

Tiane do Nascimento Vargas

**Metodologia de Self-Healing Aplicada à Redes
de Distribuição Considerando Recursos
Energéticos Distribuídos**

Alegrete, RS

10 de julho de 2019

Tiane do Nascimento Vargas

**Metodologia de Self-Healing Aplicada à Redes de
Distribuição Considerando Recursos Energéticos
Distribuídos**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em **Engenharia Elétrica**.

Universidade Federal do Pampa – Unipampa

Curso de Engenharia Elétrica

Orientador: Prof^a. Dra. Ana Paula Carboni de Mello

Alegrete, RS

10 de julho de 2019

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

V297m Vargas, Tiane do Nascimento

Metodologia de self-healing aplicada à redes de
distribuição considerando recursos energéticos distribuídos /
Tiane do Nascimento Vargas.

76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2019.

"Orientação: Ana Paula Carboni de Mello".

1. AHP. 2. perdas elétricas. 3. painéis fotovoltaicos. 4.
sistemas de armazenamento de energia elétrica. 5. self-
healing. I. Título.

TIANE DO NASCIMENTO VARGAS

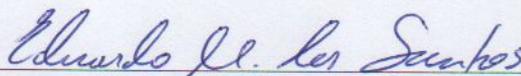
METODOLOGIA DE SELF-HEALING APLICADA À REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 25 de junho de 2019.

Banca examinadora:



Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos
UNIPAMPA



Prof. Dr. Chryslan Dalla Lana da Silva
UNIPAMPA

*Dedico este trabalho aos meus pais Jorge e Janete Vargas, minhas irmãs Karine, Caroline,
Andréia Vargas*

pela paciência, apoio e carinho nas horas difíceis.

*Dedico este também aos meus avós em memória, Ricardo e Ely do Nascimento,
Teodomiro e Maria José Vargas.*

Agradecimentos

Primeiramente, agradecendo a Deus, pois sem ele nada seria possível. Agradeço também, a todos os profissionais da Unipampa que de alguma forma contribuam com a minha vida acadêmica, professores, técnicos, profissionais da limpeza e seguranças. Agradeço aos meus amigos, colegas e familiares que, de alguma forma, foram importantes durante esta jornada.

Agradeço aos integrantes do grupo Gesep, em especial, agradeço a Prof. Dr Ana Paula de Mello Carboni pela sua orientação durante a realização deste trabalho, mas, principalmente, pela sua confiança e amizade. Agradeço também ao Prof. Dr Guilherme Sebastião da Silva pela ajuda neste trabalho.

Agradeço aos professores das instituições Americanas *Southern University and A&M College* e *Wayne State University*, onde realizei intercambio. Agradeço também ao Programa Ciências sem Fronteiras, pela a oportunidade dada. Aproveito para agradecer a todos que conheci durante este período e que estarão para sempre na minha memória.

Por fim, agradeço àqueles que possibilitaram que tudo isso fosse possível, meus pais Jorge e Janete Vargas, que sempre me incentivaram e se sacrificaram para me dar a melhor educação, serei eternamente grata a vocês. Agradeço as minhas irmãs, Karine, Caroline e Andréia por entenderem minha ausência, em datas especiais, mas, acima de tudo, agradeço pelo amor de vocês. Agradeço ao meu namorado Wellington Freitas, que nos últimos anos tem sido meu apoio, agradeço pela paciência nos dias difíceis, por não ter me deixado desistir, mas, acima de tudo, agradeço pelo seu amor.

“I raise up my voice-not so I can shout but so that those without a voice can be heard...we cannot succeed when half of us are held back.”
(Malala Yousafzai)

Resumo

Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão experimentando mudanças significativas devido a inserção de novas tecnologias e novos conceitos para a geração de energia. Neste contexto de constante mudança, as *Smart Grids* apresentam um grande potencial para a inovação das redes de distribuição, pois as mesmas proporcionam mais confiabilidade e qualidade aos sistemas de distribuição. Um dos principais conceitos oriundos das *Smart Grids* é o *Self-healing*, sendo esse uma estratégia importante para a recuperação das redes em caso de contingência. Através de um sistema *Self-healing*, é possível reduzir os prejuízos à concessionária e aos consumidores, os quais são causados por falhas na rede, tornando, desse modo, a rede de distribuição mais segura, confiável e entregando energia com qualidade aos consumidores. Um importante aliado para a implementação de sistemas *Self-healing* é o uso dos recursos energéticos distribuídos, pois estes são uma ferramenta importante para o desenvolvimento das redes de distribuição, permitindo mais flexibilidade aos sistemas, principalmente, quando é necessário realizar manobras para transferência de carga em eventuais contingências. Em face do exposto, neste documento é apresentado o desenvolvimento de uma metodologia para a análise de sistemas *Self-healing* em redes de distribuição com recursos energéticos distribuídos, formados por painéis fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia elétrica. O objetivo da metodologia aplicada é minimização das perdas elétricas e a redução das unidades consumidoras atingidas por uma falha na rede. Além disso, para o desenvolvimento da metodologia de *Self-healing* proposta neste trabalho, utilizou-se o algoritmo AHP com o objetivo de decidir quais manobras mais se adequaram de acordo com os objetivos desejados pela metodologia. Para a avaliação do desempenho da metodologia proposta, utilizou-se o software OpenDSS em um sistema teste IEEE de 34 barras modificado, por meio de dois testes, os quais consideraram a variação da carga ao longo do dia. O primeiro teste, foi realizado através de uma falha na rede de distribuição, ocorrida em uma área com carga predominantemente residencial. Já o segundo teste foi simulado por meio de uma falha na rede de distribuição em uma área predominantemente industrial.

Palavras-chave: AHP, perdas elétricas, painéis fotovoltaicos, sistemas de armazenamento de energia elétrica, *Smart Grids*, *Self-healing*.

Abstract

Electric power distribution systems are experiencing significant changes due to the insertion of new technologies and new concepts for generation. In this context of the constantly changing, the Smart Grids have a great potential for innovation in distribution networks, as they provide more reliability and quality to distribution systems. One of the main concepts, coming from Smart Grids is the concept of Self-healing, which is an important tool for the recovery of networks when the contingency occur. Through a Self-healing system, it is possible to reduce the losses to the electric utility and the consumers caused by network failures, there by making the distribution network more secure, reliable and delivering quality energy to consumers. An important ally for the implementation of Self-healing systems is the distributed energy resources, since these are an important tool for the development of the distribution networks, allowing more flexibility to the systems, especially when it is necessary to carry out maneuvers for load transfer when contingency occur on distribution grid. In the face of the above, this paper will presents the development of a methodology for the analysis of Self-healing systems in distribution networks with distributed energy resources, formed by photovoltaic panels and electrical energy storage systems. Although the objective of the methodology is minimization of electrical losses and reduction of consumer units hit by a network failure. In addition, in this work the AHP algorithm was used to develop the methodology of Self-healing, this algorithm was used with the purpose of deciding which maneuvers were most suitable according to the objectives desired by the methodology. Thus, the performance of the proposed methodology was verified through the OpenDSS software, in a IEEE 34 bars system modifei. Two tests was performed, which considered the variation of the load throughout the day. In the first test, it was performed through a fault in the distribution network that occurred in an area with predominant residential load. Already the second test was simulated by means of a fault in the distribution network in a predominant industrial area.

Key-words: AHP, electrical losses, photovoltaic panels, energy storage systems, Smart Grids, Self-healing.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Sistemas Elétricos utilizando RED	23
Figura 2 – Sistema de Geração Fotovoltaica	24
Figura 3 – Tecnologias de Armazenamentos de Energia	25
Figura 4 – Arquitetura geral de um sistema para o restabelecimento automático de energia elétrica	26
Figura 5 – Fluxograma dos Procedimentos de Manobra a jusante da Falta	34
Figura 6 – Rede de distribuição com falta localizada entre o disjuntor DJ e as chaves telecomandadas S1 e S4	35
Figura 7 – Rede de distribuição com a identificação dos equipamentos NF	36
Figura 8 – Rede de distribuição com a identificação dos equipamentos NA e os recursos energéticos renováveis	36
Figura 9 – Abertura de S4 e operação ilhada dos recursos energéticos renováveis	37
Figura 10 – Abertura S1 e fechamento de S5	37
Figura 11 – Abertura de S1 e fechamento de S6	38
Figura 12 – Rede de distribuição com a identificação dos próximos equipamentos NF a jusante dos anteriores	38
Figura 13 – Rede de distribuição manobras a partir dos próximos equipamentos NF: Abre S2 e fecha S5	39
Figura 14 – Rede de distribuição manobras a partir dos próximos equipamentos NF: Abre S3 e fecha S6	39
Figura 15 – Modelo do Sistema Fotovoltaico	41
Figura 16 – Código utilizado para a criação do Sistema Fotovoltaico	42
Figura 17 – Modelo do Armazenador de Energia no OpenDSS	43
Figura 18 – Modelo do Armazenador de Energia no OpenDSS no processo de descarga	43
Figura 19 – Modelo do Armazenador de Energia no OpenDSS no processo de carga	44
Figura 20 – Código declarando um Alimentador através do elemento <i>V.source</i>	45
Figura 21 – Sistema 34 barras IEEE modificado	47
Figura 22 – Curva de carga utilizada nos testes	48
Figura 23 – Curva de Carga Sistema Fotovoltaico e armazenadores de energia elétrica utilizado nos testes	49
Figura 24 – Perfil da Tensão para a Subestação após realizadas as modificações no sistema teste (base 69 kV)	50
Figura 25 – Perfil da Tensão para a Linha 8 (base=14,376 kV)	50
Figura 26 – Perfil da Tensão para a Linha 13 (base=14,376 kV)	51
Figura 27 – Falta na linha 8	52
Figura 28 – Tensões nas Linhas: (a) 6:00 h, (b) 8:00 h, (c) 12:00h	57

Figura 29 – Tensões nas Linhas: (a) 18:00 h, (b) 20:00 h, (c) 22:00h	58
Figura 30 – Limites de Geração para as primeiras 12 horas do dia	60
Figura 31 – Comparação entre as Perdas e Consumidores Restabelecidos após as Manobras	60
Figura 32 – Sistema 34 barras IEEE modificado para o teste 2	61
Figura 33 – Tensão na Linha 13 anterior a contingência	63
Figura 34 – Contingência ocorrida na Linha 13 do sistema teste 2	63
Figura 35 – Tensão na Linha 13 imediatamente após a contingência	64
Figura 36 – Comparativo entre o sistema com falta e o sistema após realizada a manobra	68
Figura 37 – Comparativo entre o sistema pré falta e após realizada a manobra	69

Lista de tabelas

Tabela 1 – Métodos empregados na literatura.	20
Tabela 2 – Técnicas <i>Self-healing</i> empregadas utilizando a geração distribuída.	21
Tabela 3 – Escala numérica para a comparação e julgamento	29
Tabela 4 – Índice de consistência em relação ao número de critérios comparados	31
Tabela 5 – Parâmetros do Elemento <i>LineCode</i>	40
Tabela 6 – Parâmetros do Elemento <i>SwtControl</i>	46
Tabela 7 – Potência dos equipamentos	48
Tabela 8 – Parâmetros pré-falta do sistema	52
Tabela 9 – Parâmetros pós-falta do sistema	53
Tabela 10 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 6:00 h	53
Tabela 11 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 8:00 h	54
Tabela 12 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 12:00 h	54
Tabela 13 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 18:00 h	55
Tabela 14 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 20:00 h	55
Tabela 15 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 22:00 h	56
Tabela 16 – Manobras escolhidas de acordo com FO estabelecida	56
Tabela 17 – Parâmetros do sistema teste 2 pré-falta na linha 13	62
Tabela 18 – Parâmetros do sistema teste 2 após curto-circuito trifásico na linha 13	64
Tabela 19 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 10 horas	65
Tabela 20 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 14 horas	66
Tabela 21 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 18 horas	66
Tabela 22 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 20 horas	66
Tabela 23 – Teste 2: Manobras escolhidas após aplicada a FO	67

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
ACA	Algoritmo de Colônia de Formigas
AL	Alimentador
BT	Baixa Tensão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FO	Função Objetivo
FSR	<i>Fault Self Recovery</i>
GD	Geração Distribuída
MAS	Sistemas de Multi-Agentes
MT	Média Tensão
NCF	Número de Consumidores em Falta
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	Sistema Fotovoltaico
FV	Sistema Fotovoltaico

RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SE	Subestação
S_n	Chave de Manobra
VE	Veículo Elétrico

Sumário

Lista de tabelas	11
1 Introdução	16
1.1 Objetivos	18
1.1.1 Objetivo Geral	18
1.1.2 Objetivos Específicos	18
1.2 Justificativa	18
1.3 Organização do Trabalho	19
2 Revisão Bibliográfica	20
2.1 <i>Self-Healing</i>	20
2.2 Recursos Energéticos Distribuídos	22
2.2.1 Geração Fotovoltaica	23
2.2.2 Armazenamento de Energia	24
2.3 Restabelecimento Automático de Energia Elétrica	26
2.3.1 Localização da Região em Falta	26
2.3.2 Isolar a Falta	27
2.3.3 Manobras nos Sistemas de Distribuição	27
2.3.4 Aplicação de Funções Objetivo e Restrições	28
2.3.5 Método de Tomada de Decisão	28
2.3.6 Correção da Falta	28
2.4 Método de Tomada de Decisão Multicriterial	28
2.4.1 Método AHP	29
2.5 Considerações Finais do Capítulo	31
3 Metodologia	32
3.1 Funções Objetivo	32
3.1.1 Função Objetivo Determinada de Acordo com o AHP	33
3.2 Restrições	33
3.3 Etapas do Algoritmo de <i>Self-Healing</i>	34
3.3.1 Manobras a Jusante da Falta	35
3.4 Modelagem dos Elementos da Rede de Distribuição no Software OpenDSS	38
3.4.1 Modelo da Linha	38
3.4.2 Modelo da Geração Fotovoltaica: <i>pvSystem</i>	40
3.4.3 Modelo do Sistema de Armazenamento: <i>Storage</i>	42
3.4.3.1 Perdas no Elemento <i>Storage</i>	43
3.4.4 Modelo de Alimentadores: <i>V.source</i>	45
3.4.5 Modelagem e Controle das Chaves de Manobras	45
3.5 Considerações Finais do Capítulo	46

4	Resultados	47
4.1	Descrição do Sistema Teste	47
4.1.1	Curva de Carga	48
4.1.1.1	Geração Fotovoltaica e Armazenadores	49
4.1.1.2	Perfil das Tensões	49
4.2	Teste 1: Curto-Circuito Trifásico Localizado na Linha 8	51
4.2.1	Sistema Pré-Falta e Pós-Falta	51
4.2.1.1	Sistema Pré-Falta	51
4.2.1.2	Sistema Pós-Falta	51
4.2.2	Restauração do Sistema	52
4.3	Teste 2: Curto-Circuito Trifásico Localizado na Linha 13	61
4.3.1	Sistema Pré e Pós Contingência na Linha 13	61
4.3.1.1	Sistema Pré-Falta	61
4.3.1.2	Sistema Pós-Falta	62
4.3.2	Teste 2: Restauração do Sistema	64
4.4	Considerações Finais do Capítulo	69
5	Conclusão	71
5.1	Trabalhos Futuros	72
	Referências	73

1 Introdução

Disponibilizar energia elétrica aos consumidores com qualidade e sem interrupções se tornou prioridade para as empresas responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica. Atualmente, uma interrupção do serviço prestado representa um grande transtorno ao consumidor residencial e, principalmente, comercial e industrial, visto que a falta de energia elétrica pode trazer prejuízos econômicos para estes consumidores.

Outro fator que influencia na busca da continuidade do serviço por parte das concessionárias de energia elétrica é a não violação dos seus indicadores de qualidade e continuidade, os quais são definidos pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Esses são divididos em dois grupos, sendo que no primeiro grupo estão os índices coletivos de continuidade: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) (ANEEL, 2018). Já no segundo grupo, estão os indicadores individuais de continuidade: Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC); Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC); Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC); Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI) (ANEEL, 2018).

Quando uma empresa responsável pela distribuição de energia elétrica viola algum desses índices elas são responsabilizadas economicamente, ou seja, elas devem ressarcir os consumidores atingidos e, em alguns casos, elas são multadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2018).

Apesar dos esforços das concessionárias em manter a continuidade do serviço, em alguns casos as interrupções de energia elétrica são inevitáveis, seja por obras de expansão do sistema, manutenções preventivas, ou até mesmo pela ocorrência de uma falta. Para BERNARDON et al. (2015), quando interrupções ocorrem devido a uma contingência é de fundamental importância que o restabelecimento de energia elétrica ocorra de forma rápida, a fim de evitar maiores transtornos aos consumidores.

A partir do desenvolvimento das *Smart Grids*, o restabelecimento de energia elétrica começou a ocorrer de forma mais rápida, eficiente e automática. O desenvolvimento das *Smart Grids* ocasionou o surgimento do conceito de auto-recuperação (*Self-healing*). Atualmente, esse conceito é parte fundamental para a ampliação das *Smart Grids* e na garantia de maior confiabilidade para redes de distribuição que aplicam o conceito de *Smart Grids* (NIU; ZHOU; QI, 2017).

Segundo FALCÃO (2010), um sistema *Self-healing* pode ser definido como aquele

que apresenta a capacidade de se recuperar de uma falta de forma rápida e automática por meio de equipamentos telecomandados. Já GHOSH et al. (2007) definiu que um sistema *Self-healing* possui a capacidade detectar, de modo automático, quando este está operando dentro da normalidade e quando não está. Se o sistema não operar de forma correta, o mesmo deverá realizar as configurações necessárias para que este volte a operar dentro da normalidade.

Sistemas de *Self-healing*, diferentemente dos sistemas tradicionais de distribuição, são capazes de melhorar a confiabilidade e qualidade do sistema de distribuição (ZHENG; CONG, 2017). Devido a isto, são capazes de colaborar com empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica através da melhora dos índices de continuidade e qualidade, reduzindo assim os danos causados por interrupções indesejadas na rede (CAVALCANTE P. LAND LÓPEZ et al., 2016).

Um exemplo de aplicação e de eficiência de um sistema baseado nas técnicas de *Self-healing* é o caso de Xiamen no sul da China, tal sistema é capaz de identificar e recuperar faltas em uma rede de distribuição de 10 kV, em um área de aproximadamente 1600 quilômetros quadrados em poucos minutos, reduzindo os prejuízos aos consumidores da área e melhorando a qualidade do serviço prestado (LIN MINGJIE SUN, 2017).

As *Smart Grids* apresentam como parte de sua filosofia a inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) nas redes de distribuição. Os RED podem ser definidos como sistemas de geração, como por exemplo, por painéis fotovoltaicos. Esses elementos estão submetidos a uma área determinada pela concessionária de distribuição, geralmente, localizada próximo às unidades consumidoras (EPE, 2018).

Os RED tem aumentado a sua participação na geração de energia elétrica, principalmente, em pequenas escalas, como é o exemplo da geração fotovoltaica. Devido a este aumento no uso dos RED, inúmeros estudos sobre o comportamento dos RED nas redes de distribuição surgiram (LEE, 2016), (SIANO, 2014). Em resumo, para que seja realizado um estudo eficiente e atual de sistemas *Self-healing* é importante considerar os RED para o problema.

Baseado no exposto, este documento apresenta uma metodologia para análise de sistemas *Self-healing* considerando os recursos energéticos distribuídos, formado por sistemas fotovoltaicos, armazenadores de energia elétrica e alimentadores. O objetivo deste trabalho é minimizar as perdas elétricas e o número de consumidores afetados pela contingência. Para isso, é utilizado o sistema de 34 barras IEEE modificado para demonstrar os resultados da metodologia proposta.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Estabelecer uma metodologia para a operação de sistemas *Self-healing* considerando uma rede de distribuição com recursos energéticos distribuídos, objetivando a minimização das perdas elétricas, e a minimização do número de consumidores atingidos por uma contingência.

1.1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, citam-se:

- Determinar funções objetivo e restrições para a operação das mesmas, baseado na minimização das perdas elétricas e na minimização do número dos consumidores restabelecidos;
- Determinar o melhor conjunto de manobras, considerando as diversas faixas de horários, para o restabelecimento de energia elétrica;
- Aplicar um algoritmo de tomada de decisão AHP para auxiliar na escolha da melhor manobra;
- Mostrar a influência dos recursos energéticos distribuídos para o conceito de *Self-healing*;
- Analisar os resultados obtidos através de simulações no software OpenDSS.

1.2 Justificativa

Com a constante modificação nos sistemas de distribuição, o mercado de energia elétrica se torna mais competitivo. Devido a isto, juntamente com a fiscalização da ANEEL, as concessionárias de energia elétrica devem buscar formas de se manter no mercado, buscando, desse modo, garantir a continuidade e qualidade do serviço prestado (FALCÃO, 2010).

Como grande parte do sistema de distribuição brasileiro é formado por redes aéreas, estas são suscetíveis à contingências e, dessa forma, é inevitável que os consumidores venham a sofrer com o desabastecimento de energia elétrica. De acordo com a (ANEEL, 2019), o DEC médio para o Brasil no ano de 2018 foi de 12,85 horas. Apesar do índice ter reduzido em relação ao ano 2017, ainda é necessário que ocorra uma maior redução, visto que a média em países desenvolvidos é de minutos.

Sistemas *Self-healing* tem como característica restabelecer de forma automática e ágil os sistemas de distribuição, reduzindo, desse modo, o número de consumidores sem energia elétrica. Além disso, através do uso das técnicas de *Self-healing* é possível restaurar o sistema com tempo inferior a 3 minutos, ou seja, pode-se restabelecer o sistema com tempo inferior, ao determinado pelo PRODIST, para que seja realizado o cálculo dos índices de qualidade e continuidade da unidade consumidora.

Em resumo, as *Smart Grids* representam o futuro da distribuição de energia elétrica. Sendo assim, é preciso que estudos a cerca de suas técnicas sejam realizados. Desse modo, destacam-se os sistemas *Self-healing* que permitem a redução de custos para as concessionárias, além de permitirem aos consumidores maior qualidade de energia elétrica.

