

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Cesar Eduardo Curo Carrión**

**Restauração Dinâmica de Redes de Distribuição  
Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia**

São Carlos – SP  
2023



**Cesar Eduardo Curo Carrión**

**Restauração Dinâmica de Redes de Distribuição  
Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior

São Carlos – SP

2023

**Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da  
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

C311r Curo Carrion, Cesar Eduardo  
Restauração dinâmica de redes de distribuição  
considerando sistemas de armazenamento de energia /  
Cesar Eduardo Curo Carrion; orientador Benvindo  
Rodrigues Pereira Junior. São Carlos, 2023.

Dissertação (Mestrado) - Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de  
Concentração em Sistemas Elétricos de Potência --  
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de  
São Paulo, 2023.

1. Sistemas de Armazenamento de Energia. 2.  
Restauração dinâmica. 3. Geração Distribuída. 4.  
Modificações topológicas. 5. Otimização Linea. I.  
Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

## FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **CESAR EDUARDO CURO CARRIÓN**.

Título da dissertação: "Restauração dinâmica de redes de distribuição considerando sistemas de armazenamento de energia".

Data da defesa: 07/07/2023.

### Comissão Julgadora

### Resultado

Prof. Dr. **Benvindo Rodrigues Pereira Junior**  
(Orientador)  
(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **Marcos Julio Rider Flores**  
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Edimar José de Oliveira**  
(Universidade Federal de Juiz de Fora/UFJF)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:  
Prof. Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:  
Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**



# AGRADECIMENTOS

---

---

Expresso profunda gratidão a todos aqueles que contribuíram de maneira significativa para o desenvolvimento desta dissertação. À minha querida família, agradeço pelo apoio constante; ao meu orientador, pela orientação inestimável; aos meus valorosos colegas de laboratório, pela colaboração e amizade; e ao CNPq, pelo financiamento. Todos desempenharam um papel fundamental no sucesso deste trabalho.



# RESUMO

CURO, C. C.. **Restauração Dinâmica de Redes de Distribuição Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia**. 123 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

Após a ocorrência de uma interrupção de energia, os operadores da rede de distribuição devem implementar planos de restauração para isolar a falta e recuperar a carga afetada. O processo de restauração requer modificações topológicas na rede elétrica para minimizar a carga não suprida. Nesse contexto, os recursos energéticos presentes nos sistemas de distribuição têm levado pesquisadores a considerar a operação desses novos elementos para agilizar o restabelecimento do serviço. Assim, na literatura específica, são encontrados trabalhos que consideram a operação de recursos distribuídos nos modos ilha e conectados à rede. Dadas as variações de demanda e a intermitência das fontes de energia presentes nos modernos sistemas de distribuição, alguns trabalhos abordam as variações na capacidade de restauração em relação às flutuações da demanda e da disponibilidade das fontes de energia. No entanto, as soluções propostas na literatura convergem em propor uma única topologia ao longo do período de restauração. Neste trabalho é proposta uma característica dinâmica da restauração, dividindo o período de reparo em etapas de tempo com uma configuração topológica específica em cada uma delas com o objetivo de minimizar a energia total não suprida após a ocorrência de uma falta. Além disso, a característica dinâmica é potencializada pelo aproveitamento do funcionamento dos sistemas de armazenamento de energia, cuja característica flexível contribui na capacidade de restauração do sistema de distribuição. O problema é formulado como um modelo de Programação Linear Inteira Mista. Um sistema de 53 nós e outro de 404 nós são utilizados para validar o modelo proposto considerando diferentes cenários de falta. Os resultados mostram que a energia não suprida diminui quando são permitidas múltiplas modificações topológicas na rede suportadas pela operação de sistemas de armazenamento de energia.

**Palavras-chave:** Sistemas de Armazenamento de Energia. Restauração dinâmica. Geração Distribuída. Modificações topológicas. Otimização Lineal. Resiliência.



# ABSTRACT

CURO, C. C.. **Optimal Restoration in a Distribution Network Considering Energy Storage Systems.** 123 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2023.

After a power outage occurs, distribution grid operators must implement restoration plans to isolate the fault and recover the affected load. The restoration process requires topological modifications on the power grid in order to minimize the unsupplied load. In this context, the energy resources present in the distribution systems have led researchers to consider the operation of these new elements to speed up the service restoration. Thus, in the specific literature, researches are found considering the operation of distributed resources in island and network-connected modes. Due to the demand variability and the intermittency of renewable energy sources present in modern distribution systems, some studies address variations in restoration capacity regarding fluctuations in demand and the availability of energy sources. However, the solutions proposed in the literature converge in proposing a single topology throughout the restoration period. In this work, a dynamic characteristic of the restoration is proposed, dividing the repair period into time steps with a specific topological configuration in each one of them in order to minimize the total energy not supplied after the occurrence of a fault. In addition, the dynamic characteristic is enhanced by taking advantage of the energy storage systems operation, whose flexible characteristic contributes to the restoration capacity of the distribution system. The problem is formulated as a Mixed Integer Linear Programming Model. A 53-node system and another 404-node system are used to validate the proposed model considering different fault scenarios. The results show that the non-supplied energy is reduced when multiple network topological modifications supported by the operation of energy storage systems are allowed.

**Keywords:** Energy Storage System. Service Restoration. Distributed Generation. Reliability. Dynamic Restoration.



# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

---

Figura 1 – Estados de operação . . . . .	39
Figura 2 – (a) Falta na seção 2 (b) Isolamento da falta . . . . .	41
Figura 3 – Etapas de Restauração . . . . .	41
Figura 4 – Sistema Radial . . . . .	54
Figura 5 – Sistema Radial com Chaves . . . . .	57
Figura 6 – Regulador de Tensão . . . . .	58
Figura 7 – Curva de capacidade do Gerador Distribuído (GD) linearizada . . . . .	62
Figura 8 – Curva de Controle Volt/Var do GD fotovoltaico . . . . .	65
Figura 9 – Operação do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) . . . . .	67
Figura 10 – Modelo dos Bancos de Capacitores (BCs) . . . . .	69
Figura 11 – Modelo dos Reguladores de Tensão (RTs) . . . . .	70
Figura 12 – Sistema de teste de 53 barras . . . . .	79
Figura 13 – Perfil típico de demanda . . . . .	80
Figura 14 – Operação dos GDs despacháveis . . . . .	86
Figura 15 – Esquema de restauração para o cenário de falta no nó 11 para o Caso B . . .	87
Figura 16 – Esquema de restauração para o cenário de falta no nó 11 para o Caso D . .	87
Figura 17 – Perfil de tensão - Caso D . . . . .	88
Figura 18 – Operação dos SAE Caso C: (a) Bateria da seção 8; (b) Bateria da seção 31; (c) Bateria da seção 34 Caso D: (d) Bateria da seção 8; (e) Bateria da seção 31; (f) Bateria da seção 34 . . . . .	89
Figura 19 – Tempo do Solver - Faltas em cada seção considerando o SAE . . . . .	92
Figura 20 – Operação dos GDs despacháveis - Falta crítica . . . . .	96
Figura 21 – Esquema de restauração para o cenário de falta crítica Caso B . . . . .	99
Figura 22 – Esquema de restauração para o cenário de falta crítica Caso D . . . . .	100
Figura 23 – Operação dos SAE Caso C: (a) Bateria da seção 8; (b) Bateria da seção 31; (c) Bateria da seção 34 Caso D: (d) Bateria da seção 8; (e) Bateria da seção 31; (f) Bateria da seção 34 . . . . .	101
Figura 24 – Diagrama de Pareto DEC v.s. ENS - Caso D . . . . .	104
Figura 25 – Diagrama de Pareto DEC v.s. ENS para diferentes valores de $\Delta_{ch}$ . . . . .	105
Figura 26 – Sistema de 404 barras . . . . .	106
Figura 27 – Curva diária de geração solar . . . . .	121



# LISTA DE TABELAS

---

---

Tabela 1 – Comparativo entre o Estado de Arte e a proposta . . . . .	32
Tabela 2 – Dados das Subestações . . . . .	78
Tabela 3 – Geradores despacháveis e não despacháveis . . . . .	78
Tabela 4 – Sistemas de Armazenamento de Energia . . . . .	79
Tabela 5 – Reguladores de Tensão . . . . .	79
Tabela 6 – Casos propostos para avaliar a proposta . . . . .	81
Tabela 7 – Cenário de falta no nó 11 . . . . .	81
Tabela 8 – Custos de ponderação . . . . .	82
Tabela 9 – Resultados da restauração para o cenário de falta na Seção 11 - início às 2:00 pm . . . . .	82
Tabela 10 – Operação do GD e PV nos Casos B e D – Falta na seção 11 . . . . .	84
Tabela 11 – Operação dos BC nos Casos B e D – Falta na seção 11 . . . . .	85
Tabela 12 – Operação dos RT nos Casos B e D – Falta na seção 11 . . . . .	85
Tabela 13 – Operação dos <i>On-Load Tap Changer</i> (Comutador de Tap Sob Carga) (OLTC) nos Casos B e D – Falta na seção 11 . . . . .	85
Tabela 14 – Operação dos SAEs nos Casos C e D – Falta na seção 11 . . . . .	89
Tabela 15 – Falta no nó 11 às 6:00 p.m. . . . .	90
Tabela 16 – Seções desatendidas pra cenários de faltas simples . . . . .	91
Tabela 17 – Tempo Computacional - Cenário de Falta na seção 11 . . . . .	92
Tabela 18 – Cenário de falta crítica . . . . .	93
Tabela 19 – Resultados da restauração para o cenário de falta crítica . . . . .	94
Tabela 20 – Operação dos BC nos Casos B e D – Cenário Crítico . . . . .	96
Tabela 21 – Operação dos OLTC nos Casos B e D – Cenário Crítico . . . . .	96
Tabela 22 – Operação do GD e PV nos Casos B e D – Cenário Crítico . . . . .	97
Tabela 23 – Operação dos RT nos Casos B e D – Cenário Crítico . . . . .	98
Tabela 24 – Operação do SAE para os Casos C e D – Cenário Crítico . . . . .	100
Tabela 25 – Custos de ponderação priorizando DEC . . . . .	101
Tabela 26 – Resultados da restauração para o cenário de falta crítica priorizando DEC . . . . .	102
Tabela 27 – Índices de confiabilidade . . . . .	102
Tabela 28 – Resultados para o sistema de teste de 404 barras . . . . .	107
Tabela 29 – Dados de sistema de teste - 53 barras . . . . .	122
Tabela 30 – Dados de Linha . . . . .	123



# LISTA DE SIGLAS

---

---

<b>ANEEL</b>	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
<b>ACO</b>	<i>Ant Colony Optimization (Colônia de formigas)</i>
<b>BC</b>	<i>Bancos de Capacitores</i>
<b>BS</b>	<i>Black Start</i>
<b>DEC</b>	<i>Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora</i>
<b>ENS</b>	<i>Energia Não Suprida</i>
<b>FEC</b>	<i>Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora</i>
<b>FO</b>	<i>Função Objetivo</i>
<b>FP</b>	<i>Fluxo de Potência</i>
<b>FIC</b>	<i>Frequência de Interrupção Individual</i>
<b>GD</b>	<i>Gerador Distribuído</i>
<b>MMTR</b>	<i>Múltiplas Modificações da Topologia da Rede</i>
<b>NSGA-II</b>	<i>Non-Dominated Sort Genetic Algorithm (Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominância)</i>
<b>NA</b>	<i>Normalmente Aberta</i>
<b>NF</b>	<i>Normalmente Fechada</i>
<b>OLTC</b>	<i>On-Load Tap Changer (Comutador de Tap Sob Carga)</i>
<b>PIM</b>	<i>Programação Inteira Mista</i>
<b>PR</b>	<i>Plano de Restauração/Restabelecimento</i>
<b>PL</b>	<i>Programação Linear</i>
<b>PLIM</b>	<i>Programação Linear Inteiro Mista</i>
<b>PCSOIM</b>	<i>Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto</i>
<b>PNLIM</b>	<i>Programação Não Linear Inteira Mista</i>
<b>PSO</b>	<i>Particle Swarm Optimization (Otimização de Enxame de Partículas)</i>
<b>PCH</b>	<i>Pequenas Centrais Hidroelétricas</i>

***RT*** *Reguladores de Tensão*

***SDEE*** *Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*

***SAE*** *Sistema de Armazenamento de Energia*

***SAEB*** *Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias*

***SOC*** *State of Charge (Estado de Carga)*

***SOS2*** *Special Ordered Sets of Type 2 (Conjunto Ordenado Especial do Tipo 2)*

# SUMÁRIO

---

---

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
1.1	Escopo e Limitações	21
1.2	Revisão Bibliográfica	22
1.2.1	Restauração em sistemas de distribuição	23
1.2.2	Restauração usando sistemas de armazenamento de energia	27
1.2.3	Análise do Estado da Arte	30
1.3	Objetivos e Contribuições	33
1.4	Organização do Documento	34
<b>2</b>	<b>UMA ABORDAGEM MULTI-TEMPORAL PARA O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO</b>	<b>35</b>
2.1	Visão geral do Problema	36
2.2	Restauração dinâmica	37
2.2.1	O processo de Restauração	39
2.3	Considerações sobre os dispositivos utilizados na restauração dinâmica /multi-temporal	42
2.3.1	Chaves Automáticas	42
2.3.2	Demanda variável	43
2.3.3	Geradores Distribuídos	44
2.3.3.1	Geradores Despacháveis	44
2.3.3.2	Geradores Não despacháveis	45
2.3.4	Sistemas de armazenamento de energia	46
2.3.5	Dispositivos de controle de tensão	47
<b>3</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO PARA OTIMIZAÇÃO DO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO DINÂMICO</b>	<b>49</b>
3.1	Função Objetivo	50
3.2	Restrições de fluxo de carga	53
3.2.1	Modelo da operação em regime permanente do Sistema de Distribuição	53
3.2.2	Adição de variáveis para o problema de restauração dinâmica	57
3.3	Modelo de Carga	59
3.4	Modelo dos Geradores Distribuídos	60
3.4.1	Geradores Despacháveis	61

3.4.1.1	Geradores com e sem Capacidade de Black Start . . . . .	63
3.4.2	Geradores Fotovoltaicos . . . . .	64
3.5	Modelo dos Sistemas de Armazenamento de Energia . . . . .	67
3.6	Modelo dos bancos de capacitores . . . . .	69
3.7	Modelo dos Reguladores de Tensão e OLTC . . . . .	70
3.8	Restrições Operacionais do SDEE . . . . .	71
3.8.1	Restrições de Capacidade . . . . .	71
3.8.2	Restrições de Radialidade . . . . .	72
3.8.3	Subestações fictícias . . . . .	73
3.8.4	Restrições Adicionais . . . . .	74
3.9	Restrições de Confiabilidade . . . . .	75
3.10	Implementação do Modelo . . . . .	75
<b>4</b>	<b>TESTES E RESULTADOS . . . . .</b>	<b>77</b>
4.1	Sistema de Teste de 53 barras . . . . .	77
4.1.1	Casos Analisados . . . . .	80
4.1.2	Cenários de Falta Simples . . . . .	81
4.1.2.1	Falta na Seção 11 . . . . .	81
4.1.2.2	Faltas simples aplicadas em cada seção do SDEE . . . . .	91
4.1.2.3	Discussão do tempo de compilação . . . . .	92
4.1.3	Cenário de Falta Crítica . . . . .	93
4.1.3.1	Cenário Critico priorizando a minimização da energia não suprida. . . . .	94
4.1.3.2	Cenário Critico priorizando os índices de confiabilidade . . . . .	101
4.2	Sistema de 404 barras . . . . .	105
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>109</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>113</b>
	<b>ANEXO A ANEXOS . . . . .</b>	<b>121</b>
A.1	Dados do sistema de teste . . . . .	121
A.1.1	Dados da geração fotovoltaica . . . . .	121
A.1.2	Dados de barra e linha . . . . .	121

---

## INTRODUÇÃO

---

Os Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) estão constantemente expostos a interrupções no fornecimento de energia, as quais afetam em muitas ocasiões grande número de clientes e causam grandes impactos econômicos para as empresas distribuidoras bem como para seus clientes (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012a; ČURČIĆ *et al.*, 1995). Neste sentido, é essencial estabelecer diretrizes, que em ocorrência de interrupções, guiem a restauração do sistema de maneira eficiente a fim de reduzir os impactos negativos causados pelas contingências. Tais diretrizes são denominadas pelas empresas de distribuição de Plano de Restauração/Restabelecimento (PR). Os Planos de Restauração tem por objetivo fornecer aos operadores das redes de distribuição um conjunto de operações topológicas capazes de re-energizar o máximo de clientes afetados pela contingência com o mínimo de modificações no sistema de distribuição (manobras de chaves), sem violar as restrições físicas e operacionais da rede (MORELATO; MONTICELLI, 1989; MACEDO *et al.*, 2021; IGDER; LIANG; MITOLO, 2022). Em complemento ao mencionado anteriormente, o PR deve ser implementado o mais rápido possível minimizando os prejuízos financeiros da distribuidora e dos seus clientes (IGDER; LIANG; MITOLO, 2022). Neste contexto, a restauração do serviço, via execução dos PRs, é considerada como uma ação emergencial e temporária a ser aplicada sempre que o SDEE passe por situações de interrupção de energia (LATARE; BHAT; SRIVASTAVA, 2017; ALHAMALI *et al.*, 2016).

Encontrar o PR não é uma tarefa simples, pois se trata de um problema combinatorial com variáveis inteiras e contínuas, conhecido na literatura como problema de restauração de redes distribuição (FARIA *et al.*, 2021; MACEDO *et al.*, 2021; PERALTA; LEITE; MANTOVANI, 2019; XU *et al.*, 2018). O problema de restauração de redes é um problema específico de reconfiguração topológica da rede elétrica, importante e útil procedimento para reduzir perdas, melhorar a segurança e resiliência do sistema elétrico. A reconfiguração pode ser definida como a alteração da topologia dos alimentadores de distribuição pela alteração do estado das chaves do SDEE (MORELATO; MONTICELLI, 1989). A reconfiguração pode ser utilizada em casos de operação normal do sistema bem como para situações de emergência. Em condições de operação

normal, a reconfiguração é utilizada para reduzir perdas ao longo dos alimentadores de um SDEE e aliviar áreas sobrecarregadas. Por outro lado, em situações de emergência, a reconfiguração é utilizada para restabelecer o serviço após a ocorrência de contingências. Devido à operação radial da rede, esse processo envolve o isolamento das áreas afetadas pela interrupção e a reenergização das áreas saudáveis, que não foram afetadas pela contingência (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012b). Nesse sentido, heurísticas, meta-heurísticas e modelos matemáticos vem sendo propostos ao longo dos anos por vários pesquisadores, para obter soluções para o problema de reconfiguração de redes, em condições normais de operação ou para casos emergenciais, contexto deste trabalho (SHEN *et al.*, 2018; SHEN; WU; XUE, 2020).

A restauração do serviço deve ser realizada de maneira eficiente e rápida, o que tem se tornado um desafio no contexto dos modernos SDEE, pois estes tendem a se tornar cada vez mais complexos devido aos novos recursos energéticos que estão sendo integrados às redes de distribuição. A inclusão desses novos elementos (recursos energéticos distribuídos renováveis ou não, dispositivos de controle de tensão, armazenamento de energia, programas de resposta da demanda, etc.) adiciona um alto grau de complexidade e incertezas ao problema de restauração (LATARE; BHAT; SRIVASTAVA, 2017). Em consequência, encontrar um PR eficiente e que contemple todos os dispositivos e características dos SDEE é um desafio devido ao tamanho do problema, à grande quantidade de dados a serem processados e ao grande número de variáveis de decisão e controle a serem consideradas no problema de restauração (ZIDAN *et al.*, 2017).

Em muitas ocasiões, os dispositivos presentes nos modernos SDEEs podem ajudar as empresas de distribuição a explorar novos serviços de energia para seus clientes e aprimorar a capacidade de restabelecimento dos SDEE (SHEN *et al.*, 2018). Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) devem ser destacados entre os dispositivos mencionados, pois esses elementos podem oferecer novos paradigmas operacionais para aumentar a eficiência, a sustentabilidade e a confiabilidade dos SDEE (LATARE; BHAT; SRIVASTAVA, 2017). Os SAEs foram previstos como uma das 5 principais preocupações para a rede elétrica futura pelo documento "Grid 2030" elaborado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. (PRESS; ENERGY; INC, 2015). Desde então a operação dos SAEs atraiu a atenção de muitos pesquisadores, engenheiros e projetistas dos sistemas elétricos (NGUYEN; FLUECK, 2012). Dentro dos sistemas de distribuição, os SAEs possuem diversas aplicações estudadas nos últimos anos, tais como: melhoria da qualidade da energia, adiamento de investimentos em infraestrutura, suavização da intermitência da geração distribuída renovável, suporte aos consumidores através do *peak shaving* e melhoria da confiabilidade na operação do sistema elétrico (GEORGIOUS *et al.*, 2021).

Além de determinar mudanças no estado operacional das chaves, o plano de restauração deve propor também, alterações nas operações planejadas dos dispositivos presentes nas modernas redes de distribuição (re-despacho dos Geradores Distribuídos (GDs) despacháveis e modificações na operação dos dispositivos Volt/VAr) (MACEDO *et al.*, 2021). Assim, o plano de restauração deve atender e explorar as características de cada dispositivo instalado nos SDEEs.

Nesse contexto, considerar SAEs junto com GDs pode levar a PR aprimorados e mais eficientes, principalmente quando são necessários longos períodos para realizar reparações na rede de distribuição (PRABAWA; CHOI, 2020a). De fato, a flexibilidade de carregar e descarregar as baterias pode ajudar no equilíbrio entre os alimentadores e suprimento da demanda na ausência da rede principal (MANGANELLI *et al.*, 2018). Além disso, a flexibilidade dos SAEs pode ser usada também para ajudar aos operadores das redes de distribuição a aumentar a demanda restaurada com mínima modificação topológica, a fim de reduzir os impactos negativos de faltas permanentes (ALHAMALI *et al.*, 2016). Assim, a integração dos SAEs no processo de restauração é essencial para promover oportunidades de melhora e garantir o suprimento de energia aos usuários (XU *et al.*, 2018).

A utilização de SAE nos problema de restauração já é uma realidade na literatura especializada (LIU *et al.*, 2016; ABNIKI *et al.*, 2019; LI *et al.*, 2019; PRABAWA; CHOI, 2020b; KHATIB-TOHIDKHANEH *et al.*, 2020). Entretanto, frente as pesquisas bibliográficas realizadas neste trabalho, a maioria dos trabalhos consideram uma única topologia para todo o período de reparo da contingência, minimizando os benefícios que os SAE podem proporcionar ao restabelecimento de cargas. Tal benefício pode ser maximizado quando considerado um PR dinâmico, ou seja, diferentes topologias podem ser aplicadas durante o tempo de reparo de acordo com a variação de demanda da rede (HOME-ORTIZ *et al.*, 2022). Portanto, neste trabalho o problema de restauração será abordado de maneira dinâmica, considerando Múltiplas Modificações da Topologia da Rede (MMTR) e a operação do SAE durante o período estimado para o restabelecimento, bem como os dispositivos presentes nas modernas redes de distribuição como GDs despacháveis, GDs renováveis e dispositivos de controle Volt/VAr.

## 1.1 Escopo e Limitações

O presente trabalho aborda a restauração dinâmica de redes de distribuição, com foco na incorporação de tecnologias emergentes, tais como chaves automáticas, formação de microrredes, operação de SAEs e inversores inteligentes. Sendo o principal objetivo explorar e analisar como essas tecnologias podem interagir para aprimorar a resiliência e a eficiência dos SDEEs no que diz respeito ao restabelecimento do fornecimento de energia.

É importante destacar que, até a data da elaboração deste trabalho, a implementação de redes de distribuição com todas essas características ainda não é uma realidade generalizada e é considerada escassa. Contudo, a indústria elétrica tem experimentado rápidos avanços tecnológicos em diversas áreas, e muitos pesquisadores e empresas estão trabalhando no desenvolvimento de sistemas elétricos mais inteligentes, flexíveis e confiáveis.

A razão de estudar um sistema ainda não existente em sua totalidade na prática reside na necessidade de explorar novas soluções para os desafios enfrentados pelas redes de distribuição elétrica na atualidade. Ao integrar tecnologias emergentes e conceitos inovadores, busca-se

identificar e propor soluções que possam demarcar o caminho para a implementação de redes de distribuição mais avançadas no futuro.

Embora os sistemas com as características mencionadas não sejam comuns atualmente, é importante reconhecer que muitos dos desenvolvimentos apresentados neste trabalho podem ser aplicados de forma parcial ou complementar em sistemas elétricos já existentes. As abordagens propostas e as estratégias analisadas aqui podem servir como base para a implementação de soluções incrementais, adaptando-se às condições e requisitos específicos de diferentes redes de distribuição. É relevante mencionar também que parte dos conceitos e inovações apresentados neste estudo também podem ser aplicados em outros projetos e estudos que estão sendo desenvolvidos atualmente na indústria elétrica. O propósito não é apenas propor uma solução completa para a restauração dinâmica de redes de distribuição, mas também contribuir para o avanço do conhecimento no campo da gestão e operação de sistemas elétricos.

Nesse contexto, este trabalho se apresenta como uma exploração em direção a um futuro desejado para as redes de distribuição, incorporando tecnologias emergentes e conceitos inovadores. Embora esses sistemas ainda não sejam amplamente utilizados, considera-se que as propostas apresentadas aqui podem ser de interesse para aqueles envolvidos no planejamento, projeto e operação de redes de distribuição, podendo inspirar e guiar futuras pesquisas e desenvolvimentos nesta área em constante evolução.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

O problema de restauração de serviços tem sido abordado há décadas. No entanto, novas abordagens ainda estão sendo propostas à medida que os sistemas de distribuição sofrem alterações, como o aumento constante da penetração de geração distribuída (com fonte renovável ou não) e inserção de SAE, as quais tem sido considerado em propostas mais recentes (FARIA *et al.*, 2021; PERALTA; LEITE; MANTOVANI, 2019; XU *et al.*, 2018; LIU *et al.*, 2016; ABNIKI *et al.*, 2019; LI *et al.*, 2019; PRABAWA; CHOI, 2020b; KHATIB-TOHIDKHANEH *et al.*, 2020). De maneira geral, os modelos de otimização desenvolvidos para solucionar o problema de restauração em sistemas de distribuição radial buscam minimizar a Demanda/Energia não suprida devido a ocorrência de uma contingência e reduzir o número de modificações na topologia, satisfazendo as restrições físicas e operacionais da rede elétrica. Diversas metodologias foram propostas para atingir esse objetivo, incluindo heurísticas simples, sistemas especializados, meta heurísticas, métodos de programação clássica e, mais recentemente, sistemas multiagente. (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012a)(PRABAWA; CHOI, 2020a).

Os trabalhos encontrados na literatura específica, em sua grande maioria, foram desenvolvidos tendo em conta uma única topologia para todo o tempo de reparo, considerando que a operação das chaves em diferentes estágios do tempo pode afetar algumas cargas sensíveis e aumentar custo devido a interrupção do serviço. No entanto, considerar diferentes topologias,

dada a variabilidade da demanda durante o período de reparo da contingência e a flexibilidade de carga e descarga da bateria, pode ajudar na minimização dos custos de interrupção, porém, torna o problema mais complexo. Para posicionar este trabalho frente o estado da arte, nesta seção são discutidos os principais estudos encontrados sobre o problema de restauração que sustentam o desenvolvimento desta pesquisa.

### 1.2.1 Restauração em sistemas de distribuição

Inicialmente, quando as redes elétricas não eram tão complexas, o principal objetivo do problema de restauração era restabelecer a energia das cargas desenergizadas devido à uma contingência o mais rápido possível. Em muitos casos, relatórios elaborados a partir de experiências anteriores eram utilizados para estabelecer diretrizes e guias para ajudar os operadores a restaurar as cargas saudáveis não atendidas após a ocorrência de uma falta (ANCONA, 1995; SIMBURGER; HUBERT, 1981; SYSTEM..., 1982). Porém, com o aumento da demanda, o tamanho e a complexidade das redes elétricas, novos objetivos como minimização das perdas, número de chaveamentos, número de clientes fora de serviço, entre outros, passaram a ser considerados no problema, e técnicas mais robustas e eficientes passaram a ser consideradas para a elaboração do PR (LATARE; BHAT; SRIVASTAVA, 2017).

Os primeiros trabalhos sobre PR foram desenvolvidos pelas próprias distribuidoras por meio de estratégias baseadas em métodos operacionais estabelecendo esquemas para resolver o problema de restauração (KAFKA *et al.*, 1981; KAFKA *et al.*, 1982). Já em 1983, Sakaguchi e Matsumoto (1983) propuseram uma heurística baseada no conhecimento do operador para auxiliar sistemas complexos durante o processo de restabelecimento de energia. Logo, Adibi, Borkoski e Kafka (1987) desenvolveram pela primeira vez um algoritmo prático para fornecer energia a seções desenergizadas saudáveis afetadas pela falta, sendo este um dos trabalhos pioneiros encontrados na literatura específica. No início, os pesquisadores concentraram seus esforços em encontrar algoritmos para transferir carga entre alimentadores maximizando o fornecimento de energia aos clientes afetados pela falta, respeitando as restrições de capacidade das subestações e alimentadores (AOKI *et al.*, 1989). Assim, dada a natureza combinatória do problema de restauração, esses trabalhos destacam a importância do conhecimento heurístico do operador do sistema para limitar as alternativas de solução e manter o problema em tamanhos gerenciáveis.

Neste contexto, Morelato e Monticelli (1989) propõem uma estrutura geral baseada em programação heurística que pode tratar problemas de transição de estado operacional dos SDEEs utilizando estratégias para a restauração de serviço, o balanceamento de carga e a minimização de perdas. A estratégia de solução envolve uma árvore de decisão variável binária, na qual o conhecimento do operador é utilizado para reduzir o número de soluções. O método de busca proposto permite percorrer o espaço de possíveis estados do sistema enquanto o domínio específico é essencial para limitar a árvore de decisão.

A alteração da topologia das redes de distribuição foi proposta pela primeira vez por [Merlin e Back \(1974\)](#). O trabalho foi desenvolvido inicialmente para a redução de perdas, porém, foi ampliado por outros autores para o balanceamento de carga e posteriormente para a reconfiguração de alimentadores após a ocorrências de contingências no SDEE. Nesse contexto, [Shirmohammadi \(1992\)](#) desenvolveu um método heurístico que tem por objetivo determinar o menor número de chaveamentos considerando o isolamento das regiões em falta para restabelecer o serviço às cargas a jusante das áreas em falta, garantindo que as restrições operacionais da rede sejam satisfeitas. Para isso, as chaves são consideradas fontes ideais de corrente que são utilizadas para modificar o Fluxo de Potência (FP) nos ramos da rede. As fontes de corrente são ajustadas para evitar sobrecargas de corrente ao executar o FP. A chave submetida ao menor valor de corrente é aberta para eliminar o laço da rede. Este processo é repetido até se obter uma topologia radial para a rede com valores operacionais adequados.

Baseado em técnicas heurísticas, [Hsu et al. \(1991\)](#) apresentaram um algoritmo que avalia a margem da capacidade de reserva dos alimentadores principais disponíveis para restaurar a carga não suprida minimizando o número de chaveamentos. Caso o alimentador não tenha capacidade suficiente, o algoritmo busca ramos laterais que possam assumir parte das áreas afetadas pela falta. O algoritmo ainda permite a transferência de carga para aliviar os alimentadores de suporte, repetindo o processo até a obtenção de um plano de restauração completo.

A pesquisa apresentada em [Augugliaro, Dusonchet e Sanseverino \(1998\)](#) desenvolve duas estratégias de reconfiguração baseadas na maximização da carga suprida e na redução das perdas. Considera as perdas menos prioritárias se a margem de potência for maior do que a carga desenergizada, mas vira um critério prioritário se não houver mais subestações capazes de prestar serviço aos clientes.

[Miu, Chiang e McNulty \(1999\)](#) propõe um plano de restauração usando teoria de grafos e técnicas de FP por meio de um algoritmo multinível que fornece uma sequência viável de chaveamentos e operação de capacitores necessários para implementar o restabelecimento de energia em redes de distribuição de grande porte. A pesquisa apresentada em [Singh et al. \(2009\)](#) propõe uma operação sequencial dos chaveamentos baseado em FP. Além disso, o plano de restauração considera a possibilidade de corte da carga durante o processo de restauração para atender as restrições da rede.

Abordagens baseadas em algoritmos de busca utilizando heurísticas modernas foram desenvolvidos para melhorar a sequência de reposição da energia às cargas durante o processo de restauração, incluindo Busca Tabu, Algoritmo Genético (AG) e *Ant Colony Optimization* (Colônia de formigas) (ACO). Estes algoritmos têm metodologias similares, mas possuem estratégias de busca e codificação diferentes ([SHEN et al., 2018](#)).

[Pereira, Cossi e Mantovani \(2012\)](#) apresentam um algoritmo de busca tabu para encontrar uma topologia que restaure o maior número de cargas após a ocorrência de uma contingência na rede. A função objetivo proposta minimiza o número de clientes que ficaram desenergizados

após uma interrupção permanente com o menor número de chaveamentos. Considera na solução do problema que todas as linhas possuem chave e o custo associado à alteração do estado das chaves é simbólico. Além disso, uma penalidade é adicionada à função objetivo quando alguma restrição é violada, e as soluções vizinhas são avaliadas por meio do cálculo de um FP *back and forward*. O algoritmo desenvolvido mostra-se eficiente para a restauração de sistemas de distribuição energia elétrica, evitando que seções que violem as restrições sejam restauradas.

Nos últimos anos, avanços em computadores e técnicas de otimização tornaram as abordagens matemáticas atraentes. A otimização com modelos matemáticos também foi utilizada para resolver o problema de restauração de carga utilizando técnicas de otimização exata. Os primeiros estudos utilizando modelos de programação matemática foram relaxados por meio de simplificações auxiliadas por estratégias heurísticas secundárias. Após a representação matemática exata para a restrição de radialidade do sistema elétrico formulada por [Lavorato et al. \(2012\)](#) e [Jabr, Singh e Pal \(2012\)](#), modelos matemáticos completos foram desenvolvidos para a otimização exata do problema de restauração ([ROMERO et al., 2016](#)).

No início, os modelos matemáticos aplicados ao problema de restauração foram utilizados de forma complementar para auxiliar heurísticas conhecidas, e não como um único modelo matemático exato para todo o processo de restauração. Neste contexto, [Ciric e Popovic \(2000\)](#) apresentam um algoritmo que avalia todas as variantes topológicas do sistema, em que um alimentador adjacente pode garantir o fornecimento de energia às cargas desenergizadas fechando uma única chave. Todas essas alternativas básicas são exploradas por meio de uma heurística. Em seguida, o algoritmo permite que o operador tome a decisão de escolher aquela solução que melhor atende às restrições operacionais estabelecidas. Caso não exista solução, um processo de sub-otimização é executado resolvendo um modelo de Programação Inteira Mista (PIM) utilizando um *solver* comercial. A sub-otimização é aplicada apenas a uma parte do sistema situada na área afetada pela falta, o que reduz o número de variáveis e permite a convergência do modelo PIM.

Os autores em [Carvalho, Ferreira e Barruncho \(2007\)](#) dividem o problema de restauração em dois subproblemas de otimização. O primeiro é responsável por encontrar a topologia final do sistema restaurado e para tal, utiliza um algoritmo genético. Já o segundo problema determina a sequência de chaveamento ótima, usando um algoritmo de programação dinâmica, para alcançar a topologia final obtida na etapa heurística. As duas etapas reduzem a complexidade da solução, permitindo que problemas de grande escala sejam resolvidos com baixo tempo de processamento computacional.

Aperfeiçoamentos nas técnicas de otimização permitiram modelar as restrições de radialidade na operação de SDEEs ([LAVORATO et al., 2012](#); [JABR; SINGH; PAL, 2012](#)). A representação da radialidade através de relações algébricas simples tem sido decisiva para a obtenção de modelos matemáticos completos em problemas que requerem soluções ótimas com topologias radiais como o problema de restauração ([ROMERO et al., 2016](#)). O modelo

matemático completo que representa com precisão o problema de restauração foi apresentado por Souza (2014). A autora formula dois modelos matemáticos para resolver o problema de restauração: um considerando uma abordagem simplificada baseada na proposta por Morelato e Monticelli (1989) e outro exato, abordando o problema de restauração de forma completa por meio de equações que modelam exatamente todas as restrições do problema de restauração de serviço. No modelo exato, considera-se a possibilidade de realizar cortes de carga no processo de restauração devido ao descumprimento das restrições operacionais da rede, priorizando a restauração de cargas maiores. Além disso, a Função Objetivo (FO) proposta busca, de maneira secundária, minimizar o número de chaveamentos necessários para obter a topologia ótima para o estado restaurativo. A principal desvantagem do modelo exato proposto é o tempo de processamento necessário para encontrar a solução ótima, dado o grande número de variáveis inteiras, contínuas e binárias que o problema apresenta.

O modelo matemático do problema de restauração de carga desenvolvido em Romero *et al.* (2016) transforma o problema original de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) de difícil solução em um problema de programação cônica de segunda ordem baseado em relaxações convexas apresentadas em Li, Chen e Low (2012). O modelo permite o desligamento de cargas caso não sejam atendidos os requisitos operacionais para religar cargas prioritárias ou com demandas mais elevadas. Além disso, o modelo contempla a inclusão de subestações artificiais que permitem manter ligação fictícia radial das seções desenergizadas, evitando chaveamentos desnecessárias que modificam o estado das chaves em áreas já isoladas.

A inclusão de GDs nas redes de distribuição ajudam a melhorar os resultados dos planos de restabelecimento, pois além de aumentar a capacidade de suprimento de demanda dos alimentadores oferecem também a possibilidade de operar micro-redes isoladas das subestações. Após a interrupção de energia devido a uma falta permanente, os sistemas de proteção atuam imediatamente e desligam os GDs. Então, o esquema de restauração deve ser desenvolvido incluindo a contribuição dos geradores que deverão ser religados. Em Li *et al.* (2019) um modelo Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto (PCSOIM) é formulado para resolver o problema de restauração incluindo a presença de GDs. Os GDs são modelados como nós PV e PQ com controle de tensão constante para mostrar eficiência de se considerar os GDs durante o processo de restauração do serviço. Os GDs são desconectados da rede após a falta, porém são considerados no processo de restauração. Além disso, o modelo matemático proposto adiciona uma restrição para indicar que o estado fechado de uma chave nem sempre significa que o ramo ao qual a chave pertence está energizado; pois durante o processo de restauração podem existir chaves fechadas que unem duas seções desenergizadas. Para lidar com isso, os autores adicionam uma variável binária que modifica a formulação dos chaveamentos, sendo 1 quando o estado do ramo é diferente do estado da chave e 0 quando o contrário. O problema PNLIM é transformado em um PCSOIM por relaxações cônicas permitindo resolver o problema de forma eficiente usando *solvers* comerciais.

Em um sistema de distribuição real, nem todos os ramos disponíveis possuem chaves de controle para reconfigurar e isolar as zonas afetadas pela falta. [Puerta \(2018\)](#) propõe uma modificação no modelo de programação cônica desenvolvido por [Romero et al. \(2016\)](#) considerando um número limitado de chaves disponíveis, agrupando diversos nós de demanda em um único setor, o que facilita a solução e o tempo de processamento, porém em muitos casos pode haver um piora nos valores que são otimizados.

A maioria dos trabalhos encontrados utiliza um único nível de demanda no plano de restauração e uma única reconfiguração durante todo o processo restaurativo. A consideração de vários níveis de demanda e geração leva a uma modelagem mais realista do sistema, porém, o problema se torna mais complexo, pois o número de variáveis utilizadas no problema de estágio único é multiplicado pelo número de estágios de tempo para o qual se deseja uma topologia diferente. Esta é uma das razões de porque a reconfiguração de topologia dinâmica raramente é abordada em esquemas de restauração. No entanto, assim como os autores [Dorostkar-Ghamsari et al. \(2016\)](#) propõe um PCSOIM para reconfiguração horária que ajuda a administrar as flutuações dos recursos de energia renovável instalados na rede elétrica, a reconfiguração dinâmica no processo de restabelecimento pode auxiliar na minimização dos custos relacionados à energia não suprida. Neste sentido, em [Home-Ortiz et al. \(2022\)](#) é desenvolvida uma abordagem dinâmica para processo de restauração combinada a operação isolada de geradores distribuídos e ao posicionamento de unidades geradoras móveis. O problema é formulado como um modelo Programação Linear Inteiro Mista (PLIM) estocástico onde a função objetivo minimiza a energia total não suprida durante o período de restauração. A característica dinâmica da reconfiguração proposta é dada através de dois cenários estocásticos para cada período. Apesar dos autores considerar um modelo dinâmico, consideram também que as cargas religadas durante o processo de restauração não podem ser desligadas em períodos subsequentes.

