)	1	3	B10	L10
	2	2	B26	L26
	3	2	B26	L31
	4	2	B38	L39
	5	2	B48	L48
	6	2	B48	L51
	7	3	B63	L63
	8	3	B78	L78
	9	2	B78	L87
	10	2	B95	L96
	11	2	B103	L103
	12	2	B107	L107
	13	3	B107	L111
	14	2	B119	L121

Dispositivo	Tipo	Num	Barra (posição)	Linha
<b>Chave seccionadora</b>	NF	1	B10	L21
		2	B23	L23
		3	B38	L45
		4	B48	L60
		5	B63	L75
		6	B90	L90
		7	B103	L104
		8	B90	L118
	NA	9	B561	L134
		10	B277	L135
		11	B718	L136
		12	B429	L141
		13	B877	L137
		14	B418	L140
		15	B1218	L138
		16	B1118	L139
<b>Religador</b>	-	1	B23	L34
		2	B78	L88

Tabela A.4 – Descrição dos consumidores da rede de distribuição (todas são trifásicas).

Carga	Barra	Quantia de consumidores	Tipo de consumidor	Carga	Potência (kW)	Potência (kVAr)
C1	B3	2	Comercial	C1	41,4	17,64
		23	Residencial			
C2	B5	3	Comercial	C2	69	29,39
		43	Residencial			
C3	B6	3	Comercial	C3	69	29,39
		43	Residencial			
C4	B7	4	Comercial	C4	103,5	44,09
		70	Residencial			
C5	B8	3	Comercial	C5	69	29,39
		43	Residencial			
C6	B9	3	Comercial	C6	69	29,39
		43	Residencial			
C7	B12	0	Comercial	C7	7,91	3,37
		8	Residencial			
C8	B13	3	Comercial	C8	69	29,39
		43	Residencial			
C9	B14	3	Comercial	C9	69	29,39
		43	Residencial			
C10	B15	1	Industrial	C10	103,5	44,09
C11	B16	2	Comercial	C11	41,4	17,64
		23	Residencial			
C12	B17	4	Comercial	C12	103,5	44,09
		70	Residencial			
C13	B19	3	Comercial	C13	69	29,39
		43	Residencial			
C14	B20	1	Industrial	C14	103,5	44,09
C15	B21	1	Industrial	C15	103,5	44,09
C16	B22	4	Comercial	C16	103,5	44,09
		70	Residencial			
C17	B24	0	Comercial	C17	2,76	1,18
		3	Residencial			
C18	B25	2	Comercial	C18	41,4	17,64
		23	Residencial			
C19	B27	1	Industrial	C19	103,5	44,09
C20	B29	3	Comercial	C20	69	29,39
		43	Residencial			
C21	B30	1	Industrial	C21	103,5	44,09
C22	B31	1	Industrial	C22	103,5	44,09
C23	B32	4	Comercial	C23	103,5	44,09
		70	Residencial			

<b>C24</b>	<b>B33</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C24</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C25</b>	<b>B34</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C25</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C26</b>	B36	0	Comercial	<b>C26</b>	11,41	4,86
		12	Residencial			
<b>C27</b>	<b>B37</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C27</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C28</b>	B39	0	Comercial	<b>C28</b>	2,76	1,18
		3	Residencial			
<b>C29</b>	B41	3	Comercial	<b>C29</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C30</b>	B42	3	Comercial	<b>C30</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C31</b>	B43	3	Comercial	<b>C31</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C32</b>	<b>B44</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C32</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C33</b>	B45	2	Comercial	<b>C33</b>	41,4	17,64
		23	Residencial			
<b>C34</b>	B46	0	Comercial	<b>C34</b>	0,92	0,39
		1	Residencial			
<b>C35</b>	B47	4	Comercial	<b>C35</b>	103,5	44,09
		70	Residencial			
<b>C36</b>	<b>B49</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C36</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C37</b>	B50	3	Comercial	<b>C37</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C38</b>	B51	4	Comercial	<b>C38</b>	103,5	44,09
		70	Residencial			
<b>C39</b>	B53	0	Comercial	<b>C39</b>	1,1	0,47
		1	Residencial			
<b>C40</b>	<b>B54</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C40</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C41</b>	B55	3	Comercial	<b>C41</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C42</b>	B56	3	Comercial	<b>C42</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C43</b>	B58	0	Comercial	<b>C43</b>	9,2	3,92
		10	Residencial			
<b>C44</b>	<b>B59</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C44</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C45</b>	B60	0	Comercial	<b>C45</b>	3,5	1,49
		3	Residencial			
<b>C46</b>	B61	0	Comercial	<b>C46</b>	2,76	1,18
		3	Residencial			
<b>C47</b>	B62	0	Comercial	<b>C47</b>	5,06	2,16
		5	Residencial			
<b>C48</b>	B64	3	Comercial	<b>C48</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C49</b>	B65	3	Comercial	<b>C49</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C50</b>	B66	0	Comercial	<b>C50</b>	3,22	1,37
		3	Residencial			