Além disso, outro fator importante para o devolvimento das *Smart Grids* nos sistemas de distribuição é o uso de RED, pois os mesmos permitem flexibilidade à rede de distribuição. Sendo assim, neste trabalho é apresentado, uma metodologia de *Self-healing* para a redução das perdas elétricas e redução das unidades consumidoras atingidas por uma contingência, considerando os RED para o problema.

1.3 Organização do Trabalho

A sequência deste documento está dividida da seguinte forma:

- **Capítulo 2:** No Capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica apresentando os conceitos dos diferentes temas a cerca de *Self-healing*;
- **Capítulo 3:** Neste capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida para a obtenção dos resultados, apresentando os métodos utilizados;
- **Capítulo 4:** No Capítulo 4 são expostos e comentados os resultados das simulações realizadas no software OpenDSS, para a metodologia proposta;
- **Capítulo 5:** Por fim, neste capítulo é realizado as conclusões a cerca dos resultados obtidos no Capítulo 4.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 *Self-Healing*

O estudo e a aplicação de estratégias *Self-healing* é de suma importância para o desenvolvimento das *Smart Grids*. Essas estratégias são ferramentas importantes para se obter um sistema com maior confiabilidade. Na Tabela 1, é apresentado um levantamento bibliográfico sobre as principais estratégias aplicadas juntamente com as respectivas Funções Objetivos.

Tabela 1 – Métodos empregados na literatura.

Autores	Técnica/ algoritmo	Função Objetivo
SILVA (2011)	Análise Hierárquica de Processos <i>AHP</i>	<i>Máx</i> nº clientes
ZIDAN, et.al. (2011)	Sistema Multi-agente- <i>MAS</i>	<i>Min</i> -perdas elétricas
ERIKSSON, et.al.(2015)	Sistema de Multi-Agente <i>MAS</i>	<i>Máx</i> - qualidade do serviço
TIMOSSI(2016)	Multicritério-PROMETEE	<i>Min</i> perdas
QUIANG, et.al.(2016)	Algoritmo de Colônia de Formiga- <i>ACA</i>	<i>Min</i> perdas
JI, et.al.(2016)	Agente Multi-imuni	<i>Min</i> perdas
LÓPEZ, et.al.(2017)	Busca Tabu	<i>Min</i> perdas

Fonte: Autor, 2019.

Na Tabela 1 observa-se uma tendência em buscar a minimização das perdas elétricas. Para tal, pode-se destacar os métodos: Busca Tabu, *MAS* e *ACA*. Dentre estes métodos, o Busca Tabu apresentado por LÓPEZ et al. (2017) foi aplicado na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e demonstra a influência do local de instalação das chaves de manobras para a minimização das perdas elétricas.

Em contrapartida, em Ji et al. (2016) e ERIKSSON et al. (2015) utilizam o conceito de sistemas multi-agentes, porém, com Funções Objetivos distintas. Define-se sistema multi-agente como uma rede fracamente acoplada de solucionadores de problemas, sendo que esses solucionadores operam juntos com o objetivo de resolver problemas que não poderiam ser resolvidos de forma individual.

Outra técnica amplamente utilizada em sistemas *Self-healing* é a tomada decisão multi-criterial. Este método é empregado nos trabalhos de TIMOSSI (2016) e Silva (2011). Tal método é aplicado quando existem diferentes objetivos que devem ser alcançados de maneira simultânea. Para este tipo de aplicação, o método AHP apresentado por Silva (2011) é um dos mais conhecidos.

Semelhante ao levantamento bibliográfico apresentado na Tabela 1, na Tabela 2, é apresentado um comparativo entre as técnicas *Self-healing* e suas funções objetivo, porém, nos trabalhos apresentados é considerado a geração distribuída para a solução do problema.

Tabela 2 – Técnicas *Self-healing* empregadas utilizando a geração distribuída.

Autores	Técnica/Algoritmo	Função Objetivo
Souza e Enembreck(2016)	<i>MAS</i>	Minimização do número de clientes atingidos
Niue, et.al.(2017)	<i>FSR</i> <i>Fault Self_Recovery</i>	Minimização do número de clientes atingidos
Pinto(2018)	Combinação de metaheurística (NSGA-II) Simulação de Monte Carlo	Minimização dos custos de operações melhora do índice de confiabilidade DEC

Fonte: Autor, 2019

Em sistemas *Self-healing*, um dos seus principais objetivos é a redução do número de consumidores atingidos por uma falta de energia elétrica. Nesse sentido, em Souza e Enembreck (2016), é utilizado como função objetivo a minimização do número de clientes afetados por um evento de falta, utilizando a técnica *MAS*. Além disso, neste trabalho, é realizado o ilhamento intencional da geração distribuída.

Semelhante ao trabalho de Souza e Enembreck (2016), em Niu, Zhou e Qi (2017), a geração distribuída é utilizada em modo ilhado para restabelecer a energia elétrica após uma falta em um sistema teste 37 barras da IEEE modificado, onde o método aplicado é *FSR*, com objetivo de minimizar o número de consumidores atingindo por um evento de falta.

Por fim, em Pinto (2018), as Funções Objetivo são a redução dos custos de operações e a melhora do índice de confiabilidade DEC. Para isso, a resolução do problema ocorre por meio da combinação de metaheurística (NSGA-II) e técnicas de simulação de processos estocásticos (Simulação de Monte Carlo). Neste trabalho, as simulações, ocorreram em um sistema teste de 90 barras da IEEE modificado, utilizando a geração distribuída para atender a carga quando ocorre uma falta de energia elétrica. Onde, caso da geração distribuída não seja capaz de suprir toda a carga, ocorre o corte seletivo da carga.

Apesar dos trabalhos citados anteriormente utilizarem o conceito de *Self-healing* para o restabelecimento de energia elétrica de forma automática, em grande parte, estes não consideram a existência de recursos energéticos distribuídos para a solução do problema. Neste trabalho, será considerado a existência de recursos energéticos distribuídos para a aplicação do conceito de *Self-healing* para o restabelecimento de energia elétrica automático.

2.2 Recursos Energéticos Distribuídos

Nas últimas décadas, o conceito de gerar energia elétrica próximo aos consumidores, chamado de Geração Distribuída (GD), tem ganhando espaço nas redes de distribuição. Em sua grande maioria, as GDs utilizam recursos energéticos renováveis, geralmente empregando painéis fotovoltaicos e/ou geradores eólicos.

De acordo com o Artigo 14^o do Decreto Lei n^o 5.163/2004, atualizada pelo decreto 786/2017, a Geração Distribuída pode ser definida como centrais geradoras que estão conectadas de forma direta ou indireta (instalações de consumidores) no sistema elétrico de distribuição, podendo operar de forma isolada e despachada ou não pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ANEEL, 2012a).

Nos últimos anos, observa-se o aumento da utilização dos RED. Esse crescimento tem como influenciador a redução nos custos para a implementação de sistemas distribuídos e o desenvolvimento das tecnologias de telecomunicação e controle (EPE, 2018).

Define-se os Recursos Energéticos Distribuídos como sendo o conjunto de tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, que estão dentro de uma área pertencente a uma concessionária de distribuição, sendo que, no geral, esses recursos estão localizados próximos às unidades consumidoras (EPE, 2018). A seguir são apresentadas as tecnologias de RED:

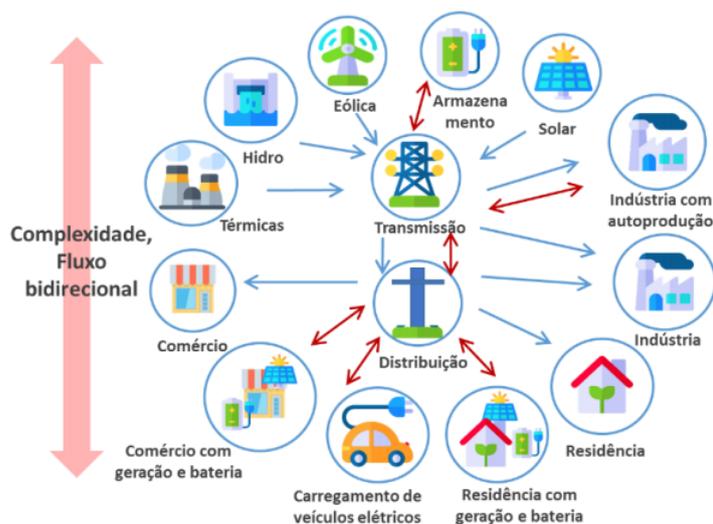
- Geração distribuída;
- Armazenamento de energia;
- Veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga;
- Eficiência energética;
- Gerenciamento pelo lado da demanda.

Essas tecnologias são apresentadas na Figura 1. Os RED visam o melhor desempenho dos sistemas de distribuição, pois os mesmos permitem que os consumidores tenham uma maior participação na gestão do seu próprio consumo de energia elétrica e, também, obtenham participação na geração de energia elétrica.

No cenário brasileiro, destaca-se como incentivo ao uso da geração distribuída a Resolução Normativa RN 482 de 2012, retificada pela RN 517 de 2012, a qual define as condições de acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e determina a forma de compensação tarifária da energia elétrica que será injetada pelo consumidor (ANEEL, 2012b).

O conceito de RED é parte fundamental das *Smart Grids*, pois, quando os RED são alocados em áreas adequadas, tornam-se capazes de prover flexibilidade ao sistema,

Figura 1 – Sistemas Elétricos utilizando RED



Fonte: Adaptado de [EPE \(2018\)](#)

além de contribuir para a redução das perdas elétricas e aumentar a capacidade das redes ([EPE, 2018](#)).

2.2.1 Geração Fotovoltaica

A geração de energia fotovoltaica vem se destacando e ganhando força como uma opção para a geração de energia elétrica em substituição aos métodos convencionais. Esse crescimento ocorre, principalmente, devido à questões econômicas e à preocupação com os recursos energéticos.

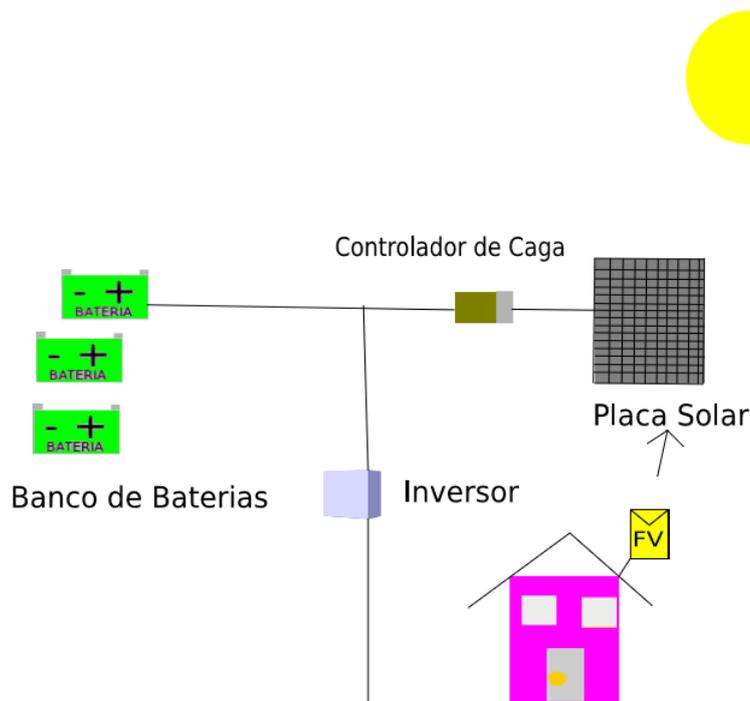
De acordo com [Paulo \(2018\)](#), um dos principais fatores que influenciaram no crescimento da geração fotovoltaica no Brasil, principalmente, dos sistemas residenciais de energia solar, foi o aumento significativo das tarifas de energia elétrica, juntamente com a diminuição dos preços dos equipamentos para a geração distribuída. Outro fator influenciador do uso desse tipo energia é a escassez de recursos energéticos que possam atender a crescente demanda por energia elétrica da sociedade ([EGGEA, 2014](#)).

Há diferentes métodos capazes de transformar a radiação solar em energia elétrica. Um modo de realizar essa transformação é por meio da utilização de células solares. Essas células são responsáveis por realizar a conversão direta da energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico ([EGGEA, 2014](#)).

Um sistema fotovoltaico é constituído por módulos fotovoltaicos e equipamentos adicionais como: baterias, controladores de carga, inversores e outros equipamentos de proteção. Esse sistema pode ser integrado junto ao ponto de consumo, ou seja, em residências

e, também, podem ser instaladas de forma centralizada como uma grande usina, fornecendo energia para pontos mais distantes (RUTHER, 2012). Na Figura 2, é apresentado um exemplo de sistema de geração fotovoltaica.

Figura 2 – Sistema de Geração Fotovoltaica



Fonte: Autor, 2019

2.2.2 Armazenamento de Energia

Como dito anteriormente, a geração distribuída, principalmente a fotovoltaica e a eólica, cresceram nos últimos anos. Com esse crescimento, veio a necessidade de armazenar esta energia gerada, pois a mesma é variante, ou seja, sua produção não ocorre precisamente quando há demanda.

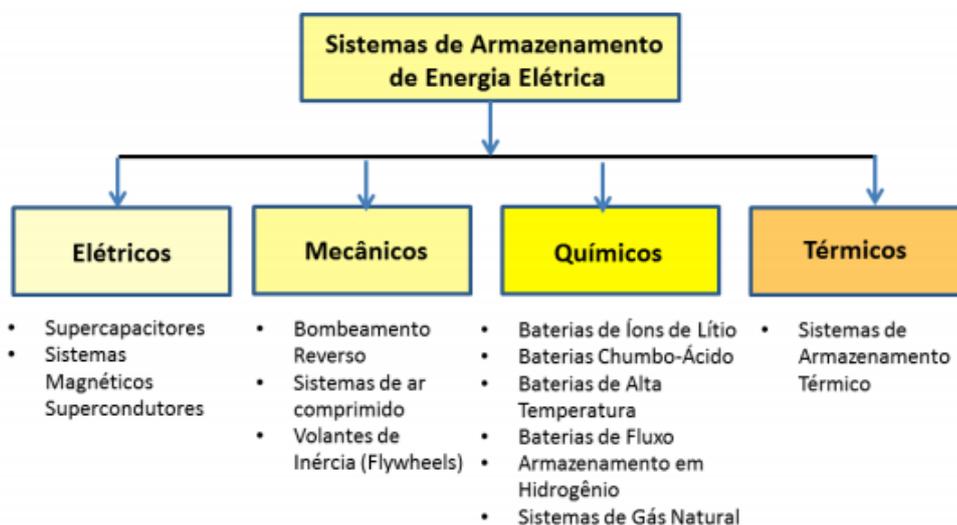
Com isso, os sistemas de armazenamentos de energia (SAEs) são vistos como essenciais para o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes e da expansão da geração distribuída. Além disso, é fundamental para a segurança energética dos sistemas de distribuição (LEITE; DELGADO; HAGE, 2018).

O processo do armazenamento da energia elétrica ocorre em duas etapas. A primeira etapa é a carga onde ocorre o armazenamento e, na segunda, ocorre a descarga. No processo de carga ocorre a conversão da energia elétrica em outra forma de energia que seja possível ser armazenada, como por exemplo, mecânica, química ou térmica. O tipo de energia

que será armazenado no processo de carga varia de acordo com a tecnologia aplicada. No segundo momento, ocorre o processo de descarga onde ocorrerá a transformação da energia em elétrica novamente (GRIEGO, 2013).

Existem diversas maneiras de realizar o armazenamento da energia elétrica. Na Figura 3, pode-se observar um esquema que apresenta os tipos de armazenamentos e suas respectivas tecnologias.

Figura 3 – Tecnologias de Armazenamentos de Energia



Fonte: BRANDÃO (2016)

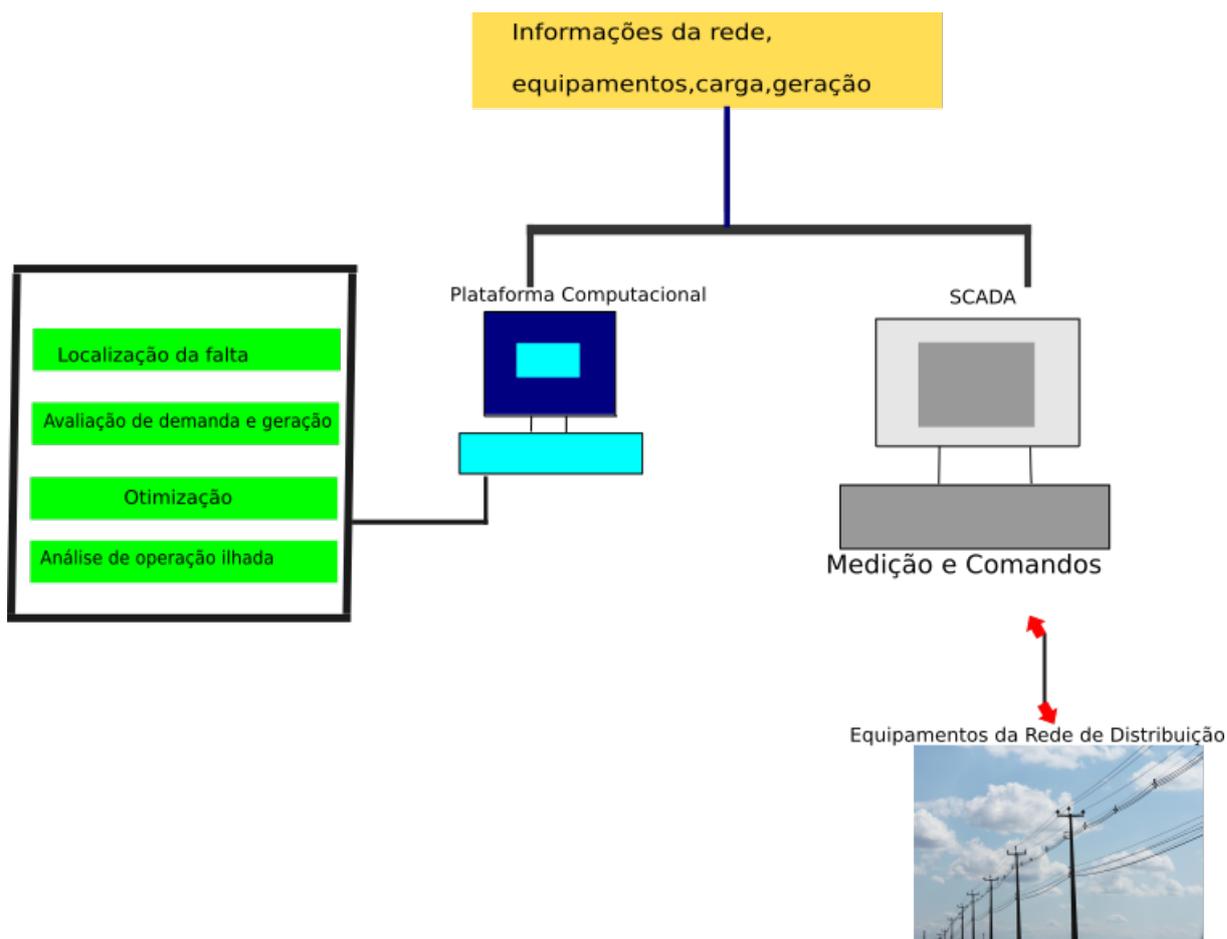
O desenvolvimento dos SAEs configura um dos maiores desafios tecnológicos da atualidade para as empresas. Porém, com o desenvolvimento dos RED, principalmente dos veículos elétricos, os SAEs começaram a se desenvolver. Um exemplo é a empresa *Tesla Motors* que está construindo a maior fábrica de baterias do mundo no estado americano de Nevada, a *Gigafactory*, com capacidade de produzir baterias que juntas somam 35 GWh por ano (LEITE; DELGADO; HAGE, 2018).

Os SAEs são vistos como uma oportunidade para o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, pois os mesmos, quando inseridos ao sistema de distribuição, permitem o gerenciamento da energia elétrica e, assim, tornam os sistemas de distribuições mais flexíveis.

2.3 Restabelecimento Automático de Energia Elétrica

Nesta seção, são abordadas as etapas para o restabelecimento automático de energia elétrica. Na Figura 4, pode-se observar a arquitetura geral de um sistema para o restabelecimento automático de energia elétrica.

Figura 4 – Arquitetura geral de um sistema para o restabelecimento automático de energia elétrica



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

2.3.1 Localização da Região em Falta

Em decorrência de uma contingência, o primeiro passo é localizar a mesma objetivando a continuidade do processo de restauração de energia elétrica. No contexto das *Smart Grids* esse procedimento ocorre de forma automática por meio da utilização de equipamentos de distribuição automáticos, como chaves telecomandas ou religadores.

Quando ocorre uma falta, é realizada a verificação das informações de correntes de curto-circuito através dos equipamentos de proteção automatizados. Além disso, verifica-se

a atuação dos equipamentos de proteção. Tais informações são obtidas por meio do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) (LOPES, 2014).

Por fim, após identificada a localização da falta, essa é vinculada ao equipamento de distribuição que estiver a jusante de onde foi indicado a passagem de corrente de curto-circuito.

2.3.2 Isolar a Falta

Após identificada a falta na rede de distribuição deve-se isolar a mesma o mais rápido possível para evitar danos ao sistema de distribuição. O procedimento de isolar a falta da rede ocorre através da abertura dos equipamentos de proteção e/ou através de manobras (GARCIA, 2005), (SOUZA; ENEMBRECK, 2016). Ao isolar uma falta é de suma importância que seja isolado a menor parte possível do sistema, para que o menor número de consumidores sejam atingidos.

2.3.3 Manobras nos Sistemas de Distribuição

As manobras objetivam isolar uma eventual falta do sistema de distribuição e/ou realizar transferências de carga para restabelecer os consumidores atingidos pelo desligamento da energia elétrica, sendo que tais manobras podem ocorrer a montante e/ou a jusante da falta (GARCIA, 2005), (BERNARDON et al., 2015).