Os autores em [Macedo et al. \(2021\)](#) apresentam um modelo matemático completo para o problema de restauração incluindo dispositivos de controle de tensão, GD e ainda permitindo a formação de micro-redes durante o processo de restauração. O problema é resolvido por meio de um modelo PLIM cujo objetivo principal é a minimização das cargas desenergizadas a partir da menor quantidade de modificações no estado das chaves e dos dispositivos de controle de tensão. Os dispositivos de controle considerados são: RT, bancos de capacitores e OLTC. A linearização das restrições de fluxo de potência é realizada mediante a linearização por partes descritas em [Gonçalves \(2013\)](#). Os autores mostram que considerar os dispositivos de controle de tensão e a possibilidade de formação de micro-redes, bem como a capacidade dos GDs, ajudam a melhorar o processo de restauração, permitindo que mais cargas sejam recuperadas.

### **1.2.2 Restauração usando sistemas de armazenamento de energia**

Como foi visto na Seção 1.2.1, a inclusão de novos dispositivos nas redes de distribuição significa novos desafios na operação dos SDEE. Os SAEs devem ser destacados entre os

dispositivos mencionados, pois estes elementos podem oferecer novos paradigmas operacionais para aumentar a eficiência, sustentabilidade e confiabilidade dos SDEE (LATARE; BHAT; SRIVASTAVA, 2017). Os SAEs podem ser aplicados para uma gama de problemas de operação dos SDEE, como melhoria da qualidade de energia, adiamento de investimentos devido a atualizações de infraestrutura e capacidade, suavização de aleatoriedade da injeção de energia renovável, redução de pico e melhoria de confiabilidade (ALHAMALI *et al.*, 2016). Nesse contexto, é essencial alavancar a implantação dos SAEs para melhorar a resiliência da rede, fornecendo PR eficazes quando as redes de distribuição enfrentam interrupções. Esses PR devem levar em consideração todos os dispositivos presentes nas redes de distribuição modernas, explorando suas características para aprimorar os esquemas de restauração.

A possibilidade de usar baterias como elementos que melhoram a capacidade de Black Start (BS) de uma rede local foi estudada em Li *et al.* (2019). A abordagem sobre o uso de baterias para suportar a capacidade de BS foi considerar a geração fotovoltaica como parte de uma micro-rede e a micro-rede como fonte de energia para restaurar cargas não atendidas. Da mesma forma, a partida de unidades sem capacidade BS usando baterias é desenvolvida em Kadel, Sun e Zhou (2014), que também estuda a resposta rápida e a capacidade dinâmica dos SAEs para recuperar as cargas de forma incremental, mantendo a estabilidade de frequência e evitando interrupções subsequentes em cascata.

Uma estratégia eficiente para o despacho de baterias ajuda a recuperar cargas de forma mais rápida e confiável, pois, dada a flexibilidade do SAE, podem compensar desequilíbrios entre geração e carga após a ocorrência de uma interrupção (SOUZA, 2020). A pesquisa apresentada em Abniki *et al.* (2019) propõe uma dupla operação do SAE durante o processo de restauração: *i*) reenergizar as cargas interrompidas, atuando como um alimentador de *backup*, e *ii*) aumentar a capacidade dos alimentadores como forma de restaurar mais carga. O custo de incorporação dos SAEs está incluído na função objetivo como parte da minimização do custo total de interrupção de energia. A quantidade de energia disponível no SAE durante o processo de restauração depende do seu *State of Charge* (Estado de Carga) (SOC) imediatamente antes do início do processo de restauração, portanto, o estado inicial do SAE (SOC inicial) é modelado por uma função de probabilidade normal. O problema é modelado como um problema de PNLIM, e resolvido como um problema de otimização estocástica. O algoritmo gera vários cenários para o processo de restauração onde o SAE instalado no SDEE pode facilitar a operação do sistema elétrico abordando a intermitência da geração renovável e a mudança de tempo entre a geração e a demanda máxima.

Khatib-Tohidkhaneh *et al.* (2020) introduzem uma abordagem de otimização probabilística para a implementação de planos de restauração, incluindo a participação de SAEs para melhorar a capacidade de *selfhealing* da rede, utilizando uma meta-heurística *Particle Swarm Optimization* (Otimização de Enxame de Partículas) (PSO) para resolver o problema originalmente apresentado como um modelo PNLIM em Abniki *et al.* (2019). O uso de SAE para melhorar

os indicadores de qualidade no processo de restauração foi demonstrado em [Manganelli et al. \(2018\)](#). Durante interrupções ou condições de *black out*, o Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) melhora os indicadores de qualidade do processo de restauração em diferentes configurações simuladas, permitindo a operação em ilha controlada em partes das redes de distribuição. Os autores consideram cenários onde o SAEB e os GDs cooperam para restaurar mais clientes e outro cenário onde apenas o SAEB opera na rede elétrica. O plano de restauração é realizado através de uma heurística que é validada através de fluxos de carga executados no *MATPOWER*.

A abordagem proposta em [Akaber et al. \(2019\)](#) apresenta um modelo matemático que captura as propriedades do sistema elétrico e reconfigura a rede para suprir a demanda dos clientes através dos ramais disponíveis (não afetados pela falta) utilizando um sistema de armazenamento distribuído. O problema é resolvido com uma abordagem de Programação Linear (PL) que descreve a dinâmica da rede e os fatores decisivos para a reconfiguração topológica. A configuração ótima visa encontrar a estratégia de menor custo em termos de número de operações de chaveamentos e uso dos sistemas de armazenamento distribuídos buscando restaurar o serviço à maior quantidade de cargas saudáveis do sistema afetadas pela falta. A presença de geradores, baterias e demanda variável impõe complexidade na formulação do problema de restauração devido às restrições intertemporais que esses elementos apresentam. Uma metodologia integrada considerando operações de chaveamento, GD, SAE e carga PQ constante em condições de partida a frio é proposta em [Chen et al. \(2018\)](#). O problema é formulado através de um PLIM aplicado a sistemas radiais e micro-redes e permite que o sistema seja restaurado de um *blackout* completo ou de uma falta local. A demanda é modelada por uma curva de fator de escala decrescente que deve ser atendida mediante uma sequência de manobras de chaves coordenadas com o despacho dos GDs e SAEs. Apesar de utilizar uma demanda variável que responde às condições de BS, são feitas modificações topológicas a cada passo até atingir uma topologia final, mantendo um esquema de *spanning tree*. Nesse sentido, o método considera soluções de restauração atribuindo uma reconfiguração para cada passo de tempo. No entanto, essas configurações são executadas em cada etapa de tempo apenas para chegar a uma topologia única final.

Os SAEs podem fornecer energia para geradores sem capacidade de BS e manter o equilíbrio de energia no sistema restaurado, mas isso dependerá do estado de carga do sistema de armazenamento instalado (SOC inicial). A flexibilidade das baterias durante o processo de restauração desempenha um papel importante. As baterias podem ser usadas para suportar geradores sem capacidade para BS (NBS), mas não são comparáveis a uma unidade geradora com capacidade para BS ([PRABAWA; CHOI, 2020b](#)). [Liu et al. \(2016\)](#) desenvolve uma minimização multi-objetivo usando *Non-Dominated Sort Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominância) (NSGA-II) que considera a operação dos SAEs. O primeiro objetivo é minimizar o tempo de restauração e o segundo minimizar as linhas ativas necessárias para restaurar a carga. Além disso, propõe uma otimização adicional para o funcionamento da

bateria nos seus períodos inativos de forma a minimizar a potência fornecida pela bateria e obter valores SOC mais elevados no final da restauração.

Por fim, o uso de baterias de veículos elétricos também tem sido estudado como parte do processo de restauração. Uma linha de estudos abordou o uso do SAE móvel para melhorar o processo de restauração do serviço após um cenário de *blackout* (GANAPANENI *et al.*, 2022; GHASEMI; MOSHTAGH, 2022; YAO *et al.*, 2020; PRABAWA; CHOI, 2020b). Como regra geral, os autores consideram a conexão de veículos elétricos ao SDEE e os resultados mostram que estes elementos melhoram os resultados do problema de restauração de carga ao minimizar o tempo de recuperação de carga.

### 1.2.3 *Análise do Estado da Arte*

Na literatura específica foram apresentados métodos de solução para o problema de restauração, levando em consideração a operação dos diversos dispositivos instalados na rede de distribuição. Podem ser citadas as seguintes estratégias adotadas para resolver este problema de otimização: heurísticas, metaheurísticas, algoritmos de busca, otimização clássica, teoria dos grafos, otimização estratificada e, mais recentemente, sistemas expertos e multiagentes (MACEDO *et al.*, 2021; MANGANELLI *et al.*, 2018; LI *et al.*, 2019; ABNIKI *et al.*, 2019; LIU LEI SUN, 2016; CHEN *et al.*, 2018; AKABER *et al.*, 2019; NGUYEN; FLUECK, 2012).

Embora os SAEs possam ser usados no esquema de restauração para fornecer energia a cargas não supridas, seu modelo é diferente de outras fontes de energia. Ao contrário dos geradores, os SAEs não têm apenas limitações nas injeções de potência, mas também uma quantidade limitada de energia a ser utilizada. Nesse sentido, a capacidade de recuperação é variável ao longo do tempo e depende em grande parte do carregamento atual (Estado de Carga) e da demanda instantânea do sistema. Consequentemente, o desenvolvimento do plano de restauração considerando SAEs deve considerar uma restauração dinâmica. Desta forma, este trabalho considera a possibilidade de Múltiplas Modificações na Topologia da Rede (MMTR), dividindo em vários estágios de tempo, com uma topologia final completa para estágio do tempo total para reparo da contingência.

As abordagens encontradas na literatura específica para o problema de restauração em sistemas de distribuição raramente consideram diferentes topologias finais para cada etapa do esquema de restauração. Alguns trabalhos consideram modificações topológicas a cada passo de tempo apenas para atingir uma topologia final única, ou seja, determinam a sequência ótima para chegar a uma topologia final que restaure o maior número possível de clientes. Entre os métodos revisados, apenas Home-Ortiz *et al.* (2022) propõe uma abordagem de restauração dinâmica para sistemas de distribuição considerando o pré-posicionamento e deslocamento do gerador móvel de emergência. No entanto, dispositivos de controle de tensão e sistemas de armazenamento de energia não são considerados. Assim, o modelo de otimização proposto neste trabalho para o problema de restauração considera MMTR respondendo à variação da demanda e aproveitando a

flexibilidade do SAE coordenado com os demais dispositivos das redes de distribuição modernas.

Por fim, a Tabela 1 apresenta as características do modelo proposto, em comparação com outras abordagens encontradas na literatura específica.

Tabela 1 – Comparativo entre o Estado de Arte e a proposta

Trabalho Analisado	Topologia Múltipla		SAE	Demanda Variável	Função Objetivo	Método de Solução	Geração Distribuída		Ilhamento		Dispositivos Volt/Var
	MMTR	Sequencial					Despachável	RER	Black Out	Micro-rede	
Macedo <i>et al.</i> (2021)	X	X	X	X	Minimização das cargas não supridas	PLIM	✓	X	✓	✓	✓
Abniki <i>et al.</i> (2019)	X	X	✓	X	Minimização do custo total de interrupção	PNLIM	✓	X	X	X	X
Prabawa e Choi (2020b)	X	✓	✓	X	Maximização da carga total restaurada no horizonte de tempo especificado	Sistema Multi Agente	✓	X	✓	✓	X
Nguyen e Flueck (2012)	X	✓	✓	X	Maximização de carga restaurada	Multi Agente	X	X	✓	✓	✓
Manganelli <i>et al.</i> (2018)	X	✓	✓	✓	Minimização das cargas não supridas	Heurística	X	✓	✓	X	X
Khatib-Tohidkhaneh <i>et al.</i> (2020)	X	X	✓	X	Minimização do custo de confiabilidade imposto ao operador da rede	PSO	X	X	X	X	X
Liu Lei Sun (2016)	X	X	✓	X	minimização	NSGA-II	✓	✓	✓	X	X
Chen <i>et al.</i> (2018)	X	✓	✓	✓	Maximização da energia total restaurada	PLIM	✓	X	✓	X	X
Akaber <i>et al.</i> (2019)	X	X	✓	X	Minimização do custo total para atender a maior parte da demanda disponível	PNLIM	✓	X	X	X	X
Ganapaneni <i>et al.</i> (2022)	X	X	✓	✓	Maximização da carga restaurada	PLIM	X	X	✓	X	X
Ghasemi e Moshagh (2022)	X	✓	✓	X	Maximização da carga total restaurada durante a interrupção	Heurística	✓	X	✓	✓	X
Sun <i>et al.</i> (2019)	X	✓	✓	X	Maximização da energia total restaurada durante o período de restauração	PLIM	✓	X	X	X	X
Home-Ortiz <i>et al.</i> (2022)	✓	X	X	✓	Minimização da energia total não restaurada	PLIM	✓	✓	✓	✓	X
Método proposto	✓	X	✓	✓	Minimização do custo de restauração para atender a maior carga possível	PLIM	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 1.3 Objetivos e Contribuições

A maioria dos trabalhos que tangem a restauração de sistemas de distribuição considerando a operação de SAEs não considera a possibilidade de aproveitar a sua flexibilidade para obter uma reconfiguração dinâmica durante a restauração da carga não suprida. Alguns autores consideram indesejável a modificação constante da topologia da rede, porém, em situações de emergência com faltas afetando grandes proporções do sistema, as chaves automáticas presentes nas redes modernas de distribuição podem ajudar a obter múltiplas configurações que permitem recuperar maior quantidade de carga. A utilização de múltiplas configurações topológicas permite a divisão da duração de uma interrupção de energia em etapas de restauração, considerando diferentes níveis de demanda e injeções de energia em cada uma dessas etapas. Além disso, a restauração dinâmica permite também propor alterações na operação planejada dos dispositivos utilizados em cada etapa da restauração, o que possibilita aproveitar a capacidade de carga e descarga da bateria que será fundamental para obter um esquema de restauração que minimize as cargas afetadas pela interrupção.

Este trabalho é desenvolvido com base no modelo PLIM para o problema de restauração proposto por [Macedo \*et al.\* \(2021\)](#), no qual considera dispositivos de controle de tensão e a possibilidade de formação de micro-redes durante a etapa de restauração. Além disso, neste trabalho são consideradas também a possibilidade de MMTR, a injeção de geração fotovoltaica, uma demanda instantânea e a inclusão de dispositivos de armazenamento de energia para auxiliar o processo de restauração. Portanto, as principais contribuições deste trabalho são apresentadas a seguir:

1. Considerar uma capacidade de restauração dinâmica que permita mudanças na topologia da rede de distribuição de uma etapa de restauração para outra. As modificações na topologia são realizadas com base na demanda instantânea e a geração disponível durante o processo de restauração. Ou seja, propõe-se uma topologia ótima para cada intervalo de tempo do processo de restauração, satisfazendo as restrições operacionais da rede elétrica e dos dispositivos utilizados ao longo do período de restauração.
2. Incluir a operação coordenada dos sistemas de armazenamento com outros dispositivos utilizados no processo de restauração, como bancos de capacitores, reguladores de tensão e geração distribuída.
3. Parametrização e modelagem linear da curva Volt-VAr do sistema fotovoltaico para ser incluído no problema de restauração.
4. Propor um modelo linear para resolver o problema da restauração dinâmica, cuja solução garante o ótimo global para o modelo proposto.

O modelo matemático para resolver o problema de restauração dinâmico é originalmente um modelo PNLIM, não convexo e de difícil solução. Contudo, o modelo é linearizado e convertido em um modelo PLIM cuja solução é obtida utilizando *solver* comercial.

## 1.4 Organização do Documento

Este documento, além deste capítulo de introdução, é dividido em outros quatro Capítulos, listados a seguir:

- No Capítulo 2 apresenta-se uma contextualização dos dispositivos utilizados no processo de restauração de forma a facilitar o entendimento do modelo proposto.
- No Capítulo 3 são descritas as equações matemáticas que compõe a função objetivo e as restrições operacionais de cada um dos elementos presentes na rede de distribuição e que participam do processo de restauração.
- No Capítulo 4 são discutidos os resultados obtidos pelo modelo de otimização proposto para uma sistema de distribuição de 54 nós.
- Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e sugestões resultantes deste trabalho.

---

## UMA ABORDAGEM MULTI-TEMPORAL PARA O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO

---

---

A restauração das cargas de um sistema de distribuição após uma interrupção é um desafio complexo que envolve a coordenação eficiente de diversos recursos e dispositivos. Como mencionado no Capítulo 1, os SAEs são recursos que fornecem flexibilidade para o processo de restauração e combinados com os dispositivos tradicionais ajudam na recuperação da carga afetada por uma interrupção de energia. A flexibilidade dos SAEs ajuda a gerenciar a disponibilidade de recursos energéticos distribuídos para restabelecer uma maior quantidade de carga em contingências com tempo de reparo elevado. Além disso, a utilização de chaves automáticas permite, em intervalos de tempos muito curtos, obter múltiplas topologias ao longo do tempo considerado para o estado de restauração. Portanto, é proposto neste trabalho uma abordagem dinâmica para o problema de restauração, a fim de aproveitar a flexibilidade dos SAEs, e a disponibilidade dos recursos energéticos distribuídos para obter planos de restauração aprimorados.

Para garantir uma implementação bem sucedida da proposta de restauração dinâmica, é imprescindível contextualizar adequadamente o problema e apresentar algumas considerações fundamentais relacionadas a cada um dos dispositivos utilizados no processo de restauração. Neste capítulo, são apresentadas as premissas, considerações e condições de cada um dos dispositivos utilizados na implementação de planos de restauração considerando uma abordagem multi-temporal. Nas seções deste capítulo também é definida e justificada a divisão do tempo considerada no processo de restauração tornando o processo dinâmico. A compreensão dessas considerações é crucial para o entendimento do modelo matemático apresentado no próximo capítulo.

## 2.1 Visão geral do Problema

A inclusão de recursos energéticos distribuídos nos sistemas de distribuição pode ser uma solução para melhorar a resiliência do sistema frente a eventos extremos, atuando como fontes de energia que auxiliam na minimização dos efeitos negativos causados pelas interrupções de energia. No entanto, vários fatores, como a incidência da interrupção (local e instante de tempo), a variabilidade da demanda e a capacidade das fontes de energia, influenciam na implementação de planos de restauração eficientes. Neste sentido, é essencial que a estratégia de restauração a ser implementada seja projetada em conformidade com informações em tempo real da falta e da disponibilidade das fontes de energia (LIU; DING; ZHAO, 2020).

O objetivo do problema de restauração abordado neste trabalho é utilizar a flexibilidade dos SAEs juntamente com os demais dispositivos instalados na rede para obter múltiplas topologias ao longo do processo de restauração, com o intuito de recuperar o maior número de cargas possíveis após interrupções no fornecimento de energia. Para alcançar esse objetivo, o modelo matemático proposto busca atender as cargas desenergizadas levando em conta a variação da capacidade dos alimentadores do sistema e os limites operacionais dos dispositivos presentes no sistema de distribuição. Assim, o escopo principal do problema é utilizar tanto a operação do SAE quanto a possibilidade de MMTR para obter planos de restauração eficientes para cada intervalo de tempo considerado no processo de restauração.

Trata-se então de um problema de otimização complexo, combinatorial e não linear em que uma topologia ótima é obtida para cada intervalo do tempo do processo de restauração, considerando a operação dos diversos dispositivos instalados na rede. O modelo matemático proposto neste trabalho é uma expansão do modelo desenvolvido em Macedo *et al.* (2021), que considera na implementação do plano de restauração, a operação de reguladores de tensão, bancos de capacitores, OLTCs e GDs despacháveis operando conectados à rede ou ilhados. O modelo original foi ampliado para considerar o seguinte:

1. A exploração da flexibilidade de carga e descarga do SAE no processo restaurativo.
2. A injeção de fontes renováveis intermitentes considerando a curva de controle Volt/VAr do inversor.
3. A consideração de vários níveis de demanda ao longo do processo de restauração.
4. O emprego de MMTR para atender a capacidade de recuperação dinâmica da rede durante o tempo de reparo da contingência.
5. A avaliação dos índices de confiabilidade no processo de restauração.

Assim, o modelo proposto para a solução do problema de restauração de serviço com uma abordagem dinâmica considera o seguinte: *i*) reconfiguração da rede para cada intervalo

de tempo, *ii*) demanda variável, *iii*) dispositivos de controle de tensão, *iv*) GD despachável e não despachável, *v*) operação ilhada dos GDs e *vi*) operação de SAE (baterias). As subseções a seguir apresenta algumas considerações que facilitam o entendimento do modelo proposto.

## 2.2 Restauração dinâmica

A abordagem multi-temporal do problema de restauração em SDEE visa melhorar a recuperação do serviço elétrico por meio de uma análise otimizada e eficiente que considera as flutuações da demanda e a disponibilidade de recursos ao longo do período de restauração. Essa estratégia multi-temporal permite que o operador do sistema compreenda a natureza e a extensão da interrupção, bem como planeje e coordene uma resposta mais eficaz. A maioria dos estudos que abordam a restauração de serviço considerando as variações de demanda tendem a manter uma única topologia durante todo o tempo de reparo. Essa nova topologia para o estado restaurativo, geralmente é baseada nos picos de demanda do período considerado para o problema, o que pode resultar em algumas cargas permanentemente desconectadas, as quais poderiam ser reconectadas em determinadas etapas do processo de restauração.

Considerar o pico de demanda pode não ser uma situação real, uma vez que a interrupção compreende períodos com diferentes níveis de demanda (POSSAGNOLO, 2019). Além disso, a incerteza da duração da interrupção, bem como as modificações topológicas podem exigir alterações na operação planejada dos recursos energéticos distribuídos e dos dispositivos conectados na rede. Se uma topologia única for mantida durante todo o período de interrupção, a melhor configuração obtida para todo o período de restauração não é necessariamente a melhor configuração para os momentos de demandas fora de pico. Manter então uma topologia fixa enquanto a carga e a disponibilidade das fontes de geração variam, não necessariamente leva a um plano de restauração eficiente.

O regime de restauração em sistemas de distribuição pode implicar em um intervalo de tempo considerável, podendo se estender por várias horas. Durante este período, o comportamento das cargas apresenta variações que devem ser devidamente contempladas. À medida que o processo de restauração avança em direção a carregamentos mais elevados da rede, a capacidade de restauração tende a diminuir em razão das limitações físicas da rede e da capacidade das fontes de energia disponíveis para restabelecer cargas de maior valor. Por outro lado, quando o carregamento da rede é reduzido, aumentam-se os recursos disponíveis para recuperar uma quantidade de carga maior. Sendo assim, torna-se imprescindível realizar uma previsão razoável de dois fatores fundamentais para o êxito da implementação de um processo de restauração dinâmico/multi-temporal: *i*) A projeção do comportamento das cargas e *ii*) A duração do período de interrupção.

Quanto à previsão do comportamento das cargas, a literatura oferece diversos métodos eficientes para estimar perfis de demanda em sistemas de distribuição (HONG *et al.*, 2016;

MOHANDES; REHMAN; BAKHASHWAIN, 2007). Esses métodos baseiam-se em técnicas estatísticas, inteligência artificial e modelos híbridos, que foram comprovados como estimativas precisas e confiáveis da demanda. Por sua vez, a estimativa da duração da interrupção em sistemas de distribuição também é objeto de estudo na literatura, onde se destacam métodos de estimativa eficientes baseados em modelos e dados estatísticos (MOHAMMADI; MOGHADDAM, 2020; MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018). Além disso, a interrupção também pode ser provocada por uma manutenção programada onde o tempo de reparo é pre-estabelecido. Nesse contexto, considera-se neste trabalho que tanto o comportamento da demanda quanto a duração da interrupção são conhecidas para a implementação do plano de restauração, não sendo objeto de estudo deste trabalho.

O uso de uma abordagem de restauração dinâmica/multi-temporal permite obter uma compreensão mais completa da extensão da interrupção do serviço, o que, por sua vez, permite que os operadores planejem e coordenem melhor uma resposta de restauração do serviço, minimizando assim o impacto aos clientes. Nesse sentido, a restauração do serviço com uma abordagem dinâmica envolve os seguintes aspectos:

1. A duração do período de restauração é dividida em vários intervalos de tempo. Cada intervalo é definido como uma etapa de restauração.
2. Diferentes níveis de demanda e disponibilidade de potência dos recursos energéticos distribuídos são consideradas para cada etapa de restauração.
3. Mudanças na topologia da rede elétrica de uma etapa de restauração para outra são permitidas. Ou seja, propõe-se uma topologia completa para cada etapa de restauração, o que é definido como Múltiplas Modificações na Topologia da Rede (MMTR). É importante destacar que as modificações topológicas são permitidas apenas se elas permitirem minimizar algum impacto causado à rede durante todo o período de restauração.
4. Cada etapa do processo de restauração propõe mudanças na operação planejada dos dispositivos utilizados na restauração. Essas mudanças podem incluir ajustes na operação dos dispositivos de regulação de tensão, bem como no uso de recursos distribuídos, com o objetivo de reduzir os impactos negativos da interrupção de energia.

Assim, a estratégia de restaurar o sistema de forma dinâmica/multi-temporal facilita a integração de recursos distribuídos, como geração renovável e armazenamento de energia, que, como discutido no Capítulo 1, podem fornecer flexibilidade e resiliência ao sistema. Além disso, a abordagem dinâmica do problema de restauração facilita a incorporação de restrições intertemporais na modelagem do problema como as limitações de rampa dos geradores distribuídos e o estado de carga das baterias.

Para melhor compreender o enfoque dinâmico, a Figura 1 apresenta os estados operativos do sistema de distribuição, dividindo o estado restaurativo em etapas de restauração.

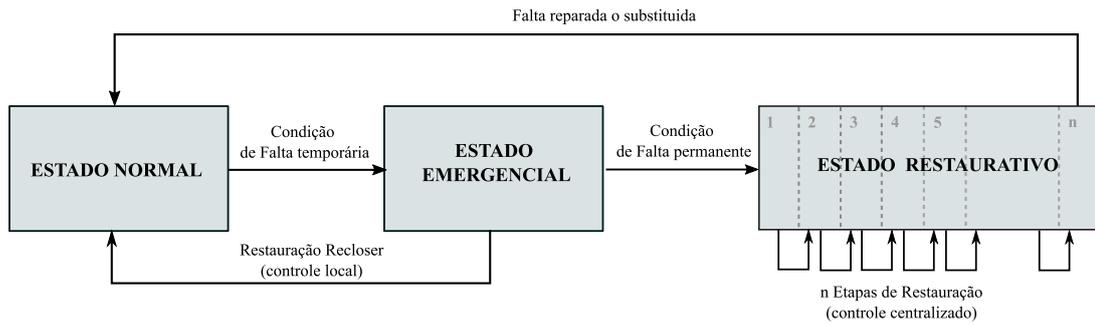


Figura 1 – Estados de operação

Fonte: Adaptada de [Morelato e Monticelli \(1989\)](#).

Destaca-se que à medida que o estado restaurativo é dividido em mais etapas, aumenta também o número de variáveis do problema, o que por sua vez aumenta a complexidade da otimização e pode resultar em um significativo aumento no tempo computacional necessário para obter uma solução. Portanto, a escolha da quantidade de etapas de restauração é determinada à critério do operador do sistema, e dependerá, em última instância, da duração da interrupção, que é previamente conhecida.

Outro ponto a ser considerado neste enfoque multi-temporal é que o modelo proposto permite a conexão e desconexão de cargas ao longo do processo de restauração. No entanto, é importante lembrar que este procedimento pode afetar tanto a carga dos consumidores consequentemente sua satisfação, bem como os índices de confiabilidade da rede de distribuição. Portanto, é essencial realizar uma avaliação rigorosa dos índices de confiabilidade para cada plano de restauração, levando em consideração que esses índices podem ser conflitantes na obtenção de uma topologia ótima.

No caso do Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece indicadores de continuidade de serviço para medir a qualidade do fornecimento de energia pelas empresas distribuidoras. Entre esses indicadores, destacam-se dois que se referem à continuidade coletiva, ou seja, que se aplicam a um conjunto de unidades consumidoras: *i*) o índice de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e *ii*) o índice de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Esses índices expressam, respectivamente, o tempo médio e o número médio de interrupções que afetam cada unidade consumidora em um período determinado. É importante destacar que os indicadores DEC e FEC são registrados somente quando a duração da interrupção do fornecimento de energia supera o limite mínimo de 3 minutos ([ANEEL, 2021](#)).

### 2.2.1 O processo de Restauração

Após a ocorrência de uma interrupção de energia causada por uma falta, os operadores do sistema de distribuição têm a tarefa de restaurar a energia aos clientes de forma eficiente e segura. Para atingir este objetivo, é necessário realizar um conjunto de ações nos dispositivos

presentes na rede de forma a reduzir os efeitos negativos causados pela interrupção, ou seja, reduzir o número de clientes desligados ou a carga desligada a depender do interesse da empresa de distribuição. Nesse sentido, o processo de restauração pode ser entendido como uma ação emergencial em que uma configuração temporária da rede deve ser proposta até que o elemento defeituoso da rede seja reparado ou substituído, possibilitando o retorno do sistema ao seu estado normal de operação (ĆURČIĆ *et al.*, 1995). Isso implica mudar o estado atual das chaves para reconectar cargas garantindo que, neste estado de restauração, a rede opere corretamente dentro de seus limites. Pensando então no processo de restauração através de uma abordagem dinâmica, este é constituído pelos seguintes passos (MACEDO *et al.*, 2021; ROMERO *et al.*, 2016):

1. Quando ocorre uma falta permanente em uma seção<sup>1</sup> do sistema de distribuição, os sistemas de proteção atuam imediatamente para eliminar a falta e evitar que elementos do sistema sejam danificados. Além disso, a proteção anti-ilha desliga os GDs das seções que ficaram desenergizadas.
2. A seção defeituosa é isolada pelos dispositivos de chaveamento para que esta seja reparada. Como resultado, devido à operação radial dos sistemas de distribuição, todas as seções a jusante da seção em falta são desenergizadas e são candidatas a serem restauradas. A seção em falta e os dispositivos de chaveamento utilizados para isolar a falta permanecem indisponíveis no processo de restauração.
3. Uma vez isolada a falta, tanto as seções candidatas a serem restauradas quanto os dispositivos a serem utilizados na restauração são identificados para implementar a restauração dinâmica.
4. O plano de restauração é executado dividindo-se o tempo necessário para a reparação do defeito em etapas. A execução da restauração inclui a modificação do estado operacional das chaves automáticas, re-despacho dos geradores distribuídos, operação da bateria e ajustes dos dispositivos de controle de tensão, para cada uma das etapas segundo a demanda do sistema e a disponibilidade de energia por parte dos recursos energéticos distribuídos.
5. Por fim, depois que a falta é completamente eliminada, o sistema retorna ao estado operacional pré-falta.

A localização e identificação da falta estão fora do escopo do trabalho apresentado. Além disso, assume-se que os dispositivos de proteção estejam coordenados corretamente para que a proteção a montante mais próxima da seção onde a falta ocorreu atue. Dependendo do objetivo proposto para a estratégia de restauração a implementar, o operador da rede de distribuição pode avaliar diversas ações para atender o maior número de consumidores possível

---

<sup>1</sup> Este trabalho considera uma seção do sistema elétrico como um conjunto de nós que não podem ser desconectados uns dos outros por meio de operações de chaveamento

ou, alternativamente, restabelecer a maior quantidade de carga possível. A fim de compreender melhor a abordagem proposta, apresenta-se um exemplo para um processo de restauração em três etapas para um sistema de 13 seções, ilustrado nas Figuras 2 e 3.

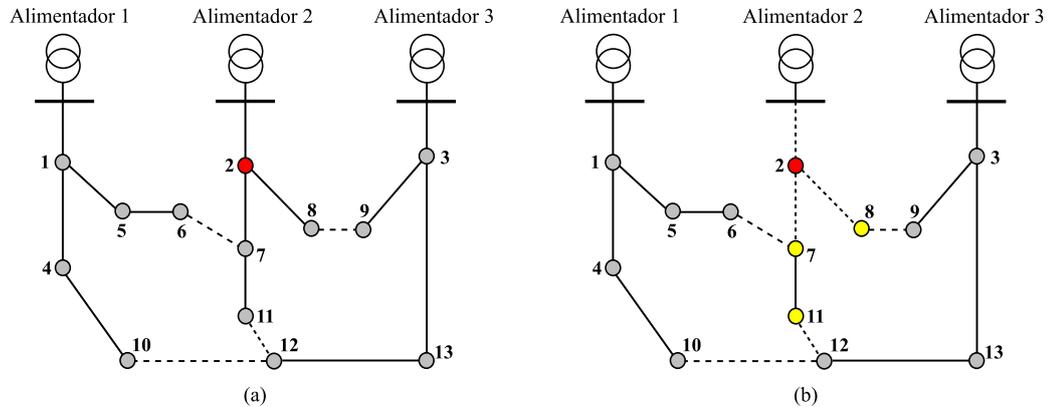


Figura 2 – (a) Falta na seção 2 (b) Isolamento da falta

Fonte: Adaptada de Souza (2014).

No caso de ocorrer uma falta permanente na seção 2 (Figura 2a), os dispositivos de proteção atuam imediatamente para isolar a falta (Figura 2b). Essas ações correspondem aos passos 1 e 2 do processo de restauração. As seções 7, 8 e 11 são então desenergizadas e são candidatas à restauração. Considerando que o estado restaurativo seja dividido em três etapas, ilustra-se na Figura 3 o plano de restabelecimento com as topologias das três etapas consideradas.

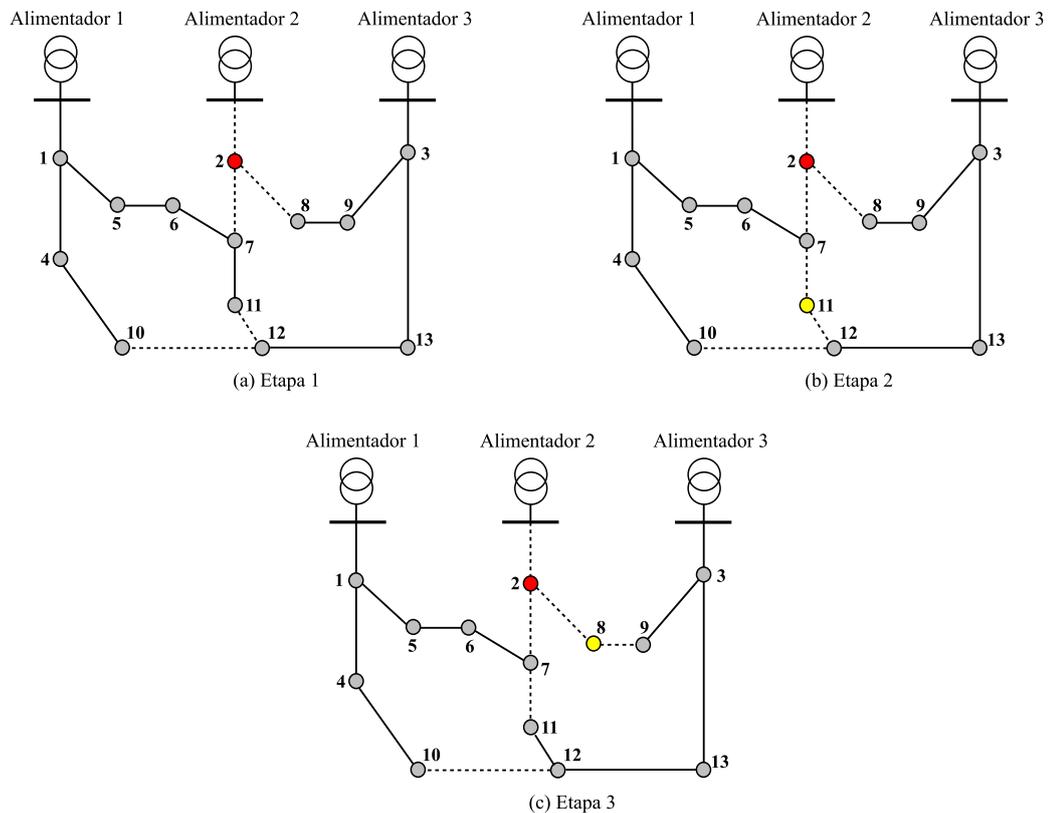


Figura 3 – Etapas de Restauração

Na Figura 3a ilustra-se a primeira etapa do processo de restauração do sistema, na qual o serviço é restaurado em todas as seções afetadas pela falta. A seção 8 é ligada ao alimentador 3, enquanto as seções 7 e 11 são transferidas para o alimentador 1. No entanto, devido ao aumento da demanda na etapa 2, o alimentador 1 fica sobrecarregado e a seção 11 é desconectada para manter a segurança do sistema (Figura 3b). Na terceira etapa, o alimentador 3 não pode mais fornecer energia para a seção 8 devido ao aumento da sua demanda, portanto, a seção 8 fica fora de serviço. Porém, ao desconectar a seção 8, o alimentador 3 libera capacidade suficiente para reconectar a seção 11, que foi desenergizada na etapa anterior (Figura 3c).

Observe-se que seção 11 apresenta uma condição de operação que implica sua conexão e desconexão periódica ao longo do processo de restauração. Pode-se argumentar que essa situação é prejudicial e indesejável para as cargas associadas a essa seção, afetando também o índice de Frequência de Interrupção Individual (FIC) do consumidor. Por outro lado, do ponto de vista do operador, essa ação tem como objetivo minimizar a energia total não suprida, bem como diminuir o índice de duração de interrupção individual do consumidor (DIC), considerando que o fornecimento de energia da seção 11 estaria interrompida apenas um intervalo de tempo do total da interrupção. Nesse contexto, a proposta de restauração dinâmica permite ao operador realizar diferentes ações dependendo do objetivo que se deseja atender: *(i)* atender ao maior número de consumidores; *(ii)* restaurar a maior quantidade possível de carga; *(iii)* ou priorizar manter os índices de confiabilidade do sistema dentro dos limites permitidos. Assim, o operador pode realizar uma análise prévia e escolher a alternativa de restauração mais adequada para o sistema de distribuição, levando em consideração os impactos técnicos e econômicos de cada opção.

## 2.3 Considerações sobre os dispositivos utilizados na restauração dinâmica /multi-temporal

### 2.3.1 Chaves Automáticas

Múltiplas modificações de topologia são indesejáveis em sistemas de distribuição sem chaves automáticas, pois implica em custos e tempos elevados devido ao deslocamento das equipes técnicas para operar manualmente as chaves. No entanto, em redes urbanas e modernas, o uso de chaves automáticas facilita o ajuste da topologia da rede de forma rápida e eficiente, dada a ocorrência de contingências ou manutenções. Neste sentido, para o desenvolvimento do modelo proposto neste trabalho considerando a possibilidade de múltiplas modificações da topologia de rede, considera-se que:

- i) Todas as chaves instaladas no sistema de distribuição possuem acionamento remoto automático.

- ii) A operação das chaves tem um custo a ser minimizado na função objetivo para evitar grandes modificações topológicas na rede.

O item (i) é essencial para a aplicação efetiva da abordagem proposta, uma vez que somente o uso de chaves automáticas permite considerar a característica de múltiplas modificações topológicas na rede, o que seria intratável considerando-se chaves de operação manual dado o tempo para se operar este tipo de chaves. Como o objetivo principal da restauração é minimizar a carga não suprida, a mudança de estado das chaves deve ocorrer unicamente para restaurar mais carga ou consumidores, conforme explicado no item (ii).

### 2.3.2 Demanda variável

Como mencionado nas seções anteriores, o principal objetivo da restauração é reconectar os consumidores afetados pela falta, minimizando por exemplo a carga não suprida ou número de consumidores, e esta reconexão depende, em grande medida, da demanda de potência do sistema e dos meios para supri-la. Como discutido anteriormente, o processo de restauração dinâmico considera diferentes níveis de demanda ao longo do tempo. Assim, as seguintes considerações são assumidas com relação à demanda:

- i) O tempo de restauração é dividido em etapas, onde se conhece com certo grau de precisão a demanda da rede (obtida a partir de métodos de previsão de carga).
- ii) Três tipos de perfis de demanda típicos são utilizados: residencial, comercial e industrial.
- iii) Cada seção pode representar um conjunto de nós de carga do sistema.
- iv) Um nível de demanda diferente pode ser utilizado em cada etapa da restauração.
- v) Considera-se um modelo ZIP para modelar as cargas.
- vi) O sistema de distribuição é trifásico, equilibrado e simétrico, sendo possível modelá-lo através de seu equivalente monofásico.

Os itens mencionados acima destacam a importância de conhecer os padrões da demanda para aplicação efetiva da abordagem dinâmica proposta neste trabalho. Conhecer a demanda é útil para gerenciar a operação do SAE e dos demais recursos energéticos distribuídos utilizados no processo de restauração. Por exemplo, durante os períodos de pico, uma maior quantidade de energia será necessária para efetuar a restauração. Nesse sentido, considerar níveis de demanda durante horários específicos possibilita a gestão adequada dos recursos energéticos, com vistas a suprir a demanda nos momentos de pico.