<b>C51</b>	<b>B68</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C51</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C52</b>	B69	0	Comercial	<b>C52</b>	6,44	2,74
		7	Residencial			
<b>C53</b>	<b>B70</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C53</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C54</b>	B71	3	Comercial	<b>C54</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C55</b>	B72	0	Comercial	<b>C55</b>	7,82	3,33
		8	Residencial			
<b>C56</b>	B73	0	Comercial	<b>C56</b>	1,75	0,74
		2	Residencial			
<b>C57</b>	<b>B74</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C57</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C58</b>	B75	4	Comercial	<b>C58</b>	103,5	44,09
		70	Residencial			
<b>C59</b>	B76	4	Comercial	<b>C59</b>	103,5	44,09
		70	Residencial			
<b>C60</b>	B77	0	Comercial	<b>C60</b>	5,43	2,31
		6	Residencial			
<b>C61</b>	B79	3	Comercial	<b>C61</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C62</b>	B80	4	Comercial	<b>C62</b>	103,5	44,09
		70	Residencial			
<b>C63</b>	<b>B81</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C63</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C64</b>	B83	3	Comercial	<b>C64</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C65</b>	B84	3	Comercial	<b>C65</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C66</b>	B85	4	Comercial	<b>C66</b>	103,5	44,09
		70	Residencial			
<b>C67</b>	<b>B86</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C67</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C68</b>	B87	3	Comercial	<b>C68</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C69</b>	B88	3	Comercial	<b>C69</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C70</b>	B89	2	Comercial	<b>C70</b>	41,4	17,64
		23	Residencial			
<b>C71</b>	<b>B91</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C71</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C72</b>	B93	1	Comercial	<b>C72</b>	21,62	9,21
		13	Residencial			
<b>C73</b>	B94	3	Comercial	<b>C73</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C74</b>	B96	0	Comercial	<b>C74</b>	5,52	2,35
		6	Residencial			
<b>C75</b>	B97	1	Comercial	<b>C75</b>	21,62	9,21
		13	Residencial			
<b>C76</b>	B99	3	Comercial	<b>C76</b>	21,62	9,21
		43	Residencial			
<b>C77</b>	B100	3	Comercial	<b>C77</b>	103,5	44,09

		82	Residencial			
<b>C78</b>	<b>B101</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C78</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C79</b>	B102	3	Comercial	<b>C79</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C80</b>	B104	3	Comercial	<b>C80</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C81</b>	B105	3	Comercial	<b>C81</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C82</b>	<b>B106</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C82</b>	<b>99,82</b>	<b>42,52</b>
<b>C83</b>	<b>B109</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C83</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C84</b>	B110	4	Comercial	<b>C84</b>	103,5	44,09
		70	Residencial			
<b>C85</b>	B111	3	Comercial	<b>C85</b>	69	29,39
		43	Residencial			
<b>C86</b>	B112	1	Comercial	<b>C86</b>	27,6	11,76
		19	Residencial			
<b>C87</b>	B115	1	Comercial	<b>C87</b>	27,6	11,76
		19	Residencial			
<b>C88</b>	B116	1	Comercial	<b>C88</b>	27,6	11,76
		19	Residencial			
<b>C89</b>	B117	1	Comercial	<b>C89</b>	27,6	11,76
		19	Residencial			
<b>C90</b>	B118	1	Comercial	<b>C90</b>	27,6	11,76
		19	Residencial			
<b>C91</b>	B120	2	Comercial	<b>C91</b>	50,6	21,56
		34	Residencial			
<b>C92</b>	B121	1	Comercial	<b>C92</b>	27,6	11,76
		19	Residencial			
<b>C93</b>	B124	1	Comercial	<b>C93</b>	14,26	6,07
		4	Residencial			
<b>C94</b>	B125	2	Comercial	<b>C94</b>	41,4	17,64
		23	Residencial			
<b>C95</b>	B126	1	Comercial	<b>C95</b>	14,26	6,07
		4	Residencial			
<b>C96</b>	B127	1	Comercial	<b>C96</b>	14,26	6,07
		4	Residencial			
<b>C97</b>	B129	2	Comercial	<b>C97</b>	41,4	17,64
		23	Residencial			
<b>C98</b>	<b>B131</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C98</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C99</b>	<b>B133</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C99</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>
<b>C100</b>	<b>B134</b>	<b>1</b>	<b>Industrial</b>	<b>C100</b>	<b>103,5</b>	<b>44,09</b>



**ANEXO C – CURVAS TEMPO X CORRENTE**

Curvas tempo x corrente dos dispositivos de proteção da rede de distribuição