Manobras realizadas à montante da região da falta, são consideradas os tipos mais simples, pois são utilizadas no restabelecimento de energia elétrica em redes pequenas com cargas menores, evitando que ocorra a violação das restrições de sobrecarga, proteção e níveis de tensão (LOPES, 2014).

Já as manobras realizadas à jusante da região da falta, são manobras mais complexas e são utilizadas em redes maiores com um maior número de carga. No geral, ao realizar manobras à jusante da falta, deve-se aplicar funções objetivo e determinar restrições para essas funções.

Para que os equipamentos de distribuição responsáveis por realizarem manobras como, por exemplo, as chaves telecomandadas, realizem as manobras de forma correta e bem sucedida, é necessário que seja empregada uma metodologia eficiente. O desenvolvimento de uma metodologia adequada é de suma importância para as concessionárias, pois a aplicação correta de uma técnica permite que o processo de restauração de energia elétrica ocorra de forma mais rápida e econômica para a empresa (BERNARDON et al., 2015).

2.3.4 Aplicação de Funções Objetivo e Restrições

Ao realizar as manobras para isolar uma falta e/ou transferir uma carga é preciso que Funções Objetivo e as restrições sejam estabelecidas. Essas funções objetivo variam de acordo com a metodologia que a concessionária utiliza (BERNARDON, 2007), (LÓPEZ et al., 2017).

Tais Funções Objetivo são responsáveis por determinar, quando há mais de uma possibilidade de manobra para o sistema, qual a melhor opção de acordo com os objetivos da concessionária.

As restrições, no geral, são determinadas utilizando os seguintes fatores: a operação das redes sem sobrecarga, que não ocorra violação dos ajustes da proteção do sistema e que, além disso, os níveis de tensão sejam mantidos de acordo com os níveis aceitos (BERNARDON et al., 2015), (LOPES, 2014).

2.3.5 Método de Tomada de Decisão

Nesta etapa do processo do restabelecimento automático de energia elétrica, é determinada qual a melhor opção para que o restabelecimento seja realizado. Este processo ocorre quando há mais de uma opção de manobra que atendam as funções objetivo e as restrições, ou seja, nesta etapa, é estabelecido, de acordo com a filosofia da concessionária, qual das opções de transferência de cargas para outros alimentadores é a melhor alternativa e se a operação ilhada dos RED será vantajosa.

2.3.6 Correção da Falta

Após realizada as manobras, deve-se corrigir o defeito da rede de distribuição e, então, deve-se realizar novas manobras para que a rede volte ao seu estado normal de operação.

2.4 Método de Tomada de Decisão Multicriterial

Os métodos baseados na análise multicriterial são utilizados quando há a necessidade de se estabelecer preferências entre diferentes decisões, que podem ser tomadas para a resolução de um determinado problema. Na análise de multicritérios, essas preferências são estabelecidas por meio de critérios qualitativos e quantitativos. Um método baseado na decisão de multicritérios é o AHP (*Analytic Hierarchy Process*), o qual foi proposto por SAATY (1990).

O método *AHP* estabelece grau de preferência entre os diferentes objetivos de modo quantitativo, por meio de uma tabela sugerida por SAATY (1990). Nessa tabela, são atribuídos graus de importância para os objetivos estabelecidos e a relação entre as

possíveis alternativas para a tomada de decisão são representadas em uma matriz. Desse modo, a solução final para o problema é determinada a partir de um sistema matricial que determina valores para as possíveis soluções, sendo que a solução mais adequada será a que obtiver o maior valor (BERNARDON et al., 2015).

2.4.1 Método AHP

O método *AHP* consiste em uma modelagem de preferência onde cada decisão para a solução de um problema esta diretamente relacionada com uma função objetivo a qual é convertida em critérios que, por sua vez, serão convertidos em pesos.

O método apresenta como característica a divisão do problema em níveis hierárquicos. A partir dessa divisão, são realizados julgamentos aos pares na forma de comparação entre os critérios estabelecido, de tal forma que, cada um desses critérios, é avaliado com um determinado grau de importância, estabelecido por uma escala numérica de valores para a comparação estabelecida por Saaty (BLUSHAN.N; K.RAI, 2004), a qual pode ser vista na Tabela 3.

Tabela 3 – Escala numérica para a comparação e julgamento

Escala Numérica	Grau de importância
1	Mesma importância
3	Moderada
5	Forte
7	Muito forte
9	Extremamente importante
2,4,6,8	Valores intermediários

Fonte: BLUSHAN.N e K.RAI (2004)

Para determinar de forma correta os julgamentos, é preciso a avaliação de um especialista, ou seja, para a aplicação da técnica para o restabelecimento de energia elétrica o especialista deve ter conhecimento na área de distribuição de energia elétrica.

O especialista é responsável por determinar qual e o quanto um determinado critério é importante ao ser comparado com os outros. Deve-se ressaltar que esse julgamento deve sempre ocorrer aos pares. Após determinado a importância dos critérios para a solução do problema, é construída a matriz de comparação ou julgamento (2.1) (DAZA, 2010).

$$M = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \cdots & C_n \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ \cdots \\ C_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2.1)$$

Onde: M-matriz de comparação; C_n -número de critérios de avaliação; a_{ij} -grau de importância do critério i sobre o critério j.

Considera-se que a diagonal principal representa a avaliação do critério C, em relação a si mesmo, ou seja, possui o valor igual a um ($a_{jj}=1$), e, em relação os outros julgamentos, existe uma relação de reciprocidade determinada de acordo com a Equação 2.2. Utilizando a matriz M, calcula-se o peso de cada critério, de forma computacional, através de um processo iterativo utilizando o autovetor de M (BERNARDON et al., 2015),(DAZA, 2010).

$$a_{ij} = 1/a_{ji} \quad (2.2)$$

O método AHP pode ser demonstrado de maneira simples através da divisão em duas etapas. No primeiro momento, realiza-se a soma de todos os elementos de cada coluna da matriz M e, após, ocorre a normalização, ou seja, é realizada a divisão de cada elemento da coluna pelo valor resultante da soma entre os elementos da coluna. Esse procedimento resultará em uma nova matriz conforme a Equação 2.3.

$$\bar{a}_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sum_{k=1}^n a_{ik}} \quad (2.3)$$

Na segunda etapa, é realizado o cálculo do valor médio de cada linha da matriz normalizada de acordo com a Equação 2.4, a qual foi obtida anteriormente em (2.3). Nesse processo é obtido o grau de relevância (peso) do critério que esta sendo analisado, ou seja, para todos os critérios analisados deve-se repetir o procedimento (BERNARDON et al., 2015).

$$W_k = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{a}_{kj}}{n} \quad (2.4)$$

Onde: W_k representa o peso de critério k e numero de critérios.

Os valores dos pesos W_k variam de acordo com a Função Objetivo, ou seja, variam de acordo com os critérios estabelecidos. O método AHP, como dito anteriormente, utiliza a opinião de um ou mais especialistas, o que pode ocasionar em um determinado grau

de incoerência nos critérios estabelecidos. Uma vantagem do método *AHP*, em relação aos outros métodos baseados na análise multicriterial, é que ele permite o cálculo de um indicador de consistência, o qual realiza de forma mais correta a avaliação dos julgamentos do especialista, utilizando a Equação 2.5. Destaca-se que o máximo valor da Razão de Consistência (RC) admissível para que se julgue corretas e consistentes os julgamentos do especialista é 0,1, quando considerado até sete critérios. Se não, as avaliações não podem ser consideradas precisas.

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (2.5)$$

A RC encontrada pela Expressão 2.5, representa a veracidade do julgamento do decisor. Tal razão é determinada por meio do índice de consistência (IC) e do índice aleatório de consistência (IR). O primeiro índice determina o quanto está afastada a matriz em relação à matriz de consistência. O IC para uma matriz de tamanho n é obtido de acordo com (2.6) (BERNARDON et al., 2015).

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (2.6)$$

Onde: λ_{max} representa o máximo autovalor da matriz de julgamento.

Já o índice aleatório de consistência, é determinado de forma direta através de uma tabela que relaciona IR com o número de critérios, exibido na Tabela 4.

Tabela 4 – Índice de consistência em relação ao número de critérios comparados

Número	2	3	4	5	6	7	8
IR	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40
Número	9	10	11	12	13	14	15
IR	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,59

Fonte: BLUSHAN.N e K.RAI (2004)

2.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste Capítulo foram discutidos alguns tópicos a cerca de sistemas *Self-healing* entre eles RED, as etapas para o restabelecimento automático de energia elétrica. No próximo Capítulo será apresentada a metodologia seguida para o desenvolvimento do trabalho, incluindo a modelagem dos elementos da rede de distribuição no software OpenDSS.

3 Metodologia

Neste capítulo, é apresentada a metodologia proposta para realizar o restabelecimento de energia elétrica automático considerando os RED, incluindo a modelagem dos elementos da rede de distribuição no software OpenDSS.

3.1 Funções Objetivo

Identificada a contingência e sua localização, passa-se para a verificação das possibilidades de manobras para isolar a falta e realizar as possíveis transferências de carga. Quando existem mais de uma opção de manobra, é necessário verificar qual das alternativas é mais adequada. Logo, é preciso determinar as Funções Objetivo e as restrições para analisar as alternativas disponíveis de manobras (LOPES, 2014).

Dependendo dos objetivos e da metodologia utilizada pela concessionária de energia elétrica, as Funções Objetivo (FO) variam, podendo ser estabelecida uma ou mais FOs. Essas FOs podem ser tanto funções de maximização quanto de minimização.

Na metodologia proposta neste trabalho é utilizada uma Função Objetivo de minimização (3.1). Na FO proposta, são considerados como objetivos a minimização das perdas elétricas e a minimização de número de consumidores em falta (NCF).

$$FO = \min(Perdas.w1 + NCF.w2) \quad (3.1)$$

As perdas serão consideradas como prioridade, apresentando o maior peso (w_n) em relação ao número de consumidores em falta, pois as perdas elétricas constituem uma grande preocupação das concessionárias de energia elétrica, devido ao fato que perdas elétricas representam prejuízos econômicos.

Além das perdas elétricas, é considerado como objetivo a minimização do número de clientes em falta, pois a quantidade de consumidores em falta influencia indiretamente nos indicadores de qualidade e continuidade determinados pela ANEEL, o DIC, DEC, e DMIC. Em caso de violação desses indicadores, a concessionária deverá ressarcir os consumidores e, por consequência, quanto mais clientes estiverem em falta maiores serão os prejuízos econômicos para a concessionária.

O número de consumidores em falta (NCF), dado por (3.2), é calculado através do somatório de número de consumidores que foram atingidos por uma falta no alimentador e permanecem em tal estado após realizada a manobra para a transferência de carga para

o outro alimentador.

$$NCF = \sum_{j=1}^{N_{tr}} C_j \quad (3.2)$$

Onde: C_j -número de consumidores em falta do transformador j ; j -índice do transformador de distribuição; N_{tr} -número total de transformadores de distribuição em falta

3.1.1 Função Objetivo Determinada de Acordo com o AHP

Quando há mais de uma opção de manobra para a transferência de carga e/ou operação ilhada da geração distribuída é necessário utilizar algum método que auxilie na tomada de decisão de qual das operações atenderá os objetivos. Um dos métodos amplamente utilizado é AHP, o qual se apresenta bastante eficiente na resolução de problemas com soluções conflitantes.

Na metodologia proposta neste trabalho, o método AHP é empregado para decidir qual das alternativas é a mais adequada de acordo com a FO estabelecida. Sendo que, as perdas apresentam maior importância em relação ao número de consumidores em falta. Logo, de acordo com a Tabela 3 considera-se para o critério de perdas o grau de importância 1 (mesma importância) e para o critério NCF o grau 3 (moderada). Assim, obtêm-se a matriz de julgamentos (M) apresentada na Equação 3.3

$$M = \begin{bmatrix} 1 & 3 \\ \frac{1}{3} & 1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Após, por meio das Equações 2.3 e 2.4 é obtidos os pesos para os critérios estabelecidos, conforme 3.4.

$$w_k = \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,75 \\ 0,25 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

De acordo com a Tabela 4, o índice de consistência IC para a avaliação de dois critérios é igual a zero. Logo, as avaliações são consideradas suficientemente sensíveis e precisas. Assim, a Função Objetivo estabelecida é apresentada na Equação 3.5.

$$FO = \min(Perdas.0,75 + NCF.0,25) \quad (3.5)$$

3.2 Restrições

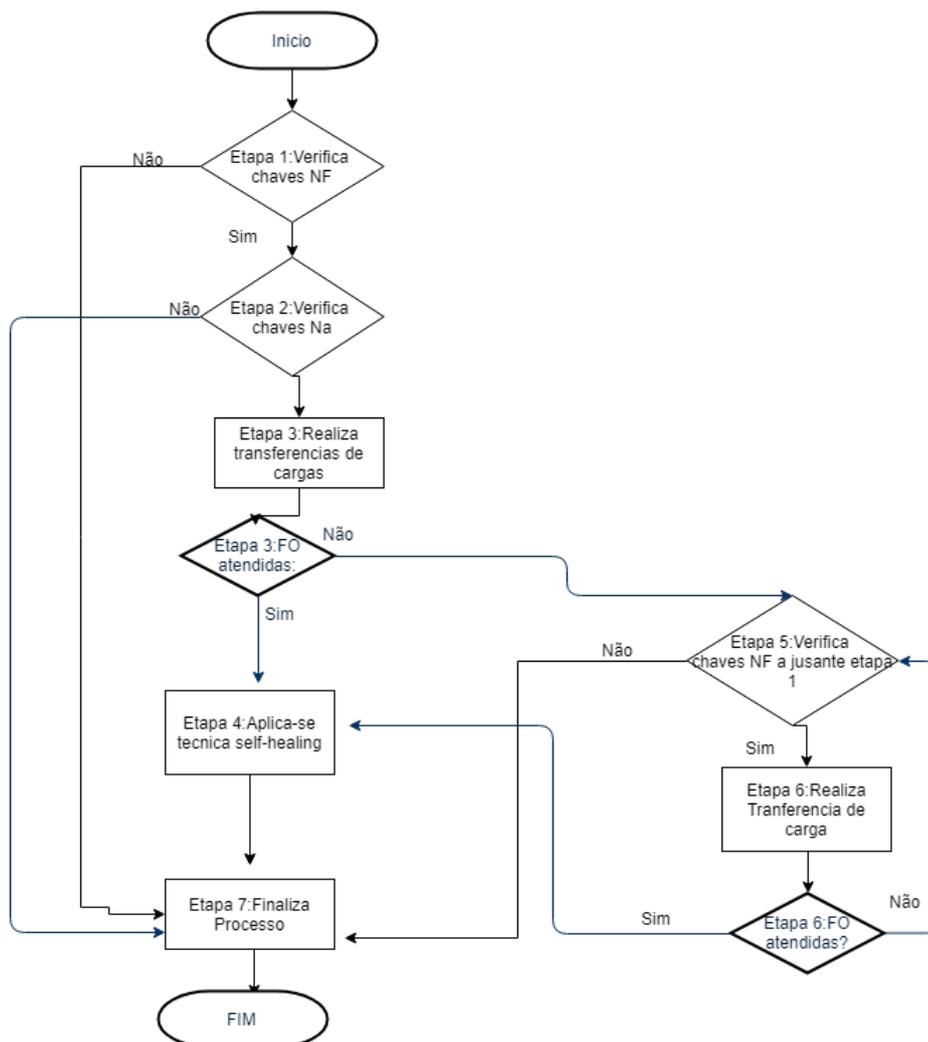
Na metodologia proposta, são consideradas como restrições as seguintes condições:

- Não permitir sobrecarga na rede e equipamentos;
- Não violar os limites de tensão admissível;
- Não permitir que ocorra a violação dos limites operacionais;
- Manter a radialidade dos alimentadores.

3.3 Etapas do Algoritmo de *Self-Healing*

Para que o sistema de *Self-healing* detecte, analise e restaure falhas na rede de distribuição de energia elétrica de forma automática, é necessário que o mesmo siga alguns passos determinados por meio de um algoritmo, sintetizado pelo fluxograma apresentado na Figura 5. As etapas do algoritmo desenvolvido são apresentadas no item a seguir.

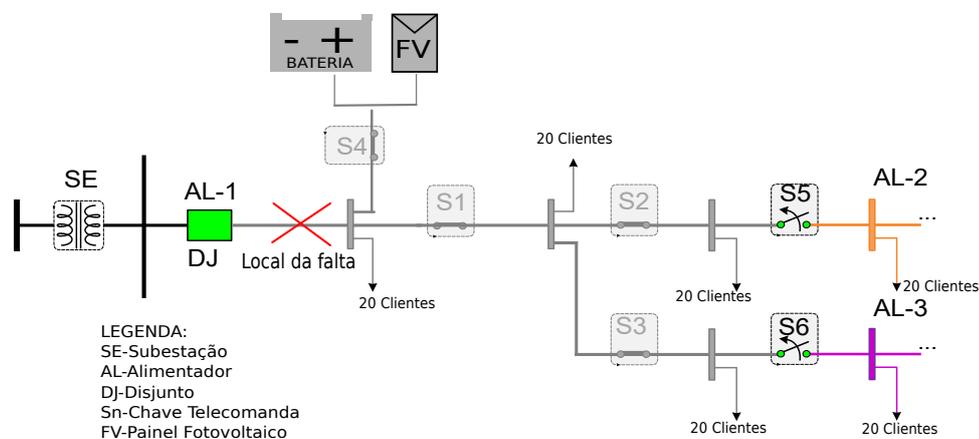
Figura 5 – Fluxograma dos Procedimentos de Manobra a jusante da Falta



3.3.1 Manobras a Jusante da Falta

Quando ocorrida uma contingência, o primeiro passo é identificar e localizar onde a mesma ocorreu. Após identificada a localização da falta, é necessário verificar as possibilidades de manobras para isolar a falta e realizar o processo de transferência de carga que atendam as FO estabelecidas. Com o objetivo de exemplificar a metodologia e os procedimentos de manobras a jusante da falta utilizando o conceito *Self-healing*, é apresentado, na Figura 6, um modelo hipotético, com seis chaves telecomandadas e recursos energéticos distribuídos (painel fotovoltaico e bateria).

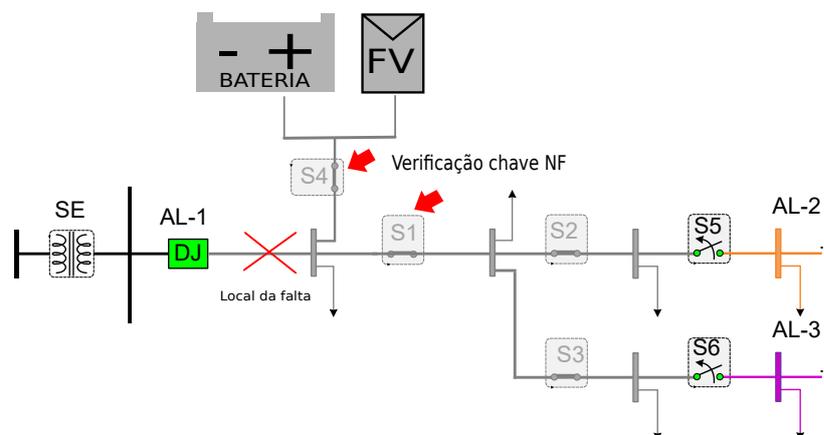
Figura 6 – Rede de distribuição com falta localizada entre o disjuntor DJ e as chaves telecomandadas S1 e S4



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

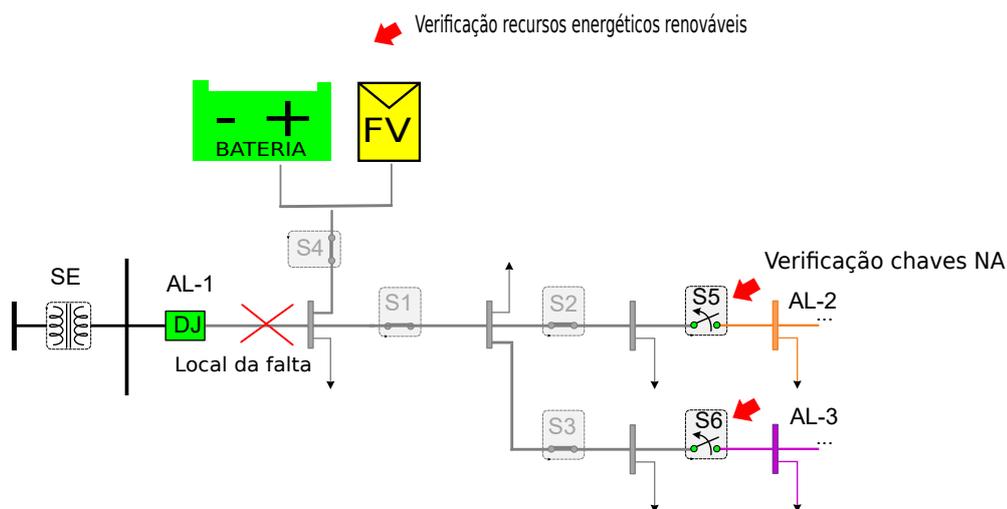
- Etapa 1:** Verifica-se a existência dos equipamentos telecomandados do tipo normalmente fechados (NF), que estão a jusante do defeito, nesse caso S4 e S1, como ilustra-se na Figura 7. Caso seja verificada, a existência das chaves NF segue-se para a etapa 2, caso contrário, inicia-se a etapa 7, conforme o algoritmo ilustrado na Figura 5.
- Etapa 2:** Na etapa dois é realizada a verificação da existência dos equipamentos telecomandados do tipo normalmente aberto (NA), chaves S5 e S6. Além disso, é verificado a existência de recursos energéticos distribuídos, que estejam a jusante dos equipamentos NF averiguados anteriormente, como observa-se na Figura 8. Se for verificado a existência do equipamentos NA, segue-se para etapa 3, caso contrário, inicia-se a etapa 7.
- Etapa 3:** Realiza-se a transferência de carga ou o atendimento das cargas de modo ilhado, ou seja, é verificado se FO e as restrições são atendidas. Se forem, realiza-se a transferência de carga e segue-se para o quarto passo, caso contrário inicia-se a etapa cinco. Nas Figuras 9, 10 e 11 observar-se as possíveis manobras.