### 2.3.3 Geradores Distribuídos

Os geradores distribuídos são apresentados como uma solução eficaz para reduzir a vulnerabilidade da rede elétrica diante de eventos extremos, ao mesmo tempo em que melhora a rapidez e eficiência da resposta a emergências (SHEN *et al.*, 2018). A integração de fontes de energia distribuída na rede de distribuição traz grandes benefícios em termos de redução de custos em transmissão, diminuição de perdas e confiabilidade do fornecimento. No contexto do problema de restauração, os GD podem melhorar o perfil de tensão, aliviar o fluxo de energia através dos componentes da rede e habilitar o fornecimento de energia durante as interrupções como resultado da operação em ilha (FARIA *et al.*, 2021). Assim, o uso de GDs no processo de restauração do fornecimento foi demonstrado como uma prática eficiente por diversos autores (NETO, 2011; CARVALHO, 2020; Borghetti *et al.*, 2003; XU *et al.*, 2018). Neste contexto, o modelo desenvolvido neste trabalho, considera durante o processo de restauração a presença de: *i*) Geradores despacháveis, que podem ser micro-turbinas acionadas por vapor ou Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e *ii*) Geradores não despacháveis, com destaque para a geração fotovoltaica.

#### 2.3.3.1 Geradores Despacháveis

A capacidade de controlar os GDs permite a operação isolada de uma parte do sistema de distribuição através de um ou vários GDs (ilhamento intencional), o que pode garantir o fornecimento de energia para seções do sistema que ficaram desenergizadas como consequência da falta. Além disso, a abordagem multi-temporal do problema de restauração permite a gestão eficiente da energia injetada pelos GDs ao longo do processo de restauração. Neste sentido, em relação aos geradores despacháveis, o modelo proposto considera:

- i) Os GDs despacháveis são representados por meio de modelos de geradores síncronos como PCHs ou turbinas a vapor. Tais geradores são capazes de gerar potência ativa e reativa, operando com fator de potência restrito e tensão nominal livre.
- ii) Os GDs não são propriedade da empresa de distribuição. Assim, qualquer diferença entre a potência injetada durante o processo de restauração e a quantidade estipulada no cronograma de despacho deve ser paga a um terceiro.
- iii) Apenas os GDs com capacidade *black start* estão disponíveis para realizar o ilhamento intencional da rede.
- iv) Os GDs operando em modo de ilha, devem garantir o equilíbrio de carga da ilha.
- v) Durante a formação de uma ilha, consideram-se restrições de rampa para limitar a variação de potência instantânea dos GDs para que as flutuações de tensão e frequência permaneçam dentro de limites aceitáveis.

Os itens acima descrevem as características operacionais dos geradores despacháveis considerados no modelo proposto. De maneira geral este tipo de geradores quando encontrados no sistema de distribuição são plantas de cogeração ou pequenas centrais hidroelétricas. No modelo considera-se que a empresa de distribuição não é proprietária dos geradores, portanto, as variações de despacho durante o processo de restauração resulta em um custo para a empresa de distribuição. Após a ocorrência de uma falta, os GDs são desconectados da rede pela atuação do sistema de proteção anti-ilha, evitando efeitos nas correntes de falha e prevenindo a formação de ilhas indesejadas (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012a). Após a desconexão, considera-se no modelo proposto que apenas aqueles geradores com capacidade de *black start* podem operar no modo ilha. Operar os geradores ilhados implica em um custo adicional para a empresa de distribuição devido à custos relacionados à manutenção da ilha, portanto, a formação de ilhas só será realizada para restaurar cargas que não possam ser conectadas à rede principal. Além disso, a abordagem dinâmica permite a formação de ilhas em diferentes etapas do processo de restauração com o objetivo de restabelecer mais cargas durante o período de reparo da falta. Para evitar que a proteção local dos GDs atue devido a variações de frequência ou tensão no momento de conectar cargas à ilha, assume-se limites para a variação de potência instantânea do gerador.

### 2.3.3.2 Geradores Não despacháveis

No presente estudo, considera-se no problema de restauração a presença de geradores fotovoltaicos instalados nos sistemas de distribuição energia elétrica, em virtude de serem estes os que possuem maior crescimento na integração com as redes de distribuição (IEA, 2022). Assim sendo é necessário que este tipo de energia seja integrada na operação dos sistemas elétricos de forma eficiente. A magnitude da radiação solar afeta diretamente a quantidade de geração de energia, tornando a energia fotovoltaica intermitente e não despachável. Nesse cenário, assume-se as seguintes considerações:

- i) É possível prever com certa precisão a radiação solar em cada intervalo de tempo, o que permite conhecer a curva de geração dos sistemas fotovoltaicos instalados na rede de distribuição.
- ii) Os geradores fotovoltaicos são equipados com inversores inteligentes que possuem a função Volt/VAr ativada conforme é instruído pela norma IEEE 1547 (IEEE Standards Association, 2018).

Modelos de previsão tem sido amplamente aplicados às variáveis relacionadas ao sistema elétrico (NAMETALA, 2023), portanto considera-se que a curva de geração solar dos painéis instalados no sistema de distribuição é previamente conhecida, o que permite considerar potência ativa gerada como um dado de entrada na formulação matemática. Os altos níveis de inserção de geradores fotovoltaicos podem ser benéficos para restabelecer mais cargas ao longo do processo de restauração. No entanto, esses níveis elevados de inserção também podem causar problemas

de tensão que são indesejáveis em situações de emergência. Com o objetivo de aproveitar de forma mais eficiente a geração fotovoltaica durante a restauração, os inversores podem injetar ou consumir potência reativa através do controle Volt-VAr do inversor, com a finalidade de auxiliar na manutenção da regulação de tensão do sistema (TURITSYN *et al.*, 2011).

### 2.3.4 *Sistemas de armazenamento de energia*

O presente trabalho oferece uma importante contribuição ao aproveitar a flexibilidade dos sistemas de armazenamento para implementar uma estratégia de restauração dinâmica/multi-temporal. Os sistemas de armazenamento possuem diversas funcionalidades nos SDEE, e, como exposto no Capítulo 1, demonstraram ser eficientes nos processos de restauração de serviço. O enfoque dinâmico facilita a inclusão de restrições intertemporais próprias dos sistemas de armazenamento. A incorporação de sistemas de armazenamento não apenas contribuirá para a redução do custo operacional geral da operação dos sistemas de distribuição, mas também pode levar a uma melhora da confiabilidade, aumentando a capacidade de controle e a flexibilidade na gestão da demanda de energia durante o processo de restauração. Neste trabalho, considera-se bancos de baterias como SAEs presentes na rede de distribuição. Logo, assume-se as seguintes considerações:

- i) Apenas os SAEs já existentes no sistema de distribuição estão disponíveis para o processo de restauração.
- ii) Os SAEs não são propriedade da empresa de distribuição. Assim, a potência adicional injetada durante o processo de restauração será paga a um terceiro.
- iii) A operação das baterias em condições normais é conhecida.
- iv) A conexão de seções desenergizadas deve ser priorizada antes de carregar a bateria.

O foco deste trabalho não é instalar SAEs no sistema de distribuição com a finalidade de restauração de cargas. O que é proposto é a utilização das baterias instaladas na rede e utilizadas para outras aplicações, como mitigar as flutuações das saídas de geração de energia renovável, atenuar os picos de demanda ou reduzir os custos durante os horários de ponta (*peak shaving*). Considera-se no modelo que as baterias localizadas na rede de distribuição são propriedade de terceiros e possuem um contrato específico de operação com a empresa de distribuição. Este contrato estabelece a operação a ser realizada ao longo do dia e é conhecido pelo operador. No entanto, durante o estado de restauração, é necessário reajustar a operação das baterias para atender maiores níveis de carga. Conseqüentemente, o plano de restauração deve incluir a operação da bateria em cada etapa de restauração com o objetivo de minimizar os efeitos negativos nas cargas afetadas pela falta.

### 2.3.5 Dispositivos de controle de tensão

O gerenciamento adequado do perfil de tensão nas redes de distribuição é essencial para garantir um fornecimento estável e confiável de energia elétrica. Para isso, as redes de distribuição utilizam diferentes dispositivos e equipamentos de controle, como OLTC, reguladores de tensão e bancos de capacitores para manter os níveis de tensão em valores adequados. O controlador de tap do OLTC e o regulador de tensão está associado à magnitude de tensão de um nó remoto pré-estabelecido, enquanto o controlador de tap do banco de capacitores está associado à magnitude de tensão de um nó local. O controle desses dispositivos pode ser considerado no problema de restauração do serviço para aumentar a quantidade de carga restaurada. Diversos autores demonstraram a eficácia de considerar dispositivos de controle de tensão na restauração (MACEDO *et al.*, 2021; PERALTA; LEITE; MANTOVANI, 2019; SEKHAVATMANESH; CHERKAOUI, 2019). O presente trabalho utiliza OLTC, reguladores de tensão e bancos de capacitores dentro da proposta de restauração dinâmica. Assim, assume-se as seguintes considerações:

- i) O regulador de tensão pode operar no modo bidirecional.
- ii) As perdas de potência são incluídas na função objetivo como um meio de induzir a operação dos dispositivos de controle de tensão.
- iii) Os dispositivos são automáticos e controlados remotamente.

Uma rede de distribuição que possui elevada penetração de geração distribuída pode sofrer em alguns pontos da rede alteração no sentido do fluxo de potência, o que pode causar comportamento atípico nos reguladores de tensão (PERALTA; LEITE; MANTOVANI, 2019), o mesmo pode ocorrer durante o processo de restauração. Neste sentido é importante considerar que os reguladores de tensão operam no modo bidirecional para evitar esse tipo de comportamento. O controle de tensão pode auxiliar no processo de restauração pois as cargas são modeladas através do modelo ZIP e as perdas podem ser minimizadas liberando margem para reconexão de cargas, por este motivo considera-se as perdas na função objetivo para auxiliar nos ajustes dos dispositivos do controle de tensão. Por fim, para a aplicação possa ser entregue, considera-se que os dispositivos de controle de tensão são operados remotamente.



---

# MODELO MATEMÁTICO PARA OTIMIZAÇÃO DO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO DINÂMICO

---

---

O problema de restauração do sistema de energia elétrica refere-se à tarefa de restabelecer o fornecimento de energia a um conjunto de consumidores que ficaram desenergizados após a ocorrência de uma falta. Um processo de restauração bem sucedido requer a implementação de ações que reduzam os impactos negativos de faltas permanentes. É importante destacar que, assim como o processo de restauração convencional, a restauração dinâmica deve ser realizada considerando as restrições existentes na operação do sistema de distribuição. Para sintetizar adequadamente o problema, podem ser identificados três tipos de restrições que devem ser consideradas no problema de restauração dinâmica:

- i) Restrições de fluxo de carga, relacionadas às leis de Kirchoff (corrente e tensão) que governam as ligações elétricas dos elementos da rede de distribuição. Estas restrições garantem a viabilidade do plano de restauração, garantindo que o equilíbrio de carga seja mantido durante todo o processo de restauração.
- ii) Restrições operacionais, que impõem uma proposta de restauração desenvolvida dentro dos limites de capacidade de corrente, limites de tensão e os limites de capacidade dos elementos da rede de distribuição utilizados na restauração. Dessa forma, é garantido que a segurança da rede não seja comprometida em nenhum momento durante o processo de restauração.
- iii) Restrições topológicas, que obrigam ao plano de restauração a manter uma característica radial típica dos sistemas de distribuição que impedem a formação de laços indesejáveis na rede.

A implementação de um plano de restauração eficaz que minimize os custos de restabelecer o fornecimento de energia aos clientes afetados por uma falta ou interrupção deve considerar simultaneamente os três tipos de restrições mencionadas anteriormente. Além disso, a abordagem dinâmica/multi-temporal apresentada neste trabalho exige que essas restrições sejam atendidas em cada etapa de restauração proposta.

A natureza combinatória do problema de restauração e a grande quantidade de variáveis a serem processadas tornam o problema de difícil solução. A consideração multi-temporal do problema aumenta o número de variáveis em função do número de etapas a serem consideradas. O problema de restauração é então um problema não linear e não convexo, proposto originalmente como um problema de programação não linear inteira mista e difícil de resolver por meio de técnicas existentes (POSSAGNOLO, 2019; MACEDO *et al.*, 2021). No entanto, várias pesquisas em otimização de sistemas de distribuição demonstraram que o problema não linear pode ser transformado em um problema convexo por meio de relaxações e aproximações lineares (ROMERO *et al.*, 2016). Nesse contexto, este trabalho apresenta um modelo PLIM para resolver o problema de restauração dinâmico, que pode ser resolvido de forma eficiente utilizando *solvers* comerciais.

### 3.1 Função Objetivo

Após uma interrupção no fornecimento de energia, o modelo visa minimizar os impactos negativos de uma contingência tanto para a empresa de distribuição quanto para seus clientes. Para isso, o modelo pode considerar diferentes cenários e critérios de priorização, tais como: o número de clientes atendidos, a quantidade de carga restabelecida ou os índices de confiabilidade do sistema. Dessa forma, o modelo proposto neste trabalho visa minimizar o custo total da restauração, e este considera os custos operacionais relacionados as alterações dos dispositivos presentes na rede, necessários para se obter o melhor resultado possível. Portanto, levando em conta as considerações expostas no Capítulo 2, a função objetivo é formulada como a minimização da soma dos seguintes custos:

$$C_{Rest} = C_{Conf} + C_{Perdas} + C_{GD} + C_{MR} + C_{CH} + C_{SAE} \quad (3.1)$$

- i) **Custo de confiabilidade ( $C_{Conf}$ ):** O enfoque multi-temporal do problema de restauração oferece ao operador a possibilidade de implementar diversas estratégias para mitigar os impactos negativos das faltas através da minimização dos custos associados à confiabilidade do sistema. Nesse sentido, o custo de confiabilidade pode ser avaliado considerando diferentes objetivos: *i*) a minimização da energia não suprida, *ii*) a minimização da duração individual da interrupção ou, alternativamente *iii*) uma ponderação combinada de ambos os custos. Para este propósito, é importante definir o custo da energia não suprida ( $C_{ENS}$ ) e o custo de duração da interrupção ( $C_{DEC}$ ), apresentados a seguir.

- **Custo da energia não suprida ( $C_{ENS}$ ):** Custo relacionado a demanda que permanece fora de serviço é minimizada na função objetivo. O  $C_{ENS}$  é a soma de todos os nós de demanda que permanecem desenergizados em cada intervalo de tempo do processo de restauração, excetuando-se os nós em falta.

$$C_{ENS} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{D^*}} K_{i,t}^{ENS} P_{i,t}^D (1 - y_{i,t}^{LS}) \Delta t \quad (3.2)$$

em que  $K^{ENS}$  representa o custo da demanda não suprida do nó  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ; a variável binária  $y_{i,t}^{LS}$  indica se o nó  $i$  está energizado no intervalo de tempo  $t$ , sendo 1 quando a seção está energizada e 0 no caso contrário;  $P_{i,t}^D$  é a demanda do nó  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;  $\Omega_T$  é o conjunto de intervalos de tempo ao longo do processo de restauração,  $\Omega_N^{D^*}$  é o conjunto de nós disponíveis para a restauração (todos os nós do sistema, menos aqueles que estão em falta) e  $\Delta t$  é a duração de cada etapa de restauração.

- **Custo de duração da interrupção ( $C_{DEC}$ ):** Para priorizar a reconexão do maior número de consumidores e manter os níveis de DEC dentro dos limites permitidos, é adicionado um custo que minimiza a duração da interrupção de cada consumidor.

$$C_{DEC} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{D^*}} K_i^{DEC} \frac{Ncl_i \Delta t}{Ncl^T} (1 - y_{i,t}^{LS}) \quad (3.3)$$

em que  $K_i^{DEC}$  é o custo de não suprir de energia para o nó  $i$  durante um período  $\Delta t$ ,  $Ncl$  é o número de clientes associados ao nó  $i$ ,  $\Delta t$  é a duração de cada etapa de restauração e  $Ncl^T$  é o número total de clientes no sistema de distribuição.

- ii) **Custo das perdas ( $C_{Perdas}$ ):** A inclusão das perdas na função objetivo é considerada para obter a operação ótima dos dispositivos de controle Volt/VAr. O custo das perdas é computado pela soma das perdas em cada intervalo do processo de restauração.

$$C_{Perdas} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{ij \in \Omega_B^R} K_t^L R_{ij} I_{ij,t}^{SQ} \quad (3.4)$$

em que  $K_t^L$  é o custo de perdas para cada intervalo de tempo  $t$ ;  $I_{ij,t}^{SQ}$  é a corrente do ramo  $ij$  no intervalo de tempo  $t$  ao quadrado;  $R_{ij}$  é a resistência do ramo  $ij$ ; e  $\Omega_B^R$  o conjunto dos ramos do sistema de distribuição.

- iii) **Custo de re-despacho da geração ( $C_{GD}$ ):** O processo de restauração pode exigir a realização de alterações nas injeções de potência dos GD para que as cargas afetadas pela interrupção de energia sejam re-energizadas sem que ocorram violações nas restrições

operacionais da rede elétrica. Neste contexto,  $C_{GD}$  é o valor a ser pago aos proprietários dos GD devido à discrepância entre o despacho programado e o novo despacho devido ao processo de restauração.

$$C_{GD} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{GD}} K_{i,t}^{GD} (\hat{\delta}_{i,t}^{GDp} + \hat{\delta}_{i,t}^{GDq}) \quad (3.5)$$

em que  $\hat{\delta}_{i,t}^{GDp}$  e  $\hat{\delta}_{i,t}^{GDq}$  são as variáveis que indicam a diferença entre a potência ativa e reativa contratada e re-despachada devido ao processo de restauração do gerador  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;  $K_{i,t}^{GD}$  é o custo da geração do gerador  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ; e  $\Omega_N^{GD}$  é o conjunto de nós que possuem GDs despacháveis.

- iv) **Custo de formação de ilhas ( $C_{MR}$ ):** O processo de restauração permite a operação isolada de zonas do sistema de distribuição através dos GD com capacidade de *black start*. Dado que a manutenção da ilha é de responsabilidade do proprietário do GD,  $C_{MR}$  é definido como o custo a ser pago aos geradores com capacidade de *black start* para operar micro-redes isoladas durante o processo de restauração.

$$C_{MR} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{BS}} K_i^{MG} \hat{\delta}_{i,t}^{MG} \quad (3.6)$$

em que  $K_i^{MG}$  é o custo de manobrar a formação de uma ilha  $i$ ;  $\hat{\delta}_{i,t}^{MG}$  é uma variável binária que indica a formação de uma micro-rede com o gerador com capacidade de BS  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ; e  $\Omega_N^{BS}$  é o conjunto de nós que possuem GD com capacidade BS.

- v) **Custo de operação dos chaveamentos ( $C_{CH}$ ):** A recuperação de carga no processo restaurativo deve acontecer, sem que o SDEE sofra grandes modificações topológicas, pois tais modificações são temporárias. Assim, considera-se na FO o custo de manobrar chaves  $C_{CH}$  entre os intervalos de tempo do processo de restauração.

$$C_{CH} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{ij \in \Omega_B} K_{ij}^{SW} \hat{\delta}_{ij,t}^{SW} \quad (3.7)$$

em que  $K_{ij}^{SW}$  é o custo de manobrar a chave do ramo  $ij$ ; e  $\hat{\delta}_{ij,t}^{SW}$  é uma variável binária que representa a variação de estado da chave instalada no ramo  $ij$  no intervalo de tempo  $t$ .

- vi) **Custo da operação dos SAEs ( $C_{SAE}$ ):** É o custo a ser pago aos proprietários dos SAEs pela operação devido ao processo de restauração, semelhante aos GDs. A potencia de carga da bateria  $P_{i,t}^{SD-}$  está inclusa na função objetivo a fim de desencorajar o carregamento da bateria, evitando assim que cargas sejam desligadas para que a bateria seja carregada.

$$C_{SAE} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{SD}} K_{i,t}^{SD} (P_{i,t}^{SD-} + \hat{\delta}_{i,t}^{SD+}) \quad (3.8)$$

em que  $K_{i,t}^{SD}$  é o custo da operação da bateria instalada no nó  $i$  no instante  $t$ ;  $\hat{\delta}_{i,t}^{SD+}$  representa o desvio da injeção de potência do SAE  $i$  em relação ao programado no intervalo de tempo  $t$ ; e  $P_{i,t}^{SD-}$  indica a potência carregada do SAE instalado no nó  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;  $\Omega_N^{SD}$  é o conjunto de nós que possuem SAE.

Desta forma, a função objetivo consiste na minimização total de todos os custos descritos acima e utilizados em cada intervalo de tempo  $t$  do processo de restauração:

$$\begin{aligned} \min FO = & \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{D*}} K_{i,t}^{ENS} P_{i,t}^D (1 - y_{i,t}^{LS}) \Delta t + \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{D*}} K_i^{DEC} \frac{Ncl_i \Delta t}{Ncl^T} (1 - y_{i,t}^{LS}) \\ & + \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{ij \in \Omega_B^R} K_t^L R_{ij} I_{ij,t}^{SQ} + \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{GD}} K_{i,t}^{GD} (\hat{\delta}_{i,t}^{GDp} + \hat{\delta}_{i,t}^{GDq}) + \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{BS}} K_i^{MG} \hat{\delta}_{i,t}^{MG} \quad (3.9) \\ & + \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{ij \in \Omega_B} K_{ij}^{SW} \hat{\delta}_{ij,t}^{SW} + \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N^{SD}} K_{i,t}^{SD} (P_{i,t}^{SD-} + \hat{\delta}_{i,t}^{SD+}) \end{aligned}$$

Ressalta-se que os parâmetros de custo associados a cada termo da função objetivo ( $K_{i,t}^{ENS}$ ,  $K_i^{DEC}$ ,  $K_t^L$ ,  $K_{i,t}^{GD}$ ,  $K_i^{MG}$ ,  $K_{ij}^{SW}$ ,  $K_{i,t}^{SD}$ ) podem ser considerados como ponderações pela priorização de um objetivo em detrimento de outro. Uma vez que o modelo matemático apresentado é projetado para minimizar os custos associados à confiabilidade da rede, é importante atribuir maior peso aos custos de ponderação de  $K_{i,t}^{DNS}$  e  $K_{i,t}^{DEC}$  na função objetivo. No entanto, como esses custos podem ser conflitantes, é necessário que o operador estabeleça um critério de otimização em função das condições atuais de confiabilidade do sistema de distribuição. Assim, o operador pode dar maior importância a um ou outro custo de confiabilidade ou, alternativamente, buscar um equilíbrio entre ambos. Além disso, é possível classificar as cargas em nós prioritários selecionando fatores de peso individuais para cada nó de demanda, a fim de hierarquizar o restabelecimento de carga com base em nós de demanda prioritários.

## 3.2 Restrições de fluxo de carga

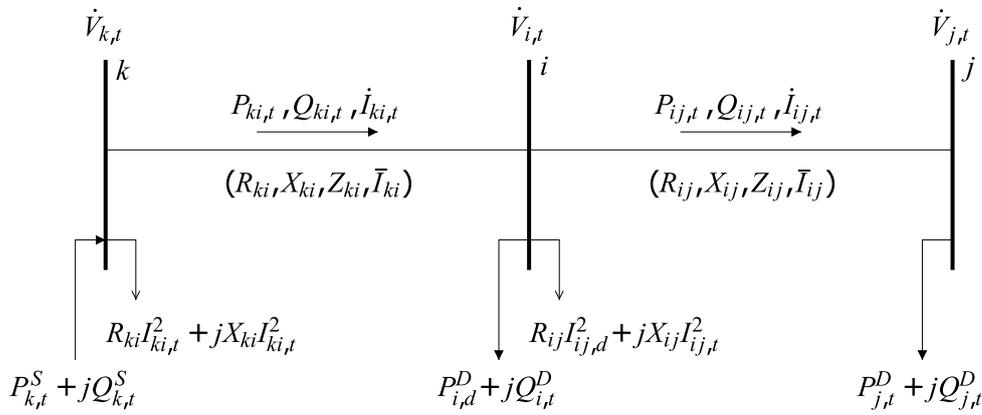
### 3.2.1 Modelo da operação em regime permanente do Sistema de Distribuição

Para determinar o estado de operação do sistema de distribuição em regime permanente, é necessário modelar as equações de fluxo de carga por meio de expressões lineares, uma vez que a proposta deste trabalho é um modelo PLIM. Através das equações de fluxo de potência, é possível obter informações sobre as magnitudes de tensão e corrente nos nós, o carregamento das linhas, transformadores e equipamentos que compõem o sistema elétrico em estudo, além de possibilitar o cálculo das perdas na rede de distribuição. As equações lineares que descrevem

a operação em regime permanente do sistema de distribuição foram originalmente deduzidas por Franco *et al.* (2013), e detalhes adicionais sobre essa formulação podem ser encontrados em Gonçalves (2013) e Borges, Franco e Rider (2014).

O desenvolvimento do equacionamento proposto por Franco *et al.* (2013) para encontrar o estado de operação em regime permanente de um sistema de distribuição radial considera as seguintes hipóteses: *i*) O sistema de distribuição é balanceado, portanto, é representado por um modelo equivalente monofásico; *ii*) As perdas de um ramo  $ij$  estão concentradas no nó de origem  $i$ ; e *iii*) Assume-se que as cargas são representadas como potências ativa e reativa constantes. Tais hipóteses são ilustradas na Figura 4.

Figura 4 – Sistema Radial



Fonte: Adaptada de Franco *et al.* (2013).

Na Figura 4, sabendo que  $\dot{S}_{ij,t} = \dot{V}_{j,t} \dot{I}_{ij,t}^*$  e que  $\dot{S}_{ij,t} = P_{ij,t} + jQ_{ij,t}$ , o fluxo de corrente  $\dot{I}_{ij,t}$  para cada etapa de tempo  $t$  pode ser calculado como:

$$\dot{I}_{ij,t} = \left( \frac{P_{ij,t} + jQ_{ij,t}}{\dot{V}_{j,t}} \right)^* = \frac{P_{ij,t} - jQ_{ij,t}}{\dot{V}_{j,t}^*} \quad (3.10)$$

O módulo da corrente  $\dot{I}_{ij,t}$  é dado por:

$$|\dot{I}_{ij,t}| = \frac{\sqrt{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}}{|\dot{V}_{j,t}|^*} \quad (3.11)$$

Elevando a equação (3.11) ao quadrado, tem-se:

$$I_{ij,t}^2 = \frac{(P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2)}{V_{j,t}^2} \quad \forall ij \in \Omega_B, \forall t \in \Omega_T \quad (3.12)$$

Considerando agora o circuito  $ij$  ilustrado na Figura 4, a queda de tensão para cada intervalo de tempo  $t$  é dada por:

$$\dot{V}_{i,t} - \dot{V}_{j,t} = \dot{I}_{ij,t} (R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.13)$$

Substituindo (3.10) em (3.13), obtém-se a equação (3.14).

$$(\dot{V}_{i,t} - \dot{V}_{j,t})\dot{V}_{j,t}^* = (P_{ij,t} - jQ_{ij,t})(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.14)$$

Considerando os fasores  $\dot{V}_{i,t} = |V_{i,t}| \angle \theta_{i,t}$ ,  $\dot{V}_{j,t} = |V_{j,t}| \angle \theta_{j,t}$  e os ângulos  $\theta_{ij,t} = \theta_{i,t} - \theta_{j,t}$  para cada intervalo de tempo, a equação (3.14) pode ser reescrita como:

$$V_{i,t}V_{j,t}(\cos \theta_{ij,t} + j \operatorname{sen} \theta_{ij,t}) - V_{j,t}^2 = (P_{ij,t} - jQ_{ij,t})(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.15)$$

Separando as partes real e imaginária de ambos membros da equação (3.15) obtém-se:

$$V_{i,t}V_{j,t} \cos \theta_{ij,t} = V_{j,t}^2 + (R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.16)$$

$$V_{i,t}V_{j,t} \operatorname{sen} \theta_{ij,t} = (X_{ij}P_{ij,t} - R_{ij}Q_{ij,t}) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.17)$$

Somando os quadrados das equações (3.16) e (3.17) e aplicando a identidade trigonométrica  $\operatorname{sen}^2 \theta_{ij,t} + \cos^2 \theta_{ij,t} = 1$ , obtém-se:

$$V_{i,t}^2 - V_{j,t}^2 = 2(R_{ij}Q_{ij,t} + X_{ij}P_{ij,t}) + \left( \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{V_{j,t}^2} \right) (X_{ij}^2 + R_{ij}^2) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.18)$$

Assumindo que  $Z_{ij}^2 = X_{ij}^2 + R_{ij}^2$ , e incorporando a expressão (3.12) obtém-se a equação de queda de tensão (3.19):

$$V_{i,t}^2 - V_{j,t}^2 = 2(R_{ij}Q_{ij,t} + X_{ij}P_{ij,t}) + Z_{ij}^2 I_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.19)$$

Analisando agora a lei de Kirchhoff das correntes para o nó  $i$  da Figura 4, as equações de balanço de potencia são apresentadas a seguir:

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} P_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (P_{ij,t} + R_{ij}I_{ij,t}^2) + P_{i,t}^S - P_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N^D, \forall t \in \Omega_T \quad (3.20)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} Q_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (Q_{ij,t} + X_{ij}I_{ij,t}^2) + Q_{i,t}^S - Q_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N^D, \forall t \in \Omega_T \quad (3.21)$$

Assim, o conjunto de equações não lineares (3.12), (3.19) - (3.21) representam a operação em regime permanente de um SDEE radial e são frequentemente utilizados em métodos de fluxo de carga de varredura (CESPEDES, 1990; SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988). Utilizar as equações (3.19) - (3.21) no modelo restauração proposto neste trabalho resultaria em um modelo não linear. Assim, por se tratar de uma proposta linear, é necessário linearizar tais equações. Logo, são realizadas as seguintes modificações para se obter um modelo linear:

- Troca das variáveis  $I_{ij,t}^{SQ}$  por  $I_{ij,t}^2$  e  $V_{i,t}^{SQ}$  por  $V_{i,t}^2$ , tornando as equações (3.19) - (3.21) lineares

$$I_{ij,t}^{SQ} V_{j,t}^{SQ} = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in \Omega_B, \forall t \in \Omega_T \quad (3.22)$$

$$V_{i,t}^{SQ} - V_{j,t}^{SQ} = 2(R_{ij} Q_{ij,t} + X_{ij} P_{ij,t}) + Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.23)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} P_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + P_{i,t}^S - P_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.24)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} Q_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + Q_{i,t}^S - Q_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.25)$$

A troca de variáveis não resolve as não linearidades da equação da corrente. A equação (3.22) permanece não linear dada a multiplicação das variáveis  $I_{ij,t}^{SQ} V_{j,t}^{SQ}$  no lado esquerdo e pela soma das variáveis quadráticas  $P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2$  no lado direito da equação.

- A linearização do produto  $I_{ij,t}^{SQ} V_{j,t}^{SQ}$  pode ser feita de forma simples considerando a variável da tensão como constante, ou seja  $V_{j,t}^{SQ} = V^{nom}$ . Considerando que a tensão  $V_{j,t}$  e  $V^{nom}$  estão dentro dos limites  $[\underline{V}, \bar{V}]$ , a aproximação linear (3.26) é válida.

$$I_{ij,t}^{SQ} V_{j,t}^{SQ} \approx I_{ij,t}^{SQ} (V^{nom})^2 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.26)$$

em que  $V^{nom}$  é a tensão nominal do SDEE. Esta simplificação é comprovada experimentalmente em [Tabares et al. \(2016\)](#) com um baixo erro de aproximação.

- Linearização por partes dos termos quadráticos  $P_{ij,t}^2$  e  $Q_{ij,t}^2$ , ou seja, tais valores são aproximados pela soma de ' $\Lambda$ ' segmentos de retas (blocos de linearização) que se aproximam das curvas quadráticas  $P_{ij,t}^2$  e  $Q_{ij,t}^2$ . Assim, a linearização da soma das potências quadráticas podem ser representadas pelas equações (3.27) - (3.34)

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \approx \sum_{l=1}^{\Lambda} (2l-1) \bar{\Delta}_{ij}^S (\Delta_{ij,t,l}^P + \Delta_{ij,t,l}^Q) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.27)$$

$$P_{ij,t} = P_{ij,t}^+ - P_{ij,t}^- \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.28)$$

$$Q_{ij,t} = Q_{ij,t}^+ - Q_{ij,t}^- \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.29)$$

$$P_{ij,t}^+ + P_{ij,t}^- = \sum_{l=1}^{\Lambda} \Delta_{ij,l,t}^P \quad \forall i \in \Omega_R^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.30)$$

$$Q_{ij,t}^+ + Q_{ij,t}^- = \sum_{l=1}^{\Lambda} \Delta_{ij,l,t}^Q \quad \forall i \in \Omega_R^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.31)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,t,l}^P \leq \bar{\Delta}_{ij}^S V_{j,t}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T, \forall l \in \{1, \dots, \Lambda\} \quad (3.32)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,t,l}^Q \leq \bar{\Delta}_{ij}^S V_{j,t}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T, \forall l \in \{1, \dots, \Lambda\} \quad (3.33)$$

$$P_{ij,t}^+, P_{ij,t}^-, Q_{ij,t}^+, Q_{ij,t}^- \geq 0 \quad (3.34)$$

em que,  $\bar{\Delta}_{ij}^S$ , é o tamanho da cada bloco na linearização e pode ser calculada como:

$$\bar{\Delta}_{ij}^S = \frac{\bar{V} \bar{I}_{ij}}{\Lambda} \quad \forall ij \in \Omega_R \quad (3.35)$$

em que,  $(2l - 1)\bar{\Delta}_{ij}^S$  é a inclinação da  $l$ -ésima aproximação linear do circuito  $ij$ ;  $\Lambda$  é o número de linearizações;  $\Delta_{ij,t,l}^P$  e  $\Delta_{ij,t,l}^Q$  são variáveis que representam os valores do  $l$ -ésimo bloco da potência ativa e reativa no intervalo de tempo  $t$ , respectivamente;  $P_{ij,t}^+, P_{ij,t}^-, Q_{ij,t}^+, Q_{ij,t}^-$  são variáveis auxiliares utilizadas para modelar o valor absoluto das potências ativas e reativas  $|P_{ij,t}|, |Q_{ij,t}|$ . A linearização dos módulos das potências ativa e reativa é dada pelas restrições (3.29)-(3.31) e os limites de cada bloco de linearização são dados pelas restrições (3.32) e (3.33).

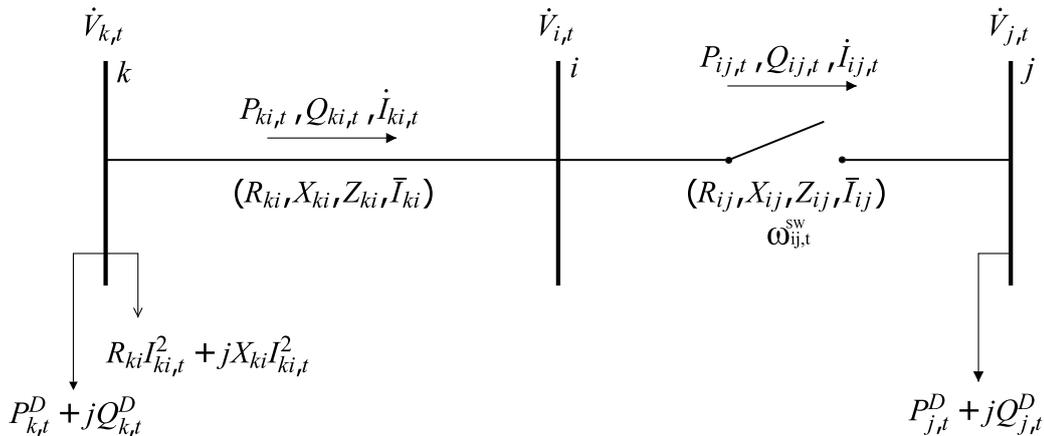
Maiores detalhes sobre a linearização por partes e das equações acima pode ser encontrado em [Gonçalves \(2013\)](#) e [Franco et al. \(2013\)](#). Ainda [Gonçalves \(2013\)](#) sugere que, para melhorar o resultado da linearização, a inclinação do primeiro bloco da equação (3.27) seja igual a  $\frac{5}{6}$ . Então, a equação (3.27) pode ser reescrita como:

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \approx \frac{5}{6}\bar{\Delta}_{ij}^S(\Delta_{ij,t,1}^P + \Delta_{ij,t,1}^Q) + \sum_{l=2}^{\Lambda} (2l - 1)\bar{\Delta}_{ij}^S(\Delta_{ij,t,l}^P + \Delta_{ij,t,l}^Q) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.36)$$

### 3.2.2 Adição de variáveis para o problema de restauração dinâmica

No contexto do problema de restauração, é fundamental considerar a presença de chaves Normalmente Aberta (NA) ou Normalmente Fechada (NF) que possibilitam a realização de modificações topológicas em cada intervalo de tempo  $t$ . Essas modificações são necessárias para que as cargas saudáveis possam ser restauradas após a ocorrência de uma contingência. A inclusão de uma chave no circuito  $ij$  é ilustrada na Figura 5 e pode ser representada pela variável binária  $\omega_{ij,t}^{SW}$ , a qual define o estado da chave, assumindo o valor 0 quando a chave está aberta e 1 quando a chave está fechada.

Figura 5 – Sistema Radial com Chaves



Fonte: Adaptada de [Franco et al. \(2013\)](#).

Para que a equação de queda de tensão (3.23) seja válida para todos os casos ( $\omega_{ij,t}^{SW} = 0$  ou  $\omega_{ij,t}^{SW} = 1$ ), é necessário adicionar uma variável de folga permitindo que esta equação seja satisfeita quando o circuito  $ij$  não estiver operando no intervalo de tempo  $t$  ( $\omega_{ij,t}^{SW} = 0$ ). Portanto,

a equação (3.23) é substituída pelas restrições (3.37) e (3.38).

$$V_{i,t}^{SQ} - V_{j,t}^{SQ} + \xi_{ij,t} = 2(R_{ij}Q_{ij,t} + X_{ij}P_{ij,t}) + Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.37)$$

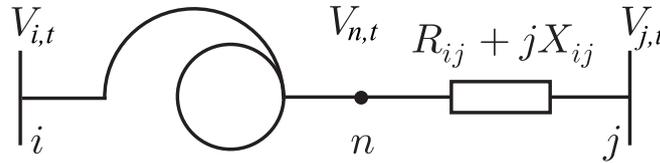
$$|\xi_{ij,t}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - \omega_{ij,t}^{SW}) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.38)$$

em que,  $\bar{V}$  e  $\underline{V}$  são parâmetros que representam as tensões máximas e mínimas permitidas no SDEE.

Assim, quando a chave  $ij$  é fechada na etapa de tempo  $t$  ( $\omega_{ij,t}^{SW} = 1$ ), a variável  $\xi_{ij,t}$  assume o valor de 0, o que significa que a segunda lei de Kirchhoff é satisfeita no circuito  $ij$ . Caso contrário, quando a chave  $ij$  é aberta ( $\omega_{ij,t}^{SW} = 0$ ), qualquer valor de  $\xi_{ij,t}$  dentro do intervalo  $[\bar{V}^2 - \underline{V}^2]$  é assumido para satisfazer a igualdade da equação (3.37).

Dado que o modelo proposto deve considerar a operação de RTs no processo de restauração, torna-se necessário adicionar uma variável que represente a tensão regulada pelo RT na equação de queda de tensão (3.37). Assim sendo, a variável  $\delta_{ij,t}^{VR}$  é introduzida na equação (3.37), resultando na equação (3.39). Dessa forma, a segunda lei de Kirchhoff nos ramos  $ij$  que possuem um RT operando no intervalo de tempo  $t$ , conforme ilustrado na Figura 6, é atendida.

Figura 6 – Regulador de Tensão



Fonte: Adaptada de [Macedo et al. \(2021\)](#).

$$V_{i,t}^{SQ} - V_{j,t}^{SQ} + \xi_{ij,t} + \delta_{ij,t}^{VR} = 2(R_{ij}Q_{ij,t} + X_{ij}P_{ij,t}) + Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.39)$$

em que  $\delta_{ij,t}^{VR}$  é a diferença dos quadrados das tensões  $V_{n,t}^{SQ} - V_{i,t}^{SQ}$  no intervalo de tempo  $t$ . Além disso, é necessário modificar a restrição referente à variável de folga  $\xi_{ij,t}$  (eq. (3.38)) de maneira que a segunda lei de Kirchhoff, agora representada pela equação (3.39), seja cumprida quando um RT instalado no circuito  $ij$  esteja em operação no intervalo de tempo  $t$ . Assim, a restrição (3.38) é modificada resultando na expressão a seguir:

$$|\xi_{ij,t}| \leq [(\bar{V}^2 - \underline{V}^2) + \bar{\Delta}_{ij}^{VR}(2 + \bar{\Delta}_{ij}^{VR})\bar{V}^2](1 - \omega_{ij,t}^{SW}) \quad \forall ij \in \Omega_R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.40)$$

em que  $\bar{\Delta}_{ij}^{VR}$  é a regulação máxima do RT instalado no circuito  $ij$ .

Os detalhes da modelagem do RT apresentado pode ser obtida em [Macedo et al. \(2021\)](#). Observa-se que quando o circuito  $ij$  não apresenta RT, a regulação máxima é zerada  $\bar{\Delta}_{ij}^{VR} = 0$ , e

a variável  $\xi_{ij,t}$  depende apenas dos valores da tensão máxima e mínima. Desta forma, a equação (3.40) garante a viabilidade da equação (3.39) quando um RT ou uma chave é instalada entre os nós  $i$  e  $j$ .

### 3.3 Modelo de Carga

O modelo de carga dependente da tensão representa com mais precisão as características de carga para estudos de regime permanente (SHEN *et al.*, 2019). Nesse contexto, o modelo da carga é abordada por um modelo de base polinomial de segunda ordem dependente da tensão, conhecido como modelo ZIP. O modelo ZIP é um modelo de carga estática que representa as características da potência demandada como a soma das características da carga de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Sendo assim, a potência ativa e reativa para um determinado nó  $i$  do sistema para o intervalo de tempo  $t$  são fornecidas pelas equações (3.41) e (3.42).

$$\hat{P}_{i,t}^D = P_{i,t}^D \left[ \alpha_i^Z \frac{V_{i,t}^{SQ}}{(VN)^2} + \alpha_i^I \frac{V_{i,t}}{VN} + \alpha_i^P \right] y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.41)$$

$$\hat{Q}_{i,t}^D = Q_{i,t}^D \left[ \beta_i^Z \frac{V_{i,t}^{SQ}}{(VN)^2} + \beta_i^I \frac{V_{i,t}}{VN} + \beta_i^P \right] y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.42)$$

em que  $\hat{P}_{i,t}^D$  e  $\hat{Q}_{i,t}^D$  são as potências ativa e reativa dependentes da tensão no nó  $i$ , na etapa  $t$  do período de restauração;  $\alpha_i^Z$ ,  $\alpha_i^I$ ,  $\alpha_i^P$  são os fatores de participação dos tipos de carga, impedância, corrente e potência constante, da potência ativa do nó  $i$ ;  $\beta_i^Z$ ,  $\beta_i^I$ ,  $\beta_i^P$  são os fatores de participação dos tipos de carga, impedância, corrente e potência constante, da potência reativa do nó  $i$ ;  $P_{i,t}^D$  e  $Q_{i,t}^D$  são as demandas de potência ativa e reativa instantâneas do nó  $i$

As equações para o cálculo da potência são não lineares, devido à multiplicação das variáveis  $V_{i,t}^{SQ}$ , utilizada para calcular a parcela de carga de impedância constante, pela variável  $y_{i,t}^{LS}$  que define se o nó  $i$  está conectado ao sistema no intervalo de tempo  $t$ . A formulação disjuntiva é então adotada para linearizar as equações do modelo ZIP. Assim as equações (3.41) e (3.42) são substituídas pelas equações (3.43) - (3.46).

$$\left| \hat{P}_{i,t}^D - P_{i,t}^D \left[ \alpha_i^Z \frac{V_{i,t}^{SQ}}{(VN)^2} + \alpha_i^I \frac{V_{i,t}}{VN} + \alpha_i^P \right] \right| \leq M_{i,t}^P (1 - y_{i,t}^{LS}) \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.43)$$

$$|\hat{P}_{i,t}^D| \leq M_{i,t}^P y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.44)$$

$$\left| \hat{Q}_{i,t}^D - Q_{i,t}^D \left[ \beta_i^Z \frac{V_{i,t}^{SQ}}{(VN)^2} + \beta_i^I \frac{V_{i,t}}{VN} + \beta_i^P \right] \right| \leq M_{i,t}^Q (1 - y_{i,t}^{LS}) \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.45)$$

$$|\hat{Q}_{i,t}^D| \leq M_{i,t}^Q y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.46)$$

em que  $M_{i,t}^Q$  e  $M_{i,t}^P$  são os parâmetros *big-M* usados na formulação disjuntiva para o cálculo da potência ativa e reativa demandada no nó  $i$  no intervalo de tempo  $t$  do período de restauração, e são definidas pelas expressões a seguir:

$$M_{i,t}^P = P_{i,t}^D \left[ \alpha_i^Z \frac{\bar{V}^2}{(\bar{V}N)^2} + \alpha_i^I \frac{\bar{V}}{\bar{V}N} + \alpha_i^P \right] \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.47)$$

$$M_{i,t}^Q = Q_{i,t}^D \left[ \beta_i^Z \frac{\bar{V}^2}{(\bar{V}N)^2} + \beta_i^I \frac{\bar{V}}{\bar{V}N} + \beta_i^P \right] \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.48)$$

Os parâmetros *big-M* da formulação disjuntiva são definidos de forma que as tensões  $V_{i,t}^{SQ}$  e  $V_{i,t}$  não sejam restritas pelas equações (3.43) e (3.45) quando  $y_{i,t}^{LS} = 0$ . Além disso, quando aplicada a troca de variáveis, apenas o quadrado da tensão  $V_{i,t}^{SQ}$  está diretamente disponível nas equações do modelo, portanto  $V_{i,t}$  deve ser calculada. Então, para encontrar a expressão linear de  $V_{i,t} = \sqrt{V_{i,t}^{SQ}}$ , é empregada a expansão em série Taylor descrita na equação (3.49).

$$V_{i,t} = \sqrt{\frac{\bar{V} + \underline{V}}{2}} + \frac{1}{2\sqrt{\frac{\bar{V} + \underline{V}}{2}}} \left( V_{i,t}^{SQ} - \frac{\bar{V} + \underline{V}}{2} \right) \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.49)$$

A aproximação e linearização apresentada é desenvolvida em [Macedo et al. \(2021\)](#) com um erro máximo de aproximação de 0.13%, assumindo limites da tensão de  $\bar{V} = 1.05$  e  $\underline{V} = 0.95$ .

Uma vez definido o modelo de carga ZIP, as equações. (3.24) e (3.25) são substituídas, pelo conjunto de equações abaixo:

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} P_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + P_{i,t}^S - \hat{P}_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.50)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} Q_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + Q_{i,t}^S - \hat{Q}_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.51)$$

$$\left| \hat{P}_{i,t}^D - P_{i,t}^D \left[ \alpha_i^Z \frac{V_{i,t}^{SQ}}{(\bar{V}N)^2} + \alpha_i^I \frac{V_{i,t}}{\bar{V}N} + \alpha_i^P \right] \right| \leq M_{i,t}^P (1 - y_{i,t}^{LS}) \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.52)$$

$$|\hat{P}_{i,t}^D| \leq M_{i,t}^P y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.53)$$

$$\left| \hat{Q}_{i,t}^D - Q_{i,t}^D \left[ \beta_i^Z \frac{V_{i,t}^{SQ}}{(\bar{V}N)^2} + \beta_i^I \frac{V_{i,t}}{\bar{V}N} + \beta_i^P \right] \right| \leq M_{i,t}^Q (1 - y_{i,t}^{LS}) \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.54)$$

$$|\hat{Q}_{i,t}^D| \leq M_{i,t}^Q y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.55)$$

$$V_{i,t} = \sqrt{\frac{\bar{V} + \underline{V}}{2}} + \frac{1}{2\sqrt{\frac{\bar{V} + \underline{V}}{2}}} \left( V_{i,t}^{SQ} - \frac{\bar{V} + \underline{V}}{2} \right) \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.56)$$

### 3.4 Modelo dos Geradores Distribuídos

Conforme discutido no Capítulo 2, os GD são elementos relevantes nos sistemas de distribuição e desempenham um papel importante na restauração de carga. Portanto, o modelo

apresentado neste trabalho incorpora a operação dos GDs no processo de restauração, levando em consideração suas características técnicas e restrições operacionais. O modelo considera dois tipos de geradores, os despacháveis, representados por geradores síncronos, e os não-despacháveis, representados por geradores fotovoltaicos. As subseções a seguir apresentam os modelos utilizados para cada tipo de gerador.

### 3.4.1 Geradores Despacháveis

Em condições normais, os geradores despacháveis são modelados como máquinas síncronas que operam de acordo com um cronograma de despacho pré-estabelecido com a empresa de distribuição. No entanto, em situações de contingência, pode ser necessário alterar o despacho para restabelecer as cargas que ficaram sem energia. Esse re-despacho deve respeitar as limitações técnicas e operacionais dos geradores despacháveis, que são expressas pela curva de capacidade de cada máquina nas restrições (3.57)-(3.58). Além disso, assume-se que os GDs operam com fator de potência limitado e tensão nominal livre, o que é formulado na restrição (3.59).

$$0 \leq P_{i,t}^{GD} \leq \bar{S}_i^{GD} y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.57)$$

$$P_{i,t}^{GD^2} + Q_{i,t}^{GD^2} \leq (\bar{S}_i^{GD})^2 y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.58)$$

$$-P_{i,t}^{GD} \tan(\cos^{-1}(\bar{\tau}_i^{cap})) \leq Q_{i,t}^{GD} \leq P_{i,t}^{GD} \tan(\cos^{-1}(\bar{\tau}_i^{ind})) \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.59)$$

em que  $P_{i,t}^{GD}$  e  $Q_{i,t}^{GD}$  são a potência ativa e reativa injetada no sistema pelo GD despachável instalado no nó  $i$  no intervalo de tempo  $t$  do período de restauração, respectivamente;  $\bar{S}_i^{GD}$  é o parâmetro da capacidade em MVA do GD instalado no nó  $i$ ;  $\bar{\tau}_i^{ind}$  e  $\bar{\tau}_i^{cap}$  são parâmetros que representam os limites do fator de potência indutivo e capacitivo do GD instalado no nó  $i$ , respectivamente; e  $\Omega_N^{GD}$  é o conjunto de nós que apresentam GDs despacháveis instalados.

Observe-se que a restrição (3.58) é não linear devido aos termos quadráticos, portanto deve ser linearizada para compor o modelo de restauração proposto neste trabalho. Em [Macedo et al. \(2021\)](#) os autores propõem uma linearização para a curva de capacidade dos geradores síncronos como apresentado na Figura 7 e descrita pelo conjunto de restrições (3.60) -(3.65).

$$0 \leq P_{i,t}^{GD} \leq \bar{S}_i^{GD} y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.60)$$

$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \bar{S}_i^{GD} y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.61)$$

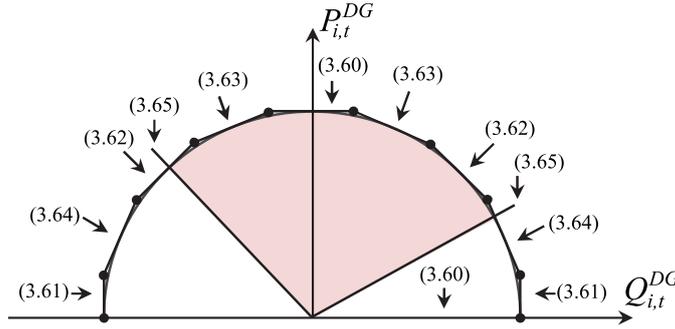
$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \sqrt{2} \bar{S}_i^{GD} y_{i,t}^{LS} - P_{i,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.62)$$

$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \frac{1}{\sin(\frac{\pi}{8})} \bar{S}_i^{GD} y_{i,t}^{LS} - \tan(\frac{3\pi}{8}) P_{i,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.63)$$

$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \frac{1}{\sin(\frac{3\pi}{8})} \bar{S}_i^{GD} y_{i,t}^{LS} - \tan(\frac{\pi}{8}) P_{i,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.64)$$

$$-P_{i,t}^{GD} \tan(\cos^{-1}(\bar{\tau}_i^{cap})) \leq Q_{i,t}^{GD} \leq P_{i,t}^{GD} \tan(\cos^{-1}(\bar{\tau}_i^{ind})) \quad \forall i \in \Omega_N^{GD}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.65)$$

Figura 7 – Curva de capacidade do GD linearizada



Fonte: Adaptada de [Macedo et al. \(2021\)](#).

A equação (3.60) representa os limites da geração de potência ativa de cada GD instalado no nó  $i$ , enquanto a equação (3.61) limita a geração reativa do GD  $i$ . As equações (3.62) - (3.64) representam os limites linearizados da corrente de armadura e de campo da curva de capacidade mostrada na Figura 7. Por fim, a equação (3.65) limita a geração de potência reativa com base em determinados fatores de potência  $\bar{\tau}_i^{cap}$  e  $\bar{\tau}_i^{ind}$ . Detalhes da linearização adotada podem ser encontrados em [Possagnolo \(2019\)](#).

A variação no despacho de potência ativa e reativa devido ao processo de restauração para o gerador instalado na barra  $i$  no intervalo de tempo  $t$  é dada pelas seguintes restrições:

$$|\Psi_{i,t}^{GDp} - P_{i,t}^{GD}| \leq \hat{\delta}_{i,t}^{GDp} \quad \forall i \in \Omega_T, \forall t \in \Omega_T \quad (3.66)$$

$$|\Psi_{i,t}^{GDq} - Q_{i,t}^{GD}| \leq \hat{\delta}_{i,t}^{GDq} \quad \forall i \in \Omega_T, \forall t \in \Omega_T \quad (3.67)$$

em que  $\Psi_{i,t}^{GDp}$  e  $\Psi_{i,t}^{GDq}$  são as potências ativa e reativa programadas para serem despachadas no tempo  $t$  em condições normais pelo gerador instalado na barra  $i$ ;  $P_{i,t}^{GD}$  e  $Q_{i,t}^{GD}$  são as novas potência ativa e reativa despachadas por conta do processo de restauração, no intervalo de tempo  $t$  pelo gerador da barra  $i$ ;  $\hat{\delta}_{i,t}^{GDp}$  e  $\hat{\delta}_{i,t}^{GDq}$  são as variações de potências ativa e reativa de gerador da barra  $i$  no intervalo de tempo  $t$  devido ao processo de restabelecimento, as quais são minimizadas na função objetivo.

Um problema operacional a que estes dispositivos estão sujeitos é a variação de frequência devido à variação entre o despacho de potência atual e a nova potência a ser despachada devido ao processo de restabelecimento ([FARIA et al., 2021](#)). A limitações de rampa (variação do despacho) de cada GD, para contornar esta oscilação de frequência, é considerada através da equação (3.68).

$$-P_{i,t-1}^{GD} \leq P_{i,t}^{GD} - P_{i,t-1}^{GD} \leq \rho_i^{GD} \quad \forall i \in \Omega_T, \forall t \in \Omega_T \quad (3.68)$$

em que  $\rho_i^{GD}$  é o parâmetro que representa o limite da rampa de aceleração do GD instalado no nó  $i$ . Observa-se que, para o tempo inicial ( $t = 1$ ),  $P_{i,t-1}^{GD}$  e  $Q_{i,t-1}^{GD}$  são as injeções de potência

ativa e reativa imediatamente antes da ocorrência da contingência, ou seja as potências ativas e reativas programadas em condições normais.

Além das equações apresentadas nesta subsecção, as equações (3.51) e (3.51) são substituídas pelas equações (3.70) e (3.70) para considerar as injeções de potência ativa e reativa dos GDs despacháveis no balanço de potência.

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} P_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + P_{i,t}^S + P_{i,t}^{GD} - \hat{P}_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \forall t \in \Omega_T \quad (3.69)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} Q_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + Q_{i,t}^S + Q_{i,t}^{GD} - \hat{Q}_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \forall t \in \Omega_T \quad (3.70)$$

#### 3.4.1.1 Geradores com e sem Capacidade de Black Start

Após a ocorrência de uma contingência, todos os GDs presentes no alimentador envolvido na contingência são desligados pela proteção anti-ilhamento. Portanto, apenas os geradores com capacidade BS são capazes de operar micro-redes isoladas da rede principal em forma de ilhas durante as etapas de restauração do serviço. Para garantir que todos os GDs operem após serem desconectados do SDEE, é necessária uma ligação entre os geradores sem capacidade *black start* e as subestações ou os geradores com capacidade *black start*. Assim, o conjunto de restrições (3.71) - (3.75) formulam a existência dessa ligação (MACEDO *et al.*, 2021).

$$\sum_{ji \in \Omega_B^R} f_{ji,t}^r - \sum_{ij \in \Omega_B^R} f_{ij,t}^r + g_{i,t}^r = \phi_i \gamma_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.71)$$

$$g_{i,t}^r = 0 \quad \forall i \in [\Omega_N - (\Omega_N^{SS} \cup \Omega_N^{BS})] \quad (3.72)$$

$$|f_{ij,t}^r| \leq |\Omega_N^{GD}| \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.73)$$

$$0 \leq g_{i,t}^r \leq |\Omega_N^{GD}| \quad \forall i \in \Omega_N^{SS}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.74)$$

$$0 \leq g_{i,t}^r \leq \lambda_{i,t}^{GD} |\Omega_N^{GD}| \quad \forall i \in \Omega_N^{BS}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.75)$$

em que,  $f_{ji,t}^r$  é a variável inteira que indica o fluxo fictício que vai da subestação ou de um GD com capacidade *black start* para um GD sem capacidade *black start*;  $\phi_i$  é um parâmetro binário que indica se nó  $i$  apresenta GD;  $g_{i,t}^r$  é uma variável inteira que representa a geração artificial das subestações e nós que apresentam a instalação de GD com capacidade *black start*. A variável binária  $\lambda_{i,t}^{GD}$  indica se uma micro-rede  $i$  é formada na etapa de restauração  $t$ . Por fim,  $|\Omega_N^{GD}|$  é a quantidade de GD instalados no sistema de distribuição.

As restrições (3.71) - (3.72) garantem o fluxo para os GDs sem capacidade *black start*, para os quais é criada uma demanda artificial nos nós com GD que só podem ser supridos por uma subestação ou por um GD com capacidade BS. A restrição (3.73) limita o fluxo no ramo artificial  $ij$  dependendo do estado do circuito  $ij$  na etapa de restauração  $t$  ( $\omega_{ij,t}^{SW}$ ). As restrições (3.74) e (3.75) limitam a geração artificial nas subestações e nos nós que apresentam GD com capacidade BS, respectivamente.

Cada micro-rede  $i$  formada na etapa de restauração  $t$  deve ser operada por um GD com capacidade BS. Para tanto, as restrições (3.76) e (3.80) são formuladas de forma que cada GD que opera em uma micro-rede mantenha uma reserva de capacidade para responder a contingências futuras.

$$0 \leq P_{i,t}^{GD} \leq \bar{S}_i^{GD} (1 - \mu_i^{GD} \lambda_{i,t}^{GD}) \quad \forall i \in \Omega_N^{BS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.76)$$

$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \bar{S}_i^{GD} (1 - \mu_i^{GD} \lambda_{i,t}^{GD}) \quad \forall i \in \Omega_N^{BS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.77)$$

$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \sqrt{2} \bar{S}_i^{GD} (1 - \mu_i^{GD} \lambda_{i,t}^{GD}) - P_{i,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_N^{BS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.78)$$

$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \frac{1}{\sin(\frac{\pi}{8})} \bar{S}_i^{GD} (1 - \mu_i^{GD} \lambda_{i,t}^{GD}) - \tan(\frac{3\pi}{8}) P_{i,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_N^{BS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.79)$$

$$|Q_{i,t}^{GD}| \leq \frac{1}{\sin(\frac{3\pi}{8})} \bar{S}_i^{GD} (1 - \mu_i^{GD} \lambda_{i,t}^{GD}) - \tan(\frac{\pi}{8}) P_{i,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_N^{BS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.80)$$

onde  $\mu_i^{GD}$  é o parâmetro que define a reserva de capacidade a ser mantida pelo GD  $i$  com capacidade BS. Assim, as restrições (3.76) - (3.80) modelam a operação de um GD  $i$  com BS com a mesma curva de capacidade apresentada na Figura 7, considerando agora a variável binária  $\lambda_{i,t}^{GD}$  que indica se o GD com capacidade BS está operando em modo micro-rede, ou não, na etapa de restauração  $t$ . Observe-se que, se  $\lambda_{i,t}^{GD}$  for 0, a modelagem permanece a mesma do conjunto de equações (3.60) - (3.64), indicando que o GD opera no modo conectado à rede.

Para contar o número de ilhas formadas durante o processo de restauração, é necessário encontrar a diferença entre o estado de operação de uma micro-rede na etapa de restauração atual e o estado de operação na etapa anterior, como é apresentado na equação a seguir:

$$|\lambda_{i,t-1} - \lambda_{i,t}| \leq \hat{\delta}_{i,t}^{MG} \quad \forall i \in \Omega_N^{BS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.81)$$

A restrição (3.81) formula a variação de estado de uma micro-rede  $i$  (que pode estar isolada ou conectada à rede principal) representada pela variável  $\hat{\delta}_{i,t}^{MG}$ . Como a variável  $\hat{\delta}_{i,t}^{MG}$  é minimizada na função objetivo, a operação ilhada de uma micro-redes ocorrerá apenas se for indispensável para atender cargas que a subestação principal não consegue suprir. Por outro lado, caso uma micro-rede seja manobrada em uma etapa da processo de restauração, ela só será voltará a se conectar à rede principal se a subestação tiver capacidade para restaurar uma quantidade maior de carga na etapa posterior. Observe-se que, para o tempo inicial ( $t = 1$ ),  $\lambda_{i,t-1}$  é um parâmetro que representa o estado operacional da micro-rede  $i$  imediatamente antes de iniciar o processo de restauração.

### 3.4.2 Geradores Fotovoltaicos

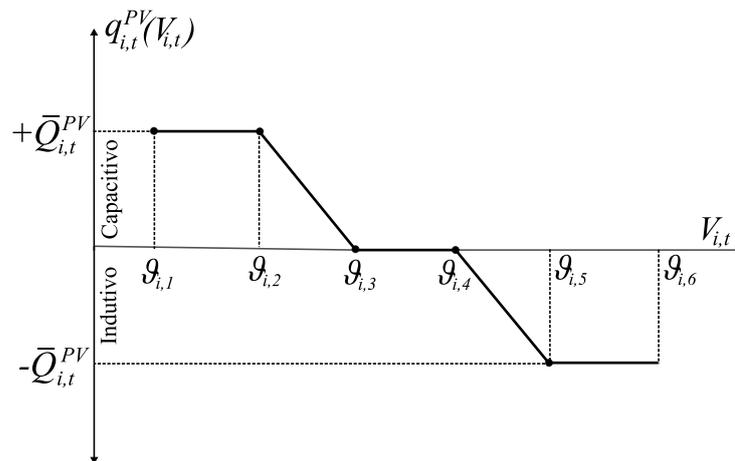
O modelo proposto neste trabalho incorpora a operação de geradores fotovoltaicos durante a restauração do fornecimento de energia, levando em consideração que apenas os

geradores fotovoltaicos instalados em nós que não foram desenergizados durante a interrupção estarão disponíveis. Além disso, dado que é possível prever com certa precisão a radiação solar em cada intervalo de tempo, a geração de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos é incluída como um parâmetro na formulação matemática do problema. Portanto, a potência ativa gerada pelos sistemas fotovoltaicos presentes na rede de distribuição é obtida por meio de curvas estimadas de geração solar baseadas nas previsões de radiação solar. Sendo o parâmetro  $P_{i,t}^{PV}$  a geração de potência ativa fotovoltaica, a potência injetada durante o processo de restauração pode ser descrita pela equação seguinte:

$$P_{i,t}^{PVinje} = P_{i,t}^{PV} y_{i,t}^{LS} \quad (3.82)$$

A injeção de potência reativa pelos geradores fotovoltaicos pode ser abordada considerando um fator de potência fixo, ajustado nos inversores que conectam estes geradores à rede, de forma que a potência reativa injetada dependa apenas da radiação solar esperada. Entretanto, com o desenvolvimento dos inversores inteligentes, torna-se possível modelar a potência reativa injetada através de uma curva de controle de tensão Volt/VAR, conforme é instruído em [IEEE Standards Association \(2018\)](#). Tal abordagem permite otimizar o fluxo de potência reativa e, conseqüentemente, melhorar o desempenho da rede elétrica.

Figura 8 – Curva de Controle Volt/Var do GD fotovoltaico



Fonte: Adaptada de [Inaolaji, Savasci e Paudyal \(2022\)](#).

A Figura 8 mostra a curva de controle Volt/VAR típica de cinco segmentos dos GDs fotovoltaicos que operam durante cada etapa do processo de restauração  $t$ . A curva define uma relação linear por partes entre a geração de potência reativa e a tensão no nó  $i$  em cada intervalo de tempo ([INAOLAJI; SAVASCI; PAUDYAL, 2022](#)). A formulação matemática que representa a

curva da Figura 8 pode ser escrita mediante a função a seguir:

$$q_{i,t}^{PV}(V_i) = \begin{cases} +\bar{Q}_{i,t}^{PV}, & \text{se } \vartheta_{i,1} \leq V_i \leq \vartheta_{i,2} \\ \frac{-\bar{Q}_{i,t}^{PV}}{\vartheta_{i,3}-\vartheta_{i,2}}V_i + \frac{\bar{Q}_{i,t}^{PV}}{\vartheta_{i,3}-\vartheta_{i,2}}, & \text{se } \vartheta_{i,2} < V_i \leq \vartheta_{i,3} \\ 0, & \text{se } \vartheta_{i,3} < V_i \leq \vartheta_{i,4} \\ \frac{-\bar{Q}_{i,t}^{PV}}{\vartheta_{i,5}-\vartheta_{i,4}}V_i + \frac{\bar{Q}_{i,t}^{PV}}{\vartheta_{i,5}-\vartheta_{i,4}}, & \text{se } \vartheta_{i,4} < V_i \leq \vartheta_{i,5} \\ -\bar{Q}_{i,t}^{PV}, & \text{se } \vartheta_{i,5} < V_i \leq \vartheta_{i,6} \end{cases} \quad (3.83)$$

$$\forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T$$

onde,  $q_{i,t}^{PV}(V_i)$  é a função da curva de potência reativa injetada pelo GD fotovoltaico  $i$  que opera no intervalo de tempo  $t$ ;  $\bar{Q}_{i,t}^{PV}$  é um parâmetro que representa a potência reativa máxima que pode ser injetada pelo GD fotovoltaico  $i$  no intervalo de tempo  $t$  do processo de restauração;  $\vartheta_{i,l}$  é o conjunto de *breakpoints* usados para modelar cada parcela da curva  $q_{i,t}^{PV}(V_i)$ . Portanto, a potência reativa injetada pelo GD fotovoltaico depende da tensão nodal e pode variar entre os limites estabelecidos na expressão (3.83).

A função (3.83) pode ser reescrita como uma função linear inteira mista usando variáveis não negativas e binárias (INAOLAJI; SAVASCI; PAUDYAL, 2022), conforme é mostrado nas equações (3.84) e (3.85).

$$V_i = \sum_{l=1}^{\Gamma} h_{i,t,l} \vartheta_{i,l} \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.84)$$

$$Q_{i,t}^{PV} = \sum_{l=1}^{\Gamma} h_{i,t,l} q_{i,t}^{PV}(\vartheta_{i,l}) y_{i,t}^{LS} \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.85)$$

em que  $q_{i,t}^{PV}(\vartheta_{i,l})$  é a potencia injetada pelo GD fotovoltaico  $i$  ao nível de tensão  $\vartheta_{i,l}$  na etapa de tempo  $t$ , sendo  $\Gamma$  a quantidade de *breakpoints* da curva  $q_{i,t}^{PV}(V_i)$ ;  $h_{i,t,l}$  é o conjunto de variáveis não negativas conhecidas como *Special Ordered Sets of Type 2* (Conjunto Ordenado Especial do Tipo 2) (SOS2), cuja condição é que no máximo duas podem ser diferentes de zero, e se duas forem diferentes de zero estas devem ser consecutivas na sua ordenação (APS, 2022). As equações que garantem essa condição são apresentadas no conjunto de restrições (3.86) - (3.92)

$$h_{i,t,1} \leq \varepsilon_{i,t,1} \quad \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.86)$$

$$h_{i,t,\Gamma} \leq \varepsilon_{i,t,\Gamma-1} \quad \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.87)$$

$$h_{i,t,l} \leq \varepsilon_{i,t,l} + \varepsilon_{i,t,l-1} \quad \forall l \in \{2, \dots, \Gamma-1\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.88)$$

$$h_{i,t,l} \geq 0 \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.89)$$

$$\sum_{l=1}^{\Gamma} h_{i,t,l} = 1 \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.90)$$

$$\sum_{l=1}^{\Gamma-1} \varepsilon_{i,t,l} = 1 \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.91)$$

$$\varepsilon_{i,l,t} \in \{0, 1\}^{\Gamma-1} \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.92)$$

onde  $\varepsilon_{i,t,l}$  é uma variável auxiliar binária usada para modelar a condição SOS2. As equações (3.86) - (3.88) indicam a existência da variável binária  $\varepsilon_{i,t,l}$  para cada par de variáveis adjacentes  $h_{i,t,l}$  e  $h_{i,t,l+1}$ . A equação (3.89) indica a não negatividade das variáveis SOS2 e, por fim, as equações (3.90) e (3.91) indicam que apenas uma das variáveis auxiliares de cada *breakpoint* pode estar ativa. Assim, o conjunto de restrições (3.84) - (3.92) permite ativar apenas um dos 5 possíveis segmentos da injeção de potência reativa da curva apresentada na Figura 8.

Observa-se que para computar o valor de  $Q_{i,t}^{PV}$ , a equação (3.85) é não linear devido à multiplicação da variável auxiliar  $h_{i,t,l}$  com a variável  $y_{i,t}^{LS}$  que define se o nó  $i$  está conectado ou não à rede. Essa não linearidade é evitada substituindo a restrição (3.85) pelas restrições (3.93) e (3.94), usando o equivalente disjuntivo.

$$|Q_{i,t}^{PV} - \sum_{l=1}^{\Gamma} h_{i,t,l} q_{i,t}^{PV}(\vartheta_l)| \leq M_{i,t}^Q (1 - y_{i,t}^{LS}) \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.93)$$

$$|Q_{i,t}^{PV}| \leq M_{i,t}^Q y_{i,t}^{LS} \quad \forall l \in \{1, \dots, \Gamma\}, \forall i \in \Omega_N^{PV}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.94)$$

Além das restrições apresentadas nesta subseção, para considerar os geradores fotovoltaicos no balanço de potência, as equações (3.70) e (3.69) são substituídas pelas equações (3.95) e (3.96)

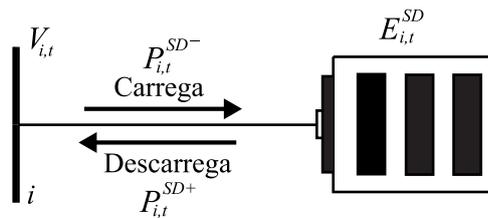
$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} P_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + P_{i,t}^S + P_{i,t}^{GD} + P_{i,t}^{PV} y_{i,t}^{LS} - \hat{P}_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \forall t \in \Omega_T \quad (3.95)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} Q_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{SQ}) + Q_{i,t}^S + Q_{i,t}^{GD} + Q_{i,t}^{PV} - \hat{Q}_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \forall t \in \Omega_T \quad (3.96)$$

### 3.5 Modelo dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Conforme visto no Capítulo 1, os SAEs são adequados para auxiliar no restabelecimento de carga. Neste contexto, uma das grandes contribuições deste trabalho é considerar a flexibilidade dos sistemas de armazenamento no processo de restauração dinâmica com o objetivo de melhorar a capacidade de restabelecimento do SDEE.

Figura 9 – Operação do SAE



Fonte: Adaptada de [Macedo et al. \(2016\)](#).

O controle adequado de carga e descarga da bateria pode permitir que o SAE (Figura 9) sirva tanto como fonte de energia de respaldo quanto como demanda de energia flexível na

implementação de um processo de restauração dinâmico. Por tanto, o modelo inclui a operação ótima do SAE ao longo do processo de restauração com o objetivo de restabelecer mais carga. As restrições apresentadas a seguir correspondem ao modelo ótimo para a operação dos SAEs durante o processo de restauração.

$$E_{i,t}^{SD} = E_{i,t-1}^{SD} + \eta_i^{sd} \Delta t P_{i,t}^{SD-} - \frac{1}{\eta_i^{sd}} \Delta t P_{i,t}^{SD+} - \beta_i^{sd} \Delta t E_{i,t}^{SD} \quad \forall i \in \Omega_N^{SD}, t \in \Omega_T \quad (3.97)$$

$$\underline{P}_i^{SD+} e_{i,t}^{SD} y_{i,t}^{LS} \leq P_{i,t}^{SD+} \leq \bar{P}_i^{SD+} e_{i,t}^{SD} y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{SD}, t \in \Omega_T \quad (3.98)$$

$$\underline{P}_i^{SD-} (1 - e_{i,t}^{SD}) y_{i,t}^{LS} \leq P_{i,t}^{SD-} \leq \bar{P}_i^{SD-} (1 - e_{i,t}^{SD}) y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{SD}, t \in \Omega_T \quad (3.99)$$

$$\underline{E}_i^{sd} \leq E_{i,t}^{SD} \leq \bar{E}_i^{SD} \quad \forall i \in \Omega_N^{SD}, t \in \Omega_T \quad (3.100)$$

onde  $E_{i,t}^{SD}$  é a variável que indica o SOC em unidades de energia do SAE instalado no nó  $i$  e opera na etapa do processo de restauração  $t$ ;  $\bar{E}_i$  é o parâmetro que representa tamanho do SAE instalado no nó  $i$ ;  $\underline{E}_i^{sd}$  é o parâmetro que indica o estado de carga mínimo permitido do SAE instalado no nó  $i$ ;  $\eta_i^{sd}$  é o parâmetro que representa a eficiência de carga e descarga do SAE instalado no nó  $i$ ;  $P_{i,t}^{SD-}$  e  $P_{i,t}^{SD+}$  são as variáveis que indicam a potência carregada e descarregada pelo SAE instalado no nó  $i$  na etapa do processo de restauração  $t$ , respectivamente.  $\Delta t$  é a duração de cada etapa do processo de restauração;  $\beta_i^{sd}$  é o parâmetro que representa o nível de auto-descarga do SAE instalado no nó  $i$ ;  $\bar{P}_i^{SD+}$  e  $\underline{P}_i^{SD+}$  são as capacidades máxima e mínima de descarga do SAE instalado no nó  $i$ ;  $\bar{P}_i^{SD-}$  e  $\underline{P}_i^{SD-}$  são as capacidades máximas e mínimas de carga SAE instalado no nó  $i$ ;  $e_{i,t}^{SD}$  é a variável binária que indica o estado do SAE instalado no nó  $i$  na etapa de tempo  $t$  (sendo 1 quando o SAE descarrega e 0 quando carrega).

A Equação (3.97) determina a energia armazenada pelo SAE instalado no nó  $i$  no tempo de restauração  $t$ . As Equações (3.98) - (3.100) limitam o carregamento e descarregamento de cada SAE instalado no nó  $i$ . Observe-se que, quando  $t = 1$ , as variáveis relacionadas ao tempo  $t - 1$  referem-se ao estado de operação normal do sistema imediatamente antes da contingência. Nota-se que as equações (3.98) e (3.99) são não lineares por causa do produto das variáveis  $e_{i,t}^{SD} y_{i,t}^{LS}$ . De acordo com [Bahramara et al. \(2020\)](#), desde que os custos operacionais relacionados à atuação do SAE sejam considerados na função objetivo e a eficiência de carga/descarga seja inferior a 100%, a variável binária que descreve o estado do SAE pode ser descartada. Portanto, as equações (3.98) - (3.99) são substituídas por (3.101) - (3.102)

$$\underline{P}_i^{SD+} y_{i,t}^{LS} \leq P_{i,t}^{SD+} \leq \bar{P}_i^{SD+} y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{SD}, t \in \Omega_T \quad (3.101)$$

$$\underline{P}_i^{SD-} y_{i,t}^{LS} \leq P_{i,t}^{SD-} \leq \bar{P}_i^{SD-} y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N^{SD}, t \in \Omega_T \quad (3.102)$$

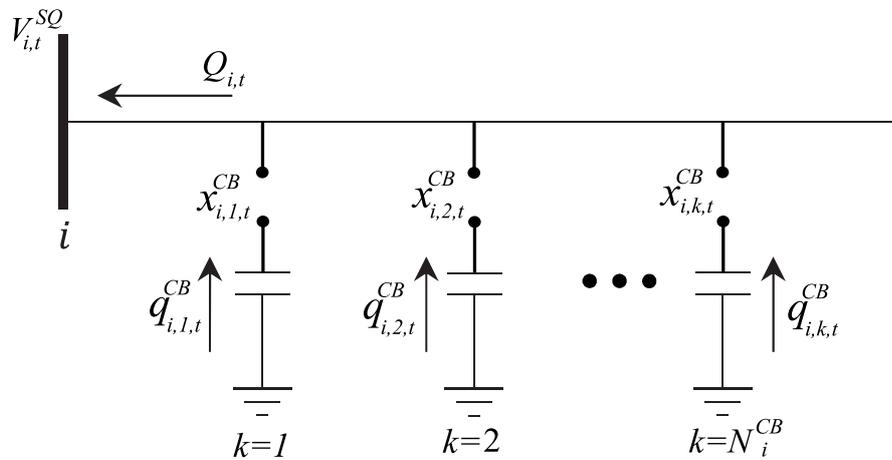
Para considerar os SAE na operação do SDEE, o balanço de potência ativa é reescrito como apresentado na equação (3.103).

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} P_{j,i,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (P_{i,j,t} + R_{ij} J_{ij,t}^{SQ}) + P_{i,t}^S + P_{i,t}^{GD} - \hat{P}_{i,t}^D + P_{i,t}^{PV} y_{i,t}^{LS} + P_{i,t}^{SD+} - P_{i,t}^{SD-} = 0 \quad (3.103)$$

## 3.6 Modelo dos bancos de capacitores

A instalação de BC oferece diversas vantagens à rede de distribuição, como, por exemplo, proporcionar compensação de potência reativa, reduzir perdas de energia e melhorar o perfil de tensão do sistema (PEREIRA *et al.*, 2016). A potência reativa injetada pelos BCs no SDEE pode ajudar a manter a tensão dentro de dos limites estabelecidos durante o período de restauração, permitindo que algumas cargas sejam recuperadas sem violar os limites de tensão. Portanto, a injeção de potência reativa dos BCs é formulada usando um modelo que considera a injeção de reativos como uma função dependente da tensão nodal em que o BC está instalado.

Figura 10 – Modelo dos BCs



Fonte: Adaptada de Home-Ortiz *et al.* (2019).

A operação do BC é mostrada na Figura 10 e sua formulação é representada pelas restrições (3.104) - (3.107) (HOME-ORTIZ *et al.*, 2019).

$$Q_{i,t}^{CB} = \sum_{k=1}^{N_i^{CB}} q_{i,k,t}^{CB} \quad \forall i \in \Omega_N^{CB}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.104)$$

$$-\bar{V}^2 B_i^{CB} (1 - x_{i,k,t}^{CB}) \leq q_{i,k,t}^{CB} - B_i^{CB} V_{i,t}^{SQ} \leq -\underline{V}^2 B_i^{CB} (1 - x_{i,k,t}^{CB}) \quad \forall i \in \Omega_N^{CB}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.105)$$

$$\underline{V}^2 B_i^{CB} x_{i,k,t}^{CB} \leq q_{i,k,t}^{CB} \leq \bar{V}^2 B_i^{CB} x_{i,k,t}^{CB} \quad \forall i \in \Omega_N^{CB}, \forall t \in \Omega_T, \forall k \in \{1, \dots, N_i^{CB}\} \quad (3.106)$$

$$x_{i,k,t}^{CB} \leq x_{i,k-1,t}^{CB} \quad \forall i \in \Omega_N^{CB}, \forall t \in \Omega_T, \forall k \in \{2, \dots, N_i^{CB}\} \quad (3.107)$$

onde,  $Q_{i,t}^{CB}$  é a potência reativa total injetada pelo BC instalado no nó  $i$  que opera na etapa  $t$  do processo de restauração;  $q_{i,k,t}^{CB}$  é uma variável que representa a potência reativa injetada por cada módulo  $k$  do BC instalado no nó  $i$  na etapa de tempo  $t$ ;  $x_{i,k,t}^{CB}$  é uma variável binária que representa o estado do  $k$ -ésimo módulo do BC instalado no nó  $i$ , na etapa  $t$  do processo de restauração (sendo 1 quando está ligado e 0 quando está desligado); por fim,  $B_i^{CB}$  é o parâmetro da susceptância do BC instalado no nó  $i$ .