Figura 7 – Rede de distribuição com a identificação dos equipamentos NF



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

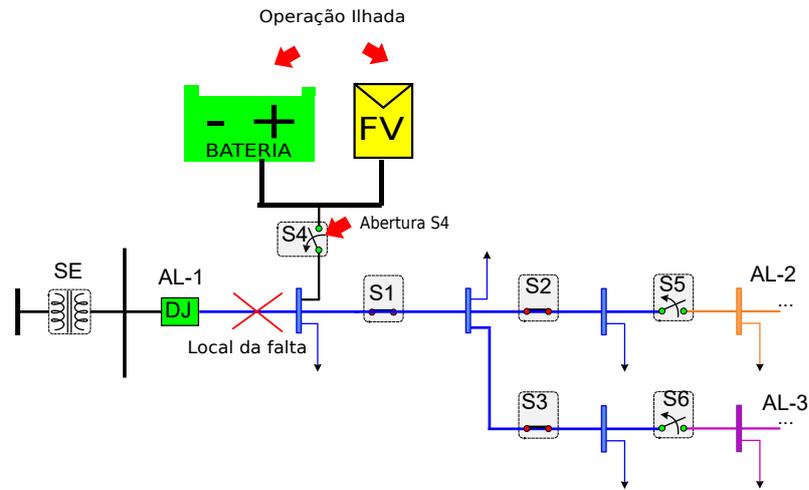
Figura 8 – Rede de distribuição com a identificação dos equipamentos NA e os recursos energéticos renováveis



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

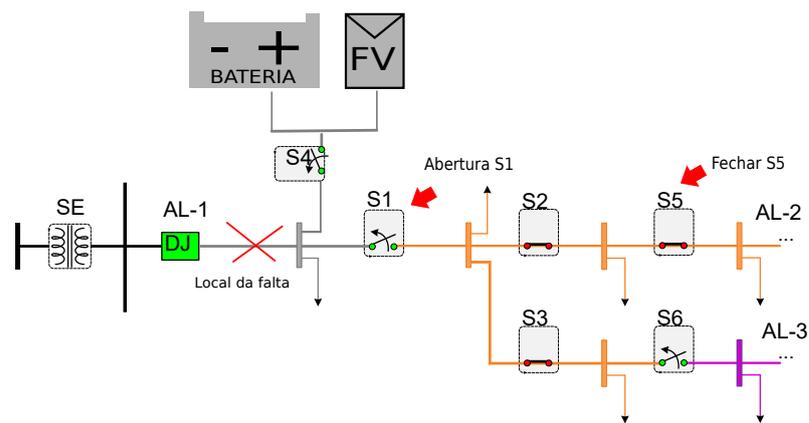
- **Etapa 4:** Aplica-se o algoritmo de tomada de decisão multicritério o AHP, quando há mais de uma opção para realizar a transferência de carga. Com a decisão tomada, segue-se para a etapa 7 (BERNARDON et al., 2015).
- **Etapa 5:** Verifica-se a existência dos equipamentos automatizados do tipo NF que estão a jusante dos averiguados anteriormente (chaves S2 e S3), como ilustra a Figura 12. Após a verificação, segue-se para a etapa seguinte, caso contrário, vai para o procedimento 7.
- **Etapa 6:** Realizam-se as possíveis transferências de cargas a partir dos equipamentos

Figura 9 – Abertura de S4 e operação ilhada dos recursos energéticos renováveis



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

Figura 10 – Abertura S1 e fechamento de S5

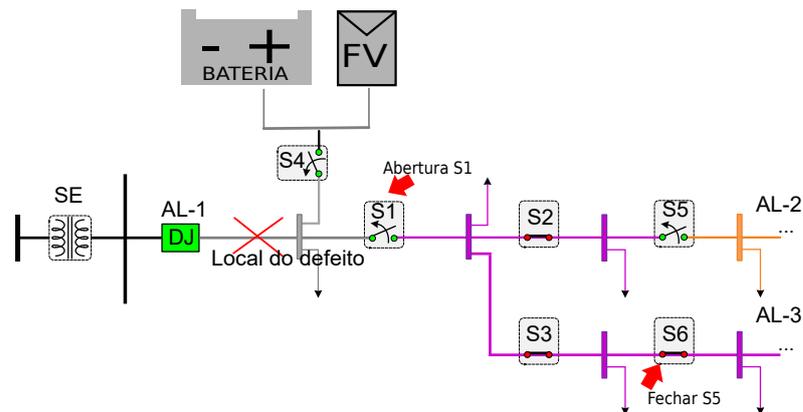


Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

automatizados NF verificados na etapa 5. Verificando o atendimento das funções objetivo e das restrições. Se for possível realizar a transferência das cargas, retorna-se para etapa quatro, caso contrário, retorna-se para a etapa cinco. Nas Figuras 13 e 14 são apresentadas as duas possibilidades manobras.

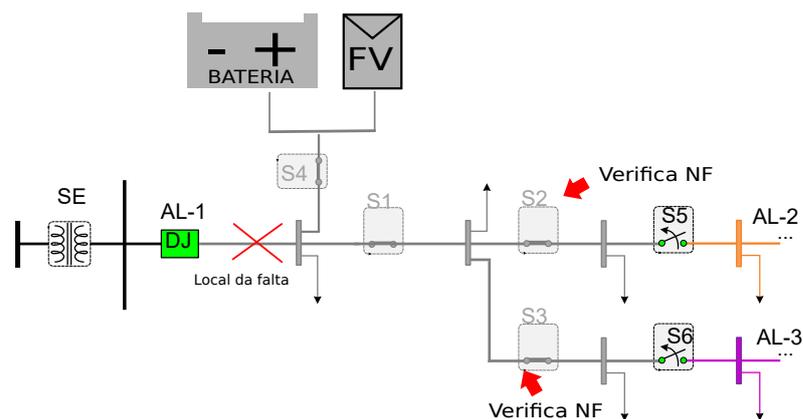
- **Etapa 7:** O processo é finalizado.

Figura 11 – Abertura de S1 e fechamento de S6



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

Figura 12 – Rede de distribuição com a identificação dos próximos equipamentos NF a jusante dos anteriores



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

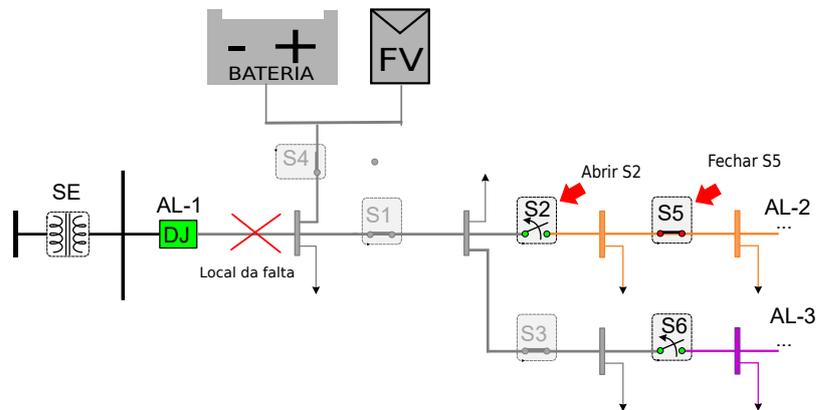
3.4 Modelagem dos Elementos da Rede de Distribuição no Software OpenDSS

Nesta seção será apresentada a modelagem dos elementos da rede distribuição utilizados neste trabalho, no software OpenDSS - *Open Distribution System Simulator*. Este é um software em plataforma aberta, desenvolvido pela EPRI para a simulações de sistemas de distribuição.

3.4.1 Modelo da Linha

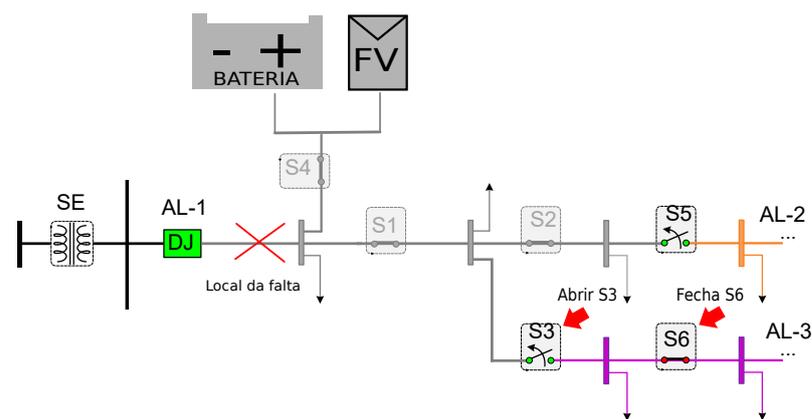
O software OpenDSS apresenta dois blocos básicos para a criação de um circuito. O primeiro bloco é o *Power Delivery* (PD), responsável pelos os elementos de transporte,

Figura 13 – Rede de distribuição manobras a partir dos próximos equipamentos NF: Abre S2 e fecha S5



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

Figura 14 – Rede de distribuição manobras a partir dos próximos equipamentos NF: Abre S3 e fecha S6



Fonte: Adaptado de BERNARDON et al. (2015)

por exemplo, as linhas. Já o segundo bloco *Power Conversion* (PC), é composto pelos os elementos responsáveis pela conversão de energia elétrica (EPRI, 2018).

Um dos principais elementos pertencentes ao bloco PD são as linhas, pois essas são responsáveis por fornecer energia ao circuito. As linhas são modeladas, no OpenDss, através do modelo π com capacitores *shunt*. Para que uma linha seja criada é necessário que uma matriz de admitância nodais seja definida. Essa caracterização da linha é realizada de forma prática através do elemento *LineCode*. Contudo, também, pode-se caracterizar uma linha por meio de suas impedâncias sequencias, matrizes de reatância e resistência no OpenDSS (FREITAS, 2015), (EPRI, 2018).

O uso do elemento *LineCode* para armazenar as características de uma linha é

bastante conveniente, pois esse elemento armazena as características das linhas em arranjos. Sendo assim, ao determinar uma linha de distribuição, é preciso somente declarar o arranjo que será utilizado.

O uso do elemento *LineCode* para determinar uma linha torna o algoritmo mais organizado, uma vez que um sistema de distribuição em sua grande maioria é composto por linhas com as mesmas características. Na Tabela 5 são apresentados os parâmetros que são utilizados para definir o elemento o *LineCode* (FREITAS, 2015).

Tabela 5 – Parâmetros do Elemento *LineCode*

Parâmetro	Descrição
Nphases	Número de fases
basefreq	Frequência de base
R1	Resistência de sequência positiva
R0	Resistência de sequência zero
X1	Reatância de sequência positiva
X0	Reatância de sequência zero
C1	Capacitância total de sequência positiva
C0	Capacitância total de sequência zero
Rmatrix	Matriz de resistências de linha
Xmatrix	Matriz de reatâncias da linha
units	Unidade de distancia
Normamps	Corrente nominal da linha

Fonte: Freitas (2015)

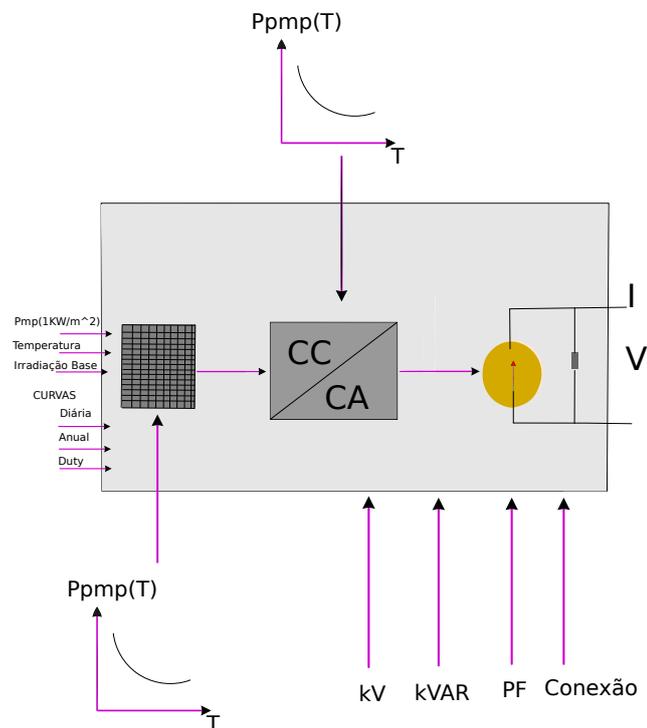
3.4.2 Modelo da Geração Fotovoltaica: *pvSystem*

O OpenDSS permite que sejam realizadas simulações utilizando sistemas fotovoltaicos, através do elemento *pvSystem*. No software, como pode ser visto na Figura 15, o sistema fotovoltaico já apresenta um inversor agregado não sendo necessário realizar uma modelagem apenas para tal dispositivo.

Assim como os geradores, o sistema fotovoltaico é considerado um elemento integrante do bloco PC. O sistema solar é modelado por meio de uma potência ativa injetada no ponto de interconexão $P_{saída}$, tal potência é obtida em função da irradiação, eficiência do conversor, tensão da rede, temperatura e da potência nominal do painel no ponto de máxima potência (Pmp). Por sua vez, a Pmp é obtida em relação a temperatura selecionada, geralmente 25 °C e uma irradiação igual a 1,0 kW/m². Logo, a potência de saída do painel solar é obtida de acordo com Equação 3.6.

$$P(t_0) = Pmp(1kW/m^2).irradiância(pu)(t_0).irradiância(base).Pmp(pu, T(t_0)) \quad (3.6)$$

Figura 15 – Modelo do Sistema Fotovoltaico



Fonte: Adaptado de [Smith, Dugan e Sunderman \(2011\)](#)

Onde:

- P: Potência de saída do painel solar;
- Pmp (1,0 kW/m²): Potência nominal no ponto máxima potência;
- Irradiância (Base): Valor máximo da irradiância no dia selecionado;
- Pmp (pu,T(t₀)): Fator de correção do Pmp em função da temperatura no instante t₀.

Logo, a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico é obtido pela Expressão (3.7):

$$P_{saída}(t) = P(t) \cdot \eta(P_{saída}(t)) \quad (3.7)$$

Onde:

- $\eta(P_{saída(t)})$: Eficiência do inversor para uma determina potência de saída.

A potência reativa do painel solar é determinada de forma isolada da potência ativa, sendo que essa pode ser especificada como um valor constante ou em função de fator de potência fixo. Nos dois casos, quando a potência aparente do inversor é elevada a um nível superior do que o determinado, a potência reativa do sistema fotovoltaico diminui, ou seja, nesse modo de operação do inversor a potência ativa é vista como prioridade.

Na Figura 16, é apresentado o trecho de código utilizado neste trabalho, para criar um sistema fotovoltaico através do elemento *pvSystem*.

Figura 16 – Código utilizado para a criação do Sistema Fotovoltaico

```
New PVSystem phases=3 bus1=B29.1.2.3 kVA=250 pf=0.9
~temperature=25 %cutin=20 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvst
~Daily=MyIrrad TDaily=My Temp conn=wye irradiance=0.98
~Vmaxpu=1.05 Vminpu=0.95 Kvarlimit=87
```

Fonte: Autor, 2019

3.4.3 Modelo do Sistema de Armazenamento: *Storage*

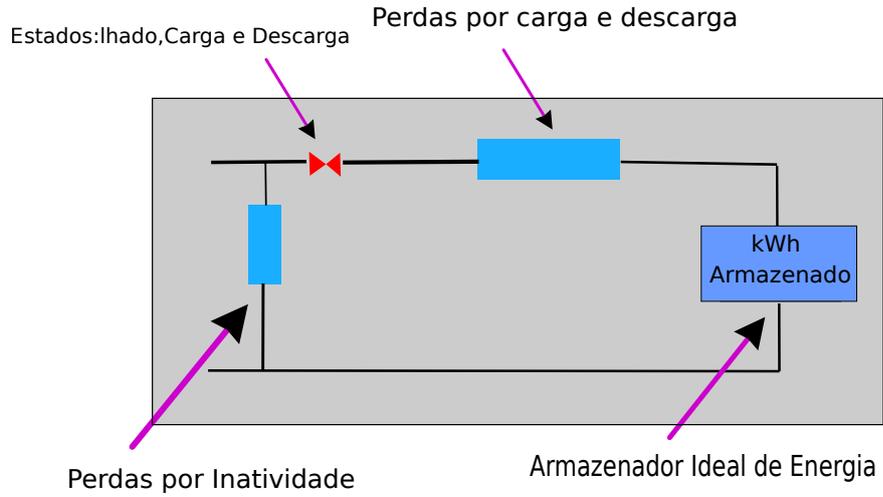
Os sistemas de armazenamento utilizados neste trabalho, foram modelados na ferramenta OpenDss através do elemento *Storage*. Os armazenadores de energia são basicamente geradores, os quais permitem que sejam programados para consumir energia, durante o período de carga, ou gerar energia elétrica para o sistema, durante o processo de descarga, desde que, dentro de seus limites especificados para a taxa de carga e descarga. Na Figura 17, é apresentado o diagrama do modelo do armazenador de energia no OpenDSS.

O controle do elemento *Storage* pode ser realizado de duas formas: a primeira de forma autônoma e a segunda através do elemento *StorageController*, sendo que, quando controlado de forma independente, o armazenador de energia pode ser controlado para operar em três estados distintos: enviar potência, absorver potência ou permanecer inerte.

O sistema armazenador de energia possui um inversor, assim como o modelo do sistema fotovoltaico. O que permite, desde de que respeitado os limites de potência aparente do inversor, absorver ou gerar energia reativa para os três estados do armazenador incluindo o estado inerte.

Outro aspecto importante do modelo é que as perdas ativas do sistema são contabilizadas. Essas incluem as perdas dos elementos de controle, dos elementos responsáveis por manter a temperatura da bateria nos níveis esperados e, também pelas perdas envolvidas no processo de despachar e absorver energia (FREITAS, 2015).

Figura 17 – Modelo do Armazenador de Energia no OpenDSS



Fonte: Adaptado de EPRI (2018)

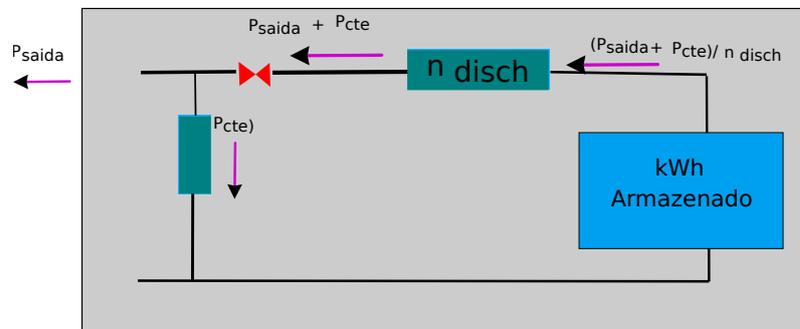
3.4.3.1 Perdas no Elemento *Storage*

As perdas do elemento *Storage* são obtidas do mesmo modo, independentemente do método de carga e descarga especificados pelo armazenador. Nos itens abaixo, será apresentado o método para o cálculo das perdas no armazenador, quando esse está descarregando e carregando.

- **Armazenador Descarregando**

Na Figura 18, é apresentado o diagrama que relaciona as potências internas do armazenador de energia, durante o processo de descarga.

Figura 18 – Modelo do Armazenador de Energia no OpenDSS no processo de descarga



Fonte: Adaptado de EPRI (2018)

As perdas totais do elemento *Storage* são determinadas através da diferença entre a potência de saída calculada e a potência de saída do armazenador de energia ideal. Logo,

as perdas são determinadas de acordo com as Expressões 3.8 e 3.9, onde η_{disch} representa a eficiência da etapa de descarga.

$$P_{perdistotais[t]} = \frac{P_{saída[t]} + P_{perdascte[t]}}{\eta_{disch}} - P_{saída[t]} \quad (3.8)$$

$$P_{perdistotais[t]} = P_{saída[t]} \times \left(\frac{1}{\eta_{disch}} - 1 \right) + \frac{P_{perdascte[t]}}{\eta_{disch}} \quad (3.9)$$

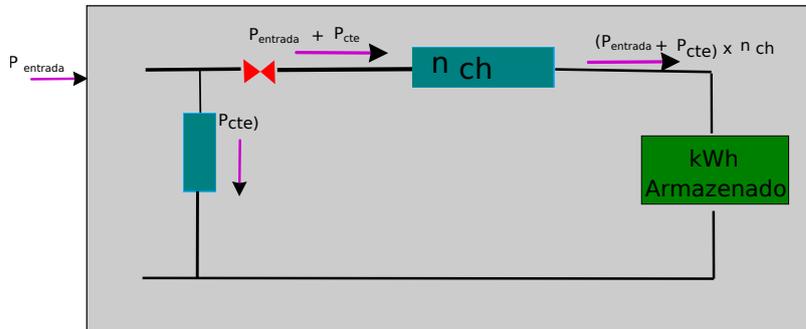
Desse modo, a energia que é armazenada nas baterias são alteradas, considerando que a potência retirada do armazenador sejam mantidas constantes durante o intervalo de tempo em que ocorre a simulação atual e a anterior. Essa variação corresponde ao intervalo de tempo (Δt) que é utilizado na simulação. Assim, por meio da Expressão 3.10 é obtido a energia que é armazenada na bateria (ROCHA, 2016), (EPRI, 2018).

$$E_{energiaarmazenada}[t] = E_{energiaarmazenada}[t - 1] - \left(\frac{P_{saída[t]} + P_{perdascte[t]}}{\eta_{disch}} \right) \quad (3.10)$$

• Armazenador Carregando

A Figura 19 apresenta o modelo do elemento *Storage* quando esse está no seu processo de carga. Nessa figura, a eficiência do processo de carga é representado por η_{ch} e a potência que está sendo injetada no elemento é representada por $P_{entrada}$. Desse modo, as perdas totais do sistema podem ser obtidas através da diferença entre a potência injetada no *Storage* e a potência de entrada injetada no elemento armazenador de energia ideal, de acordo com as Expressões 3.11 e 3.12.

Figura 19 – Modelo do Armazenador de Energia no OpenDSS no processo de carga



Fonte: Adaptado de EPRI (2018)

$$P_{perdistotais[t]} = P_{entrada}[t] - (P_{entrada}[t] - P_{perdascte[t]}) \times \eta_{ch} \quad (3.11)$$

$$P_{perdas\ totais}[t] = P_{entrada}[t] \times (1 - \eta_{ch}) + P_{perdas\ cte}[t] \times \eta_{ch} \quad (3.12)$$

Quando o armazenador de energia está operando no estado isolado, existe uma única perda, a perda por inatividade. Tal perda, é compensada pela rede que o armazenador está conectado. Em resumo, quando o armazenador está operando no estado de inatividade esse funciona como uma carga, não havendo mudança na quantidade de energia que está sendo armazenada (ROCHA, 2016).

Logo, as perdas por inatividade são chamadas de perdas constantes como é apresentado nas equações anteriores. Contudo, essa perda não é de fato constante, pois a mesma é modelada como uma impedância constante, ou seja a potência absorvida varia de acordo com os níveis de tensão em que o elemento está conectado.

3.4.4 Modelo de Alimentadores: *V.source*

Os alimentadores utilizados neste trabalho foram modelados na ferramenta OpenDSS através do elemento *V.source*. Tal elemento, é formado por dois terminais, e é modelado utilizando circuito equivalente de Thevenin, ou seja, modelado por uma tensão e uma impedância. Para determinar um alimentador através do objeto *V.source*, é preciso especificar a tensão e a potência de curto-circuito. Na Figura 20 é apresentado um trecho de código utilizado no software OpenDSS para declarar o elemento *V.source*.

Figura 20 – Código declarando um Alimentador através do elemento *V.source*

```
New Vsource. AL1
~baseV=24.9 pu=1.0 Bus1= 02f
~Angle=30
~MVA3=21000 Mvas1=20000
```

Fonte: Autor, 2019

Em grande parte das aplicações, o primeiro terminal do elemento *V.source*, é conectado à barra de interesse, enquanto que o segundo terminal é conectado ao terra por padrão do OpenDSS, permitindo, assim, que o código seja otimizado.

3.4.5 Modelagem e Controle das Chaves de Manobras

No software OpenDss, as chaves utilizadas para realizar as manobras são criadas através do elemento *Switch* e controladas por meio do elemento *SwtControl*. Na Tabela 6, são apresentados os parâmetros e suas respectivas características, utilizados para criar e controlar tal elemento.

Tabela 6 – Parâmetros do Elemento *SwtControl*

Parâmetro	Descrição
<i>Action</i>	<i>Open</i> ou <i>Close</i> . Simula a operação manual da chave, após um delay
<i>Basefreq</i>	Frequência de base
<i>Enable</i>	<i>Yes</i> ou <i>No</i> . Determina se o elemento está habilitado
<i>Lock</i>	Determina o estado atual da chave (aberto ou fechado)
<i>SwitchedObj</i>	Nome do elemento do circuito que é controlado <i>SwtControl</i>
<i>SwitchedTerm</i>	Número do terminal do elemento controlado. <i>Default</i> =1

Fonte: Rocha (2016)

O elemento *Switch* é modelado no software OpenDSS através de uma linha, onde o parâmetro *Switch* é definido como *yes*. Em resumo, no OpenDSS, as chaves apresentam as mesmas características de uma linha. Logo, são caracterizadas por uma impedância muito baixa (ROCHA, 2016).

3.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de *Self-healing* desenvolvida neste trabalho, apresentando a FO, as restrições e os passos que serão seguidos para realizar as manobras. No próximo capítulo serão apresentados os resultados obtidos para a metodologia proposta, utilizando o sistema testes de 34 barras IEEE modificado.

4 Resultados

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos para a metodologia proposta para restabelecimento de energia elétrica utilizando o conceito de *Self Healing* com RED.

4.1 Descrição do Sistema Teste

Utilizou-se como sistema teste a rede de distribuição de 34 barras IEEE modificada. Tal sistema, apresenta linhas do tipo aéreas trifásicas, bifásicas e monofásicas. O sistema ainda apresenta dois reguladores de tensão que estão conectados em estrela, um transformador MT/BT e quatro bancos de capacitores *shunt*.

A fim de adequar para a proposta deste trabalho, foram realizadas as seguintes modificações no sistema de distribuição de 34 barras da IEEE: foram adicionados ao sistema 10 chaves para simular chaves telecomandadas, dois alimentadores de 24,9 kV e recursos energéticos distribuídos formados por painéis fotovoltaicos e sistemas de armazenamento. Na Figura 21, observa-se o sistema teste utilizado, e na Tabela 7 são apresentados os parâmetros dos equipamentos.

Figura 21 – Sistema 34 barras IEEE modificado

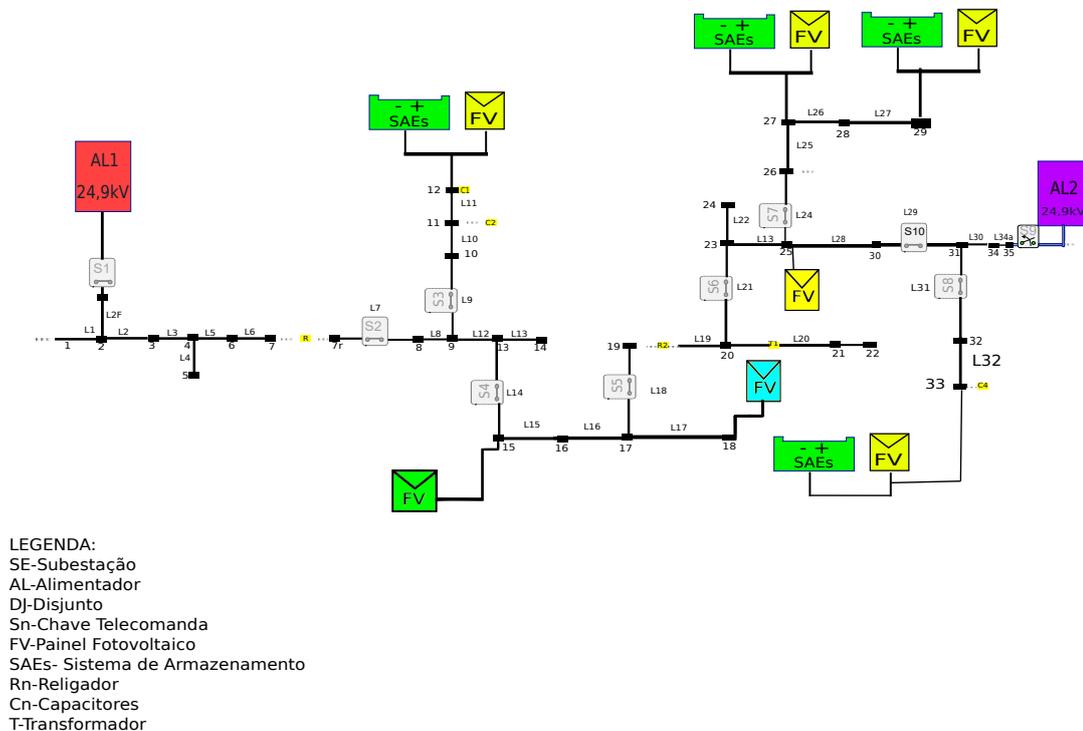


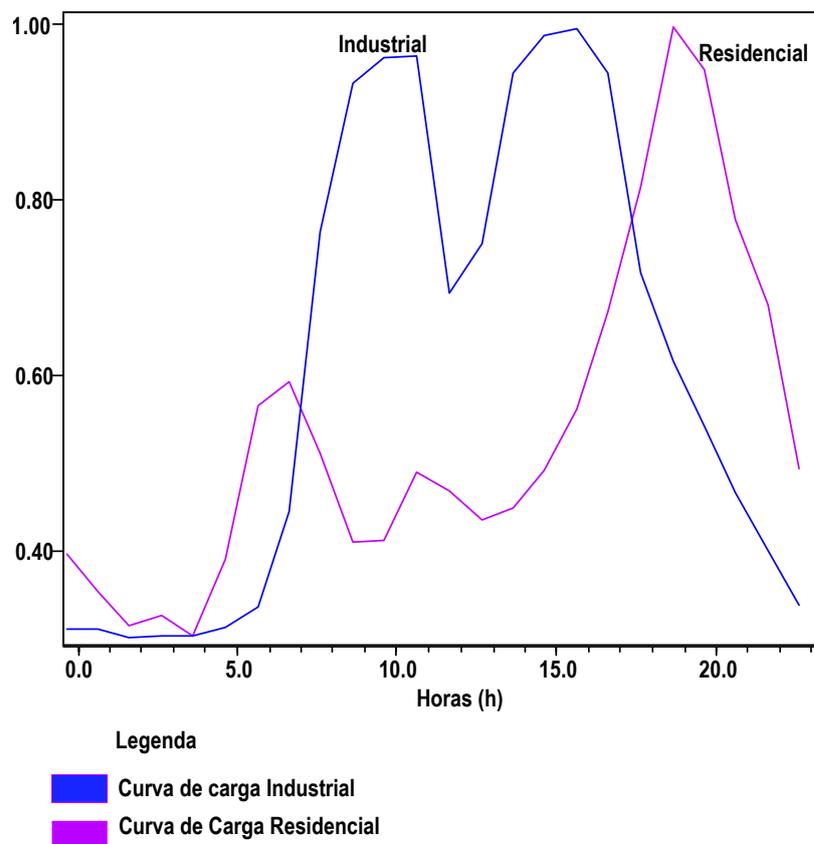
Tabela 7 – Potência dos equipamentos

Equipamentos	Potência total (KVA)
AL1	200000
AL2	200000
FV (barra 12)	250
FV (barra 15,18 e 19)	150
FV (barra 27)	250
FV (barra 29)	250
FV (barra 33)	250

4.1.1 Curva de Carga

Na Figura 22, é apresentado o gráfico contendo as curvas de cargas para as áreas industrial e residencial utilizadas nas simulações deste trabalho. As curvas de carga utilizadas apresentam resolução de 24 horas, possuindo, assim, um passo de tempo de uma hora.

Figura 22 – Curva de carga utilizada nos testes

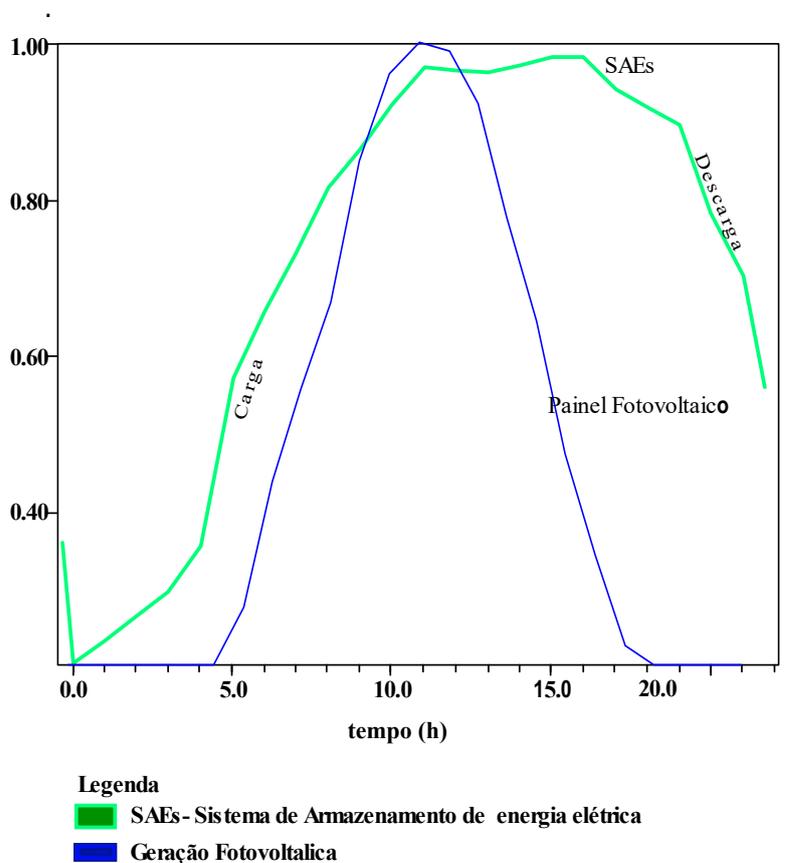


Fonte: Autor, 2019

4.1.1.1 Geração Fotovoltaica e Armazenadores

Como pode ser observado na Figura 21, o sistema teste apresenta armazenadores de energia elétrica e sistemas fotovoltaicos. Tais recursos permitem maior flexibilidade na rede de distribuição permitindo que ocorra geração próximo aos consumidores e permitindo a operação ilhada. Na Figura 23, são apresentadas as curvas de carga dos armazenadores e dos sistemas fotovoltaicos. Essas curvas apresentam o passo de tempo de uma hora e resolução de 24 horas.

Figura 23 – Curva de Carga Sistema Fotovoltaico e armazenadores de energia elétrica utilizado nos testes



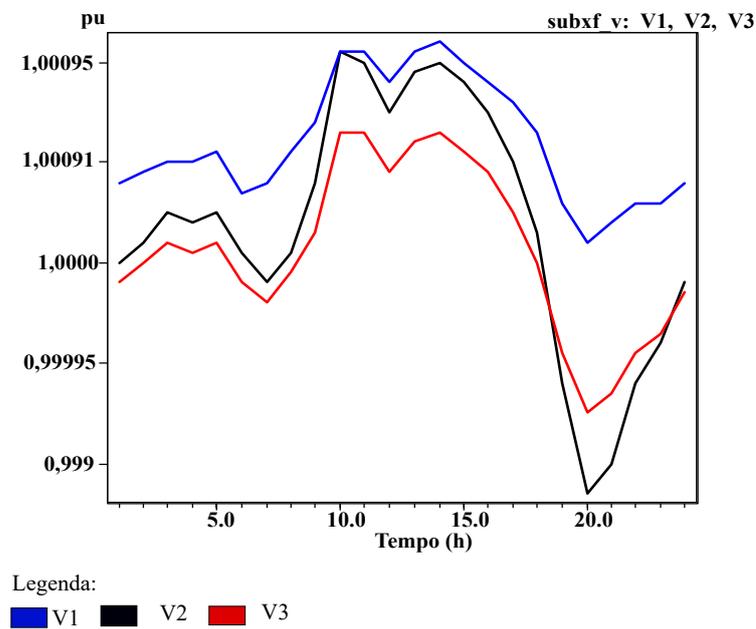
Fonte: Autor, 2019

4.1.1.2 Perfil das Tensões

O perfil de tensão na subestação é apresentado na Figura 24, para as fases 1, 2 e 3 retiradas diretamente do software OpenDSS após a inserção dos RED e dos alimentadores 1 e 2. Observa-se que os níveis de tensão da subestação permanecerem dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

As Figuras 25 e 26 mostram o comportamento das tensões para as Linhas 8 e 13 respectivamente, observa-se que o sistema é de natureza desequilibrada e que a fase 1 é

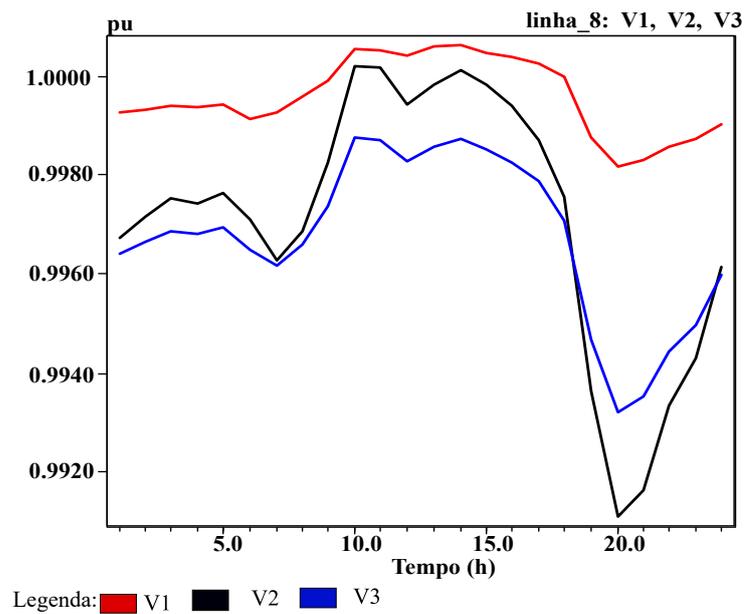
Figura 24 – Perfil da Tensão para a Subestação após realizadas as modificações no sistema teste (base 69 kV)



Fonte: Autor, 2019

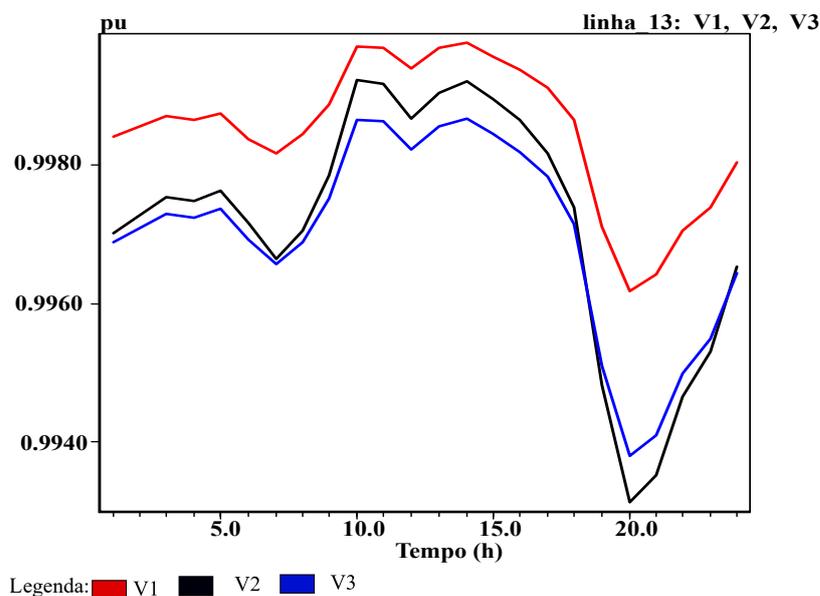
onde há as maiores tensões. Em contrapartida, as fases 2 e 3 apresentam níveis de tensões praticamente iguais.

Figura 25 – Perfil da Tensão para a Linha 8 (base=14,376 kV)



Fonte: Autor, 2019

Figura 26 – Perfil da Tensão para a Linha 13 (base=14,376 kV)



Fonte: Autor, 2019

4.2 Teste 1: Curto-Circuito Trifásico Localizado na Linha 8

4.2.1 Sistema Pré-Falta e Pós-Falta

4.2.1.1 Sistema Pré-Falta

Curto-circuitos trifásicos ocorrem em menor frequência nas redes de distribuição. Contudo, quando o mesmo ocorre, gera danos severos à rede de distribuição. Devido a isso, neste trabalho, é considerado como fonte de falha na rede de distribuição curtos-circuitos trifásicos.

As simulações do sistema teste foram divididas em seis faixas de horários, com o objetivo de determinar a melhor manobra para o sistema de acordo com faixa de horário em que a falta ou falha ocorreram. Estas faixas de horários foram estabelecidas, pois, como pode-se observar na Figura 22, que a carga varia ao longo do dia e por consequência as perdas elétricas também variam.

Na Tabela 8 apresenta-se os parâmetros do sistema pré-falta para cada faixa de horário em que foi realizado o estudo, 6:00, 8:00, 12:00; 18:00; 20:00 e às 22:00 horas.

4.2.1.2 Sistema Pós-Falta

O primeiro teste da metodologia foi realizado considerando um curto-circuito trifásico localizado na linha 8, como pode ser observado na Figura 27.

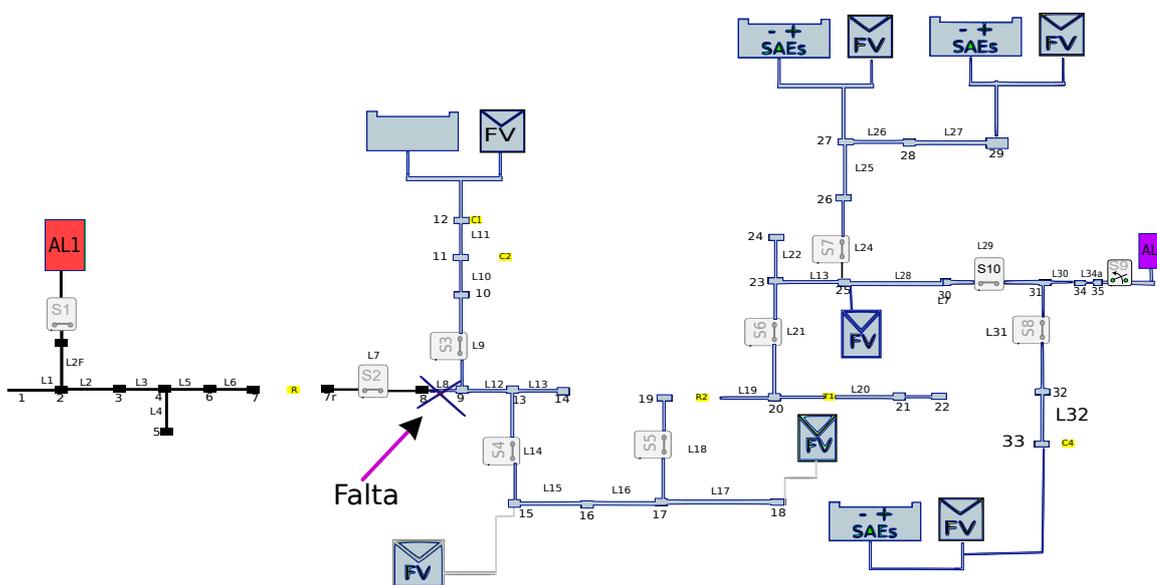
A Tabela 9 apresenta os parâmetros do sistema pós-falta para cada faixa de horário

Tabela 8 – Parâmetros pré-falta do sistema

Horário (h)	Perdas (kW)	Número de Consumidores	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
6:00	64,70	65	1493,90	70,8673
8:00	39,60	65	2304,80	146,1468
12:00	20,30	65	2252,70	964,0510
18:00	100,60	65	2866,10	68,8159
20:00	173,80	65	3809,90	22,7580
22:00	105,20	65	3959,60	0

Fonte: Autor, 2019

Figura 27 – Falta na linha 8



Fonte: Autor, 2019

em que foi realizado o estudo, 6:00, 8:00, 12:00; 18:00; 20:00 e às 22:00 horas.