A restrição (3.104) computa a potência reativa total injetada por cada BC instalado no nó  $i$  na etapa  $t$  do processo de restauração. As restrições (3.105) e (3.106) representam a

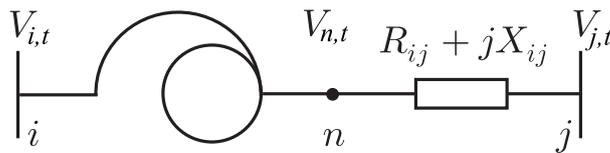
formulação disjuntiva que limita a operação de cada módulo do BC em função da tensão do nó  $i$  e da magnitude da susceptância  $B_i^{CB}$ . Observa-se que, quando o módulo  $k$  é desconectado no intervalo de tempo  $t$  ( $x_{i,k,t}^{CB} = 0$ ), a potência reativa do módulo  $k$  também é zero e a equação (3.105) restringirá apenas os limites da tensão  $\underline{V} < V_{i,t}^{SQ} < \bar{V}$ . Quando  $x_{i,k,t}^{CB} = 1$ , a potência reativa injetada em cada módulo dependerá da tensão  $V_{i,t}^{SQ}$  e seus limites serão dados pela expressão (3.106). Além disso, [Home-Ortiz et al. \(2019\)](#) mostra que a restrição (3.107) melhora a eficiência do *solver* ao permitir que o módulo  $k$  seja conectado somente se um módulo adjacente  $k - 1$  já estiver conectado. Além das equações apresentadas nesta subseção, a equação (3.96), referente ao balanço de potência reativa, é substituída pela equação (3.108):

$$\sum_{ki \in \Omega_B^R} Q_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_B^R} (Q_{ij,t} + X_{ij} T_{ij,t}^{SQ}) + Q_{i,t}^S + Q_{i,t}^{GD} + Q_{i,t}^{PV} + Q_{i,t}^{BC} - \hat{Q}_{i,t}^D = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \forall t \in \Omega_T \quad (3.108)$$

### 3.7 Modelo dos Reguladores de Tensão e OLTC

Os RTs e os OLTCs são comumente instalados em redes de distribuição modernas para manter a tensão adequada ao longo do alimentador corrigindo possíveis quedas de tensão ocasionadas por correntes fluindo nas impedâncias dos circuitos da rede. Nesse contexto, o controle dos dispositivos de regulação de tensão podem ser usados no processo de restauração para aumentar a quantidade de carga fora de serviço restabelecidas, sem violar os limites de tensão, conforme é demonstrado em [Macedo et al. \(2021\)](#). Assim, o modelo apresentado inclui a participação dos RT e OLTC no processo de restauração dinâmica.

Figura 11 – Modelo do RTs



Fonte: Adaptada de [Home-Ortiz et al. \(2019\)](#).

Na Figura 11, o RT é instalado entre os nós  $i$  e  $j$ , e a tensão regulada na etapa  $t$  do processo de restauração é dada pela equação a seguir.

$$V_{n,t}^{SQ} = a_{ij,t}^2 V_{i,t}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_B^{VR}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.109)$$

sendo  $a_{ij,t}$  o *tap* selecionado para RT instalado no circuito  $ij$ . A diferença do quadrado das tensões reguladas e não reguladas é representada pela variável  $\delta_{ij,t}^{VR}$  e pode ser formulada pela equação (3.110)

$$\delta_{ij,t}^{VR} = V_{n,t}^{SQ} - V_{i,t}^{SQ} = V_{i,t}^{SQ} (a_{ij,t}^2 - 1) \quad \forall ij \in \Omega_B^{VR}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.110)$$

A variação do quadrado das tensões pode ser formulada em função da regulação máxima do RT instalado entre os nós  $i$  e  $j$ , sabendo que  $a_{ij,t} = \Delta_{ij}^{VR} + 1$ .

$$|\delta_{ij,t}^{VR}| \leq \Delta_{ij}^{\bar{VR}}(2 + \Delta_{ij}^{\bar{VR}})V_{i,t}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_B^{VR}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.111)$$

onde  $\delta_{ij,t}^{VR}$  é a diferença do quadrado das tensões  $V_{n,t}^{SQ} - V_{i,t}^{SQ}$ ;  $\Delta_{ij}^{\bar{VR}}$  é a regulação máxima permitida pelo RT instalado ramo  $ij$  e  $\Omega_B^{VR}$  é o conjunto de circuitos  $ij$  que possuem RT. De forma semelhante, a modelagem do OLTC instalado em subestações do SDEE é representada pela restrição a seguir.

$$((1 - \Delta_i^{\bar{OLTC}})V^{nom})^2 \leq V_{i,t}^{SQ} \leq ((1 + \Delta_i^{\bar{OLTC}})V^{nom})^2 \quad \forall i \in \Omega_N^{SS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.112)$$

em que,  $\Delta_i^{\bar{OLTC}}$  é a regulação máxima que o OLTC instalado na subestação  $i$  pode entregar;  $\Omega_N^{SS}$  é o conjunto de todas as subestações do SDEE assumindo que todas possuem OLTC. As formulações apresentadas foram feitas em [Macedo et al. \(2021\)](#) com um erro máximo de aproximação de 0.31%.

## 3.8 Restrições Operacionais do SDEE

### 3.8.1 Restrições de Capacidade

A operação do SDEE durante as etapas do processo de restauração deve ser realizada dentro das exigências operacionais impostas pelas agências reguladoras, mantendo assim uma operação confiável. Os principais requisitos que devem ser mantidos dentro dos limites são o fluxo de corrente nos ramos e a tensão nos nós do SDEE.

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,t}^{SQ} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.113)$$

$$0 \leq I_{ij,t}^{SQ} \leq \bar{I}_{ij}^2 \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.114)$$

$$|P_{ij,t}| \leq \bar{V} \bar{I}_{ij} \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.115)$$

$$|Q_{ij,t}| \leq \bar{V} \bar{I}_{ij} \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.116)$$

A equação (3.113) assegura que a tensão do nó  $i$  na etapa  $t$  do processo de restauração deve estar dentro dos limites pré-estabelecidos. A equação (3.114) restringe o fluxo de corrente em cada ramo  $ij$  na etapa  $t$  do processo de restauração ao limite do cabo que compõe o ramo, e as equações (3.115) e (3.116) zeram a potência ativa e reativa quando a chave instalada no ramo  $ij$  é aberta na etapa  $t$  do processo de restauração.

Além disso, os limites da potência fornecida por cada subestação  $i$  do SDEE na etapa  $t$  do processo de restauração, são modelados através da curva de capacidade do transformador, linearizada como o apresentado para máquinas síncronas (seção 3.4.1), representadas pelo

conjunto de equações a seguir:

$$0 \leq P_{i,t}^S \leq \bar{S}_i^S \quad \forall i \in \Omega_S, \forall t \in \Omega_T \quad (3.117)$$

$$|Q_{i,t}^S| \leq \bar{S}_i^S \quad \forall i \in \Omega_S, \forall t \in \Omega_T \quad (3.118)$$

$$|Q_{i,t}^S| \leq \sqrt{2\bar{S}_i^S - P_{i,t}^S} \quad \forall i \in \Omega_{SS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.119)$$

$$|Q_{i,t}^S| \leq \frac{1}{\text{sen}(\frac{\pi}{8})} \bar{S}_i^S - \tan(\frac{3\pi}{8}) P_{i,t}^S \quad \forall i \in \Omega_S, \forall t \in \Omega_T \quad (3.120)$$

$$|Q_{i,t}^S| \leq \frac{1}{\text{sen}(\frac{3\pi}{8})} \bar{S}_i^S - \tan(\frac{\pi}{8}) P_{i,t}^S \quad \forall i \in \Omega_S, \forall t \in \Omega_T \quad (3.121)$$

onde  $\bar{S}_i^S$  é a capacidade da subestação  $i$ ;  $P_{i,t}^S$  e  $Q_{i,t}^S$  são as potências ativa e reativa fornecida pela subestação  $i$  na etapa  $t$  do processo de restauração; e  $\Omega_S$  é o conjunto das subestações do SDEE.

### 3.8.2 Restrições de Radialidade

Uma característica fundamental dos SDEEs é que, apesar de projetados com malhas, eles são operados em uma topologia radial visando facilitar a coordenação das proteções e reduzir a corrente de curto-circuito (LEI *et al.*, 2020). Sendo assim, a proposta de reconfiguração topológica da rede em cada etapa  $t$  do processo de restauração deve manter a operação radial do SDEE. O conjunto de equações (3.122) - (3.124), assegura que a topologia proposta seja radial e foi apresentado em Jabr, Singh e Pal (2012). O equacionamento proposto faz uso de duas variáveis binárias ( $\sigma_{ij,t}$ ,  $\sigma_{ji,t}$ ) para cada ramo  $ij$  e modela a rede elétrica como uma *Spanning Tree*<sup>1</sup>.

$$\sigma_{ij,t} + \sigma_{ji,t} = \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B^R \cup \Omega_B^F, t \in \Omega_T \quad (3.122)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_B^*} \sigma_{ij,t} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N, t \in \Omega_T, i \notin \Omega_N^{SS} \quad (3.123)$$

$$\sigma_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_B^*, t \in \Omega_T, i \in \Omega_N^{SS} \quad (3.124)$$

em que,  $\sigma_{ij,t}$  e  $\sigma_{ji,t}$  são variáveis binárias que impedem que uma chave  $ij$  forme um loop na etapa  $t$  do processo de restauração;  $\Omega_B^*$  é o conjunto de circuitos com duas direções ( $ij$  e  $ji$ ).

A restrição (3.122) é usada para determinar a direção do fluxo em cada intervalo de tempo  $t$  caso a chave  $ij$  esteja fechada, ou seja,  $\omega_{ij,t}^{SW} = 1$ . Neste caso, apenas uma das variáveis  $\sigma_{ij,t}$  e  $\sigma_{ji,t}$  pode assumir o valor 1, assim se  $\sigma_{ij,t} = 1$  o fluxo tem direção de  $i$  para  $j$  e de  $j$  para  $i$  caso  $\sigma_{ji,t} = 1$ . A restrição (3.123) garante a conectividade de cada trecho  $ij$  da seguinte maneira, apenas um fluxo de corrente chega ao nó  $i$ , todos os demais deixam o nó  $i$ . Por fim, a restrição (3.124) evita a formação de laços entre as subestações do SDEE e considera as subestações como o nó raiz da do alimentador.

<sup>1</sup> Spanning tree: Quando cada nó, exceto o nó raiz (nó da subestação) tem exatamente um parente

### 3.8.3 Subestações fictícias

Após o isolamento das seções em falta, haverá partes do SDEE que ficarão desenergizadas, ou seja, não estarão conectadas às subestações do SDEE. Portanto, é necessário adicionar uma subestação fictícia para satisfazer às restrições de radialidade e impedir que modificações desnecessárias sejam realizadas nas chaves que unem seções que ficaram fora de serviço. Para isso, as restrições (3.125) - (3.128) criam circuitos fictícios entre a subestação fictícia e todos os nós de demanda do SDEE para garantir que as seções desenergizadas sejam conectadas a uma subestação fictícia mantendo assim a radialidade da rede (MACEDO *et al.*, 2021; ROMERO *et al.*, 2016).

$$\sum_{ji \in \Omega_B} f_{ji,t}^f - \sum_{ij \in \Omega_B} f_{ij,t}^f + g_{i,t}^f = 1 - y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.125)$$

$$|f_{ij,t}^f| \leq |\Omega_N| \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B, \forall t \in \Omega_T \quad (3.126)$$

$$g_{i,t}^f = 0 \quad \forall i \in \Omega_N^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.127)$$

$$0 \leq g_{i,t}^f \leq |\Omega_N| \quad \forall i \in \Omega_N^F, \forall t \in \Omega_T \quad (3.128)$$

em que  $f_{ij,t}^f$  é a variável que representa o fluxo fictício entre a subestação fictícia e os nós do SDEE para cada etapa do tempo  $t$  do processo de restauração;  $g_{i,t}^f$  é a geração fictícia na subestação fictícia na etapa  $t$  do processo de restauração;  $|\Omega_N|$  é o número de nós do sistema incluindo a subestação fictícia ( $\Omega_N = \Omega_N^R \cup \Omega_N^F$ ). A restrição (3.125) representa o fluxo fictício entre as subestações e os nós desenergizados.

As restrições (3.126) e (3.128) limitam o fluxo artificial e a geração artificial, respectivamente. Por fim, a restrição (3.127) indica que apenas a subestação fictícia alimenta as demandas artificiais dos nós desenergizados através da geração fictícia  $g_{i,t}^f$ .

Como modelo considera a possibilidade de formação de micro-redes, é necessário adicionar fluxos artificiais que garantam que as seções energizadas sejam ligadas a uma subestação real ou a uma subestação fictícia caso uma seção seja suprida pela operação de uma micro-rede ilhada. Assim, o conjunto de equações (3.129) - (3.132) formulam a existência de fluxos artificiais que permitem a formação de micro redes.

$$\sum_{ji \in \Omega_B} f_{ji,t}^e - \sum_{ij \in \Omega_B} f_{ij,t}^e + g_{i,t}^e = y_{i,t}^{LS} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T \quad (3.129)$$

$$|f_{ij,t}^e| \leq |\Omega_N| \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B, \forall t \in \Omega_T \quad (3.130)$$

$$g_{i,t}^e = 0 \quad \forall i \in \Omega_N^D, \forall t \in \Omega_T \quad (3.131)$$

$$0 \leq g_{i,t}^e \leq |\Omega_N^R| \quad \forall i \in \Omega_N^F \cup \Omega_N^{SS}, \forall t \in \Omega_T \quad (3.132)$$

em que,  $f_{ij,t}^e$  é o fluxo artificial que garante a radialidade na rede principal e em cada micro-rede;  $g_{i,t}^e$  é uma variável que representa a geração artificial nas subestações reais e fictícias; e  $|\Omega_N^R|$  é a quantidade de nós reais do SDEE.

A restrição (3.129) representa um balanço de fluxo artificial que garante que as demandas artificiais das secções energizadas sejam supridas por uma subestação real ou por uma subestação fictícia caso ela opere dentro de uma micro-rede ilhada. As restrições (3.130) e (3.132) limitam respectivamente o fluxo fictício e a geração fictícia. Já a restrição (3.131) zera a geração artificial nos nós de demanda, ou seja, apenas as subestações reais e fictícia alimentam as cargas fictícias dos nós energizados.

### 3.8.4 Restrições Adicionais

Para que a restauração seja realizada corretamente, é necessário adicionar restrições que modelem o plano da restauração para que o maior número de clientes seja reconectado, evitando chaveamentos desnecessárias para atender às restrições descritas acima. Assim, a restrição (3.133) garante que se a chave  $ij$  for fechada no intervalo de tempo  $t$ , os nós  $i$  e  $j$  que são ligados pelo circuito  $ij$  tenham o mesmo estado de operação.

$$|y_{i,t}^{LS} - y_{j,t}^{LS}| \leq 1 - \omega_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, t \in \Omega_T \quad (3.133)$$

$$|\omega_{ij,t-1}^{SW} - \omega_{ij,t}^{SW}| \leq \hat{\delta}_{ij,t}^{SW} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, t \in \Omega_T \quad (3.134)$$

A equação (3.134) contabiliza se houve ou não chaveamento entre dois intervalos de tempo adjacentes. Como  $\hat{\delta}_{ij,t}^{SW}$  é minimizado na função objetivo, o plano de restauração é realizado alterando minimamente a topologia da rede de uma etapa de restauração para outra.

Para evitar chaveamentos desnecessários durante o processo de restauração, adiciona-se a variável binária auxiliar  $z_{ij,t}$ , que indica se os dois nós ligados pelo circuito  $ij$  são energizados no tempo de restauração  $t$ , assumindo o valor de 0 quando isso ocorre e 1, caso contrário. Logo, a variável  $z_{ij,t}$  é definida pelo produto  $z_{ij,t} = (1 - y_{i,t}^{LS})(1 - y_{j,t}^{LS})$  e linearizada pelo conjunto de equações (3.135) - (3.137) (MACEDO *et al.*, 2021).

$$z_{ij,t} \leq 1 - y_{i,t}^{LS} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.135)$$

$$z_{ij,t} \leq 1 - y_{j,t}^{LS} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.136)$$

$$z_{ij,t} \leq 1 - y_{i,t}^{LS} - y_{j,t}^{LS} \quad \forall ij \in \Omega_B^R, \forall t \in \Omega_T \quad (3.137)$$

$$\omega_{ij,t}^{SW} \leq 1 - z_{ij,t} \quad \forall ij \in \Omega_{SW}^O, \forall t \in \Omega_T \quad (3.138)$$

$$\omega_{ij,t}^{SW} \geq z_{ij,t} \quad \forall ij \in \Omega_{SW}^C, \forall t \in \Omega_T \quad (3.139)$$

$$y_{i,t}^{LS} = 1 \quad \forall i \in (\Omega_N^{SS} \cup \Omega_N^F), \forall t \in \Omega_T \quad (3.140)$$

$$y_{i,t}^{LS} = 0 \quad \forall i \in \Omega_N^{FF}, t \in \Omega_T \quad (3.141)$$

As restrições (3.138) e (3.139) impõem que os estados das chaves das zonas desenergizadas do SDEE não mudem dentro de uma mesma etapa de restauração. A restrição (3.140) determina o estado das subestações reais e fictícia, a restrição (3.141) indica que as secções em falta devem permanecer desenergizadas durante todas as etapas de restauração.

### 3.9 Restrições de Confiabilidade

A formulação de múltiplas modificações topológicas proposta neste trabalho permite que as cargas restabelecidas sejam desconectadas e reconectadas repetidamente ao longo do processo de restauração como um meio para garantir os limites operacionais da rede de distribuição. Isso garante que a energia total não suprida seja ou os indicadores de continuidade como o DEC sejam minimizados durante a restauração. Em comparação com a estratégia descrita em [Home-Ortiz et al. \(2022\)](#), onde as seções devem permanecer conectadas depois de serem restabelecidas, a proposta apresentada neste trabalho é menos restritiva e permite soluções que aproveitam melhor a capacidade de recuperação total do sistema. No entanto, é possível argumentar que essa estratégia possa contribuir para um índice de FEC ou DEC mais alto devido a manobras excessivas de conexão/desconexão de carga. Para abordar esse problema, propõe-se incluir a restrição (3.142) para limitar o número de mudanças no estado (conectado/desconectado) de uma seção específica, limitando a conexão e desconexão excessiva das seções

$$\sum_{t \in \Omega_T} |y_{S_i,t}^{LS} - y_{S_i,t-1}^{LS}| \leq \Delta_{ch} \quad \forall i \in \Omega_N^{D^*} \quad (3.142)$$

em que  $\Delta_{ch}$  é um parâmetro que limita a quantidade de mudanças de estado permitidas em uma seção durante o período de restauração.

A escolha do valor de  $\Delta_{ch}$  é fundamental para equilibrar a energia total não suprida com os índices de confiabilidade. Considerando esta formulação, pode-se observar que as modificações topológicas apresentadas em [Home-Ortiz et al. \(2022\)](#) constituem um caso especial da proposta apresentada nesta dissertação, na qual  $\Delta_{ch}$  tem um valor de 1. Logo, o conjunto de restrições (3.143) - (3.146) representa a forma linearizada da restrição (3.142).

$$\sum_{t \in \Omega_T} (y_{i,t}^{LS+} + y_{i,t}^{LS-}) \leq \Delta_{ch} \quad \forall i \in \Omega_N^{D^*} \quad (3.143)$$

$$y_{i,t}^{LS} - y_{i,t-1}^{LS} = y_{i,t}^{LS+} - y_{i,t}^{LS-} \quad \forall i \in \Omega_N^{D^*}, t \in \Omega_T \quad (3.144)$$

$$0 \leq y_{i,t}^{LS+} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_N^{D^*}, t \in \Omega_T \quad (3.145)$$

$$0 \leq y_{i,t}^{LS-} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_N^{D^*}, t \in \Omega_T \quad (3.146)$$

em que  $y_{i,t}^{LS+}$  e  $y_{i,t}^{LS-}$  são variáveis auxiliares não negativas utilizadas na linearização do módulo  $|y_{S_i,t}^{LS} - y_{S_i,t-1}^{LS}|$ .

### 3.10 Implementação do Modelo

Uma vez estabelecido o modelo matemático para o problema de restauração de redes, este pode ser transformado em um modelo linear por meio das aproximações e relaxamentos apresentados neste capítulo, sendo possível obter uma solução global eficiente utilizando *solvers* comerciais. Para isso, a linguagem de programação AMPL é eficiente para modelar as equações descritas. AMPL (*A Mathematical Programming Language*) é uma linguagem de programação

de alto nível especialmente projetada para a formulação de problemas de programação matemática permitindo aos usuários escrever modelos de otimização de forma intuitiva e resolvê-los utilizando uma variedade de técnicas de otimização avançadas (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003).

AMPL é composto por dois componentes principais: a linguagem de modelagem AMPL e o ambiente de execução AMPL. A linguagem de modelagem AMPL é utilizada para escrever o modelo matemático, enquanto o ambiente de execução AMPL fornece uma interface para executar o modelo e receber os resultados. AMPL também se integra com uma variedade de solucionadores de otimização, como CPLEX, Gurobi e SCIP, o que permite aos usuários escolher o solucionador mais adequado para o seu problema específico.

O *solver* escolhido para resolver o problema de programação linear proposto é o Gurobi, que é um poderoso solucionador de problemas de otimização matemática, utilizado para resolver problemas de programação linear, programação inteira mista, programação quadrática e outros tipos de problemas de otimização. O Gurobi é um *solver* poderoso, eficiente e escalável para problemas de programação linear, que fornece uma ampla gama de recursos avançados e uma interface fácil de usar (Gurobi Optimization, LLC, 2022). Isso o torna ideal para resolver o problema de programação linear proposto neste capítulo.

---

## TESTES E RESULTADOS

---

Neste Capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a solução do modelo de PLIM proposto para o problema de restauração dinâmico, considerando SAEs, dispositivos de controle Volt/VAr e GDs. Os testes simulam a obtenção de planos de restauração depois da ocorrência de faltas, simples e múltiplas, em um sistema de distribuição adaptado do apresentado em [Macedo \*et al.\* \(2021\)](#) e outro sistema de 404 barras adaptada de [Faria \*et al.\* \(2021\)](#). Para analisar abrangência da proposta apresentada, são propostos casos que incluem apenas modificações topológicas, apenas utilização de SAE, e a combinação dos dois buscando melhorar os resultados do processo de restauração. Além disso, são considerados casos em que se busca minimizar a energia não suprida, bem como casos em que se busca minimizar os níveis dos índices de confiabilidade do sistema. Os resultados obtidos são comparados e são discutidas as implicações para a gestão dos sistemas de armazenamento ao longo do processo de restauração.

O modelo foi implementado usando a linguagem de programação matemática AMPL ([FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003](#)), e os resultados foram obtidos usando o *solver* comercial Gurobi 9.5.1 ([Gurobi Optimization, LLC, 2022](#)), considerando um gap de 0% como critério de parada. O computador utilizado para resolver o modelo proposto tem as seguintes características principais: Sistema operacional de 64 bits, Processador Intel® Core™ i7-10700 com 2.90 GHz e Memória RAM de 32 GB.

### 4.1 Sistema de Teste de 53 barras

Uma versão modificada do sistema de 53 nós adotado em [Macedo \*et al.\* \(2021\)](#) é utilizada para testar o modelo de restauração dinâmico proposto. O sistema possui 3 subestações, todas equipadas com OLTC (Tabela 2), 50 nós de demandas e 61 ramos. Destaque-se que cada nó pode ser considerado como uma seção que agrupa uma quantidade de demanda, uma vez que todos os ramos deste sistema possuem chaves automáticas. O sistema possui uma tensão nominal de 13.8 kV, sendo 14,49 kV (1,05 p.u.) e 13,11 kV (0,95 p.u.) os limites de tensão superior e

inferior, respetivamente. Adicionalmente, o sistema de teste possui seis unidades geradoras não-despacháveis, alimentadas por fontes fotovoltaicas, e outras seis unidades de GD despacháveis, das quais 4 são equipadas com capacidade de *black start*, como mostra a Tabela 3.

Tabela 2 – Dados das Subestações

SE	Capacidade (MVA)	Passo OLTC	Nro Taps	$V_{ini}$ (p.u.)	Tipo
200	0	0,1	$\pm 16$	1	0
101	33,4	0,1	$\pm 16$	1,04	1
102	30	0,1	$\pm 16$	1,04	1
103	22	0,1	$\pm 16$	1,05	1

Nota: SE: Subestação Elétrica  $V_{ini}$ : tensão inicial antes da falta. Tipo: 0-SE fictícia, 1-SE real.

Quanto aos geradores não despacháveis, a curva de geração solar é apresentada no Anexo A.1.1 e a curva de controle Volt/VAR do inversor é configurada de acordo com o estabelecido na norma IEEE 1547 (IEEE Standards Association, 2018). Seguindo esta configuração, a máxima absorção/injeção de potência reativa que o inversor pode fornecer à rede é de 44% da potência aparente do inversor ( $S_{inv}$ ) (Tabela 3), o que equivale a operar com um fator de potência de 0,9 a plena potência. Para atingir o fornecimento/absorção de potência reativa durante o pico de produção de potência ativa, a potencia nominal do inversor do inversor é deve ser 10% maior que a potência máxima produzida pelo conjunto de painéis fotovoltaico.

Tabela 3 – Geradores despacháveis e não despacháveis

GD nó	KVA	GD despachável			F.R.	Tipo	Volt/Var		
		$\Psi_{i,0}^{GDP}$ (kW)	$\Psi_{i,0}^{GDq}$ (kVAR)	Limite de f.p.			BP	$\vartheta_i$	$Q(\vartheta_i)$
2	3000	1808	854	0.85	0.2	1	1	0.90	$0.44S_{inv}$
16	6500	3867	1280	0.85	0.2	0	2	0.92	$0.44S_{inv}$
20	8000	3867	1280	0.85	0.2	1	3	0.98	0
36	4000	2745	1302	0.85	0.2	0	4	1.02	0
43	8000	4078	1926	0.85	0.2	1	5	1.08	$-0.44S_{inv}$
49	5000	2745	1302	0.85	0.2	1	6	1.10	$-0.44S_{inv}$

Nota:  $\Psi_{i,0}^{GDP}$  e  $\Psi_{i,0}^{GDq}$ : Potencia ativa e reativa gerada no instante anterior á falta. f.p: Fator de potencia. F.R.: Fator de Redução. Tipo: 1-Com capacidade *Black Start*, 0-Sem Capacidade *Black Start*.  $\vartheta_i$ : *breakpoints* (BP) (p.u) da curva Volt/Var (Figura 8) e  $Q(\vartheta_i)$ : potencia reativa a cada nível do BP  $\vartheta_i$ .

O sistema conta com 3 baterias instaladas nos nós 8, 31 e 34, cujos tamanhos são de 3 MWh e injeção máxima de 1 MW, conforme é apresentado na Tabela 4. Os três capacitores instalados nas seções 26, 29 e 32 apresentam uma susceptância nominal de 300 S, limitados por uma capacidade máxima de quatro módulos por capacitor. Na a Tabela 5 são sumarizados os dados correspondentes aos reguladores de tensão adotados no sistema de teste. A topologia em condições normais de operação é apresentada na Figura 12 e os dados do sistema de teste encontram-se no Anexo A.1. Na Figura 13, estão ilustradas as curvas de demanda típicas dos seis alimentadores do sistema testado. Esses alimentadores apresentam perfis de carga característicos de áreas residenciais, comerciais e industriais.

Tabela 4 – Sistemas de Armazenamento de Energia

SAE nó	SOC inicial (kWh)	$\bar{P}_i^{SD+}$ (kW)	$\bar{P}_i^{SD-}$ (kW)	$\underline{P}_i^{SD+}$ (kW)	$\underline{P}_i^{SD-}$ (kW)	SOC máximo (kWh)	SOC mínimo (kWh)	Eficiência Carga e Descarga	Fator de Auto-descarga
8	1000	1000	1000	0	0	3000	50	95%	0.0021
31	500	1000	1000	0	0	3000	50	95%	0.0021
34	200	1000	1000	0	0	3000	50	95%	0.0021

Nota:  $\bar{P}_i^{SD+}$  e  $\bar{P}_i^{SD-}$  são a potências máximas de carga e descarga da bateria.  $\underline{P}_i^{SD+}$  e  $\underline{P}_i^{SD-}$  são a potência mínimas de carga e descarga da bateria.

Tabela 5 – Reguladores de Tensão

RT Ramo	Regulação Máxima	Número de Taps
4-5	10%	±16
22-23	10%	±16
38-39	10%	±16
42-47	10%	±16

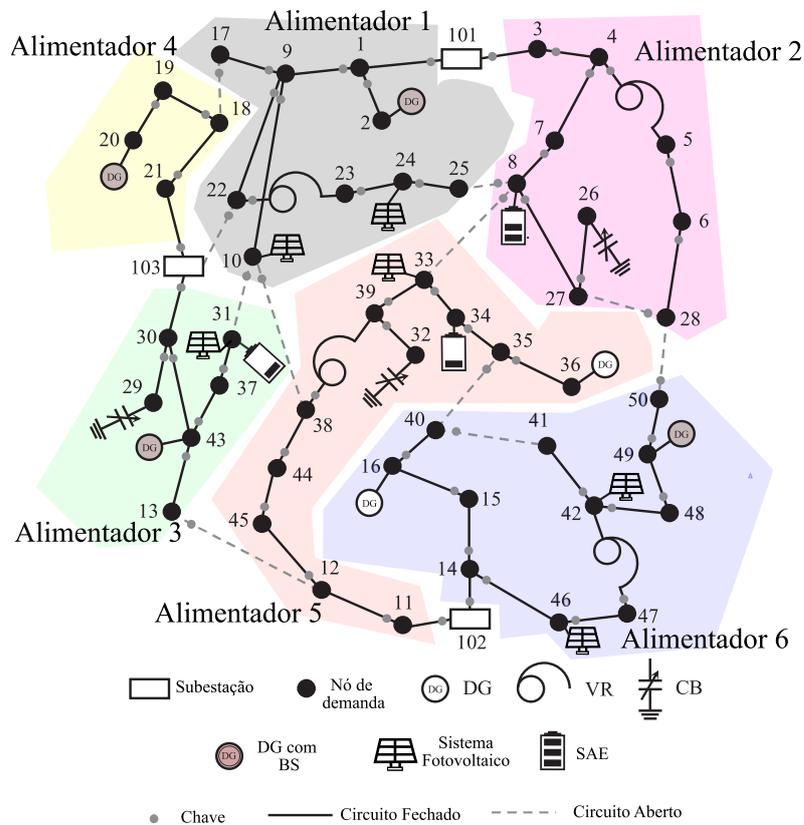


Figura 12 – Sistema de teste de 53 barras

Fonte: Adaptada de [Macedo et al. \(2021\)](#).

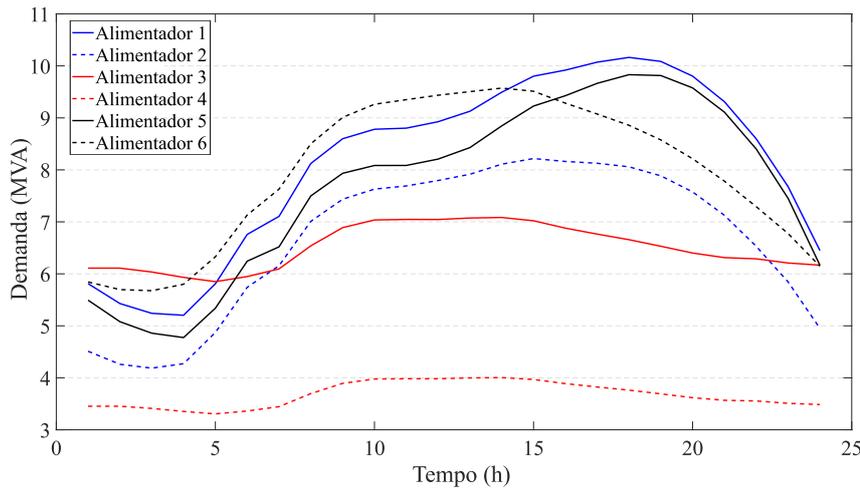


Figura 13 – Perfil típico de demanda

Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.1.1 Casos Analisados

Quatro casos de estudo são apresentados para avaliar e analisar a eficiência do modelo proposto considerando tanto a possibilidade de realizar MMTR quanto a inclusão de SAEs para se obter um plano de restauração ótimo:

- **Caso A:** Neste Caso, o processo de restauração é realizado através de uma única modificação topológica e sem considerar a participação dos SAEs no processo restaurativo. Note-se que este Caso é o mais simples e comumente abordado na literatura específica.
- **Caso B:** Para observar o benefício da utilização de MMTR ao longo do processo de restauração, este caso inclui a possibilidade de alteração da topologia em cada etapa do tempo do processo de restauração, mas desconsidera a participação dos SAEs. Este caso é desenvolvido para mostrar a influência de considerar topologias diferentes durante o processo restaurativo.
- **Caso C:** Este caso inclui a operação do SAE, mas ignora a possibilidade de realizar MMTR ao longo do processo de restauração. Este caso é desenvolvido para mostrar apenas a influência da atuação dos SAEs durante as etapas do processo de restauração.
- **Caso D:** Neste Caso, considera-se tanto a participação do SAE quanto a possibilidade de realizar MMTR para aprimorar o processo de restauração em várias etapas do tempo. Este caso corresponde ao modelo proposto neste trabalho.

Os casos A-D são propostos para mostrar os benefícios do modelo desenvolvido e podem ser resumidos na tabela abaixo.

Tabela 6 – Casos propostos para avaliar a proposta

	MMTR	SAE
Caso A	✗	✗
Caso B	✓	✗
Caso C	✗	✓
Caso D	✓	✓

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 4.1.2 Cenários de Falhas Simples

### 4.1.2.1 Falta na Seção 11

Para validar o modelo proposto, foram realizados testes considerando uma falta em cada uma das 50 seções do sistema apresentado na Figura 12, sendo a falta na seção 11 uma das mais críticas. A incidência de falta na seção 11 causa a desconexão completa do alimentador 5 devido à abertura dos circuitos 11-102 e 11-12, manobras necessárias para isolar a falta. Estes circuitos ficam impossibilitados de participar do processo restaurativo. Além disso, a seção em falta é considerada não restaurável durante todo o período de restauração e também não participa do processo de restauração. O tempo de eliminação/reparo da falta considerado nos estudos é de 6 horas, para as quais são consideradas 6 etapas de tempo de uma hora cada ( $\Delta t = 1h$ ). Em um primeiro cenário, considerou-se que a falta acontece às 2:00 p.m. e é eliminada às 7:00 p.m. A capacidade das baterias instaladas no sistema de distribuição apresentado é 3 MWh. No entanto, os SOCs imediatamente antes da ocorrência da falta considerados para os SAEs instalados nos nós 8, 31 e 34 são de, respectivamente, 1.000 (33,3%), 500 (16,6%) e 200 (6,6%) kWh, como apresentado na Tabela 4.

Após a ocorrência da falta, todas as 11 seções do alimentador 5 são afetadas. A partir das curvas de demanda disponíveis (Figura 13), pode-se estimar que a quantidade total de energia não suprida durante as 6 horas de duração da falta é de 89.474,547 kWh. No entanto, devido à falta permanente na seção 11, a demanda desta seção não pôde ser recuperada, resultando em uma quantidade máxima de energia restaurável de 87.479,55 kWh. Estas informações são sumarizadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Cenário de falta no nó 11

Chaves abertas para isolar a falta	Nós afetados	Tempo de eliminação da falta	Energia Restaurável
102-11, 11-12	12, 45, 44, 38, 39, 32, 33, 34, 35, 36	6 horas	87.479,55 kWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

A função objetivo utilizada neste primeiro conjunto de testes prioriza a minimização da energia não suprida. Portanto, o custo do DEC é desconsiderado ( $K_i^{DEC} = 0$ ) garantindo a maior capacidade de restauração do sistema. Os custos utilizados para resolver o problema de

otimização são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Custos de ponderação

Energia não Suprida	Perdas	Geração despachável	Operação da Micro-rede	Chaveamento	Operação da bateria
100	0.1	0.5	1000	10	0.5

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para demonstrar a eficiência da proposta de restauração dinâmica, são apresentados os resultados dos quatro casos descritos na subseção 4.1.1 (Casos A-D), para uma falta na seção 11. Os resultados obtidos foram resumidos na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultados da restauração para o cenário de falta na Seção 11 - início às 2:00 pm

Caso	Tempo	Seções desenergizadas	Energia não suprida (kWh)	Carga Restaurada (%)	Operação de chaveamentos
A	2:00 p.m.	32, 44	3.008,56	77,94	11
	3:00 p.m.	32, 44	3.226,99	77,31	0
	4:00 p.m.	32, 44	3.382,26	76,70	0
	5:00 p.m.	32, 44	3.556,32	76,10	0
	6:00 p.m.	32, 44	3.694,11	75,58	0
	7:00 p.m.	32, 44	3.746,74	75,18	0
	<b>Total</b>		<b>20.614,98</b>	<b>76,43</b>	<b>11</b>
	B	2:00 p.m.	-	0.00	100
3:00 p.m.		-	0.00	100	0
4:00 p.m.		-	0.00	100	0
5:00 p.m.		-	0.00	100	0
6:00 p.m.		32	2.025,80	86,61	3
7:00 p.m.		32, 44	3.746,74	75,18	1
<b>Total</b>			<b>5.772,54</b>	<b>93,40</b>	<b>15</b>
C	2:00 p.m.	45	971,66	92,88	14
	3:00 p.m.	45	955,75	93,28	0
	4:00 p.m.	45	920,46	93,66	0
	5:00 p.m.	45	885,94	94,04	0
	6:00 p.m.	45	851,34	94,37	0
	7:00 p.m.	45	811,61	94,62	0
	<b>Total</b>		<b>5.396,76</b>	<b>93,83</b>	<b>14</b>
D	2:00 p.m.	-	0.00	100	11
	3:00 p.m.	-	0.00	100	0
	4:00 p.m.	-	0.00	100	0
	5:00 p.m.	-	0.00	100	0
	6:00 p.m.	-	0.00	100	4
	7:00 p.m.	-	0.00	100	2
	<b>Total</b>		<b>0,00</b>	<b>100</b>	<b>17</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados apresentados na Tabela 9 demonstram que o processo de restauração se torna mais eficiente quando uma restauração dinâmica auxiliada pela operação dos SAEs é implementada. A restauração dinâmica considera a possibilidade de alterar a topologia em cada etapa do período de restauração, e combinando essa característica com a flexibilidade de carga e

descarga dos SAEs, é possível restaurar toda a carga afetada pela falta (exceto a carga da seção 11 - seção em falta), como apresentado na Tabela 9, para o Caso D.

Para o Caso A foram realizados 11 chaveamentos para restabelecer as cargas do alimentador 5, deixando as seções 33 e 44 permanentemente desenergizadas a fim de manter uma única topologia capaz de operar atendendo os limites operacionais durante as 6 etapas consideradas no período de restauração. A energia não suprida de ambas seções fora de serviço ao longo do processo de restauração totaliza 20.614,98 KWh. Sendo este caso o caso mais conservador, ele será utilizado como caso base comparação para os demais casos e demonstrar assim os benefícios da utilização de MMTR e SAEs no processo de restauração. No Caso C, a inclusão do SAE no processo de restauração permite restaurar mais carga do que no Caso A. Neste caso, apenas a seção 45 permanece desenergizada, restaurando assim 17,4% de carga a mais que o Caso A, demonstrando o benefício da operação do SAE para restaurar cargas durante o período de restauração.

Quando analisamos a possibilidade de MMTR, considera-se que a capacidade de reconexão de cargas varia no tempo, permitindo maior reconexão em períodos de baixo carregamento da rede e o desligamento dessas cargas reconectadas em intervalos de tempo futuros quando a rede não for mais capaz de suprir todas as cargas restabelecidas. Considerando então o Caso B, observa-se que todas as cargas foram supridas durante as primeiras quatro horas do período de restauração (2pm - 5pm). Em seguida, a seção 32 é desligada na quinta etapa do período de restauração (6pm), permanecendo fora de serviço até o final do período de restauração. Para garantir a operação segura do sistema e atender todos os limites operacionais do sistema elétrico, além da seção 32, a seção 44 também deverá ser desligada na última etapa do período de restabelecimento (7pm), período no qual a rede apresenta o maior carregamento. Nota-se que o Caso C propõe uma solução capaz de restaurar 0,43% mais energia que a obtida para o Caso B.

Por fim, combinando a operação dos SAEs e a possibilidade de realizar MMTR, no Caso D foi possível restaurar 100% das cargas afetadas pela falta na seção 11, executando-se 17 chaveamentos ao longo do período de restauração. Portanto, os resultados demonstram a relevância de se explorar tanto a operação dos SAEs quanto a possibilidade de restauração dinâmica do sistema de distribuição para obter planos de restauração eficientes em situações de interrupção no fornecimento de energia do sistema de distribuição.

A operação dos GDs despacháveis e a geração de potência dos GDs fotovoltaicos nos Casos B e D são apresentados na Tabela 10, e o redespacho de potência ativa dos geradores síncronos é ilustrado na Figura 14. Na Figura 14, observa-se que a geração durante a restauração busca seguir o cronograma de despacho em condições normais, dado que a geração extra implica um custo a ser pago aos donos das unidades geradoras que é minimizado na função objetivo. Por exemplo, a potência ativa gerada pelo GD na seção 2 é exatamente igual à geração esperada em condições normais, tanto no Caso B quanto no Caso D. Assim, a geração é redespachada apenas para restabelecer mais carga, sem se desviar da geração esperada em condições normais.

Observa-se na Figura 14 que os redespachos dos GDs são bem próximas para ambos os casos (B e D) com exceção do gerador da seção 16 para o período 5 (6pm), o gerador da seção 43 no período 6 (7pm) e o gerador da seção 49 para o período 4 e 5 (5pm e 6pm), que possuem variações acima de 100 kW. A operação dos dispositivos de controle Volt-VAR (BCs, OLTCs e RTs) durante o processo de restauração nos Casos B e D são apresentadas nas Tabelas 11, 13 e 12 respetivamente.