A Tabela 8 mostra que às 20:00 horas é o caso mais crítico do sistema, pois, nesta faixa de horário, é onde há a maior exigência de demanda de potência do sistema. Além disso, na Tabela 9 nota-se que, caso ocorra uma falha trifásica na linha 8 da rede de distribuição, o sistema ficará fragilizado, pois deixará de atender 87,69% dos consumidores conectados a rede ao passo que as perdas elétricas chegam a 68,69%.

4.2.2 Restauração do Sistema

Para recuperar o sistema após a falha, foram realizadas três manobras com objetivo de isolar e transferir a carga. Sendo que, para os testes foi permitida a operação ilhada dos

Tabela 9 – Parâmetros pós-falta do sistema

Hora (h)	Perdas (kW)	Número de Consumidores em falta	Potência de Carga (kW)
6:00	177,30	57	595,50
8:00	136,56	57	1372,70
12:00	146,70	57	1390,40
18:00	1357,19	57	1740,10
20:00	1367,70	57	2156,6
22:00	707,80	57	1707,80

Fonte: Autor, 2019

DERs, desde que as restrições de potência máxima e mínima para tais fossem respeitadas.

O primeiro teste foi realizado para o horário das 6 horas da manhã. Durante este período, como pode ser observado na Figura 22, a demanda de energia elétrica é baixa, pois há pouca atividade residencial e industrial. Além disso, de acordo com a Figura 23, nota-se que os painéis fotovoltaicos começam a gerar energia e por consequência os SAEs iniciam o processo de carga. Na Tabela 10 são apresentados os resultados obtidos para cada uma das manobras realizadas.

Tabela 10 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida as 6:00 h

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
S5 aberta S9 fechada	30,00	23	1493,90	49,0620
S4 aberta S9 fechada	31,30	15	2304,80	54,5133
S3 aberta S4 aberta S9 fechada	34,20	11	2252,70	70,8673

Fonte: Autor, 2019

Já o segundo teste ocorreu para às 8 horas da manhã, durante este período as atividades industriais e comerciais começam a aumentar, logo, aumentando a demanda. Similar às 6 horas da manhã, às 8 horas da manhã os REDs começam a gerar energia elétrica e armazenar. Na Tabela 11, são apresentados os resultados obtidos para cada uma das manobras realizadas.

Tabela 11 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 8:00 h

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
S5 aberta S9 fechada	41,80	23	1392,80	134,8868
S4 aberta S9 fechada	35,40	15	1850,00	112,4016
S3 aberta S4 aberta S9 fechada	38,40	11	2073,30	146,1468

Fonte: Autor, 2019

O terceiro teste foi realizado para às 12 horas. Nesta faixa de horário, as atividades residenciais são baixas, porém as atividades industriais e comerciais estão no seu ápice. No mesmo sentido, durante às 12 horas, a geração fotovoltaica atinge o seu máximo. A Tabela 12 apresenta um comparativo entre as manobras realizadas.

Tabela 12 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 12:00 h

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
S5 aberta S9 fechada	19,50	23	1761,70	750,00
S4 aberta S9 fechada	19,90	15	1874,60	900,00
S3 aberta S4 aberta S9 fechada	38,40	11	2073,30	964,0510

Fonte: Autor, 2019

O quarto teste ocorreu para às 18 horas. Neste período, as atividades residenciais começam a aumentar e a geração fotovoltaica diminui. Contudo, os SAEs estão completamente carregados e, podem ser utilizados para atender a carga. A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos para as manobras realizadas.

Tabela 13 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 18:00 h

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
S5 aberta S9 fechada	135,90	23	2215,00	48,3324
S4 aberta S9 fechada	136,80	15	2369,90	53,7027
S3 aberta S4 aberta S9 fechada	139,80	11	2623,60	69,8155

Fonte: Autor, 2019

Por fim, o quarto e quinto teste ocorreram para às 20 e 22 horas, respectivamente. Durante às 20 horas ocorre o aumento de carga, ou seja, há maior demanda de energia exigida no sistema, sendo este o caso mais crítico. E às 22 horas a demanda é reduzida pois as atividades industriais e residenciais são reduzidas. Nas Tabelas 14 e 15 são apresentados os resultados obtidos para às 20 e 22 horas, respectivamente.

Tabela 14 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 20:00 h

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
S5 aberta S9 fechada	148,60	23	2282,45	11,2050
S4 aberta S9 fechada	152,60	15	3053,20	18,0280
S3 aberta S4 aberta S9 fechada	169,00	11	3421,70	22,7580

Fonte: Autor, 2019

Após determinada as possíveis manobras e verificada que essas atendem as restrições, passa-se para a etapa em que é aplicada a FO, com o objetivo de determinar entre as possíveis manobras qual é a mais adequada, isto é, determinar qual manobra possui o melhor desempenho em minimizar as perdas e os consumidores em falta. Na Tabela 16 são apresentadas as manobras determinadas para cada faixa de horário de acordo com a FO.

Tabela 15 – Comparativo entre as manobras para a falta ocorrida às 22:00 h

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
S5 aberta S9 fechada	90,60	23	2188,10	0
S4 aberta S9 fechada	93,00	15	2366,70	0
S3 aberta S4 aberta S9 fechada	102,20	11	2625,65	0

Fonte: Autor, 2019

Tabela 16 – Manobras escolhidas de acordo com FO estabelecida

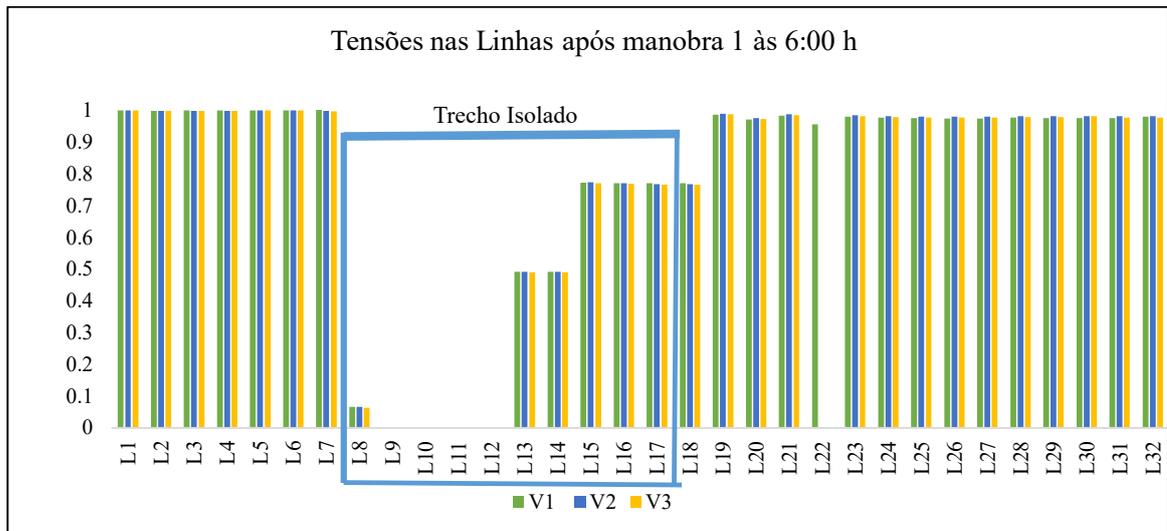
Horário (h)	Manobra	Perdas kW	Número de Consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)
6:00	S5 aberta S9 fechada	30,00	23	1117,31
8:00	S5 aberta S9 fechada	41,80	23	1392,80
12:00	S3 aberta S5 aberta S9 fechada	38,40	11	2073,30
18:00	S5 aberta S9 fechada	35,90	23	2215,00
20:00	S5 aberta S9 fechada	148,60	23	2282,45
22:00	S5 aberta S9 fechada	90,60	23	2188,10

Fonte: Autor, 2019

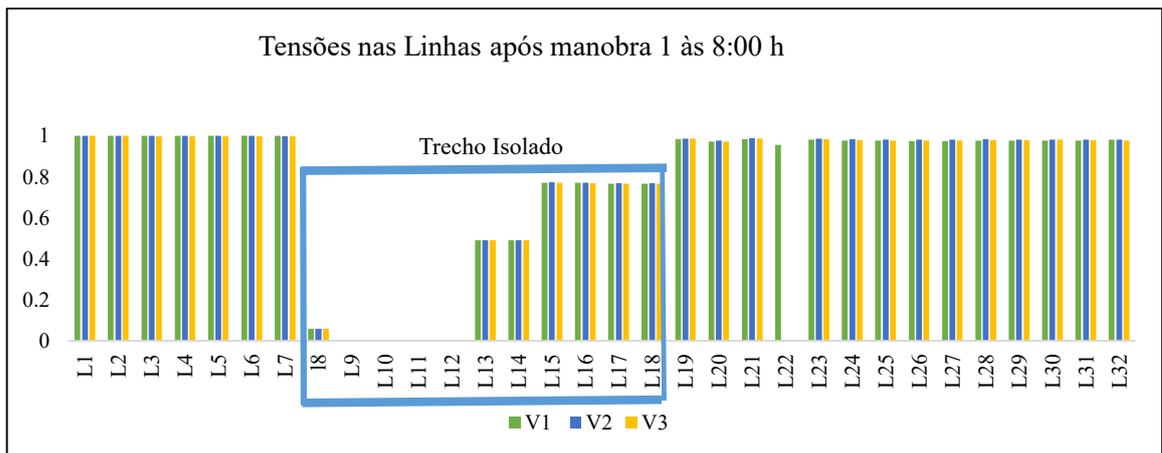
Na Tabela 16 observa-se que, a para o sistema de 34 barras IEEE, a primeira manobra (S5 aberta e S9 fechada) apresenta o melhor resultado para restaurar o sistema durante o período da manhã, tarde e noite. Contudo, durante às 12 horas a manobra que apresenta o melhor desempenho é a terceira (S3, S5 aberta e a S9 fechada), na qual ocorre a operação ilhada dos recursos energéticos distribuídos formado pelos painéis fotovoltaicos e os SAEs.

Nas Figuras 28 e 29 são apresentados os gráficos das tensões nas linhas para as manobras escolhidas em cada uma das faixas em que o estudo foi realizado, sendo que na Figura 28 é apresentado os gráficos para o período da manhã e na Figura 29 são apresentados os gráficos referentes aos períodos da tarde e noite.

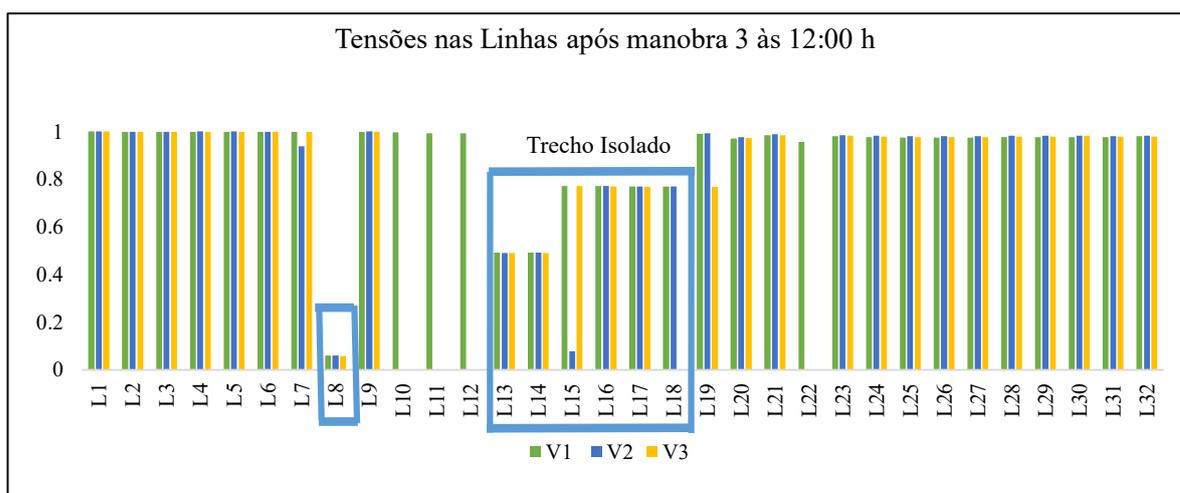
Figura 28 – Tensões nas Linhas: (a) 6:00 h, (b) 8:00 h, (c) 12:00h



a)



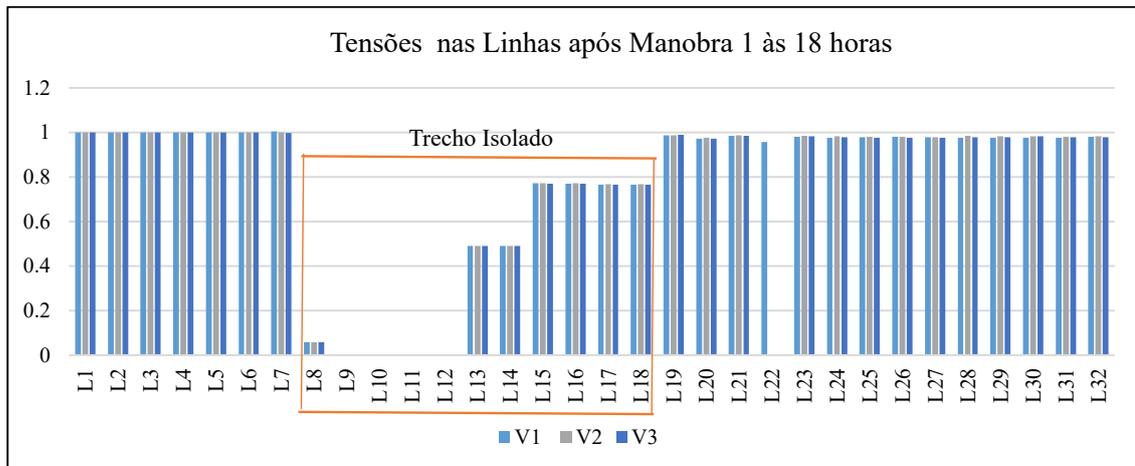
b)



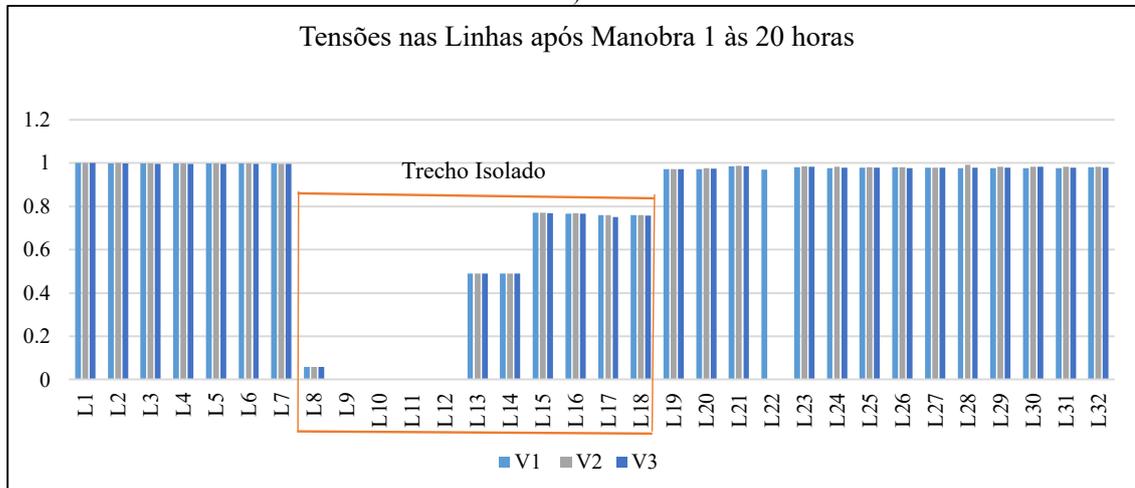
c)

Fonte: Autor, 2019

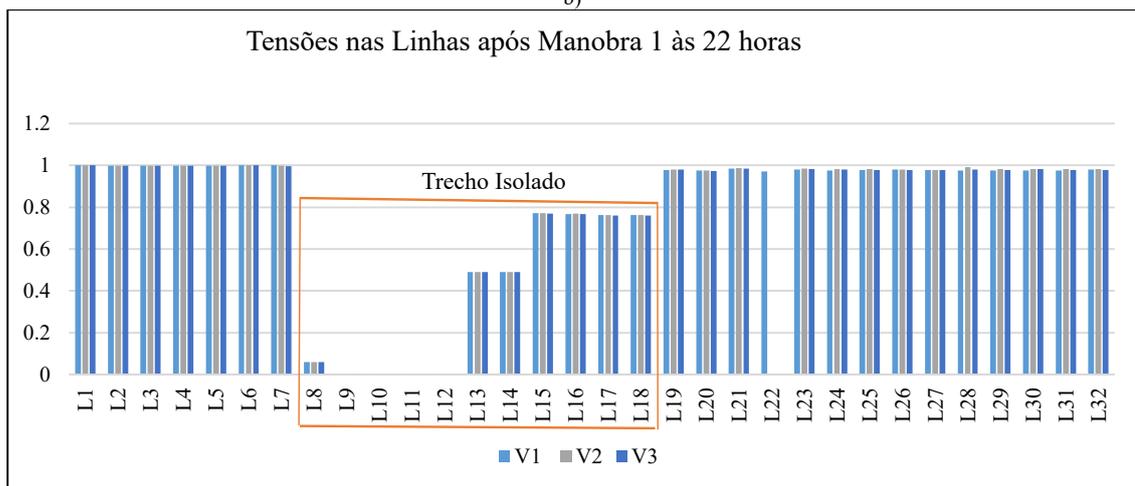
Figura 29 – Tensões nas Linhas: (a) 18:00 h, (b) 20:00 h, (c) 22:00h



a)



b)



c)

Fonte: Autor, 2019

Observa-se nas Figuras 28 e 29, que os níveis de tensão nas linhas após a manobra permaneceram entre 0,970 e 1,008 pu, ou seja, os limites de tensão permaneceram dentro

dos limites adequados estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST. Pois de acordo com ANEEL (2015), os níveis de tensão na rede primária não devem ser inferiores a 0,93 pu e não devem ultrapassar 1,05 pu.

Além disso, as tensões mostrada nas Figuras 28 e 29, marcadas como tensões no trecho isolado, representam as tensões de curto-circuito, sendo que esses trechos são desconectados do sistema pela atuação da proteção, deixando assim os consumidores pertencentes a tal sem energia elétrica.

O melhor desempenho da terceira manobra para às 12 horas é justificado, pois durante as 12 e 15 horas ocorre a máxima geração dos painéis fotovoltaicos e por consequência ocorre um aumento da energia armazenada pelos SAEs. Além disso, de acordo com as Tabelas 22 e 8 durante às 12 horas é onde há baixa demanda de energia elétrica e logo as perdas elétricas são reduzidas.

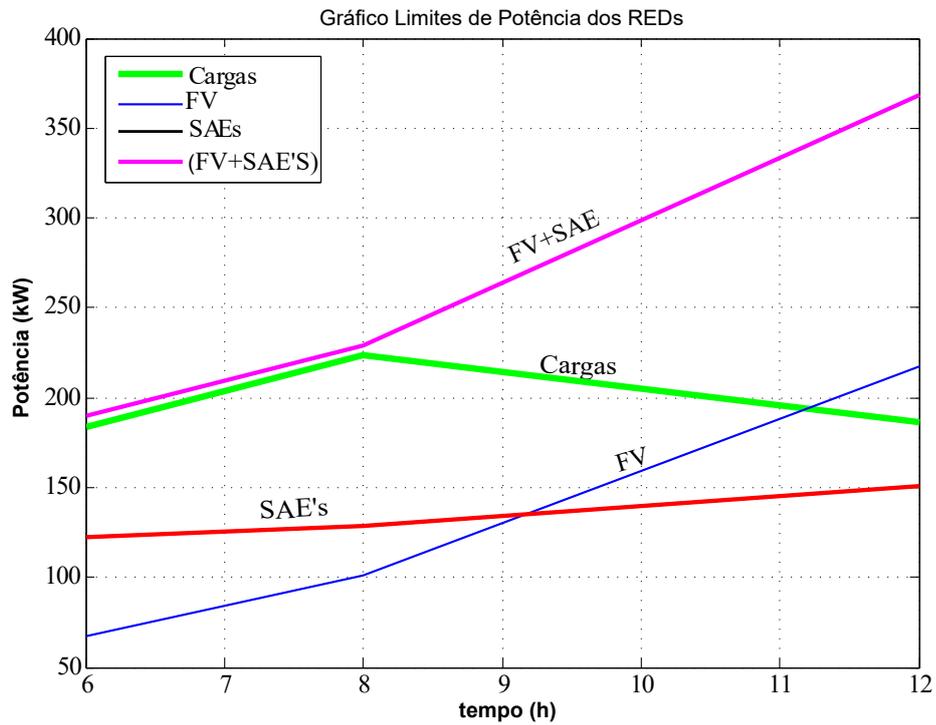
A Figura 30 apresenta os limites de geração dos RED, nas primeiras horas do dia, formado por um sistema fotovoltaicos, com capacidade de 250 kVA, e um SAEs com capacidade de armazenamento de 220 kWh. Na Figura 30 observa-se que o SAEs às 6 horas da manhã apresenta aproximadamente 120 kW de energia armazenada, está deve-se a energia estocada no dia anterior, já o sistema PV apresenta capacidade de geração de 66 kW.

Por meio da Figura 30, observa-se que os limites da geração dos REDs é respeitado, logo, a manobra três pode ser aplicada para restaurar os consumidores que estão desconectados entre as barras 9 a 12.

Apesar de que, em sua grande maioria, a operação ilhada dos REDs gere mais perdas ao sistema essa pode ser uma boa alternativa para recuperá-lo, principalmente quando há cargas prioritárias, ou seja, cargas que não devem ficar desconectadas do sistema, pois podem agregar maiores prejuízos do que a operação ilhada. Um exemplo disso são as áreas comerciais e industriais, onde uma contingência acarreta em grandes prejuízos econômicos não só para a concessionária de energia elétrica, mas também ao setor produtivo e comercial.

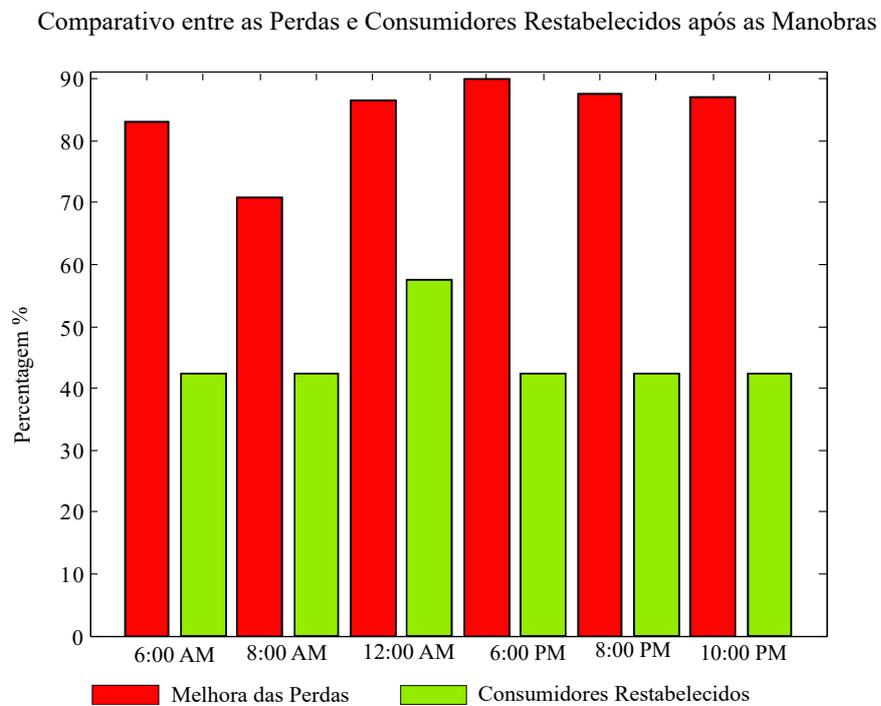
A Figura 31 apresenta um gráfico comparativo entre as perdas e os consumidores estabelecidos em porcentagem após realizada as manobras para restaurar o sistema, mostrando o quanto as perdas diminuíram em relação ao cenário de falta e a quantidade de consumidores que foram restabelecidos após a manobra em relação ao cenário de falta. Observa-se em 31 que as perdas melhoram em mais de 70%, enquanto que a quantidade de consumidores restabelecidos após a falta aumenta em mais de 40%, ou seja, ao a metodologia *Self-healing* mostrou-se eficiente para minimizar as perdas e restabelecer grande parte dos consumidores atingidos pela falta na linha 8.

Figura 30 – Limites de Geração para as primeiras 12 horas do dia



Fonte: Autor, 2019

Figura 31 – Comparação entre as Perdas e Consumidores Restabelecidos após as Manobras

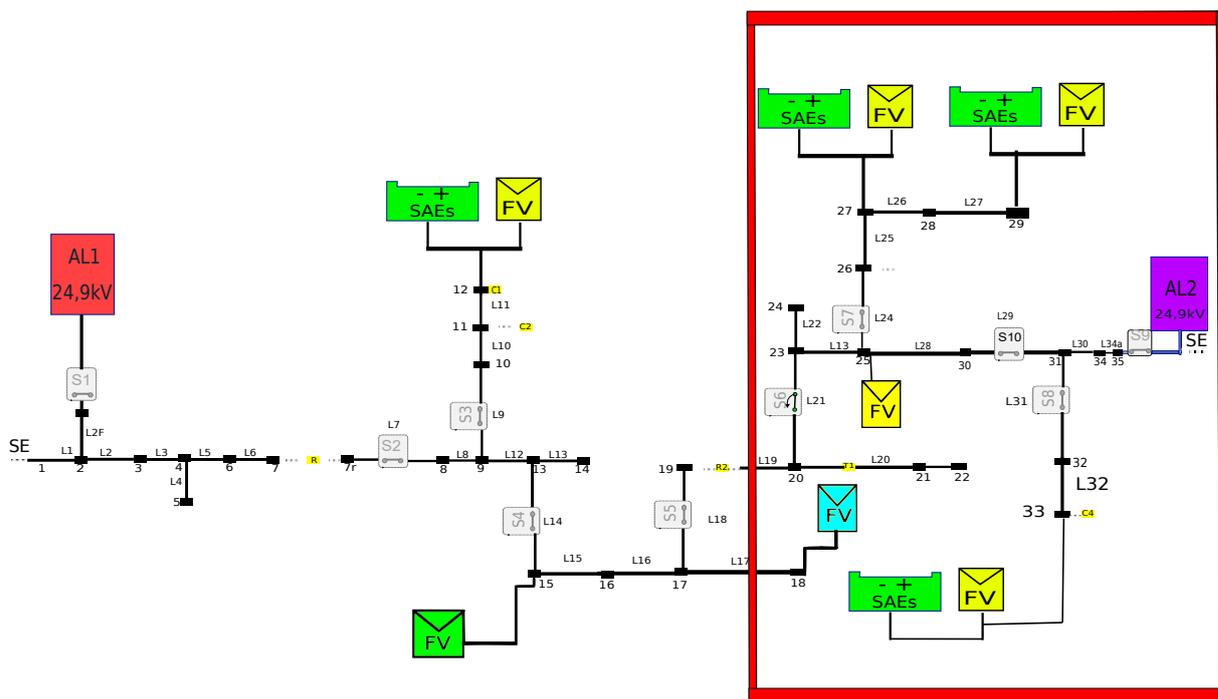


Fonte: Autor, 2019

4.3 Teste 2: Curto-Circuito Trifásico Localizado na Linha 13

Similar ao teste 1, no teste 2, é realizado o estudo do comportamento do sistema de distribuição de 34 barras IEEE modificado ao sofrer uma falta trifásica na linha 13. Para tal estudo, são consideradas quatro faixas de horários que representam, de acordo com a Figura 22, onde há mais atividades industrial, visto que, a área em vermelho da Figura 32 representa o setor predominantemente industrial da rede teste.

Figura 32 – Sistema 34 barras IEEE modificado para o teste 2



Fonte: Autor, 2019

Como será considerado que a falta ocorreu em um setor industrial, ou seja, onde a contingência deve ser eliminada de modo mais rápido possível para evitar danos na produção e, conseqüentemente, prejuízos econômicos, o modo ilhado dos REDs será utilizado desde que os limites de potência dos mesmos seja respeitado.

4.3.1 Sistema Pré e Pós Contingência na Linha 13

4.3.1.1 Sistema Pré-Falta

Para o teste 2 foram consideradas quatro faixas de horários, sendo às 10, 14, 18 e 20 horas, respectivamente, com o objetivo de realizar o estudo do comportamento do sistema ao sofrer uma contingência em áreas com a carga elevada.

Na Tabela 17 são apresentados os parâmetros pré-falta do sistema teste 2, para cada faixa de horário em que o estudo foi realizado.

Tabela 17 – Parâmetros do sistema teste 2 pré-falta na linha 13

Horário (h)	Perdas (kW)	Número de Consumidores	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
10:00	14,70	65	1950,40	277,03
14:00	14,10	65	1932,80	283,42
18:00	40,70	65	2886,50	69,8155
20:00	175,20	65	3810,20	22,7580

Fonte: Autor, 2019

Observa-se na Tabela 17 que às 20 horas é onde ocorre a maior demanda de energia elétrica e onde ocorre as maiores perdas elétricas, configurando, assim, o estado mais crítico do sistema, ou seja, em face de uma eventual contingência, ocorreram grandes prejuízos aos consumidores e a concessionária de energia elétrica.

Já a Figura 33 apresenta o comportamento da tensão na linha 13 onde será realizado o estudo, observa-se que as tensões no sistema anterior a falta na linha 13 estão dentro dos limites adequados estabelecidos pela PRODIST de acordo com (ANEEL, 2015).

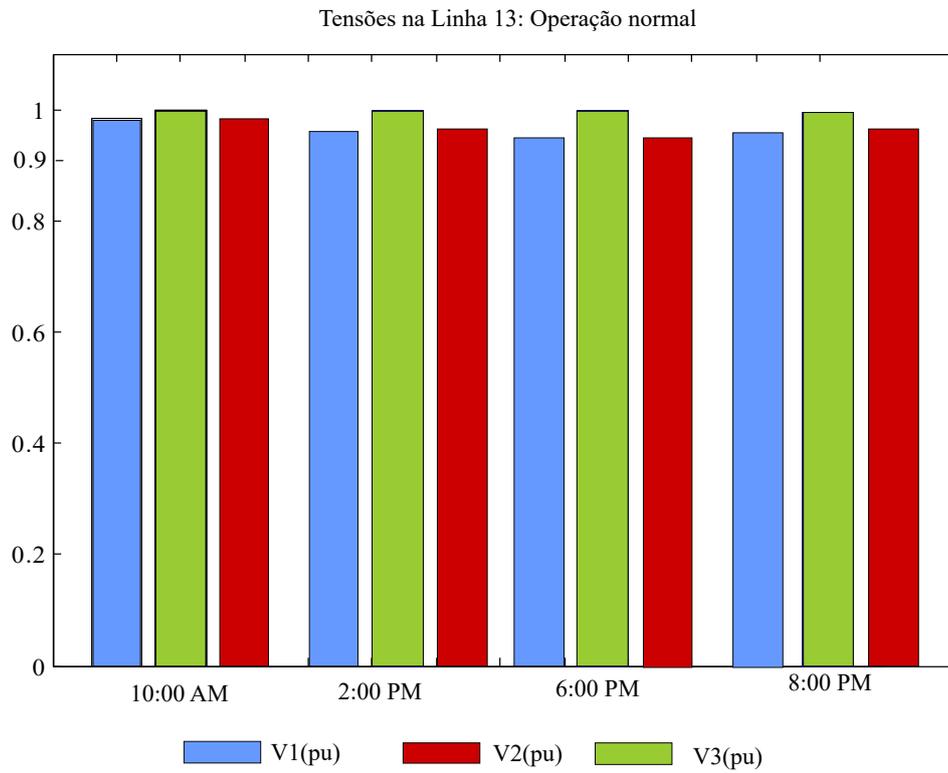
4.3.1.2 Sistema Pós-Falta

O segundo teste da metodologia foi realizado considerando como falta um curto-circuito trifásico localizado na linha 13 do sistema 34 barras da IEEE modificado, como é apresentado na Figura 34.

A Figura 35 apresenta os níveis de tensão na linha 13, imediatamente após ocorrer o curto-circuito trifásico na linha. Observa-se que a tensão sofre grandes variações devido ao curto-circuito, ocasionando a alteração da corrente que passa pela rede e assim a imediata operação dos equipamentos de proteção que irão atuar caso a falta permaneça, logo, as cargas serão desconectadas.

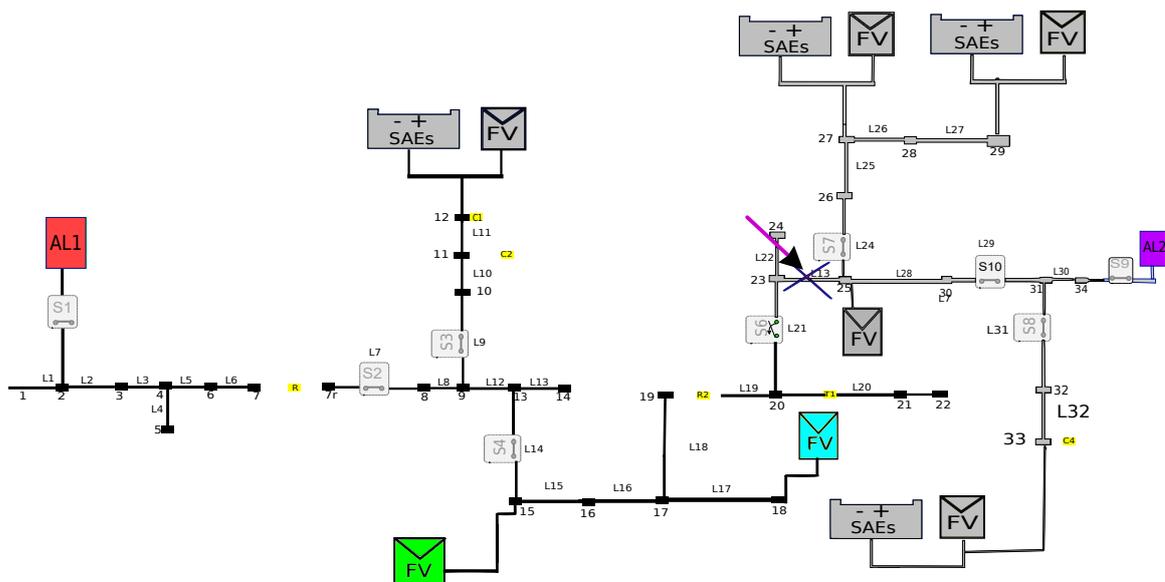
Similar ao teste 1, no teste 2, o estado mais crítico do sistema ocorre às 20 horas onde há maior demanda do sistema, como é apresentado na Tabela (17). Na Tabela 18, observa-se que ao ocorrer uma falta trifásica na linha 13 o sistema ficará fragilizado. No caso mais crítico, às 20 horas, o sistema deixará de atender 74,67% da carga, 63,07% dos consumidores serão desconectados da rede e as perdas chegaram 35,96%.

Figura 33 – Tensão na Linha 13 anterior a contingência



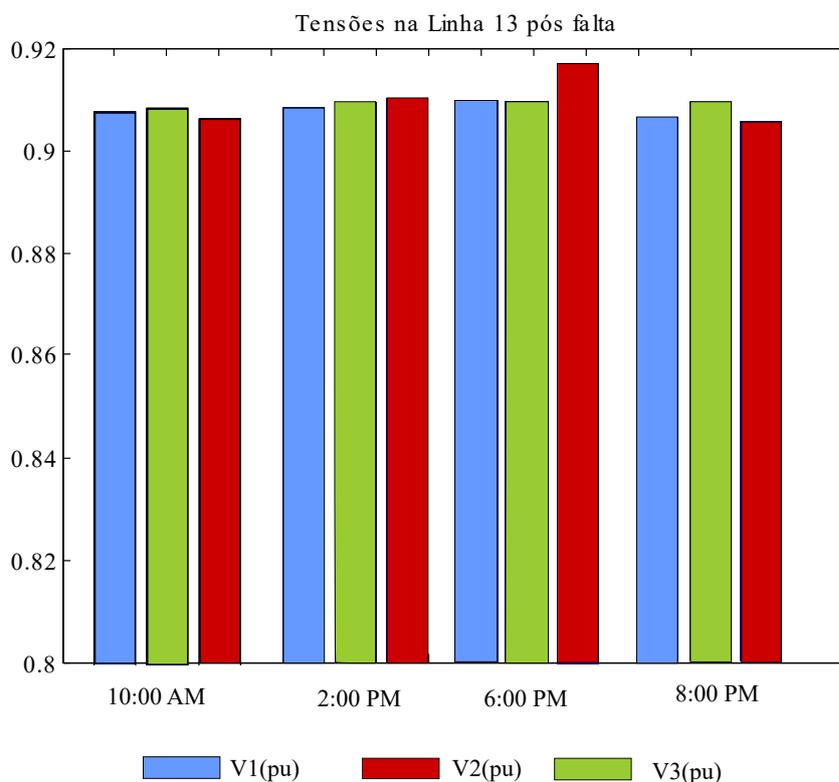
Fonte: Autor, 2019

Figura 34 – Contingência ocorrida na Linha 13 do sistema teste 2



Fonte: Autor, 2019

Figura 35 – Tensão na Linha 13 imediatamente após a contingência



Fonte: Autor, 2019

Tabela 18 – Parâmetros do sistema teste 2 após curto-circuito trifásico na linha 13

Horário (h)	Perdas (kW)	Número de Consumidores em falta (NCF)	Potência de Carga (kW)
10:00	197,97	41	402,70
14:00	198,00	41	426,90
18:00	200,40	41	656,90
20:00	238,30	41	965,50

Fonte: Autor, 2019

4.3.2 Teste 2: Restauração do Sistema

Como descrito anteriormente, ao ocorrer uma contingência no sistema de distribuição a mesma deve ser isolada o mais rápido possível, a fim de evitar maiores danos à rede e, também, o número de consumidores afetados pela falha que devem ter o serviço de energia elétrica restabelecido de forma rápida. Para isso, no teste 2, foram realizadas quatro diferentes manobras objetivando isolar a contingência e transferir as cargas, evitando assim que mais consumidores sejam desconectados da rede e que as perdas elétricas sejam mínimas. As seguintes manobras foram testadas:

- Manobra 1: Abertura das chaves S7 e S10;
- Manobra 2: Abertura das chaves S8 e S9;
- Manobra 3: Abertura das chaves S7, S8 e S9;
- Manobra 4: Abertura das chaves S7 e S8.

Para realizar o estudo apresentado no teste 2 foram utilizados três sistemas de RED formados por painéis fotovoltaicos e SAE's conectados nas barras 27, 29 e 33, como pode ser observado na Figura 32. Cada sistema é formado por 3 painéis fotovoltaicos com capacidade total de 250 kVA, desse modo os sistemas 1, 2 e 3 conectados nas barras 27, 29 e 33, respectivamente possuem a capacidade total de geração de 750 KVA. Além disso, cada sistema possui 1 SAE's com capacidade de armazenamento de 220 kWh.

O primeiro teste da metodologia para o caso 2, foi realizado considerando uma contingência ocorrida às 10 horas da manhã. Durante este horário as atividades industriais recém iniciaram, conforme mostrado na curva de carga apresentada na Figura 22, logo, a demanda é menor e as perdas elétricas são menores. Na Tabela 19 são apresentados os resultados obtidos para cada uma das manobras mostradas, exibindo o número de consumidores descotados, as perdas e a potência da carga.

Tabela 19 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 10 horas

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
Manobra 1	15,20	15	1606,80	223,7550
Manobra 2	17,40	16	1824,40	170,4800
Manobra 3	16,30	12	1627,30	223,7550
Manobra 4	14,40	19	1824,40	223,7550

Fonte: Autor, 2019

O segundo teste da metodologia para o caso 2, foi realizado considerando que o sistema sofreu uma contingência às 14 horas. Este horário foi considerado pois, durante o mesmo as atividades industriais são retomadas e assim a demanda de energia elétrica começa a aumentar. Na Tabela 20 são apresentados os resultados obtidos para as manobras realizadas às 14 horas.

O terceiro e quarto testes da metodologia para o caso 2, foram realizados considerando um curto-circuito trifásico na linha 13 ocorrido às 18 e às 20 horas, respectivamente. Durante este período, as atividades industriais são intensas ao passo que a demanda residencial também aumenta, exigindo assim, mais energia do sistema. Nas Tabelas 21 e 22 são apresentados os resultados para as manobras estudadas.

Tabela 20 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 14 horas

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
Manobra 1	20,10	15	1567,80	276,1466
Manobra 2	16,90	16	1798,90	145,3466
Manobra 3	22,10	12	1589,50	276,1466
Manobra 4	18,50	19	1359,60	276,1466

Fonte: Autor, 2019

Tabela 21 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 18 horas

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
Manobra 1	42,90	15	2330,50	68,0234
Manobra 2	43,10	16	2683,50	35,8018
Manobra 3	33,70	12	2363,90	68,0234
Manobra 4	25,60	19	2011,80	68,0234

Fonte: Autor, 2019

Tabela 22 – Teste 2: Comparação entre as Manobras para às 20 horas

Manobra	Perdas (kW)	Número de consumidores atingidos pela falta (NCF)	Potência da Carga (kW)	Geração FV (KVA)
Manobra 1	124,20	15	3003,30	15,1722
Manobra 2	132,40	16	3519,00	10,1148
Manobra 3	152,90	12	3052,70	15,1722
Manobra 4	127,10	19	2537,20	15,1722

Fonte: Autor, 2019

Analisando as Tabelas 19, 20, 21 e 22, observa-se que as perdas elétricas variam de acordo com a manobra realizada e também com a faixa de horário em que ocorreu a falta na rede. Observa-se que as perdas são menores na primeira manobra para às 10, 14 e 20 horas, contudo a manobra 3 é que apresenta o melhor desempenho para NCF. Já para às 18 horas, as perdas são menores para a manobra 4, contudo, o NCF é maior para esta manobra.

Desse modo, é aplicada a FO para verificar entre as manobras qual irá apresentar o melhor desempenho, para cada faixa de horário. A Tabela 23 apresenta para cada faixa de horário a manobra mais adequada, de acordo com a metodologia desenvolvida.