Tabela 10 – Operação do GD e PV nos Casos B e D – Falta na seção 11

Tempo	Geração despachável						Geração PV	
	Nó	Caso B		Caso D		Nó	Caso B	Caso D
		$P_{i,t}^{GD}$ (kW)	$Q_{i,t}^{GD}$ (kVAr)	$P_{i,t}^{GD}$ (kW)	$Q_{i,t}^{GD}$ (kVAr)		$Q_{i,t}^{GD}$ (kVAr)	$Q_{i,t}^{GD}$ (kVAr)
2:00 p.m	2	2.169,60	854,00	2.169,60	854,00	10	175,00	175,00
3:00 p.m		2.169,60	854,00	2.169,60	854,00		174,13	174,13
4:00 p.m		2.169,60	854,00	2.169,60	854,00		169,69	169,69
5:00 p.m		2.440,80	956,48	2.440,80	956,48		166,98	167,43
6:00 p.m		2.440,80	956,48	2.440,80	956,48		168,22	169,63
7:00 p.m		2.440,80	956,48	2.440,80	956,48		0,0	0,0
2:00 p.m		16	4.640,40	1.280,00	4.640,40		1.280,00	24
3:00 p.m	4.790,96		1.280,00	4.790,95	1.280,00	218,85	218,85	
4:00 p.m	4.797,42		1.280,00	4.797,42	1.280,00	218,49	218,49	
5:00 p.m	5.220,45		1.433,60	5.220,45	1.433,60	218,08	218,08	
6:00 p.m	5.220,45		1.433,60	5.524,72	1.433,60	217,76	217,76	
7:00 p.m	5.220,45		1.433,60	5.310,70	1.597,98	0,0	0,0	
2:00 p.m	20		4.511,42	1.280,00	4.511,73	1.280,00	31	
3:00 p.m		4.519,03	1.280,00	4.519,60	1.280,00	-23,17		-19,85
4:00 p.m		4.508,49	1.280,00	4.508,49	1.280,00	-73,61		-70,50
5:00 p.m		4.472,29	1.433,60	4.472,29	1.433,60	-77,76		-77,09
6:00 p.m		4.453,63	1.433,60	4.453,63	1.433,60	-78,82		-78,47
7:00 p.m		4.399,24	1.433,60	4.431,09	1.433,60	0,0		0,0
2:00 p.m		36	3.294,00	1.302,00	3.294,00	1.302,00		33
3:00 p.m	3.727,91		1.302,00	3.727,91	1.302,00	164,80	164,81	
4:00 p.m	3.713,21		1.302,00	3.713,21	1.302,00	162,84	162,85	
5:00 p.m	3.127,55		1.458,24	3.127,55	1.458,24	160,65	160,65	
6:00 p.m	3.617,31		1.458,24	3.617,07	1.458,24	153,15	158,91	
7:00 p.m	3.616,99		1.458,24	3.600,33	1.458,24	0,0	0,0	
2:00 p.m	43		4.893,60	1.926,00	4.893,60	1.926,00	42	
3:00 p.m		4.893,60	1.926,00	4.893,60	1.926,00	211,48		211,48
4:00 p.m		4.893,60	1.926,00	4.893,60	1.926,00	212,03		212,03
5:00 p.m		5.505,30	2.157,12	5.505,30	2.157,12	212,57		212,57
6:00 p.m		5.505,30	2.157,12	5.505,30	2.157,12	218,53		218,54
7:00 p.m		5.505,30	2.157,12	6.933,27	3.990,21	0,0		0,0
2:00 p.m		49	3.294,00	1.302,00	3.294,00	1.302,00		46
3:00 p.m	3.294,00		1.302,00	3.294,00	1.302,00	238,24	238,24	
4:00 p.m	3.536,65		1.302,00	3.536,65	1.302,00	238,54	238,54	
5:00 p.m	3.900,49		1.458,24	3.778,51	1.458,24	238,50	238,50	
6:00 p.m	3.705,75		1.458,24	3.913,65	1.458,24	249,32	249,32	
7:00 p.m	3.705,75		1.458,24	3.705,75	1.458,24	0,0	0,0	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Quando é analisada a operação dos dispositivos Volt-VAR, pequenas variações são observadas entre os resultados fornecidos pelos casos B e D. Essas variações ocorrem apenas nas duas últimas etapas do processo de restauração, onde o carregamento do sistema é maior.

Tabela 11 – Operação dos BC nos Casos B e D – Falta na seção 11

BC	Caso B											
	2:00 p.m		3:00 p.m		4:00 p.m		5:00 p.m		6:00 p.m		7:00 p.m	
nó	nbc	Q (kVar)	nbc	Qbc (kVar)								
26	4	1097,43	4	1098,32	4	1099,47	4	1100,55	4	1101,06	4	1170,42
29	3	939,44	3	959,81	4	1299,17	4	1298,87	4	1298,88	2	625,45
32	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61	-	-	-	-

BC	Caso D											
	2:00 p.m		3:00 p.m		4:00 p.m		5:00 p.m		6:00 p.m		7:00 p.m	
nó	nbc	Q (kVar)	nbc	Qbc (kVar)								
26	4	1097,43	4	1098,32	4	1099,47	4	1100,54	4	1085,61	4	1085,61
29	3	939,72	3	960,35	4	1299,06	4	1298,85	4	1298,87	3	976,73
32	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 12 – Operação dos RT nos Casos B e D – Falta na seção 11

RT	Case B					
	2:00 p.m	3:00 p.m	4:00 p.m	5:00 p.m	6:00 p.m	7:00 p.m
4-5	-2	-2	-2	-3	-3	-8
22-23	-11	-13	-14	-13	-13	-10
38-39	6	6	6	6	6	6
42-47	-1	-1	-1	-1	0	0

RT	Case D					
	2:00 p.m	3:00 p.m	4:00 p.m	5:00 p.m	6:00 p.m	7:00 p.m
4-5	-2	-2	-2	-3	-1	-1
22-23	-11	-13	-14	-13	-13	-13
38-39	6	6	6	6	6	6
42-47	-1	-1	-1	-1	0	0

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 13 – Operação dos OLTC nos Casos B e D – Falta na seção 11

OLTC	Case B					
	2:00 p.m	3:00 p.m	4:00 p.m	5:00 p.m	6:00 p.m	7:00 p.m
101	-4	-4	-3	-3	-3	2
102	-6	-6	-6	-6	-6	-6
103	4	6	7	7	7	4

OLTC	Case D					
	2:00 p.m	3:00 p.m	4:00 p.m	5:00 p.m	6:00 p.m	7:00 p.m
101	-4	-4	-3	-3	-3	-3
102	-6	-6	-6	-6	-6	-6
103	4	6	7	7	7	7

Fonte: Elaborada pelo autor.

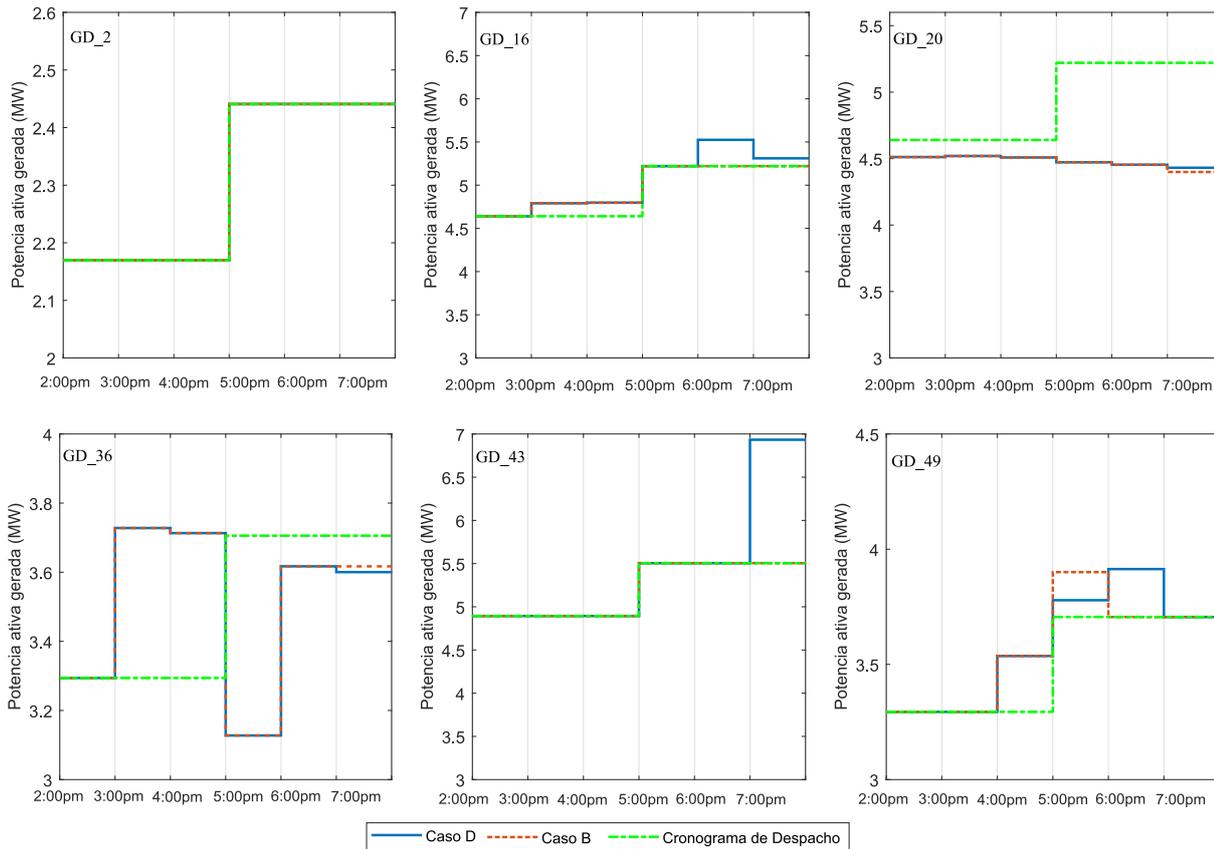


Figura 14 – Operação dos GDs despacháveis

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para evidenciar os efeitos dos SAEs no esquema de restauração proposto, as Figuras 15 e 16 ilustram as topologias propostas para a restauração dinâmica sem SAEs (Caso B) e a restauração dinâmica considerando a operação dos SAEs (Caso D).

O plano de restauração proposto pelo Caso B propõe três topologias diferentes durante todo o período de restauração, como apresentado na Figura 15. Após isolar a falta abrindo os circuitos 11-12 e 11-102, na primeira etapa de restauração foram abertas as chaves dos circuitos 9-22, 15-16, 38-39, 44-45 e 48-49 e fechadas as dos circuitos 8-33, 10-38, 12-13, 22-103, 28-50 e 35-40, totalizando assim 11 chaveamentos para restabelecer as cargas afetadas pela interrupção, com exceção da seção em falta 11. Esta topologia é mantida durante as três primeiras horas do período de restauração (2:00 p.m. - 5:00 p.m.). Assim, todas as seções mantêm-se energizadas até a quarta etapa do período restauração. Logo, na quinta etapa etapa de restauração (6:00 p.m.), a seção 41 passa a ser alimentada pela subestação 101, abrindo o circuito 40-41 e fechando o circuito 41-42. No entanto, devido ao carregamento da rede nesse horário, a seção 32 é desligada para manter a operação factível do sistema. Por fim, na última etapa, às 7:00 p.m., quando o carregamento da rede é maior, a seção 44 precisa ser desligada, abrindo-se então a chave do circuito 38-44, totalizando 15 chaveamentos para restabelecer 5.772,54 kWh ao longo do período de restauração (6 horas).

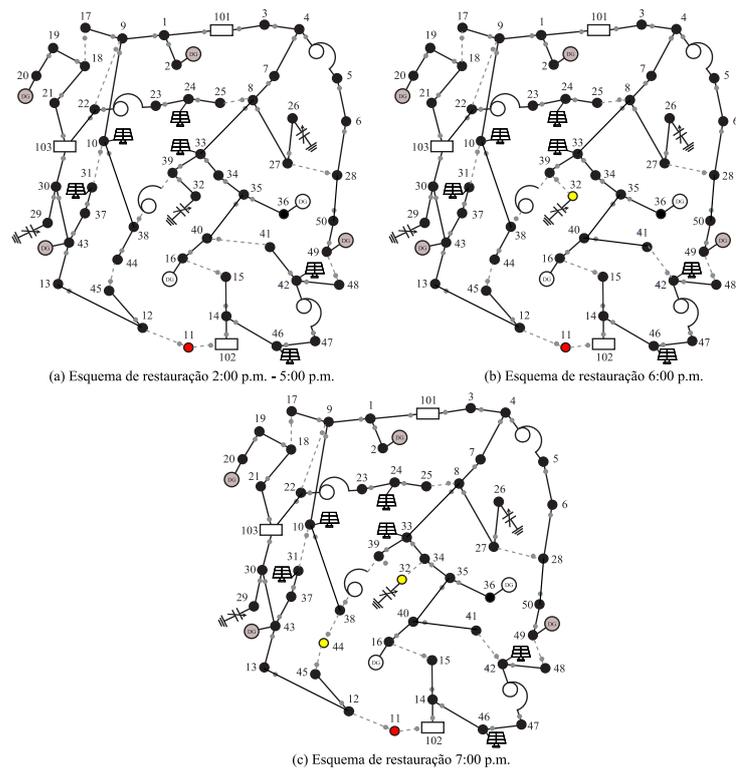


Figura 15 – Esquema de restauração para o cenário de falta no nó 11 para o Caso B

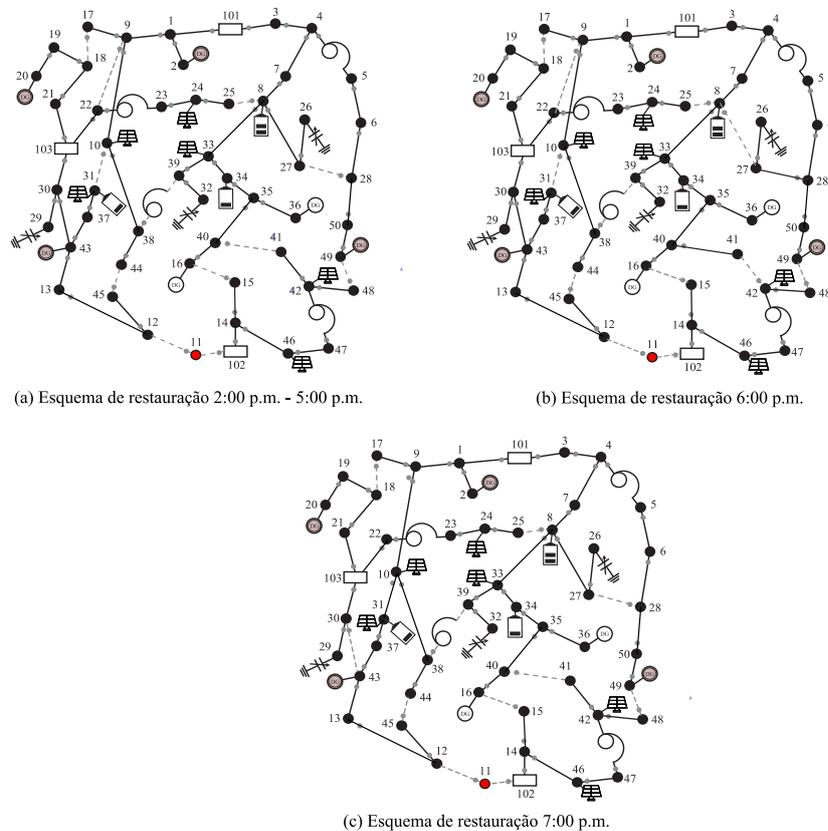


Figura 16 – Esquema de restauração para o cenário de falta no nó 11 para o Caso D

Observa-se na Figura 16 que o plano de restauração proposto para o Caso D é o mesmo proposto para o Caso B para as quatro primeiras etapas do período de restauração. Além disso, é possível observar o carregamento do SAE da seção 31 na Tabela 14. Este carregamento é mais significativo ao longo das três primeiras etapas de restauração, e de maneira mais discreta nas etapas quatro e cinco para descarregar a energia armazenada na última etapa quando o carregamento da rede é maior. Observa-se também na Figura 16 que na quarta etapa, a seção 41 passa a ser alimentada pela subestação 101, abrindo o circuito 41-42 e fechando o circuito 40-41. Nesta etapa, o SAE da seção 8 começa a descarregar sua energia até a última etapa de restauração. Finalmente, na última etapa do processo de restauração, o circuito 43-30 é aberto enquanto o circuito 10-31 é fechado, alimentando as seções 12, 13, 31, 37, 43 e 45 através subestação 101, subestação de maior capacidade, com auxílio dos SAE que injetam 1533,4 kW de potência no total. O SAE da seção 31 injeta 1 MW no sistema, o SAE da seção 8 injeta 414,4 kW e o SAE da seção 34 injeta 119 kW, ficando todos os SAEs na última etapa com o SOC mínimo de 50kWh. No último período do processo de restauração também é possível observar na Tabela 10 uma significativa variação no redespacho do gerador da barra 43 quando comparamos os casos B e D. Dado que entre os diferentes casos considerados, o Caso D se destaca por apresentar os melhores resultados. Logo, a Figura 17 mostra o perfil de tensões máximas e mínimas obtidas em cada seção durante as 6 etapas do período de restauração.

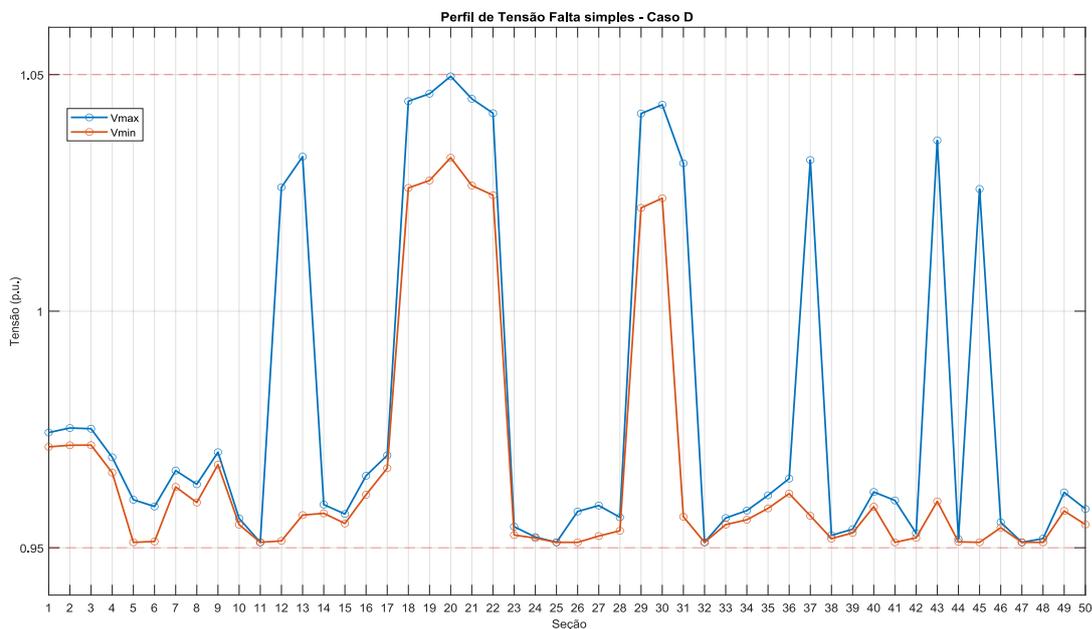


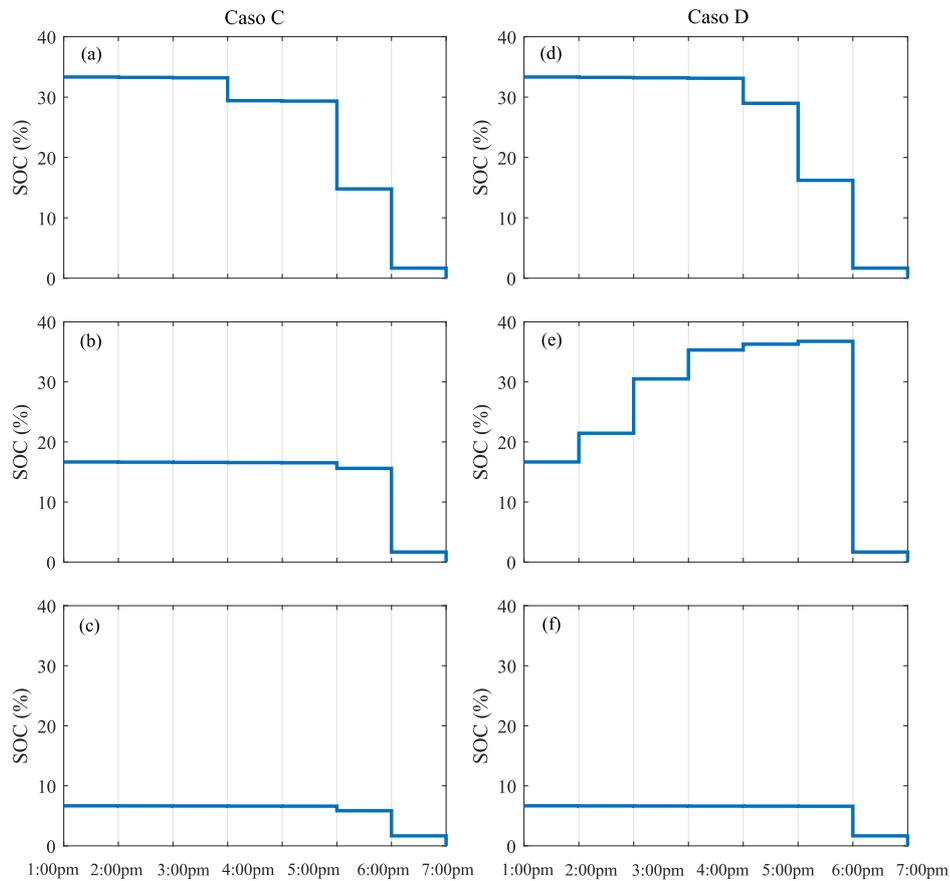
Figura 17 – Perfil de tensão - Caso D

Para melhor analisar a contribuição dos SAEs no processo de restauração, apresenta-se em detalhes, na Figura 18, a operação de cada SAE instalado no SDEE durante o processo de restauração. É possível notar nos resultados apresentados que o SAE instalado na seção 31, no Caso D, é o único a armazenar energia para entregá-la em um momento de maior carregamento da rede, enquanto no Caso B, onde o MMTR não é considerado, todos os SAEs apenas descarregam sua energia armazenada, funcionando como uma fonte de energia que

Tabela 14 – Operação dos SAEs nos Casos C e D – Falta na seção 11

SAE	Tempo	Caso C			Caso D		
		$P_{i,t}^{SD+}$ (kW)	$P_{i,t}^{SD-}$ (kW)	SOC (kWh)	$P_{i,t}^{SD+}$ (kW)	$P_{i,t}^{SD-}$ (kW)	SOC (kWh)
8	2:00 p.m	0,0	0,0	997,9	0,0	0,0	997,9
	3:00 p.m	0,0	0,0	995,8	0,0	0,0	995,8
	4:00 p.m	106,2	0,0	882,1	0,0	0,0	993,7
	5:00 p.m	0,0	0,0	880,3	116,3	0,0	869,43
	6:00 p.m	413,8	0,0	443,7	362,9	0,0	486,4
	7:00 p.m	373,9	0,0	50,0	414,4	0,0	50,0
31	2:00 p.m.	0,0	0,0	498,9	0,0	152,3	643,4
	3:00 p.m.	0,0	0,0	497,9	0,0	287,6	914,7
	4:00 p.m.	0,0	0,0	496,8	0,0	154,5	1059,21
	5:00 p.m.	0,0	0,0	495,8	0,0	33,1	1088,5
	6:00 p.m.	25,5	0,0	467,9	0,0	17,5	1102,7
	7:00 p.m.	396,9	0,0	50,0	1000,0	0,0	50,0
34	2:00 p.m	0,0	0,0	199,6	0,0	0,0	199,6
	3:00 p.m	0,0	0,0	199,2	0,0	0,0	199,2
	4:00 p.m	0,0	0,0	198,7	0,0	0,0	198,7
	5:00 p.m	0,0	0,0	198,3	0,0	0,0	198,3
	6:00 p.m	0,0	0,0	197,9	0,0	21,4	175,4
	7:00 p.m	140,4	0,0	50,00	119,0	0,0	50,0

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 18 – Operação dos SAE Caso C: (a) Bateria da seção 8; (b) Bateria da seção 31; (c) Bateria da seção 34  
Caso D: (d) Bateria da seção 8; (e) Bateria da seção 31; (f) Bateria da seção 34

Fonte: Elaborada pelo autor.

entrega potência dependendo do carregamento da rede. Isto ocorre devido ao SOC inicial e aos custos associados à operação dos SAEs que são minimizados na função objetivo. Nesse contexto, o impacto dos SAEs no processo de restauração depende do valor do SOC imediatamente antes do processo de restauração, isto é, no momento que antecede a falta, dos custos associados à sua operação de carga e descarga e também do carregamento da rede. Dado que a falta pode ocorrer em diferentes horários, é possível que os SAEs carreguem, dependendo do seu SOC inicial, ou apenas utilizem sua energia armazenada para auxiliar na restauração da rede. Para verificar o impacto do SOC no processo de restauração, considerou-se um cenário onde ocorre a mesma falta na seção 11, entretanto esta inicia-se em horários de pico, o que faz com que os SAE não possam ser carregados devido ao carregamento do SDEE. Nesse cenário, apresenta-se na Tabela 15 a operação do SAE quando a falta ocorre às 6pm e é extinta às 11pm.

Tabela 15 – Falta no nó 11 às 6:00 p.m.

Caso	Tempo	SOC inicial 50 kWh			SOC inicial 500 kWh		
		Seções Dese-nergizadas	Energia não suprida (kWh)	Operação de chaveamentos	Seções Dese-nergizadas	Energia não suprida (kWh)	Operação de chaveamentos
Caso C	6:00 p.m.	32, 45	2.877,14	13	45	851,34	14
	7:00 p.m.	32, 45	2.866,27	0	45	811,61	0
	8:00 p.m.	32, 45	2.792,22	0	45	763,63	0
	9:00 p.m.	32, 45	2.653,13	0	45	706,91	0
	10:00 p.m.	32, 45	2.444,88	0	45	641,85	0
	11:00 p.m.	32, 45	2.170,86	0	45	582,14	0
	<b>Total</b>			<b>15.804,51</b>	<b>13</b>		<b>4.357,47</b>
Caso D	6:00 p.m.	32	2.025,80	12	-	0,00	11
	7:00 p.m.	45	811,61	4	-	0,00	2
	8:00 p.m.	-	0,00	3	-	0,00	2
	9:00 p.m.	-	0,00	2	-	0,00	4
	10:00 p.m.	-	0,00	0	-	0,00	0
	11:00 p.m.	-	0,00	0	-	0,00	0
	<b>Total</b>			<b>2.837,41</b>	<b>21</b>		<b>0,00</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

Pode-se verificar através dos resultados da Tabela 15 a importância do SOC no processo de restauração. Para o Caso C considerando que os SAEs estão completamente descarregados, as seções 32 e 45 permanecem fora de serviço durante todo o processo de restauração para manter a topologia única exigida operando dentro dos limites operacionais do sistema. Quando considera-se que os SAEs possuem um pouco de energia armazenada, 500 kWh, apenas a seção 45 permanece fora de serviço durante o período considerado. Tratando-se do Caso D, em que o sistema pode operar com diferentes topologias durante o período de restauração, apenas as seções 32 e 45 ficam fora de serviço nas horas 6 e 7 pm respectivamente quando o SOC inicial é mínimo. No entanto, se o estado inicial dos SOC for de pelo menos 500 kWh, todas as seções podem ser restauradas durante todo o período de restauração. Outro ponto a ser observado é que considerar a energia armazenada na bateria (SOC inicial = 500 kWh) reduziu em 2 unidades o número chaveamentos executados para se obter a solução proposta pelo modelo.

## 4.1.2.2 Faltas simples aplicadas em cada seção do SDEE

Para expandir a análise dos impactos da consideração da operação dos SAEs e do MMTR no processo de restauração, os Casos B e D foram comparados em relação ao número de seções não supridas, considerando eventos de falta única em cada uma das seções do SDEE testado. Assim, na Tabela 16 apresenta-se os resultados, ou seja, seções que ficaram fora de serviço por conta de uma falta simples em cada uma das seções do SDEE considerando ou não a operação dos SAEs no processo restauração dinâmico. As seções em falta apresentadas na Tabela 16 são apenas aquelas em que as faltas afetam diretamente outras seções do SDEE, as demais faltas não são apresentadas pois são ramos finais do SDEE ou 100% da carga é restaurada mesmo desconsiderando-se a operação dos SAEs.

Tabela 16 – Seções desatendidas pra cenários de faltas simples

Seção em Falta	Tempo						
	2:00 p.m.	3:00 p.m.	4:00 p.m.	5:00 p.m.	6:00 p.m.	7:00 p.m.	
Caso B	3	5	5, 6	5, 6	5, 6	4, 5, 7	5, 6
	4	5	5	5	5, 6	5, 6	5, 6
	12	-	45	45	45	12, 32	12, 32
	38	-	-	-	-	32	32
	43	-	-	-	-	-	37
	44	-	-	-	-	32	32
Caso D	45	-	-	-	-	32	32
	3	5	5	4, 5	5, 6	4, 5, 6	5, 6
	4	5	5	5	5	5	5
	12	-	45	45	45	45	45
	38	-	-	-	-	-	-
	43	-	-	-	-	-	-
	44	-	-	-	-	-	-
	45	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados apontam que considerar a operação dos SAEs (Caso D) no processo restaurativo leva a melhores planos de restabelecimento, possibilitando que mais cargas sejam supridas durante longos períodos e recuperação do sistema. Considerando, por exemplo, a ocorrência de uma falta na seção 38, o esquema de restauração dinâmico não é suficiente para restaurar todas as cargas afetadas sem o auxílio da operação dos SAEs. Neste cenário a seção 32 fica desenergizada nas duas últimas etapas do período de restauração. No entanto, se for considerada a operação dos SAEs, o plano de restauração apresentado como solução para o problema restaura 100% das cargas. Assim, é possível concluir que a operação do SAE aprimora a resiliência do sistema de distribuição ao minimizar o número de seções afetadas pela interrupção.

### 4.1.2.3 Discussão do tempo de compilação

Embora os planos de restauração apresentados na subsecção anterior tenham sido eficientes em termos de recuperação de carga, é importante analisar o tempo computacional gasto para se obter uma solução para cada cenário de falta testado. Nesse sentido, apresenta-se na Tabela 17 o tempo gasto pelo *solver* para resolver cada Caso apresentado para o cenário de falta simples na seção 11.

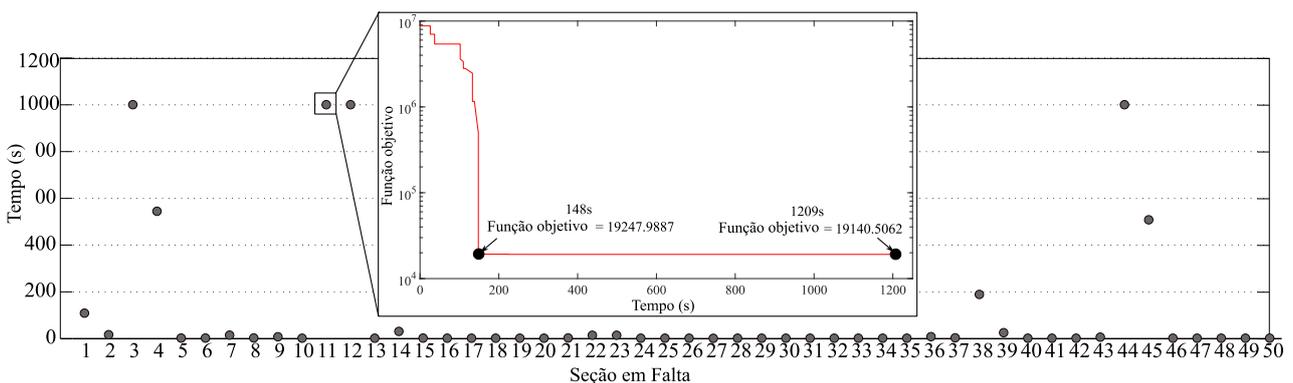
Tabela 17 – Tempo Computacional - Cenário de Falta na seção 11

Caso	Tempo (seg.)	gap
Caso A	90,14	0,0%
Caso B	993,48	0,0%
Caso C	280,81	0,0%
Caso D	1.449,33	0,0%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Note-se que para os casos em que são permitidas múltiplas modificações topológicas ao longo do processo de restauração, o tempo computacional é maior, uma vez que o número de variáveis binárias é maior. Do mesmo modo, a operação do SAE oferece mais alternativas de solução para o problema e, por conseguinte, ele requer mais tempo para encontrar uma solução ótima. Para validar o tempo de gasto para se encontrar a solução ótima, avaliou-se o tempo computacional para resolver o problema considerando uma falta simples em cada uma das seções do SDEE apresentado, obtendo-se um tempo médio de 117,07s para o Caso D e 123,75s para o Caso B.

Figura 19 – Tempo do Solver - Faltas em cada seção considerando o SAE



Fonte: Elaborada pelo autor.

Verifica-se na Figura 19 que as faltas que demandam maior tempo para se obter o plano de restauração ótimo são aquelas que desligam alimentadores inteiros, como é o caso da falta na seção 11. Os resultados obtidos e mostrados na Figura 19 foram limitados a 1.000 segundos, dado que em todos os casos analisados o *solver* é capaz de encontrar uma solução que restaura todas

as cargas em tempos muito menores. Como exemplo, ao se analisar os tempos computacionais da falta na seção 11, uma solução factível que restaura todas as cargas do sistema é encontrada em apenas 148s. O restante do tempo é despendido na otimização do número de chaveamentos e decisões operacionais dos dispositivos de controle Volt/Var para minimizar os custos dos outros objetivos de menor prioridade considerados na função objetivo, conforme descrito na seção 3.1.

Na Figura 19 ilustra-se também a convergência do *solver* ao longo do tempo para o cenário da falta na seção 11, onde é evidente que as cargas são restauradas nos primeiros 148s do tempo total utilizado para encontrar a solução ótima global. Nesse sentido, as equipas técnicas das empresas de distribuição de eletricidade podem analisar se é necessário obter a solução ótima ou estabelecer um tempo máximo para obter um plano de restauração que recupere todas as cargas, desde que a prioridade seja a restauração de carga. Contudo, podem ser utilizadas soluções ótimas globais através de análises *off-line* para seções que demandem muito tempo de solução, e que estão sujeitas à recorrência de contingências.

### 4.1.3 Cenário de Falta Crítica

Um segundo estudo foi realizado para avaliar a eficiência do modelo, considerando agora que o SDEE enfrenta situações críticas em relação a falta de energia. Neste sentido, considera-se que as seções 1, 3, 21, 22 e 30 ficam indisponíveis devido à uma falta permanente simultânea nas referidas seções. Neste cenário, apenas a subestação 102 permanece disponível para alimentar todas as cargas do SDEE. Considerou-se que a interrupção se inicia às 2 p.m. e é extinta às 6 p.m.. Este cenário de falta desliga as subestações 101 e 102 abrindo os circuitos 101-1, 101-3, 103-21 e 103-3 e, para isolar as seções em falta do restante do sistema, é necessário abrir os circuitos 1-2, 1-9, 3-4, 22-9, 22-23, 21-18, 30-29 e 30-43. Todos os circuitos mencionados estão permanentemente abertos e, portanto, permanecem indisponíveis no processo de restauração. O tempo de eliminação da falta é o mesmo do estudo anterior (6 horas). Dado que o cenário crítico desconecta níveis de carga mais elevados, os índices de confiabilidade podem ser afetados ao implementar as múltiplas alterações topológicas. Nesse sentido, é realizada uma análise entre a otimização priorizando a minimização da energia não fornecida e a otimização priorizando a minimização dos índices de confiabilidade como o DEC.

Tabela 18 – Cenário de falta crítica

Chaves abertas para isolar a falta	Nós afetados	Tempo de eliminação da falta	Energia Restaurável
1-2, 1-9, 3-4, 22-9, 22-23, 21-18, 30-29, 30-43	2, 9, 17, 10, 23, 24, 25, 4, 5, 6, 28, 7, 8, 26, 27, 18, 19, 20, 29, 43, 37, 31, 13	6 horas	200.364,02 kWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

O cenário de teste apresentado desconecta 25 seções (além das 5 seções em falta) e apenas a subestação 102 e os GDs com capacidade BS estão disponíveis para realimentar as

seções desenergizadas. A energia total restaurável durante as 6 horas é a soma das demandas pelo tempo de cada intervalo dos nós afetados em cada intervalo de tempo do processo de restauração e é apresentado na Tabela 18.

#### 4.1.3.1 Cenário Crítico priorizando a minimização da energia não suprida.

A minimização da energia não suprida é utilizada para avaliar a máxima capacidade possível de restauração do sistema. No entanto, para atingir este objetivo, é possível que algumas cargas precisem ser conectadas e desconectadas ao longo do processo de restauração. Do ponto de vista da empresa distribuidora, a minimização da energia não suprida é vantajosa, uma vez que representa um custo que não será faturado nos volumes de venda de energia. Portanto, neste cenário de teste, os mesmos casos de estudo (A - D) considerados no cenário de falta simples foram avaliados, utilizando os mesmos custos de ponderação apresentados na Tabela 8. Os resultados dos planos de restauração obtidos como solução do modelo proposto estão resumidos na Tabela 19.

Tabela 19 – Resultados da restauração para o cenário de falta crítica

Caso	Tempo	Seções desatendidas	Energia não suprida (kWh)	Carga Restaurada (%)	Operação de chaveamentos
A	2:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29	13.471,37	60,21	12
	3:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29	13.786,11	59,51	0
	4:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29	13.846,48	58,87	0
	5:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29	13.956,20	58,20	0
	6:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29	13.997,54	57,63	0
	7:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29	13.839,86	57,24	0
	<b>Total</b>			<b>82.897,57</b>	<b>58,63</b>
B	2:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 17, 29	9.177,08	72,90	14
	3:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 29	10.999,11	67,69	3
	4:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	12.275,68	63,54	1
	5:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 29, 31	13.390,20	59,90	4
	6:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29, 31	13.961,12	57,74	3
	7:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 26, 29	13.839,86	57,24	5
	<b>Total</b>			<b>73.643,05</b>	<b>63,25</b>
C	2:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	11.991,54	64,58	16
	3:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	12.248,27	64,03	0
	4:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	12.275,68	63,54	0
	5:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	12.344,70	63,03	0
	6:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	11.2355,25	62,60	0
	7:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	12.193,08	62,33	0
	<b>Total</b>			<b>73.408,51</b>	<b>63,36</b>
D	2:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 29	10.826,94	68,02	13
	3:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 29	10.999,11	67,69	2
	4:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 29	10.966,42	67,43	0
	5:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 29	10.968,05	67,15	0
	6:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 26, 29	12.355,25	62,60	1
	7:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 17, 23, 24, 25, 29, 31	13.172,13	59,31	4
	<b>Total</b>			<b>69.287,90</b>	<b>65,42</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando a Tabela 19, note-se que o plano de restauração apresentado pelo Caso A desliga permanentemente 11 seções durante todo o processo de restauração para manter uma única topologia que satisfaça as restrições do problema, totalizando 12 manobras nas chaves do sistema. As seções desenergizadas no Caso A são as mesmas que ficam desenergizadas na última etapa do processo de restauração dinâmico apresentada pelo Caso B. Ao se considerar a operação dos SAEs no Caso C, as seções 24 e 25 são reconectadas ao sistema nas três primeiras etapas de restauração, quando comparamos com a solução proposta para o Caso A, demonstrando novamente o benefício de se considerar os SAEs no problema de restabelecimento. Em consonância com os resultados apresentados no cenário de falta simples, os planos de restauração obtidos considerando MMTR ou SAEs apresentam capacidade de restauração semelhante e a coordenação destas possibilidades oferece melhorias significativas na capacidade de restauração. Pode-se observar que o número de seções fora de serviço cresce ao longo do processo de restauração no plano determinado para o Caso B. Isso acontece porque, dado o horário de incidência da falta, o horizonte de simulação avança em direção ao horário de pico do SDEE, isto é, o carregamento do sistema cresce ao longo do tempo, diminuindo assim a capacidade de restauração devido a sobrecarga nos equipamentos ou violação nos limites de tensão. Como consequência, algumas das seções restauradas nas etapas iniciais (seções 24, 25, 26 e 31) devem ser desligadas do sistema para manter a operação confiável do SDEE. Observa-se também que o Caso B apresenta o menor número de seções desligadas, 6 na primeira etapa da restauração. Além disso, dado que a restauração de carga é considerada mais importante que minimizar o número de chaveamentos, o Caso B totaliza 30 operações de chaveamento para religar 73.643,05 kWh de carga, criando 6 topologias diferentes ao longo do processo restaurativo. O uso de tais topologias permitem que o Caso B apresente um ganho de 11,16% na carga restaurada quando comparada ao Caso A. Assim, como os resultados apresentados no cenário da subseção 4.1.2.1, os resultados obtidos para o Caso C são muito semelhantes aos obtidos para o Caso B, com uma melhoria de 11,44% frente ao Caso A em termos de energia não suprida. Entretanto, como o Caso C requer manter uma topologia única durante todo o período de restauração, o número de manobras de chave é reduzido para 16, quase a metade do número necessário no Caso B e apenas 4 a mais do que no Caso A. Nesse sentido, pode-se considerar a adoção de MMTR ou a consideração de SAE no processo de restauração como equivalente em termos de carga restaurada. Quando analisamos a combinação dos SAEs e MMTR no Caso D, observa-se um ganho de 16,41% em relação ao Caso A. Assim como no caso de falta simples, nas Tabelas 22, 20, 21 e 23 apresentam-se em detalhes a operação dos dispositivos utilizados na restauração para os Casos B e D.