Após aplicada a FO, foi possível observar que as manobras modificaram-se durante dia, onde a manobra 1 (abertura das chaves S7 e S10) apresenta o melhor desempenho para

Tabela 23 – Teste 2: Manobras escolhidas após aplicada a FO

Horário (h)	Manobra	Perdas (kW)	NCF	Potência da Carga (kW)	Nível de penetração da geração FV (%)
10:00	Manobra 3	17,40	12	1606,80	11,47
14:00	Manobra 2	16,90	16	1798,90	7,52
18:00	Manobra 1	43,10	15	2330,50	2,36
20:00	Manobra 3	152,90	12	3052,70	0,412

Fonte: Autor, 2019

às 18 horas, a manobra 2 (abertura das chaves S8 e S9) apresenta o melhor desempenho para às 14 horas, ao passo que a manobra 3 (abertura das chaves S7, S8 e S9) apresentou o melhor desempenho para às 10 e 20 horas.

Na Tabela 23, observa-se ainda o nível de penetração da geração fotovoltaica. Esse nível foi calculado de acordo com a Equação 4.1, onde NP representa o nível de penetração da geração FV, P_{FV} representa a potência da geração FV e $P_{Demanda}$ a demanda do sistema de acordo com a faixa de horário.

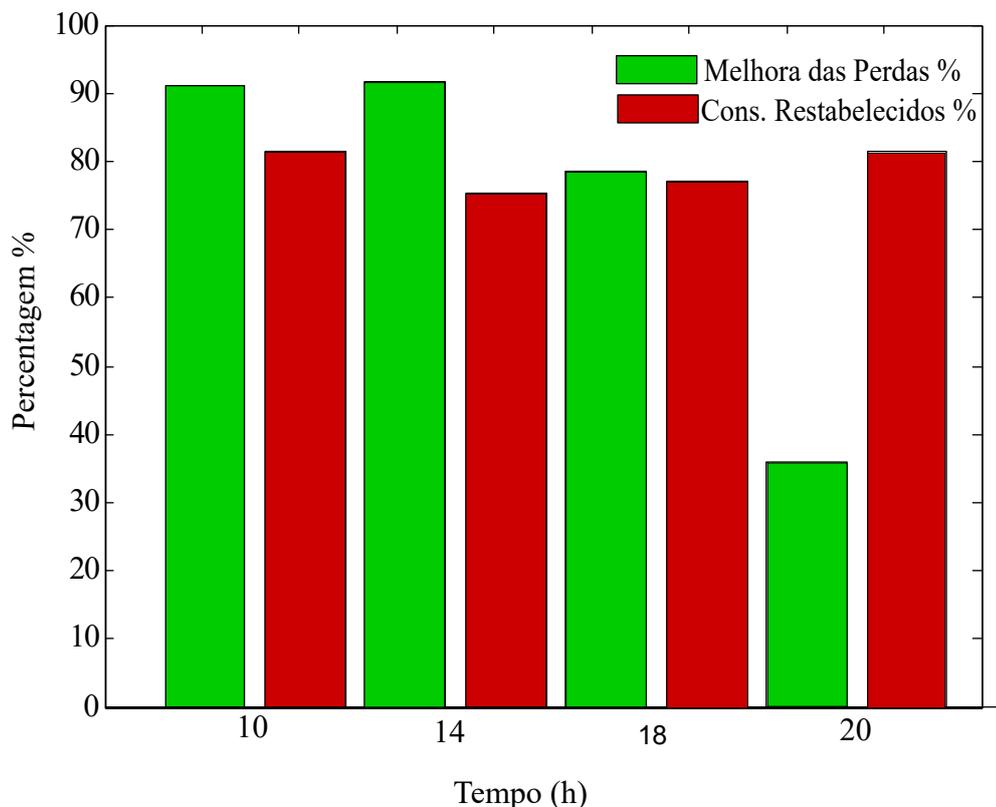
$$NP = \frac{P_{FV}}{P_{Demanda}} \times 100\% \quad (4.1)$$

Nota-se que máximo nível de penetração da geração FV ocorreu às 10:00 horas (11,47%), esse resultado está de acordo com o estabelecido pela norma, pois no Brasil não existe um limite para a potência da GD. Entretanto, o Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, no Art.15, parágrafo 1^o, prevê que a contratação de energia elétrica, por parte da distribuidora, proveniente de GD não deve exceder a 10% do seu mercado. Ao considerar uma rede de distribuição com um fator de capacidade de 50%, a potência da GD representaria cerca de 20% da demanda média dessa rede (PIRES, 2011).

A Figura 36 apresenta um comparativo entre o sistema antes da manobra (sistema em falta) e após a manobra ser realizada. Observe que a melhor redução das perdas ocorreu às 10 e 14 horas, utilizando as manobras 3 e 2 respectivamente. Nesses casos houve melhora de 91,21% entre o sistema em falta e após a manobra. Já o pior caso ocorreu às 20 horas onde houve melhora 35,86% em relação as perdas elétricas, contudo, às 10 e 20 horas foi onde ocorreu o melhor desempenho para unidades consumidoras restabelecidas.

Na Figura 37 é apresentado um comparativo entre o sistema pré-falta (operação normal) e após realizada a manobra para transferir a carga e isolar a falta. Observa-se que ao realizar as manobras houve um acréscimo nas perdas para o sistema. Contudo estas são mínimas, sendo que, o caso em que ocorreu o máximo acréscimo foi às 14 horas com um

Figura 36 – Comparativo entre o sistema com falta e o sistema após realizada a manobra



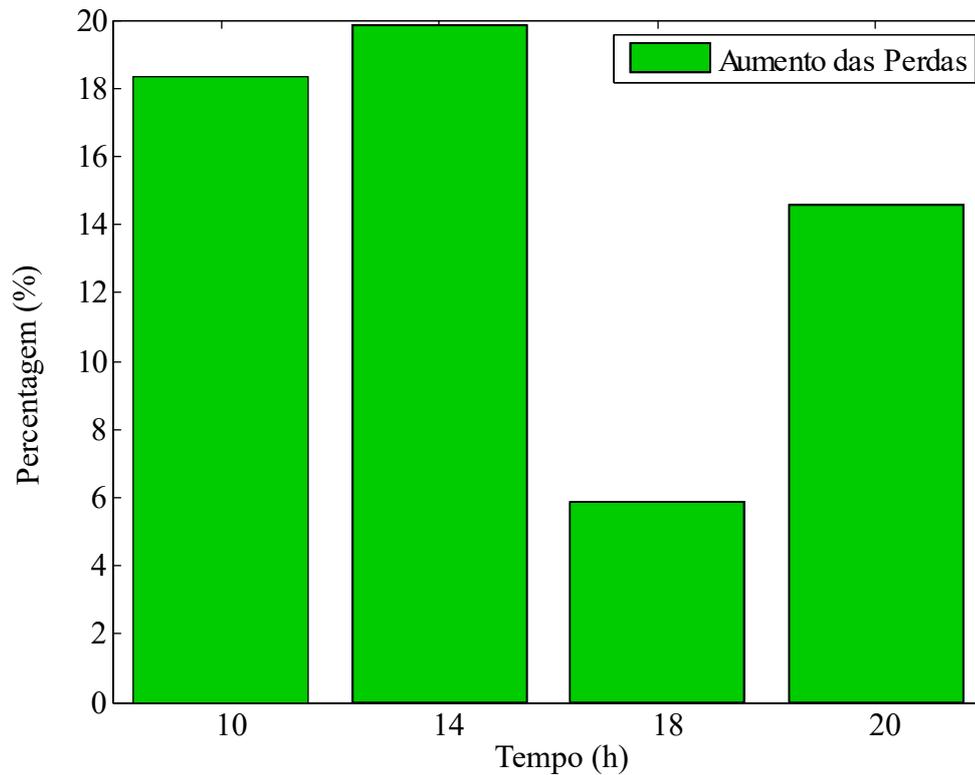
Fonte: Autor, 2019

amento de 19,86%. Já às 18 horas, o acréscimo nas perdas foi mínimo não chegando a 6%.

Os resultados apresentados demonstram que, ao realizar o estudo de sistemas que aplicam técnicas de *Self-healing* considerando as perdas elétricas, é preciso levar em conta as variações da carga durante o dia. Além disso, observa-se a importância da aplicação das técnicas de *Self-healing* para o restabelecimento de energia elétrica nos sistemas de distribuição, pois, caso tais estratégias não fossem aplicadas, 41 unidades consumidoras sofreriam os efeitos da interrupção, e os impactos econômicos seriam grandes, tanto para a concessionária, quanto para os consumidores, principalmente, por ser uma área industrial, onde a produção seria afetada, aumentando ainda mais os prejuízos financeiros.

Quando as cargas são desconectadas da rede de distribuição deve-se restabelecer essas de maneira rápida, evitando transtornos aos consumidores e reduzindo os prejuízos a concessionária de energia elétrica. Desse modo, destaca-se o uso dos RED para fornecer uma opção de geração para essas cargas que estão fora de serviço. A geração fotovoltaica quando utilizada juntamente com SAE's garante flexibilidade ao sistema de distribuição de energia elétrica, permitindo que o mesmo opere em modo ilhado suprimindo consumidores que ficaram fora de serviço, após uma contingência.

Figura 37 – Comparativo entre o sistema pré falta e após realizada a manobra



Fonte: Autor, 2019

Em outras palavras, ao utilizar os painéis fotovoltaicos e SAE's, diminui-se os impactos de uma interrupção através da melhora da confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica, e, por consequência, a melhora dos indicadores de qualidade, assim, reduzindo-se os custos com indenizações e multas aplicadas as concessionárias quando estas violam seus indicadores estabelecidos pela ANEEL.

4.4 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado os resultados obtidos para metodologia proposta aplicada no sistema de 34 barras IEEE modificado, onde os testes da metodologia proposta foram divididos em dois casos. Em cada caso, os mesmos foram subdivididos em faixas de horários. Essa divisão ocorreu para que as variações das cargas ao longo do dia fossem consideradas para o problema, pois as mesmas afetam diretamente as perdas elétricas.

No primeiro caso, simulou-se uma falta trifásica na Linha 8 em uma área predominante residencial. Para restaurar o sistema foram testadas três diferentes manobras, onde a manobra 1 apresentou o melhor desempenho para quatro das faixas de horários, exceto para as 12 horas onde ocorreu o melhor desempenho da manobra 3.

Durante às 12 horas para o teste 1 observou-se que a manobra 3 obteve o melhor desempenho. Nesta manobra ocorreu a operação ilhada dos RED sendo que, o melhor desempenho dessa justifica-se, pois, durante a faixa das 12 horas é onde ocorre a máxima geração fotovoltaica e conseqüentemente há um aumento no armazenamento do SAE's.

O segundo teste da metodologia foi realizado considerando que uma falta trifásica ocorreu em uma área predominantemente industrial. Para esse teste, a rede de distribuição foi dividida em dois alimentadores através da abertura da chave S6. Além disso, utilizou-se três sistemas de RED formado por painéis fotovoltaicos e SAE's.

Neste caso, foram estudadas quatro possibilidades de manobras para transferir e isolar a carga. Por meio dessas, observou-se que houve uma maior variação entre as manobras determinadas para cada faixa de horário. Essa variação deve-se, principalmente, devido as cargas serem maiores e apresentarem uma variação maior durante o dia. Logo, ao aplicar as técnicas de *Self-healing*, considerando a redução das perdas elétricas é importante considerar a variação da carga ao longo do dia.

Ainda referente ao teste 2, observou-se que o acréscimo das perdas elétricas ao realizar as manobras foi baixo quando comparado ao sistema pré-falta. No caso em que ocorreu o maior aumento das perdas, este foi inferior á 20% às 14 horas. Ao passo que quando comparado ao sistema imediatamente pós falta, as perdas elétricas reduziram consideravelmente, chegando à 90% para as manobras 3 e 2, às 10 e 14 horas, respectivamente. Essa melhora na redução das perdas elétricas representa economia para a concessionária de energia elétrica, justificando desse modo o emprego das técnicas de *Self-healing*.

No próximo capítulo será apresentado as conclusões finais sobre a metodologia proposta neste trabalho, bem como as sugestões para a continuidade deste trabalho.

5 Conclusão

Este trabalho apresentou uma metodologia de *Self-healing* aplicada ao restabelecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição, considerando os RED para o problema, tendo como objetivo a minimização das perdas elétricas e a redução das unidades consumidoras atingidas pela falta.

Apesar de em sua grande maioria o uso dos RED agregarem maiores custos à geração, esses são grandes aliados das *Smart Grids*, pois esses tem como parte de sua filosofia o uso dos mesmos, uma vez que tais recursos garantem maior flexibilidade às redes de distribuição. Nos casos apresentados neste trabalho, observou-se o bom desempenho dos RED para um sistema *Self-healing*, pois a inserção do mesmo tornou a rede de distribuição mais flexível, permitindo a realização de manobras para transferir a carga e isolar o trecho com defeito.

Através dos testes realizados neste trabalho, foi verificado que a metodologia proposta apresentou bom desempenho recuperando grande parte dos consumidores desconectados após a falta e reduzindo significativamente as perdas elétricas. Portanto, verificou-se que o uso de uma metodologia de *Self-healing* aplicada à sistemas de distribuição trazem muitos benefícios a mesma, pois reduz o tempo em que os consumidores ficam desconectados. Logo, isso afeta diretamente no cálculo dos indicadores de continuidade. Além disso, sistemas de *Self-healing* são importantes para garantir a qualidade de energia elétrica.

Ressalta-se que o principal objetivo deste trabalho foi minimizar as perdas elétricas, pois de acordo com a bibliografia apresenta em [ERIKSSON et al. \(2015\)](#), [TIMOSSI \(2016\)](#), [QUIAN et al. \(2016\)](#) e [Ji et al. \(2016\)](#) esta é uma tendência, visto que um sistema com perdas menores é um sistemas mais confiável. Além disso, caso fosse aplicada uma FO e curvas de cargas distintas os resultados apresentados neste trabalho sofreriam modificações.

Por fim, ressalta-se que o uso de sistemas *Self-healing* integrados com a utilização de RED são benéficos, tanto para a concessionária de energia elétrica, quanto para o consumidor, que terá melhor qualidade de serviço. Contudo, o Brasil ainda está “engatinhando” nesta área quando comparado à países desenvolvidos, pois as redes de distribuição brasileiras ainda não apresentam suporte tecnológico para a implementação de tais sistemas. Almeja-se que o Brasil, a partir do estudos dessas e do desenvolvimento dessas novas tecnologias, utilizem as mesmas, aumentando a confiabilidade dos sistemas de distribuição.

5.1 Trabalhos Futuros

Nesta seção, são sugeridas algumas possibilidades de continuidade deste trabalho, sendo estas:

- Utilizar informações sobre cargas prioritárias;
- Aplicar a Metodologia considerando outras fontes de geração, como por exemplo, geradores eólicos;
- Aplicar uma segunda Função Objetivo, considerando os custos para o restabelecimento de energia elétrica;
- Testar outro algoritmo de decisão para a tomada de decisão entre as manobras;
- Aplicar a Metodologia desenvolvida neste trabalho para um sistema de distribuição real.

Referências

- ANEEL. *Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004*, 2012. Citado na página 22.
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 482 ,de 17 de Abril de 2012* , 2012. Citado na página 22.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional :Módulo 8 -Qualidade de Energia*. six. ANEEL, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 62.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional :Módulo 8 -Qualidade de Energia*. 10. ed. ANEEL, 2018. Citado na página 16.
- ANEEL. *Dia do Consumidor: Ações da ANEEL levam a melhora no fornecimento de energia elétrica no país em 2018*. 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/dia-do-consumidor-acoes-da-aneel-levam-a-melhora-no-fornecimento-de-energia-eletrica-no-pais-em-2018/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 10 de maio 2019. Citado na página 18.
- BERNARDON. *Novos Métodos para Reconfiguração das Redes de Distribuições a partir de Algoritmos de Tomada de Decisão Multicriteriais*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2007. Citado na página 28.
- BERNARDON et al. *Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes-uma abordagem para reconfiguração de redes* . First. AGEPOC, 2015. Citado 12 vezes nas páginas 16, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 35, 36, 37, 38 e 39.
- BLUSHAN.N; K.RAI. *"Strategic Decision Making Applying the Analytic Hierarchy Process"*. Frist. Spring, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 31.
- BRANDÃO, A. C. *Visão Geral de Tecnologias e Mercado para os Sistemas de Armazenamentos de Energia Elétrica no Brasil*. 2016. Disponível em: <http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf>. Acesso em: 12 de maio de 2019. Citado na página 25.
- CAVALCANTE P. LAND LÓPEZ, J. C. F. et al. Centralized Self-Healing Scheme for Electrical Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*,, v. 7, n. 1, p. 145–155, jan 2016. Citado na página 17.
- DAZA, E. F. B. *Utilização da Metodologia AHP para Alocação de Equipamentos Telecomandados em Sistemas de Distribuição para Melhoria da Confiabilidade*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- EGGEA, R. F. *Gerenciamento de energia incluindo painel fotovoltaico e armazenameno de energia para redes elétricas inteligentes via aplicativo de celular* . Dissertação (Mestrado) — Instituto de Tecnologia para o Desenvolvement, 2014. Citado na página 23.
- EPE. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético* . First. Ministerio de Minas e Energia, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 17, 22 e 23.

- EPRI. *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator- OpenDSS*. First. EPRI, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 39, 43 e 44.
- ERIKSSON, M. et al. Multiagent-Based Distribution Automation Solution for Self-Healing Grids. *IEEE Transactions on industrial electronics*, p. 2620 – 2628, april 2015. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 71.
- FALCÃO, D. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid. *Anais do III Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, p. 27, may 2010. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 18.
- FREITAS, P. R. R. de. *Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes utilizando o software OpenDSS*. Monografia (TCC) — Universidade de São Paulo, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 42.
- GARCIA, V. *Algoritmos para Otimização Multiobjetivos Aplicados ao Problema de Restauração do Serviço em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2005. Citado na página 27.
- GHOSH, D. et al. "Self-healing systems - survey and synthesis". *Decis. Support Syst*, p. 2164–2185, may 2007. Citado na página 17.
- GRIEGO, A. *Modeling of a Battery System on a Distrution Feeder*. Dissertação (Mestrado) — University od New Mexico, 2013. Citado na página 25.
- JI, X. et al. Research on self healing technology of smart distribution network based on multi Agentsystem. *Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, p. 6132 – 6137, may 2016. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 71.
- LEE, J. L. Y. S. I. The Analysis of Distributed Energy Resource Trading System for Aggregate Retail Sales. *International Conference on information and Communication Technology Convergence (ICTC)*, p. 1058–1060, 2016. Citado na página 17.
- LEITE, N.; DELGADO, M.; HAGE, F. *Os Desafios do Armazenamento de Energia no Setor Elétrico*. 2018. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/19255/Coluna%20Opiniao%20Janeiro%20Nelson%20Leite.pdf>>. Acesso em: 10 de maio de 2019. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- LIN MINGJIE SUN, Y. G. Y. C. J. G. Y. Towards a Real-Time Fault Identification and Selfhealing System in the Distribution Network. *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / ICPS Europe)*, 2017. Citado na página 17.
- LOPES, G. S. *Reconfiguração de redes de distribuição em situações de Contigências Considerando Operação Ilhadade PCH*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 32.
- LÓPEZ, J. et al. Smart Grids: Self-healing and Switch Allocation in a Real System. *The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission CLAGTEE*, p. 1–10, november 2017. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 28.
- NIU, G.; ZHOU, L.; QI, Z. A novel fault self-recovery strategy for distribution network with distributed generation. *IEEE Latin America Transactions*, p. 632–638, april 2017. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 21.

- PAULO, F. de S. *Capacidade Instalada de Energia Solar vai Crescer 115em 2018, diz Associação*. 2018. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/08/capacidade-instalada-de-energia-solar-vai-crescer-115-em-2018-diz-associacao.shtml>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2019. Citado na página 23.
- PINTO, R. S. *Planejamento Multiestágio da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Confiabilidade e Geração Distribuída no Contexto de Smart Grids*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2018. Citado na página 21.
- PIRES, B. A. da S. *Maximização da Penetração da Geração Distribuída Através do Algoritmo de Otimização Nuvem de Partículas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011. Citado na página 67.
- QUIAN, X. et al. Research on Self-Healing Strategy of Smart Distribution Grid Based on Improved Ant Colony Algorithm. *Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, p. 390 – 395, may 2016. Citado na página 71.
- ROCHA, C. H. S. *Análise e Mitigação de Impactos da Conexão de Geração Distribuída e Armazenadores em Alimentadores de Distribuição Utilizando o Software OpenDss*. Monografia (TCC) — Universidade de São Paulo, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 44, 45 e 46.
- RUTHER. Geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas: compromissos entre forma e função. *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES*, p. 2164–2185, may 2012. Citado na página 24.
- SAATY, T. *The Analytic Hierarchy Process for Decision in Complex World*. Second. Pennsylvania State University, 1990. Citado na página 28.
- SIANO, P. "Demand response and smart grids-A survey". *Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 461–478, 2014. Citado na página 17.
- SILVA, P. A. S. da. *Metodologia para Tomada de decisão multicriterial no processo de Restabelecimento de energia Elétrica*. Monografia (TCC) — Universidade Federal do Pampa-UNIPAMPA, 2011. Citado na página 20.
- SMITH, J.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution Modeling and Analysis of High Penetration PV. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p. 1–7, 2011. Citado na página 41.
- SOUZA, C. U. V. Fausto Augusto de; ENEMBRECK, F. A Multiagent Framework for Self-Healing Mechanisms Considering Priority-Based Load Shedding and Islanding with Distributed Generation in Smart Distribution Grids. *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, setembro 2016. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 27.
- TIMOSSI, M. S. *Reconfiguração de redes de distribuição de energia considerando variáveis multiatributo no desenvolvimento de novas topologias*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 71.
- ZHENG, Y.; CONG, W. Distributed Fault Self-healing System and Identification and Management Method for Topology of The Smart Distribution Network. *8th International Conference on Mechanical and Intelligent Manufacturing Technologies (ICMIMT)*, p. 148–153, 2017. Citado na página 17.