Como é mais caro desenergizar cargas do que sair do cronograma de despacho, neste cenário os GDs têm mais liberdade para redespachar sua energia e recuperar mais carga ou carregar os SAEs no Caso D. Por exemplo, observa-se na Figura 20 que a geração do GD da seção 2 segue a demanda da microrrede formada nessa seção e não o cronograma de despacho, como foi no cenário de falta simples. Da mesma forma, observa-se que a geração na seção 43

Tabela 20 – Operação dos BC nos Casos B e D – Cenário Crítico

BC nó	2:00 p.m		3:00 p.m		4:00 p.m		5:00 p.m		6:00 p.m		7:00 p.m	
	nbc	kVAR										
Caso B												
26	4	1089,45	4	1085,61	4	-	4	1085,61	4	-	4	-
32	4	1118,42	4	1106,64	4	1104,59	4	1103,76	4	1103,58	4	1093,64
Caso D												
26	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61	4	1085,61	4	-	4	1085,61
32	4	1104,36	4	1104,10	4	1104,15	4	1103,91	4	1104,21	4	1102,34

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 21 – Operação dos OLTC nos Casos B e D – Cenário Crítico

OLTC	Case B e D					
	2:00 p.m	3:00 p.m	4:00 p.m	5:00 p.m	6:00 p.m	7:00 p.m
101	-8	-8	-8	-8	-8	-8
102	-3	-3	-3	-3	-3	-3
103	-8	-8	-8	-8	-8	-8

Fonte: Elaborada pelo autor.

fornece suporte à subestação 102 para recuperar as cargas desenergizadas tanto no Caso B quanto no Caso D. Além disso, observa-se também na Tabela 21 que a operação do OLTC é a mesma em ambos os casos, considerando que apenas a subestação 102 está disponível na restauração. Finalmente, a operação dos RTs e os BCs são muito semelhantes, como mostrado nas Tabelas 20 e 23.

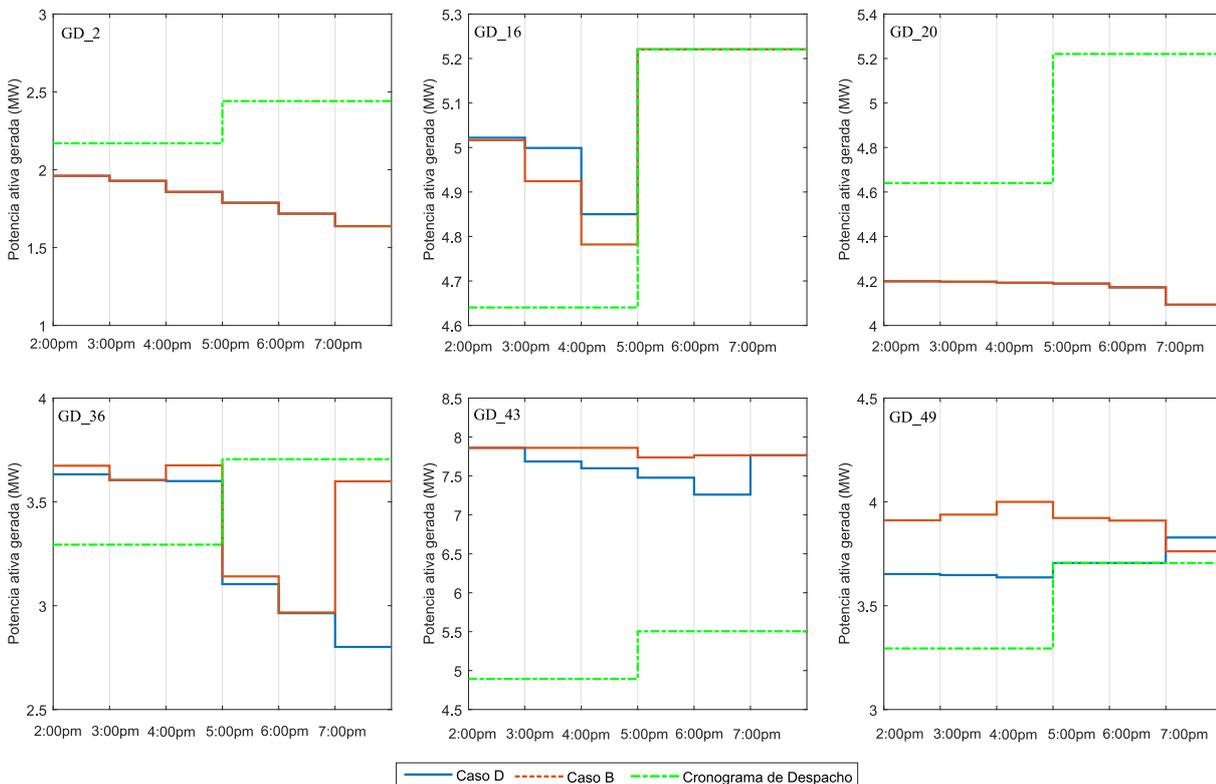


Figura 20 – Operação dos GDs despacháveis - Falta crítica

Tabela 22 – Operação do GD e PV nos Casos B e D – Cenário Crítico

Tempo	GD	Geração despachável				PV nó	Geração PV	
		Caso B		Caso D			Caso B	Caso D
		$P_{i,t}^{GD}$ (kWh)	$Q_{i,t}^{GD}$ (kVArh)	$P_{i,t}^{GD}$ (kWh)	$Q_{i,t}^{GD}$ (kVArh)		$Q_{i,t}^{GD}$ (kVArh)	$Q_{i,t}^{GD}$ (kVArh)
2:00 p.m	2	1960,78	972,77	1960,78	972,09	10	201,02	201,02
3:00 p.m		1928,67	956,84	1928,67	956,17		197,93	197,93
4:00 p.m		1857,46	921,51	1857,46	920,87		200,10	200,10
5:00 p.m		1787,81	886,95	1787,81	886,34		201,02	201,02
6:00 p.m		1717,98	852,31	1717,98	851,72		201,02	201,02
7:00 p.m		1637,79	812,53	1637,79	811,97		0,00	0,00
2:00 p.m		16	5040,22	1987,42	5022,00		1910,64	24
3:00 p.m	5005,51		1793,94	4998,95	1790,59	223,85	223,85	
4:00 p.m	4793,26		1740,05	4850,02	1741,09	225,15	225,15	
5:00 p.m	5220,45		1433,60	5220,45	1796,01	0,00	226,06	
6:00 p.m	5220,45		1678,29	5220,45	1729,47	0,00	226,41	
7:00 p.m	5243,76		2034,39	5220,45	1651,95	0,00	0,00	
2:00 p.m	20		4198,52	2046,36	4198,52	2046,47	31	
3:00 p.m		4196,46	2051,03	4196,46	2051,06	201,02		201,02
4:00 p.m		4191,82	2061,70	4191,82	2061,37	201,02		201,02
5:00 p.m		4188,07	2070,50	4188,07	2069,73	0,00		201,02
6:00 p.m		4171,30	2070,21	4171,30	2069,44	0,00		201,02
7:00 p.m		4093,29	2031,65	4093,29	2030,91	0,00		0,00
2:00 p.m		36	3674,34	1456,50	3632,85	1544,89		33
3:00 p.m	3605,38		1594,68	3605,24	1593,70	148,57	148,57	
4:00 p.m	3676,06		1392,73	3600,32	1569,78	148,56	148,56	
5:00 p.m	3141,29		1458,24	3104,00	1458,24	148,60	148,60	
6:00 p.m	2967,33		1458,24	2964,09	1458,24	148,24	148,24	
7:00 p.m	3599,19		1458,24	2801,51	1458,24	0,00	0,00	
2:00 p.m	43		7861,36	1480,00	7861,36	1480,00	42	
3:00 p.m		7861,36	1480,00	7686,07	2218,08	211,48		211,48
4:00 p.m		7861,36	1480,00	7598,77	2500,73	212,03		212,03
5:00 p.m		7737,72	2030,67	7477,96	2841,55	212,57		212,57
6:00 p.m		7765,63	1920,67	7260,39	3356,88	213,11		213,11
7:00 p.m		7765,63	1920,67	7765,63	1922,23	0,00		0,00
2:00 p.m		49	3911,40	1556,66	3652,53	2159,97		46
3:00 p.m	3938,68		1477,32	3647,63	2157,68	74,65	74,65	
4:00 p.m	4000,24		1302,00	3636,42	2152,39	79,02	79,02	
5:00 p.m	3922,53		1458,24	3705,75	1964,94	79,25	79,25	
6:00 p.m	3910,14		1458,24	3705,75	1943,08	74,34	74,34	
7:00 p.m	3762,05		1778,36	3828,57	1625,89	0,00	0,00	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 23 – Operação dos RT nos Casos B e D – Cenário Crítico

RT	Case B					
	2:00 p.m	3:00 p.m	4:00 p.m	5:00 p.m	6:00 p.m	7:00 p.m
4-5	-6	-6	-6	-6	-6	-6
22-23	4	4	4	4	4	4
38-39	3	2	2	2	2	1
42-47	2	2	2	2	2	3
RT	Case D					
	2:00 p.m	3:00 p.m	4:00 p.m	5:00 p.m	6:00 p.m	7:00 p.m
4-5	-6	-6	-6	-6	-6	-6
22-23	4	4	4	4	4	4
38-39	2	2	2	2	2	2
42-47	2	2	2	2	2	2

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os 6 esquemas de restauração determinados pelo Caso B são apresentados na Figura 21. Verifica-se que o melhor esquema é apresentado na primeira etapa, onde apenas 6 seções permanecem desconectadas. No entanto, esta topologia não pode ser mantida nas etapas seguintes devido ao crescimento das demandas nas próximas etapas de restauração. Na segunda etapa, as seções 6 e 23 são desligadas para manter a operação segura da rede. Já na terceira etapa a seção 26 é desligada, enquanto nas últimas três etapas, as seções 26 e 31 são conectadas e desconectadas periodicamente para garantir que as seções com maior demanda permaneçam energizadas e as restrições operacionais sejam atendidas. Dado que a prioridade na função objetivo é restaurar a carga, foram necessários 30 chaveamentos para restaurar 63,25% da carga afetada ao longo do processo de restauração significando um ganho de 4,62% em relação ao Caso A.

Na figura 22 ilustra-se a proposta de solução obtida para o Caso D. A primeira topologia é a que mais recupera seções afetadas, chegando a restaurar 68,02% da carga restaurável para este período, sendo este o maior valor alcançado em todo o período de restauração. Entretanto este valor é menor do que o alcançado para o Caso B (72,90 %) uma vez que todos os SAEs instalados no sistema carregam nesta etapa (Tabela 24). Nesta primeira etapa foram necessários 13 chaveamentos para obter esta topologia. Observa-se também que nesta etapa é formada uma micro-rede, operada pelo GD da seção 2, a qual é mantida até o final do processo de restauração. Uma segunda topologia é proposta para as 3 p.m. Nesta configuração, as mesmas seções são mantidas energizadas em relação à etapa anterior, sendo necessário uma ligação entre as seções 31 e 10 para aproveitar a presença da bateria. Esta segunda topologia é mantida até a quarta etapa do processo de restauração (17h). Comparando os casos Caso B e D, observa-se que nas primeiras etapas, de menor carregamento, o Caso B restaura mais cargas que o Caso D, pois no Caso D os SAEs carregam para auxiliar na restauração de cargas dos períodos de maior carregamento. Isso ocorre porque o custo de não atender uma grande carga é muito maior do que carregar a bateria. Então, a bateria carrega apenas para recuperar as cargas nas etapas de tempo subsequentes, como ocorre na quarta etapa onde as cargas das seções 24, 25 e 31 são restabelecidas somente no Caso D, obtendo um ganho de 5,17% de carga restaurada na quarta etapa do período de restauração, quando comparado ao Caso B. A operação coordenada das

MMTR e os SAEs no Caso D proporciona um esquema de restauração significativamente melhor do que todos os Casos anteriores. A carga restaurada é 16,41% superior ao Caso base A. Além disso, o esquema de restauração totaliza 20 chaveamentos e apresenta duas topologias a menos do que as apresentadas no Caso B. No Caso D, a mesma topologia foi mantida durante as etapas 2, 3 e 4 (3pm, 4pm e 5pm) da restauração, isso ocorre porque o Caso D tem a possibilidade de injetar energia dos SAEs ao invés de mudar a topologia do SDEE para restaurar cargas e manter a operação segura do sistema. A operação dos SAEs para este caso de teste é apresentada em detalhes na Tabela 24 e na 23.

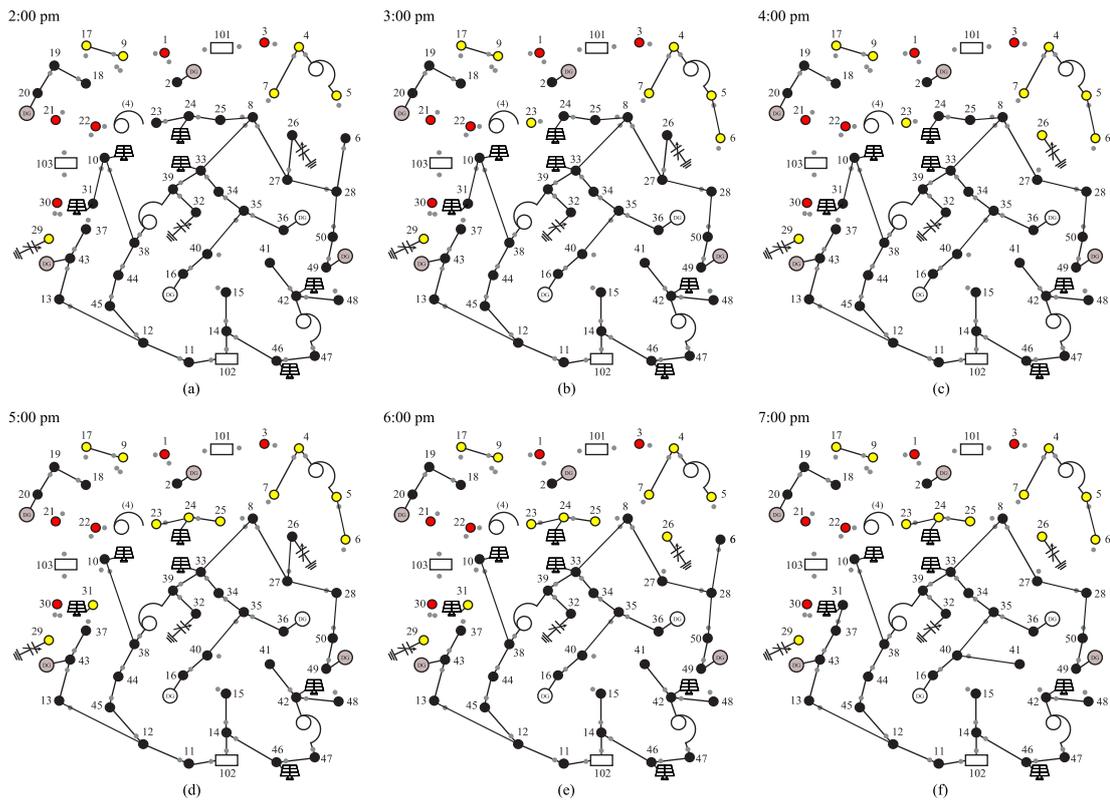


Figura 21 – Esquema de restauração para o cenário de falta crítica Caso B

Pode-se observar nos resultados apresentados na Tabela 24 que os SAEs das seções 8 e 31 carregam mais no Caso C do que no Caso D. Por exemplo, o SOC do SAEs instalado na seção 8 chega a armazenar 1.945,90 kWh na primeira etapa do Caso C, e os SAEs da seção 31 chega a armazenar 1.942,1 kWh na segunda etapa do processo de restauração, enquanto o carregamento máximo no Caso D é levemente inferior. A diferença no carregamento dos SAEs observado no Caso C quando comparado ao Caso D ocorre devido à combinação de três fatores: *i*) A topologia da rede não pode mudar durante o processo de restauração, ou seja, uma vez restaurada, a carga não pode ser desconectada posteriormente; *ii*) o SAEs deve ser capaz de injetar energia suficiente para reduzir o carregamento das linhas nos horários de pico; e *iii*) como os custos de operação do SAE são computados na função objetivo, estes são minimizados no Caso D pois parte das cargas podem ser restauradas pela modificação topológica e não apenas pela operação do SAE.

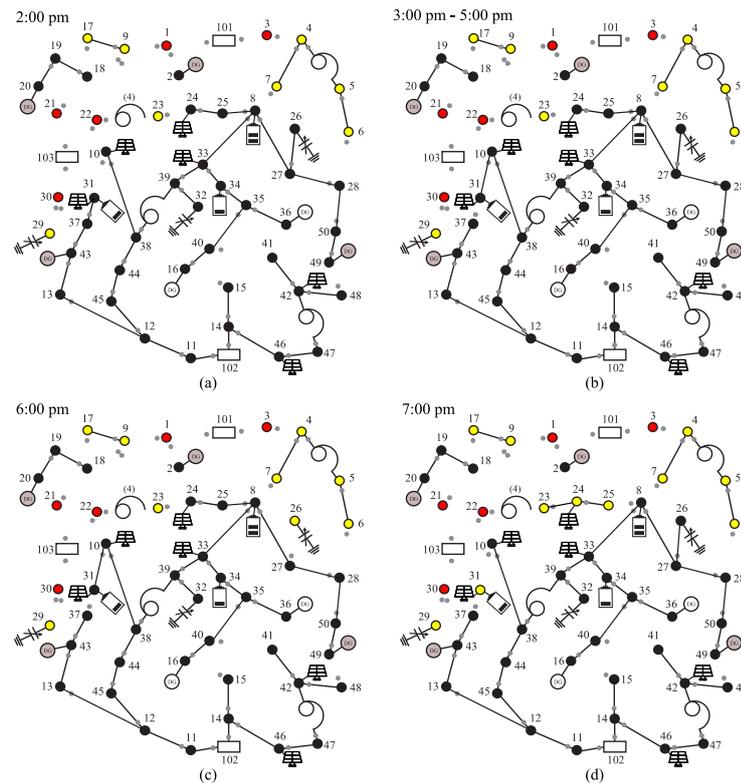
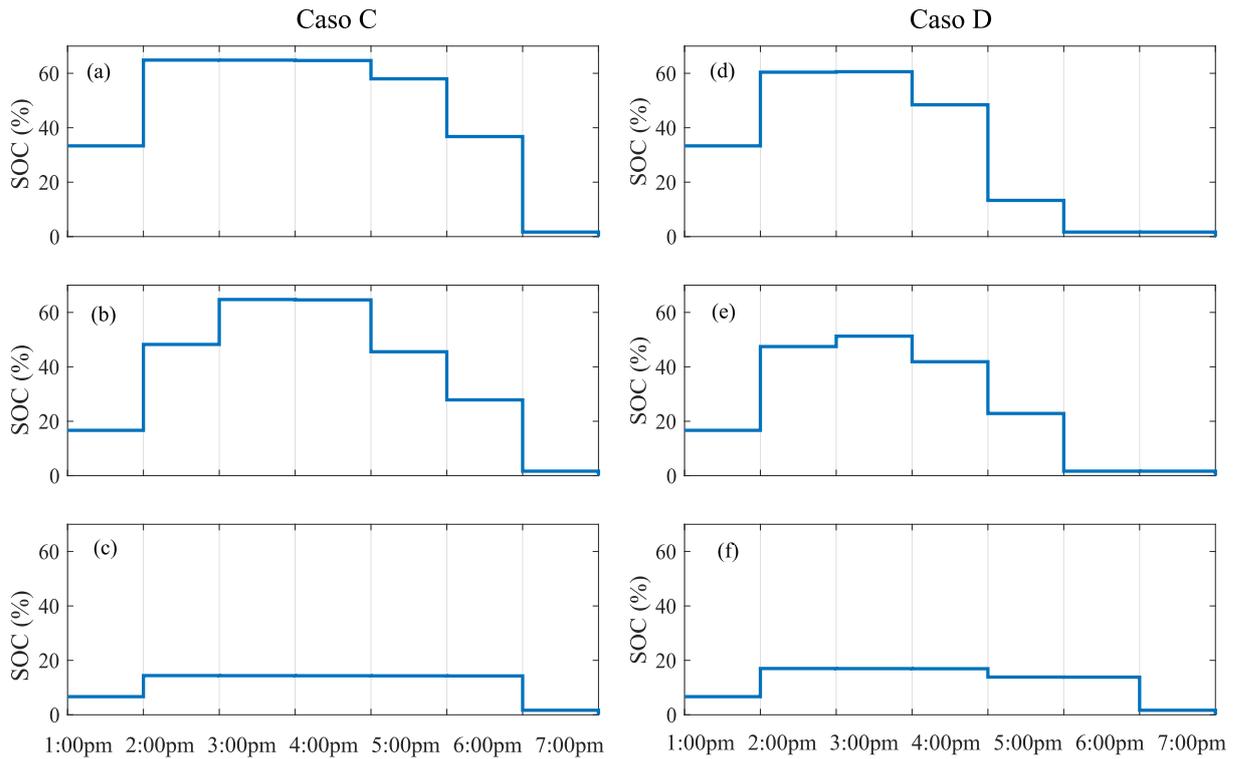


Figura 22 – Esquema de restauração para o cenário de falta crítica Caso D

Tabela 24 – Operação do SAE para os Casos C e D – Cenário Crítico

SAE	Tempo	Caso C			Caso D		
		$P_{i,t}^{SD+}$ (kW)	$P_{i,t}^{SD-}$ (kW)	SOC (kWh)	$P_{i,t}^{SD+}$ (kW)	$P_{i,t}^{SD-}$ (kW)	SOC (kWh)
8	2:00 p.m.	0,0	1.000	1.945,9	0,0	859,2	1.812,4
	3:00 p.m.	0,0	3,62	1.945,3	0,0	9,59	1.817,7
	4:00 p.m.	0,0	0,0	1.941,2	343,9	0,0	1.452,6
	5:00 p.m.	188,5	0,0	1.739,1	1.000,0	0,0	399,2
	6:00 p.m.	602,3	0,0	1.102,7	331,5	0,0	50,1
	7:00 p.m.	1.000	0,0	50,0	0,0	0,0	50,0
	31	2:00 p.m.	0,0	1.000	1.447,0	0,0	975,3
3:00 p.m.		0,0	525,5	1.942,1	0,0	124,0	1.538,2
4:00 p.m.		0,0	0,0	1.938,1	265,3	0,0	1.256,2
5:00 p.m.		540,55	0,0	1.366,2	540,5	0,0	685,8
6:00 p.m.		502,4	0,0	835,6	603,8	0,0	50,1
7:00 p.m.		746,2	0,0	50,0	0,0	0,0	50,0
34		2:00 p.m.	0,0	245,4	432,2	0,0	327,7
	3:00 p.m.	0,0	0,0	431,3	0,0	0,0	509,18
	4:00 p.m.	0,0	0,0	430,4	0,0	0,0	508,1
	5:00 p.m.	0,0	0,0	429,5	86,7	0,0	415,95
	6:00 p.m.	0,0	0,0	428,64	0,0	0,0	415,1
	7:00 p.m.	359,6	0,0	50,0	346,7	0,0	50,0

Fonte: Elaborada pelo autor.



Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.1.3.2 Cenário Crítico priorizando os índices de confiabilidade

Conforme observado nos resultados apresentados na subseção anterior, durante o processo de restauração, algumas cargas devem ser energizadas e desenergizadas em diferentes etapas com o objetivo de reduzir a quantidade de energia não suprida. Por exemplo, no Caso B, a seção 26 foi desconectada na terceira etapa de restauração, conectada novamente na quarta etapa e desconectada mais uma vez na quinta e sexta etapa de restauração. Embora essa prática permita alcançar níveis mais altos de energia restaurada, pode ser indesejável para algumas cargas e também para a empresa distribuidora, uma vez que o índice de frequência individual de interrupção é afetado. Nesse contexto, são propostos novos casos para restaurar a carga, priorizando os índices de confiabilidade do sistema. Assim, são apresentados os casos B1 e D1, nos quais a prioridade na função objetivo consiste em minimizar o índice DEC. Para alcançar tal objetivo, considera-se os custos expostos na Tabela 25.

Tabela 25 – Custos de ponderação priorizando DEC

DEC	Perdas	Geração despachável	Operação da Micro-rede	Chaveamento	Operação da bateria
100000	0.1	0.5	1000	10	0.5

Fonte: Elaborada pelo autor.

Destaca-se que os Casos B1 e D1 não consideram nenhum custo relacionado à energia não suprida na função objetivo, pois o foco nesses casos é reduzir o tempo de interrupção de

cada consumidor. Para isso, o otimizador procura restaurar primeiro as seções que apresentam mais clientes, em vez de priorizar as seções que apresentam maiores níveis de carga. A Tabela 26 resume os resultados obtidos.

Tabela 26 – Resultados da restauração para o cenário de falta crítica priorizando DEC

Caso	Tempo	Seções desatendidas	Energia não suprida (kWh)	Carga Restaurada (%)	Operação de chaveamentos
B1	2:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 17, 29	9.177,08	72,90	12
	3:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 17, 23, 29, 31, 37	13.635,91	59,95	2
	4:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 10, 17, 23, 29	13.539,36	59,78	5
	5:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 10, 17, 23, 29	14.179,60	57,53	4
	6:00 p.m.	4, 5, 6, 7, 9, 10, 17, 23, 29	14.011,3	57,59	0
	7:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 10, 17, 23, 26, 29	14.289,11	55,86	3
	<b>Total</b>			<b>78.832,45</b>	<b>60,66</b>
D1	2:00 p.m.	4, 5, 9, 17, 29, 37	10.753,36	68,24	15
	3:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 10, 17, 29	12.694,06	62,72	7
	4:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 10, 17, 23, 29	13.539,36	59,78	1
	5:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 10, 17, 23, 24, 29	13.955,59	58,20	2
	6:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 10, 17, 23, 24, 29	13.747,04	58,39	0
	7:00 p.m.	4, 5, 7, 9, 10, 17, 23, 24, 29	13.397,77	58,61	4
	<b>Total</b>			<b>78.087,17</b>	<b>61,03</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 26, observa-se que os Casos B1 e D1 apresentam resultados semelhantes em termos de carga restaurada, com um pequeno ganho de 0,37% quando são utilizadas baterias no Caso D1. Dado que o objetivo principal neste cenário é minimizar a duração da interrupção em cada consumidor do sistema de distribuição, o modelo prioriza agora o restabelecimento da energia nas seções que têm maior quantidade de clientes. Por exemplo, a seção 26, que tem 21 clientes, é energizada nas cinco primeiras etapas de restauração no Caso B1, enquanto que no Caso B, onde foi priorizada a minimização da energia não suprida, isso não ocorre. Por outro lado, devido ao fato de que o número de clientes não varia ao longo do período de restauração, é possível observar no Caso D1 que, durante as três últimas etapas de restauração, as mesmas nove seções permanecem desligadas com o objetivo de minimizar a interrupção em seções com maior quantidade de clientes. Com o objetivo de demonstrar a eficácia da proposta em termos de duração da interrupção, apresenta-se a Tabela 27, na qual são mostrados os índices de confiabilidade obtidos para cada caso estudado.

Tabela 27 – Índices de confiabilidade

Índice	Caso B	Caso D	Caso B1	Caso D1
DEC	1.23013	1.17384	1.03145	0.90563
FEC	0.39238	0.35761	0.33774	0.27483
% ENS	36.72%	34.52%	39,34%	38,97%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 27, pode-se observar que, nos Casos B1 e D1, os índices DEC e FEC são significativamente reduzidos em comparação com os Casos base B e D do teste anterior. No caso

B1, o DEC é de 1,031 horas por consumidor, enquanto que no caso D1, utilizando múltiplas modificações topológicas da rede e baterias, o DEC é reduzido para 0,9056 horas por consumidor. O índice FEC também é reduzido como consequência da minimização do DEC, visto que o índice FEC depende também da quantidade de clientes associados a cada seção do sistema de distribuição. Isso demonstra que a combinação do SAE e MMTR é eficiente para reduzir os índices de confiabilidade, quando estes são priorizados na função objetivo. É importante ressaltar neste contexto de múltiplas modificações que o índice FEC pode ser piorado para melhorar os demais, pois a frequência de interrupção em determinados pontos do sistema podem aumentar.

Observa-se também na Tabela 27 que a percentagem de Energia Não Suprida (ENS) nos Casos B1 e D1 é maior em comparação com os Casos base B e D. Isso indica que, embora os Casos B e D recuperem mais carga, os valores de DEC e FEC são mais elevados. Enquanto nos casos B1 e D1, os índices DEC e FEC são melhorados, recuperando uma porcentagem aceitável de carga, mas menor do que a carga restaurada nos Casos base B e D. Dessa forma, o operador pode escolher qual objetivo priorizar de acordo com as condições de DEC e FEC da rede. Por exemplo, se a empresa de distribuição apresenta valores elevados de DEC antes da interrupção, a prioridade deverá ser minimizar o índice DEC durante o processo de restauração. Por outro lado, se a empresa apresenta valores DEC e FEC aceitáveis antes da interrupção, o operador pode decidir restaurar carga priorizando a minimização da energia não suprida.

O modelo proposto também permite buscar um equilíbrio entre a minimização do DEC e a minimização da Energia Não Suprida (ENS). Esse equilíbrio pode ser alcançado por meio da definição de custos de ponderação adequados na função objetivo, permitindo obter soluções intermediárias que mantenham ambos os índices dentro de valores aceitáveis. Para ilustrar o impacto de cada objetivo na solução do problema de restauração dinâmica, apresenta-se na Figura 24 um diagrama de Pareto, obtido através da técnica da soma ponderada. Esse tipo de diagrama mostra a relação entre dois objetivos e é comumente usado para identificar o equilíbrio entre eles. Neste caso, o diagrama de Pareto indica como a minimização do DEC e a minimização da ENS afetam a solução do problema de restauração dinâmica, permitindo que os operadores tomem decisões informadas com base nas prioridades específicas da rede. Observa-se na Figura 24 que, à medida que a prioridade da ENS começa a ser considerada na função objetivo, os valores do indicador DEC aumentam. Com a variação dos pesos relacionados à ENS e ao DEC, é possível obter pontos intermediários que equilibram ambos os objetivos de acordo com as necessidades da rede de distribuição ao momento de acontecer a interrupção de energia. Na figura 26 estão ilustrados os pontos considerando as diferentes ponderações apresentadas no gráfico.

Embora os resultados em termos de restauração de carga e duração de interrupção sejam favoráveis, observa-se que algumas seções precisam ser conectadas e desconectadas ao longo do processo de restauração, a fim de minimizar tanto a ENS quanto o índice DEC. Por exemplo, no Caso D (Tabela 19), pode-se observar que a seção 26 é restaurada nas primeiras quatro etapas de restauração, desconectada na quinta etapa e restaurada novamente na última etapa. Essa situação

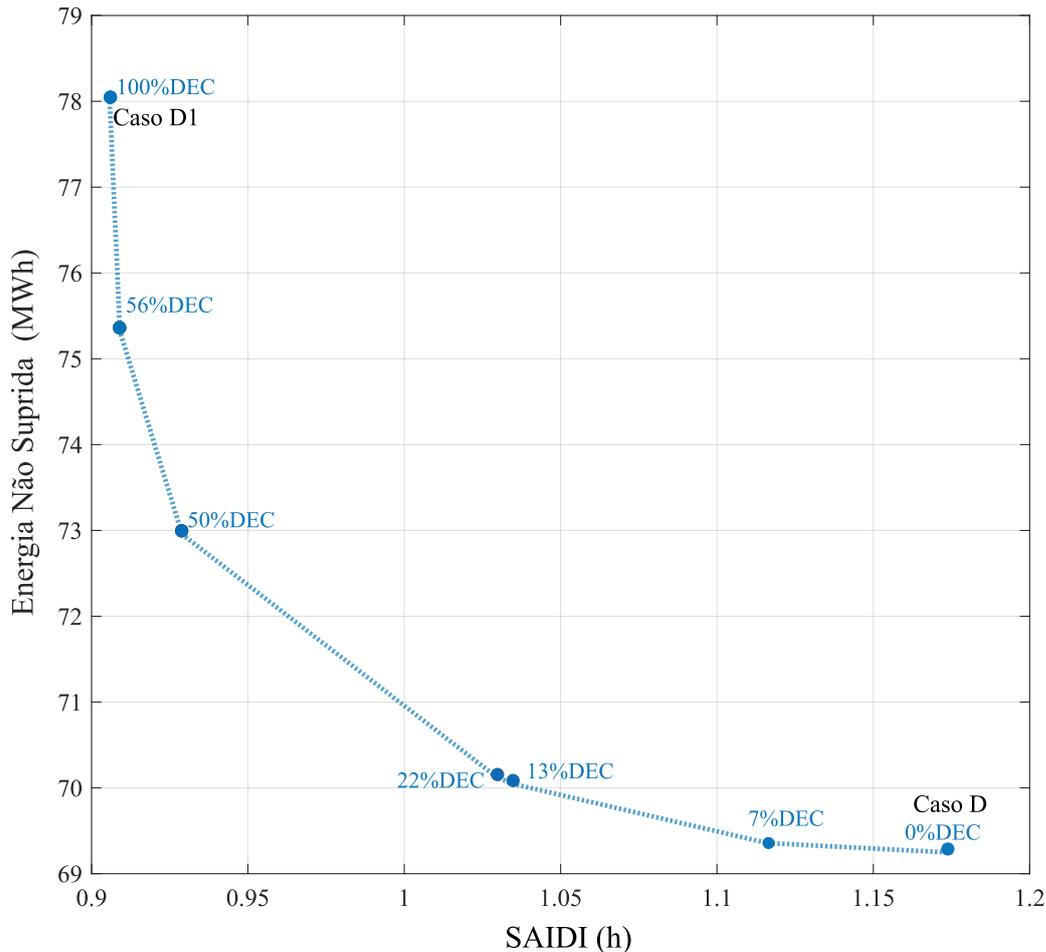


Figura 24 – Diagrama de Pareto DEC v.s. ENS - Caso D

Fonte: Elaborada pelo autor.

pode ser indesejável, dependendo da natureza da carga associada à seção 26. Para evitar esse tipo de situação, o parâmetro  $\Delta_{ch}$ , que limita a quantidade de mudanças de estado permitidas em cada seção, pode ser restringido (equação 3.143). Dessa forma, a curva de Pareto representada na Figura 25 é modificada com base no valor assumido por  $\Delta_{ch}$ .

Pode-se observar na Figura 25 que as soluções que apresentam a mínima ENS (lado direito da Figura) e o o mínimo DEC (lado esquerdo da Figura), bem como soluções intermediárias, são obtidas para diferentes valores de  $\Delta_{ch}$ . Além disso, verifica-se que as soluções que consideram  $\Delta_{ch} = 1$  são dominadas ou estão incluídas nas curvas que consideram  $\Delta_{ch} > 1$ . Isso indica que os resultados são influenciados pelo número de conexão/desconexão que cada seção da rede pode realizar ao longo do período de restauração.

Para os extremos da curva, esse efeito é menor do que para os valores intermediários, o que reforça a importância de uma criteriosa análise por parte da equipe técnica da empresa de distribuição na definição desses parâmetros. Observa-se também que, para valores de  $\Delta_{ch} > 3$ , a fronteira de Pareto não sofre alterações nos resultados obtidos.

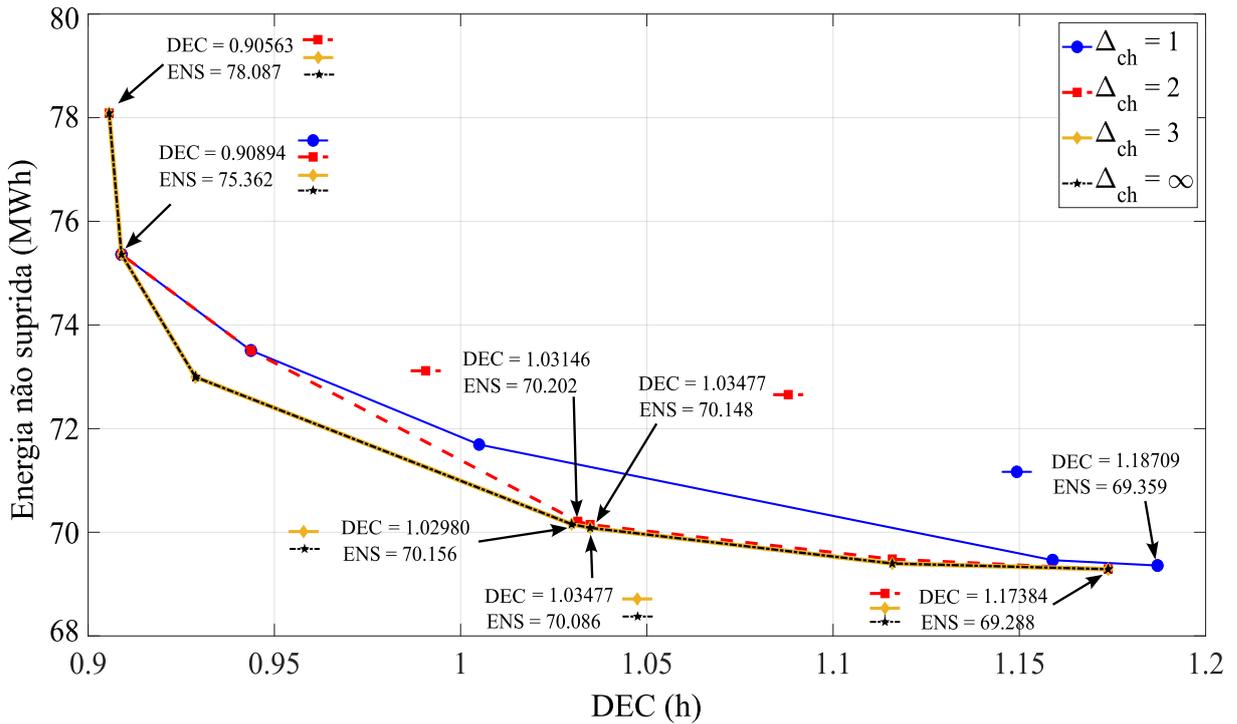


Figura 25 – Diagrama de Pareto DEC v.s. ENS para diferentes valores de  $\Delta_{ch}$

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 4.2 Sistema de 404 barras

Para aprimorar a análise e demonstrar a eficácia da proposta em um sistema real, aplicou-se o modelo proposto em um sistema de 404 barras. Esse sistema é baseado em uma rede de distribuição real. Ao contrário do sistema estudado na seção anterior, nem todos os ramos deste sistema possuem chaves. Em outras palavras, cada seção é composta por um conjunto de nós e ramos que não podem ser desconectados uns dos outros através de operações de chaveamento. O sistema completo é apresentado na Figura 26.

O sistema de teste é composto por 72 seções, 69 chaves normalmente fechadas e 28 chaves normalmente abertas. Além disso, o sistema possui 9 Sistemas de Armazenamento de Energia, 3 Reguladores de Tensão, 29 geradores distribuídos fotovoltaicos e 4 geradores distribuídos despacháveis. O estado de carga inicial de todos os SAEs é igual a 80 kWh. Os dados completos para este sistema de teste são encontrados em [Carrión et al. \(2022\)](#)

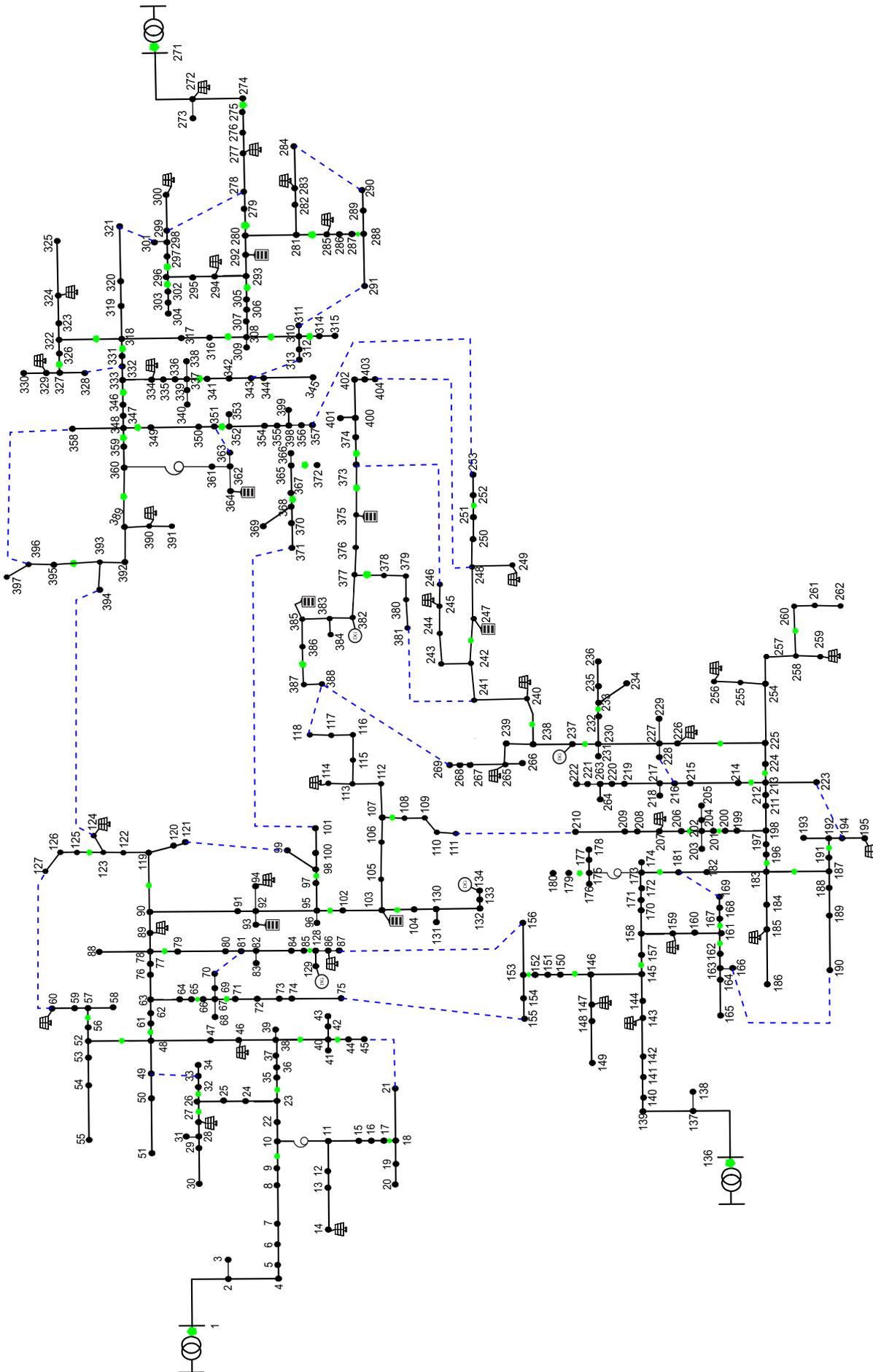


Figura 26 – Sistema de 404 barras

Fonte: Adaptada de [Faria et al. \(2021\)](#).

Tabela 28 – Resultados para o sistema de teste de 404 barras

Falta/ Caso	Chaveamentos (Numero/Tempo)	Seções Desconectadas	Custos (\$)			ENS* (MWh)
			SAEs	GDs	<i>Black Star</i>	
F1/1	5/1, 4/5, 2/6	21	352,86	123,41	0,00	252,22
F1/2	3/1	21	3,69	48,18	0,00	355,95
F2/1	8/1	-	0,00	21,20	0,00	0,00
F2/2	2/1	-	0,00	14,13	0,00	0,00
F3/1	5/1	40, 41	39,20	10,70	0,00	240,18
F3/2	5/1	40, 41	0,00	14,13	0,00	363,10

O modelo foi testado para três cenários de falta: *i*) Cenário F1, quando ocorre uma falta simples na seção 3; *ii*) Cenário F2, quando ocorre uma falta simples na seção 28; e *iii*) Cenário F3, quando ocorre uma falta múltipla nas seções 4, 35 e 59. O número de conexões e desconexões de cada seção foi limitado a 3 ( $\Delta_{ch} = 3$ ), e a prioridade na função objetivo é a minimização da energia não suprida. Dois casos foram considerados para cada cenário:

1. A falta ocorre às 14:00 horas e é eliminada após 6 horas.
2. A falta ocorre às 7:00 horas e é eliminada após 10 horas.

O tempo de solução foi interrompido quando a solução apresenta uma diferença de 0,5% no gap. A Tabela 28 sumariza os resultados obtidos para cada caso de estudo testado.

No cenário de falta F1, Caso 1 (F1/1), a seção 21 é a única que permanece desconectada durante todos os intervalos do processo de restauração, pois ela está diretamente ligada à seção em falta e, portanto, não tem possibilidade de reconexão em nenhum momento do processo de restauração. É interessante observar, através dos resultados apresentados na Tabela 28, que o plano de restauração propõe modificações topológicas durante o processo de restauração para manter todas as cargas conectadas em todos os intervalos de tempo. Outro ponto a ser destacado é a operação das baterias. Pode-se perceber que o custo associado à operação das baterias é significativamente alto nesse caso. Isso se deve ao fato de que todas as baterias carregam e mantêm sua capacidade máxima em algum intervalo do processo de restauração. Essa ação é crítica para recuperar carga durante as etapas de restauração 5 e 6. Finalmente, todas as baterias terminam a restauração com o estado de carga mínimo. No Caso 2 desse cenário de falta (F1/2), há uma redução no número de chaveamentos e operações das baterias, evidenciando certa robustez do sistema de distribuição para recuperar carga. No cenário de falta 2, todas as seções são recuperadas em ambos os casos. Novamente, há uma redução no número de comutações, evidenciando a robustez do sistema, já que as baterias nesses casos não são utilizadas para restaurar a falta na seção 28.

No cenário de falta 3, as únicas seções não restauradas são as seções 40 e 41, sem possibilidade de reconfiguração (similar à seção 21 no cenário de falta 1). As baterias auxiliam

no processo de restauração, injetando parte da energia inicialmente armazenada na quinta etapa de restauração para o Caso 1, minimizando assim o número de chaveamentos.

Embora o cenário de falta 1 afete uma seção simples, ele provoca uma grande área de interrupção. Nesse sentido, resolver esse cenário também exige um grande número de mudanças na operação dos dispositivos instalados no sistema de teste. Os tempos de resolução necessários para os cenários de teste para o Caso 1 foram de 1032, 135 e 106 segundos para os cenários de falta 1, 2 e 3, respectivamente. Para o Caso 2, todos os cenários foram resolvidos em menos de 100 segundos. É importante observar que a indisponibilidade no cenário 1 tem duração de 6 horas, enquanto no cenário 2 tem duração de 10 horas. Contudo, o cenário 2 apresenta uma solução mais rápida, mesmo com um maior número de variáveis de decisão e espaço de busca. Isso ocorre porque os horários de maior demanda (18h e 19h) não fazem parte do horizonte de restauração do cenário 4, uma vez que a falta é eliminada às 17h. Logo, pode-se inferir que o tamanho do horizonte de restauração não é tão relevante para o tempo de processamento quanto o perfil de carga durante o intervalo considerado.

Nesse sentido, observa-se também que embora o Sistema de 404 barras possua mais restrições e variáveis de decisão que o Sistema de 53 barras, a proposta de restauração pode exigir menos esforço computacional do que encontrar o plano de restauração para o sistema de 53 barras. Isso indica novamente que o tamanho do sistema de potência pode não ser tão importante quanto a proximidade da operação do sistema aos limites dos equipamentos. À medida que o sistema fica mais carregado, o tempo necessário para atingir o plano de restauração ótimo aumenta. Outros fatores que podem aumentar a complexidade do problema e, portanto, o seu tempo de resolução, são a localização da falta, o início da falta e a duração do tempo de reparação.

---

## CONCLUSÕES

---

Neste trabalho é apresentado um modelo de Programação Lineal Inteiro Misto (PLIM) para abordar o problema de restauração do serviço em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), considerando o desempenho do Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), geradores despacháveis e de base renovável, bem como dos dispositivos de controle de tensão . A revisão da literatura realizada indica que, em geral, pouca atenção tem sido dada às Múltiplas Modificações de Topologias da Rede (MMTR) para resolver o problema de restauração. No que tange este assunto, na grande maioria dos trabalhos encontrado, as modificações topológicas foram usadas apenas para chegar a uma topologia ótima final, ou seja na construção da topologia ótima. Neste contexto, o objetivo deste trabalho foi propor um modelo para aproveitar a flexibilidade dos sistemas de armazenamento e implementar um processo de restauração dinâmico que permite múltiplas modificações topológicas em função da disponibilidade de recursos e da demanda instantânea da rede.

O modelo de otimização proposto neste trabalho abordou os principais elementos de uma rede de distribuição moderna, incluindo dispositivos de controle de tensão, geração distribuída despachável, geração fotovoltaica, ilhamento e chaves automáticas. Além disso, o modelo permite o ilhamento intencional desde que haja pelo menos um gerador com capacidade de *black start* (BS) na região que opera ilhada. Para considerar então a restauração do serviço de maneira dinâmica, o tempo/duração da interrupção é dividida em vários intervalos de tempo chamadas etapas de restauração, nas quais diferentes demandas e injeções de energia são consideradas para o sistema, permitindo mudanças na topologia da rede elétrica de um intervalo de tempo para outro. Utilizar modificações topológicas durante o processo restaurativo juntamente com flexibilidade dos sistemas de armazenamento para restaurar cargas afetadas pelas contingências se mostrou eficiente quando comparado aos modelos tradicionais. Além disso, considerou-se no modelo proposto a operação dos GD fotovoltaicos operando com controle Volt/VAr afim de auxiliar os dispositivos de controle de tensão já instalados na rede.

Diferentes estudos de casos foram conduzidos com a finalidade de avaliar a qualidade das soluções bem como o tempo para encontrá-las. Nestes casos também foram analisados os benefícios da utilização do armazenamento de energia e das modificações topológicas na restauração das cargas afetadas pelas contingências. Os resultados obtidos mostraram que a restauração dinâmica, suportada pelo armazenamento de energia, oferece uma recuperação mais vantajosa para o sistema no ponto de vista de ENS e do índice de confiabilidade DEC. Entretanto, também se observou que o estado de carga inicial dos sistemas de armazenamento, e o instante de início da falta influencia na obtenção de planos ótimos de restauração. Os resultados também sugerem que a consideração de sistemas de armazenamento e o uso de múltiplas modificações topológicas da rede ao longo do processo de restauração, produzem resultados equivalentes em termos de restauração de carga. Contudo, a combinação do armazenamento e o uso de múltiplas topologias leva à obtenção de melhores planos de restauração, permitindo que mais cargas sejam supridas após a ocorrência de interrupções de energia no sistema de distribuição.

A implementação de modificações topológicas multi-temporais em combinação com o uso de baterias tem sido demonstrada neste trabalho como uma estratégia eficiente para alcançar a máxima capacidade de restauração de carga no sistema de distribuição testado. No entanto, observou-se que os índices de confiabilidade são afetados ao permitir a conexão e desconexão periódica de algumas cargas. Para abordar este problema, o modelo proposto é eficiente quando se prioriza a minimização do índice de duração individual por consumidor. Nesse sentido, a proposta de restauração dinâmica assistida por sistemas de armazenamento é mais efetiva tanto em termos de carga restaurada quanto em termos do índice de duração de cada interrupção. Assim, o modelo permite ao operador do sistema realizar uma análise prévia e priorizar um objetivo em detrimento do outro em função das necessidades do sistema de distribuição no momento de ocorrência de uma interrupção de energia. Além disso, essa abordagem permite encontrar soluções intermediárias que, embora não alcancem a máxima capacidade de restauração de carga do sistema, mantenham os índices de confiabilidade em valores aceitáveis e permitam a restauração de níveis consideráveis de carga.

Por outro lado, as análises realizadas para o sistema de 404 nós levam à conclusão de que a complexidade do problema e, conseqüentemente, o tempo de resolução, dependem não apenas do tamanho do sistema de potência, mas também da localização da falta, momento de ocorrência da falta e duração do tempo de reparo.

Em termos de tempo de processamento para encontrar as soluções, alguns casos demandam elevado tempo computacional, entretanto estes podem ser avaliados de maneira *offline* pelos operadores da rede, criando assim planos de restabelecimentos para estas situações críticas.

Outras perspectivas e abordagens relacionadas ao tema não foram contempladas nesta proposta e podem ser consideradas como sugestões para trabalhos futuros:

- Incluir no modelo as incertezas relacionadas aos geradores renováveis e ao comporta-

mento de cargas.

- Considerar a interação da rede de distribuição com um mercado elétrico em tempo real durante o cenário de interrupção de energia.
- Utilização da resposta de demanda para aprimorar a capacidade de recuperação da rede de distribuição.
- Considerar também no problema de restauração o controle Volt-Watt dos inversores inteligentes.



## REFERÊNCIAS

---

---

ABNIKI, H.; TAGHVAEI, S.; MOHAMMADI; HOSSEININEJAD, S. Reliability improvement in smart grid through incorporating energy storage systems in service restoration. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 1, p. e2661, 2019. Citado 5 vezes nas páginas 21, 22, 28, 30 e 32.

ADIBI, M. M.; BORKOSKI, J. N.; KAFKA, R. J. Power system restoration - the second task force report. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 2, n. 4, p. 927–932, 1987. Citado na página 23.

AKABER, P.; MOUSSA, B.; DEBBABI, M.; ASSI, C. Automated post-failure service restoration in smart grid through network reconfiguration in the presence of energy storage systems. **IEEE Systems Journal**, v. 13, n. 3, p. 3358–3367, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 29, 30 e 32.

ALHAMALI, A.; FARRAG, M. E.; BEVAN, G.; HEPBURN, D. M. Review of energy storage systems in electric grid and their potential in distribution networks. In: **2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 546–551. Citado 3 vezes nas páginas 19, 21 e 28.

ANCONA, J. A framework for power system restoration following a major power failure. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 3, p. 1480–1485, 1995. Citado na página 23.

ANEEL, P. d. D. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional–PRODIST: Módulo 8–Qualidade da Energia Elétrica**. 2021. Citado na página 39.

AOKI, K.; NARA, K.; ITOH, M.; SATOH, T.; KUWABARA, H. A new algorithm for service restoration in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 3, p. 1832–1839, 1989. Citado na página 23.

APS, M. **Mosek Modeling Cookbook 3.2.2**. 2022. Acesso em: 17 nov. 2019. Disponível em: <<https://docs.mosek.com/modeling-cookbook/index.html>>. Citado na página 66.

AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; SANSEVERINO, E. Service restoration in compensated distribution networks using a hybrid genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 46, n. 1, p. 59–66, 1998. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877969800025X>>. Citado na página 24.

BAHRAMARA, S.; SHEIKHAHMADI, P.; MAZZA, A.; CHICCO, G.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J. P. S. A risk-based decision framework for the distribution company in mutual interaction with the wholesale day-ahead market and microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 16, n. 2, p. 764–778, 2020. Citado na página 68.

BORGES, M. C. O.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimal reconfiguration of electrical distribution systems using mathematical programming. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 25, n. 1, p. 103–111, 2014. Citado na página 54.

- Borghetti, A.; Caldon, R.; Guerrieri, S.; Rossetto, F. Dispersed generators interfaced with distribution systems: dynamic response to faults and perturbations. In: **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 2, p. 6 pp. Vol.2-. Citado na página 44.
- CARRI6N, C. E. C.; FARIA, W. R.; MACEDO, L. H.; ROMERO, R.; JR., B. R. P. **Dataset for Service Restoration of Distribution Networks Considering Energy Storage System**. Zenodo, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.7305152>>. Citado na página 105.
- CARVALHO, E. O. P. de. **Restabelecimento de Energia em Sistemas de Distribuição Considerando a Existência de Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, Fev. 2020. Citado na página 44.
- CARVALHO, P.; FERREIRA, L.; BARRUNCHO, L. Optimization approach to dynamic restoration of distribution systems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 29, n. 3, p. 222–229, 2007. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061506001463>>. Citado na página 25.
- CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990. Citado na página 55.
- CHEN, B.; CHEN, C.; WANG, J.; BUTLER-PURRY, K. L. Multi-time step service restoration for advanced distribution systems and microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 6, p. 6793–6805, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 29, 30 e 32.
- CIRIC, R.; POPOVIC, D. Multi-objective distribution network restoration using heuristic approach and mix integer programming method. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 22, n. 7, p. 497–505, 2000. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061500000181>>. Citado na página 25.
- DOROSTKAR-GHAMSARI, M. R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; LEHTONEN, M.; SAF-DARIAN, A. Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 1879–1888, 2016. Citado na página 27.
- FARIA, W. R.; CARVALHO, E. O.; DANTAS, L. B.; MACIEL, C. D.; ALBERTO, L. F.; JR, J. B. L.; JR, B. R. P. Service restoration in modern distribution systems addressing grid-connected and islanded operations. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 196, p. 107238, 2021. Citado 6 vezes nas páginas 19, 22, 44, 62, 77 e 106.
- FOURER, R.; GAY, D.; KERNIGHAN, B. **AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming**. [S.l.]: Thomson/Brooks/Cole, 2003. (Scientific Press series). ISBN 9780534388096. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 77.
- FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer lp approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 10–20, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 57.
- GANAPANENI, S.; PINNI, S. V.; REDDY, C. R.; AYMEN, F.; ALQARNI, M.; ALAMRI, B.; KRAIEM, H. Distribution system service restoration using electric vehicles. **Energies**, MDPI AG, v. 15, n. 9, p. 3264, Apr 2022. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.3390/en15093264>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.

GEORGIOUS, R.; REFAAT, R.; GARCIA, J.; DAOUD, A. A. Review on energy storage systems in microgrids. **Electronics**, v. 10, n. 17, 2021. ISSN 2079-9292. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2079-9292/10/17/2134>>. Citado na página 20.

GHASEMI, S.; MOSHTAGH, J. Distribution system restoration after extreme events considering distributed generators and static energy storage systems with mobile energy storage systems dispatch in transportation systems. **Applied Energy**, v. 310, p. 118507, 2022. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921017220>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.

GONÇALVES, R. dos R. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 27, 54 e 57.

Gurobi Optimization, LLC. **Gurobi Optimizer Reference Manual**. 2022. Disponível em: <<https://www.gurobi.com>>. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 77.

HOME-ORTIZ, J. M.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; JAVADI, M. S.; MANTOVANI, J. R. S.; CATALÃO, J. P. S. Improvement of the distribution systems resilience via operational resources and demand response. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 58, n. 5, p. 5966–5976, 2022. Citado 5 vezes nas páginas 21, 27, 30, 32 e 75.

HOME-ORTIZ, J. M.; VARGAS, R.; MACEDO, L. H.; ROMERO, R. Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 107, p. 298–310, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518322087>>. Citado 2 vezes nas páginas 69 e 70.

HONG, T.; WANG, C.; EADE, E.; WALLOM, D.; LI, N. Electric load forecasting: Literature survey and classification of methods. **International Journal of Forecasting**, Elsevier, v. 32, n. 3, p. 797–819, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.

HSU, Y.; HUANG, M.; KUO, H.-C.; PENG, S.; CHANG, C.; CHANG, K.; YU, H.; CHOW, C.; KUO, R. Distribution system service restoration using a heuristic search approach. In: **Proceedings of the 1991 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**. [S.l.: s.n.], 1991. p. 639–645. Citado na página 24.

IEA. **World Energy Outlook 2022**. IEA, 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>>. Citado na página 45.

IEEE Standards Association. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, p. 1–138, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 45, 65 e 78.

IGDER, M. A.; LIANG, X.; MITOLO, M. Service restoration through microgrid formation in distribution networks: A review. **IEEE Access**, v. 10, p. 46618–46632, 2022. Citado na página 19.

INAOLAJI, A.; SAVASCI, A.; PAUDYAL, S. Distribution grid optimal power flow in unbalanced multiphase networks with volt-var and volt-watt droop settings of smart inverters. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 58, n. 5, p. 5832–5843, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.

JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B. C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 1106–1115, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 72.

KADEL, N.; SUN, W.; ZHOU, Q. On battery storage system for load pickup in power system restoration. In: **2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 28.

KAFKA, R. J.; PENDERS, D. R.; BOUCHEY, S. H.; ADIBI, M. M. System restoration plan development for a metropolitan electric system. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-100, n. 8, p. 3703–3713, 1981. Citado na página 23.

\_\_\_\_\_. Role of interactive and control computers in the development of a system restoration plan. **IEEE Power Engineering Review**, PER-2, n. 1, p. 21–21, 1982. Citado na página 23.

KHATIB-TOHIDKHANEH, F.; MOHAMMADI-HOSSEININEJAD, S. M.; SABERI, H.; KHATIB-TOHIDKHANEH, F. A probabilistic electric power distribution automation operational planning approach considering energy storage incorporation in service restoration. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, n. 5, p. e12309, 2020. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12309>>. Citado 4 vezes nas páginas 21, 22, 28 e 32.

LATARE, N. A.; BHAT, S. S.; SRIVASTAVA, I. Literature review of service restoration in distribution system. In: **2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado 4 vezes nas páginas 19, 20, 23 e 28.

LAVORATO, M.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 172–180, 2012. Citado na página 25.

LEI, S.; CHEN, C.; SONG, Y.; HOU, Y. Radiality constraints for resilient reconfiguration of distribution systems: Formulation and application to microgrid formation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 5, p. 3944–3956, 2020. Citado na página 72.

LI, J.; YOU, H.; QI, J.; KONG, M.; ZHANG, S.; ZHANG, H. Stratified optimization strategy used for restoration with photovoltaic-battery energy storage systems as black-start resources. **IEEE Access**, v. 7, p. 127339–127352, 2019. Citado 4 vezes nas páginas 21, 22, 28 e 30.

LI, N.; CHEN, L.; LOW, S. H. Exact convex relaxation of opf for radial networks using branch flow model. In: **2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 7–12. Citado na página 26.

LI, Y.; XIAO, J.; CHEN, C.; TAN, Y.; CAO, Y. Service restoration model with mixed-integer second-order cone programming for distribution network with distributed generations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 4138–4150, 2019. Citado na página 26.

LIU LEI SUN, Z. L. W. Multi-objective restoration optimisation of power systems with battery energy storage systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, Institution of Engineering and Technology, v. 10, p. 1749–1757(8), May 2016. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2015.0434>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.

- LIU, W.; DING, F.; ZHAO, C. Dynamic restoration strategy for distribution system resilience enhancement. In: **2020 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–5. Citado na página 36.
- LIU, W.; SUN, L.; LIN, Z.; WEN, F.; XUE, Y. Multi-objective restoration optimisation of power systems with battery energy storage systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 7, p. 1749–1757, 2016. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2015.0434>>. Citado 3 vezes nas páginas 21, 22 e 29.
- MACEDO, L. H.; FRANCO, J. F.; ROMERO, R.; RIDER, M. J. An milp model for the analysis of operation of energy storage devices in distribution systems. In: **2016 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES TD-LA)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado na página 67.
- MACEDO, L. H.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ROMERO, R. Optimal service restoration in active distribution networks considering microgrid formation and voltage control devices. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 57, n. 6, p. 5758–5771, 2021. Citado 21 vezes nas páginas 19, 20, 27, 30, 32, 33, 36, 40, 47, 50, 58, 60, 61, 62, 63, 70, 71, 73, 74, 77 e 79.
- MANGANELLI, M.; NICODEMO, M.; D’ORAZIO, L.; PIMPINELLA, L.; FALVO, M. C. Restoration of an active mv distribution grid with a battery ess: A real case study. **Sustainability**, v. 10, n. 6, 2018. ISSN 2071-1050. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2071-1050/10/6/2058>>. Citado 4 vezes nas páginas 21, 29, 30 e 32.
- MERLIN, A.; BACK, H. Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system. n. 1, p. 1–1, 1974. Citado na página 24.
- MIU, K.; CHIANG, H.-D.; MCNULTY, R. Multi-tier service restoration through network reconfiguration and capacitor control for large-scale radial distribution networks. In: **Proceedings of the 21st International Conference on Power Industry Computer Applications. Connecting Utilities. PICA 99. To the Millennium and Beyond (Cat. No.99CH36351)**. [S.l.: s.n.], 1999. p. 153–159. Citado na página 24.
- MOHAMMADI, M. H.; MOGHADDAM, M. P. Estimating outage duration of power distribution systems using an artificial neural network model. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 122, p. 106052, 2020. Citado na página 38.
- MOHANDÉS, M.; REHMAN, S.; BAKHASHWAIN, J. Short-term load forecasting methods: an overview and categorization. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 22, n. 3, p. 896–905, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.
- MORELATO, A.; MONTICELLI, A. Heuristic search approach to distribution system restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 4, p. 2235–2241, 1989. Citado 4 vezes nas páginas 19, 23, 26 e 39.
- MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Reliability assessment for distribution optimization models: A non-simulation-based linear programming approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3048–3059, 2018. Citado na página 38.
- NAMETALA, C. A. L. **Redes Neurais Atencionais aplicadas a modelagem e previsão de preços no Mercado de Eletricidade Brasileiro**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2023. Citado na página 45.

- NETO, W. P. M. **Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, Fev. 2011. Citado na página 44.
- NGUYEN, C. P.; FLUECK, A. J. Agent based restoration with distributed energy storage support in smart grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 1029–1038, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 20, 30 e 32.
- PERALTA, R. A. V.; LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Automatic restoration of large-scale distribution networks with distributed generators, voltage control devices and heating loads. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 176, p. 105925, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 19, 22 e 47.
- PEREIRA, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Proposta de uma metodologia baseada em busca tabu para restauração automática de sistemas de distribuição de energia elétrica. v. 1, p. 1204–1211, 09 2012. Citado na página 24.
- PEREIRA, B. R.; COSTA, G. R. M. da; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 7, n. 3, p. 975–984, 2016. Citado na página 69.
- POSSAGNOLO, L. H. F. M. **Planejamento da expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Considerando restauração do Fornecimento**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 37, 50 e 62.
- PRABAWA, P.; CHOI, D.-H. Multi-agent framework for service restoration in distribution systems with distributed generators and static/mobile energy storage systems. **IEEE Access**, v. 8, p. 51736–51752, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. **IEEE Access**, v. 8, p. 51736–51752, 2020. Citado 5 vezes nas páginas 21, 22, 29, 30 e 32.
- PRESS, P. H.; ENERGY, U.; INC, P. **Grid 2030: A National Vision for Electricity's Second 100 Years**. [S.l.]: CreateSpace Independent Publishing Platform, 2015. ISBN 9781522769347. Citado na página 20.
- PUERTA, G. F. **Restauração de sistemas de distribuição radiais quando existe um numero reduzido de chaves de manobra**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, Ago. 2018. Citado na página 27.
- ROMERO, R.; FRANCO, J. F.; LEÃO, F. B.; RIDER, M. J.; SOUZA, E. S. de. A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1259–1268, 2016. Citado 6 vezes nas páginas 25, 26, 27, 40, 50 e 73.
- SAKAGUCHI, T.; MATSUMOTO, K. Development of a knowledge based system for power system restoration. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 2, p. 320–329, 1983. Citado na página 23.
- SEKHAVATMANESH, H.; CHERKAoui, R. Analytical approach for active distribution network restoration including optimal voltage regulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 3, p. 1716–1728, 2019. Citado na página 47.

SHEN, F.; WU, Q.; HUANG, S.; LÓPEZ, J. C.; LI, C.; ZHOU, B. Review of service restoration methods in distribution networks. In: **2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. Citado 3 vezes nas páginas 20, 24 e 44.

SHEN, F.; WU, Q.; XUE, Y. Review of service restoration for distribution networks. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 8, n. 1, p. 1–14, 2020. Citado na página 20.

SHEN, Z.; WEI, Z.; SUN, G.; CHEN, S. Representing zip loads in convex relaxations of optimal power flow problems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 110, p. 372–385, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518330151>>. Citado na página 59.

SHIRMOHAMMADI, D. Service restoration in distribution networks via network reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 2, p. 952–958, 1992. Citado na página 24.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H.; SEMLYEN, A.; LUO, G. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988. Citado na página 55.

SIMBURGER, E. J.; HUBERT, F. J. Low voltage bulk power system restoration simulation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-100, n. 11, p. 4479–4484, 1981. Citado na página 23.

SINGH, S.; RAJU, G.; RAO, G.; AFSARI, M. A heuristic method for feeder reconfiguration and service restoration in distribution networks. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 31, n. 7, p. 309–314, 2009. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061509000362>>. Citado na página 24.

SOUZA, E. S. de. **Propostas de modelagem matemática para o problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, Jun. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 41.

SOUZA, J. V. de. **Gerenciamento Inteligente dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica para Arbitragem Energética**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, Fev. 2020. Citado na página 28.

SUN, W.; KADEL, N.; ALVAREZ-FERNANDEZ, I.; NEJAD, R. R.; GOLSHANI, A. Optimal distribution system restoration using PHEVs. **IET Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 42–49, 2019. Citado na página 32.

SYSTEM Restoration - Deploying the Plan. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 11, p. 4263–4271, 1982. Citado na página 23.

TABARES, A.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, 2016. Citado na página 56.

TURITSYN, K.; SULC, P.; BACKHAUS, S.; CHERTKOV, M. Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 6, p. 1063–1073, 2011. Citado na página 46.

- XU, Y.; LIU, C.-C.; SCHNEIDER, K. P.; TUFFNER, F. K.; TON, D. T. Microgrids for service restoration to critical load in a resilient distribution system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 1, p. 426–437, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 19, 21, 22 e 44.
- YAO, S.; GU, J.; ZHANG, H.; WANG, P.; LIU, X.; ZHAO, T. Resilient load restoration in microgrids considering mobile energy storage fleets: A deep reinforcement learning approach. In: **2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–5. Citado na página 30.
- ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F. A cooperative multiagent framework for self-healing mechanisms in distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1525–1539, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 19, 22 e 45.
- \_\_\_\_\_. Network reconfiguration in balanced and unbalanced distribution systems with variable load demand for loss reduction and service restoration. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–8. Citado na página 20.
- ZIDAN, A.; KHAIRALLA, M.; ABDRABOU, A. M.; KHALIFA, T.; SHABAN, K.; ABDRABOU, A.; SHATSHAT, R. E.; GAOUDA, A. M. Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: State-of-the-art and future trends. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 5, p. 2170–2185, 2017. Citado na página 20.
- ĆURČIĆ, S.; ÖZVEREN, C.; CROWE, L.; LO, P. Electric power distribution network restoration: a survey of papers and a review of the restoration problem. **Electric Power Systems Research**, v. 35, n. 2, p. 73–86, 1995. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0378779695009914>>. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 40.

---

---

## ANEXOS

---

---

### A.1 Dados do sistema de teste

#### A.1.1 *Dados da geração fotovoltaica*

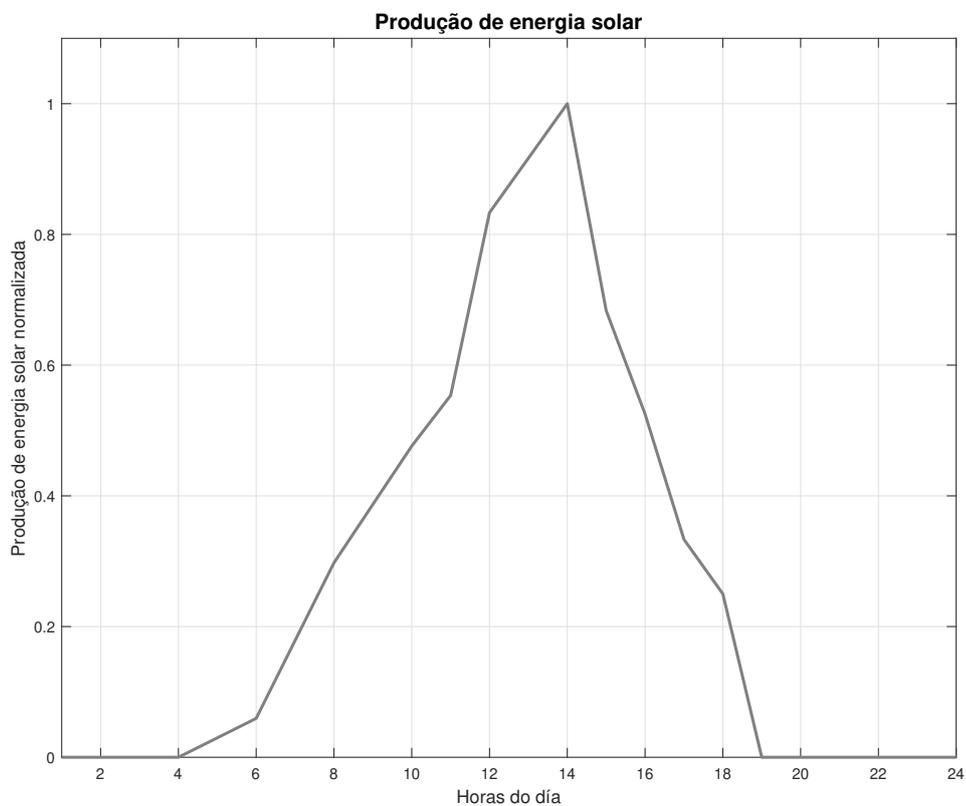


Figura 27 – Curva diária de geração solar

#### A.1.2 *Dados de barra e linha*

Tabela 29 – Dados de sistema de teste - 53 barras

Seção	Demanda Ativa	Demanda Reativa	$\alpha_i^Z$	$\alpha_i^I$	$\alpha_i^P$	$\beta_i^Z$	$\beta_i^I$	$\beta_i^P$	Tipo	QC
200	0	0	0,5	0,5	0	1	0	0	0	0
101	0	0	0,5	0,5	0	1	0	0	0	0
102	0	0	0,5	0,5	0	1	0	0	0	0
103	0	0	0,5	0,5	0	1	0	0	0	0
1	2910,6	1409,64	0,5	0,5	0	1	0	0	1	15
1	2910,6	1409,64	0,5	0,5	0	1	0	0	1	15
2	1039,5	503,43	0,5	0,5	0	1	0	0	2	10
3	485,1	234,93	0,5	0,5	0	1	0	0	2	9
4	762,3	369,22	0,5	0,5	0	1	0	0	2	8
5	1801,8	872,64	0,5	0,5	0	1	0	0	2	10
6	485,1	234,93	0,5	0,5	0	1	0	0	1	20
7	693	335,64	0,5	0,5	0	1	0	0	1	18
8	1316,7	637,71	0,5	0,5	0	1	0	0	2	11
9	831,6	402,79	0,5	0,5	0	1	0	0	1	15
10	2009,7	973,36	0,5	0,5	0	1	0	0	2	13
11	207,9	100,72	0,5	0,5	0	1	0	0	1	23
12	1247,4	604,14	0,5	0,5	0	1	0	0	2	14
13	762,3	369,22	0,5	0,5	0	1	0	0	3	4
14	693	335,64	0,5	0,5	0	1	0	0	2	8
15	970,2	469,85	0,5	0,5	0	1	0	0	1	17
16	1316,7	637,71	0,5	0,5	0	1	0	0	3	3
17	485,1	234,93	0,5	0,5	0	1	0	0	2	9
18	831,6	402,79	0,5	0,5	0	1	0	0	3	4
19	970,2	469,85	0,5	0,5	0	1	0	0	3	3
20	554,4	268,5	0,5	0,5	0	1	0	0	3	4
21	1247,4	604,14	0,5	0,5	0	1	0	0	3	4
22	762,3	369,22	0,5	0,5	0	1	0	0	1	21
23	693	335,64	0,5	0,5	0	1	0	0	1	16
24	346,5	167,78	0,5	0,5	0	1	0	0	3	3
25	623,7	302,07	0,5	0,5	0	1	0	0	1	17
26	831,6	402,78	0,5	0,5	0	1	0	0	1	21
27	1039,5	503,42	0,5	0,5	0	1	0	0	1	23
28	485,1	234,93	0,5	0,5	0	1	0	0	2	13
29	970,2	469,85	0,5	0,5	0	1	0	0	3	5
30	1801,8	872,64	0,5	0,5	0	1	0	0	3	7
31	485,1	234,93	0,5	0,5	0	1	0	0	3	3
32	1178,1	570,57	0,5	0,5	0	1	0	0	1	18
33	2009,7	973,36	0,5	0,5	0	1	0	0	1	21
34	831,6	402,79	0,5	0,5	0	1	0	0	1	23
35	623,7	302,07	0,5	0,5	0	1	0	0	2	11
36	207,9	100,72	0,5	0,5	0	1	0	0	2	13
37	1455,3	704,86	0,5	0,5	0	1	0	0	3	4
38	762,3	369,21	0,5	0,5	0	1	0	0	1	15
39	693	335,64	0,5	0,5	0	1	0	0	1	21
40	970,2	469,85	0,5	0,5	0	1	0	0	2	11
41	623,7	302,07	0,5	0,5	0	1	0	0	2	11
42	831,6	402,79	0,5	0,5	0	1	0	0	2	10
43	900,9	436,36	0,5	0,5	0	1	0	0	3	3
44	970,2	469,85	0,5	0,5	0	1	0	0	1	15
45	554,4	268,5	0,5	0,5	0	1	0	0	2	13
46	1247,4	604,14	0,5	0,5	0	1	0	0	2	9
47	693	335,64	0,5	0,5	0	1	0	0	3	4
48	554,4	268,5	0,5	0,5	0	1	0	0	2	8
49	346,5	167,78	0,5	0,5	0	1	0	0	3	6
50	554,4	268,5	0,5	0,5	0	1	0	0	2	11

Nota:  $\alpha_i^Z$ ,  $\alpha_i^I$  e  $\alpha_i^P$  são os componentes de impedância constante, corrente constante e potência constante da demanda ativa.  $\beta_i^Z$ ,  $\beta_i^I$  e  $\beta_i^P$  são os componentes de impedância constante, corrente constante e potência constante da demanda reativa. QC: Quantidade de Clientes por seção. Tipo: 1-Residencial, 2-Comercial, 3-Industrial

Tabela 30 – Dados de Linha

Ramo	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )	Ampacidade (A)	Estado inicial	Chave
1-2	0,1472	0,1499	250	1	1
1-9	0,0663	0,0824	600	1	1
1-101	0,0543	0,0675	600	1	1
3-4	0,0603	0,0749	600	1	1
3-101	0,0421	0,0524	600	1	1
4-5	0,1472	0,1499	250	1	1
4-7	0,0483	0,0601	600	1	1
5-6	0,1180	0,1201	250	1	1
6-28	0,3655	0,2520	150	1	1
7-8	0,0603	0,0749	600	1	1
8-27	0,1769	0,1802	250	1	1
9-10	0,3388	0,3449	250	1	1
9-17	0,1256	0,1060	400	1	1
9-22	0,2208	0,2248	250	1	1
11-12	0,0603	0,0749	600	1	1
11-102	0,0543	0,0675	600	1	1
12-45	0,0483	0,0601	600	1	1
13-43	0,1095	0,0925	400	1	1
14-15	0,1769	0,1802	250	1	1
14-46	0,1002	0,0846	400	1	1
14-102	0,0725	0,0901	600	1	1
15-16	0,1326	0,1350	250	1	1
16-40	0,1828	0,1260	150	1	1
18-19	0,1828	0,1260	150	1	1
18-21	0,1472	0,1499	250	1	1
19-20	0,2281	0,1572	150	1	1
21-103	0,0730	0,0617	400	1	1
22-23	0,2507	0,1729	150	1	1
23-24	0,2054	0,1416	150	1	1
24-25	0,1594	0,1099	150	1	1
26-27	0,2507	0,1729	150	1	1
29-30	0,2281	0,1572	150	1	1
30-43	0,1916	0,1950	250	1	1
30-103	0,0543	0,0675	600	1	1
31-37	0,1367	0,0942	150	1	1
32-39	0,2968	0,2046	150	1	1
33-34	0,1367	0,0942	150	1	1
33-39	0,1326	0,1350	250	1	1
34-35	0,1594	0,1099	150	1	1
35-36	0,1594	0,1099	150	1	1
37-43	0,1828	0,1260	150	1	1
38-39	0,0809	0,0824	500	1	1
38-44	0,0603	0,0749	600	1	1
41-42	0,2741	0,1890	150	1	1
42-47	0,0911	0,0769	400	1	1
42-48	0,1828	0,1260	150	1	1
44-45	0,0421	0,0524	600	1	1
46-47	0,1472	0,1499	250	1	1
48-49	0,2741	0,1890	150	1	1
49-50	0,1594	0,1099	150	1	1
8-25	0,2054	0,1416	150	0	1
8-33	0,2208	0,2248	250	0	1
10-31	0,2281	0,1572	150	0	1
10-38	0,1828	0,1260	150	0	1
12-13	0,3194	0,2202	150	0	1
17-18	0,2968	0,2046	150	0	1
22-103	0,1769	0,1802	250	0	1
27-28	0,2281	0,1572	150	0	1
28-50	0,1126	0,0776	150	0	1
35-40	0,1301	0,0897	150	0	1
40-41	0,2741	0,1890	150	0	1

Estado Inicial: 1- Chave fechada, 0- Chave aberta. Chave: 1- Tem chave, 0- Não tem Chave.