

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Magdiel Schmitz

**CO-OTIMIZAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DINÂMICO
BASEADO EM PREÇO COM AGENDAMENTO DE REPAROS**

Santa Maria, RS
2020

Magdiel Schmitz

**CO-OTIMIZAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DINÂMICO BASEADO EM
PREÇO COM AGENDAMENTO DE REPAROS**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

ORIENTADOR: Prof. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2020

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

Schmitz, Magdiel
Co-otimização de fluxo de potência ótimo dinâmico
baseado em preço com agendamento de reparos / Magdiel
Schmitz.- 2020.
163 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Sistemas de distribuição 2. Recursos energéticos
distribuídos 3. Fluxo de potência ótimo dinâmico baseado em
preço 4. Agendamento de ordens emergenciais 5. Programação
linear inteira mista I. Bernardon, Daniel Pinheiro II.
Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, MAGDIEL SCHMITZ, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Tese) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Magdiel Schmitz

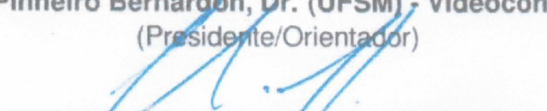
**CO-OTIMIZAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DINÂMICO BASEADO EM
PREÇO COM AGENDAMENTO DE REPAROS**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

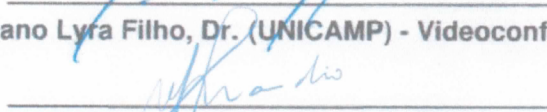
Aprovado em 21 de dezembro de 2020:



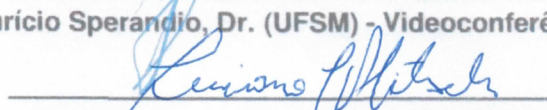
Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM) - Videoconferência
(Presidente/Orientador)



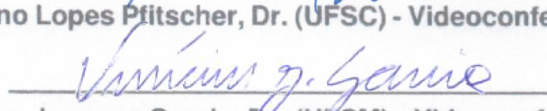
Christiano Lyra Filho, Dr. (UNICAMP) - Videoconferência



Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM) - Videoconferência



Luciano Lopes Pfitscher, Dr. (UFSC) - Videoconferência



Vinicius Jacques Garcia, Dr. (UFSM) - Videoconferência

Santa Maria, RS
2020

DEDICATÓRIA

*À minha mãe, Elisabete Maria Hüttmann.
Ao meu irmão, William Ismael Schmitz.
À minha namorada, Carine Daiana Binsfeld.*

AGRADECIMENTOS

Se este documento pode representar parte do meu aprendizado nesses anos de estudo, ele deixa de fora uma outra muito maior. Desta forma, agradeço à minha mãe Elisabeth Maria Hüttmann. Exemplo de dignidade, oferecendo os melhores conselhos e dedicados ensinamentos, sempre colocando a educação dos filhos em primeiro plano e a quem devo quaisquer virtudes que porventura tenha conquistado.

Ao meu irmão William Ismael Schmitz, por proporcionar, além de conhecimento, inspiração para trilhar a minha jornada na vida. Também por partilhar sua filosofia de vida, a qual compartilho enormemente.

À minha namorada Carine Daiana Binsfeld, pelo companheirismo na vida pessoal e acadêmica, com a qual aprendi a construir outras áreas do conhecimento. Também pelos inúmeros cafés partilhados.

Ao professor orientador Daniel Pinheiro Bernardon que, desde 2013, sempre aceitou os desafios intelectuais e apresentou contribuições imprescindíveis ao meu desenvolvimento.

Aos grandes amigos Adilson José Rambo Pilla, Jase Jasson Frantz Konzen e Rogério Dalla Riva, que sempre acreditaram e me deram força para esta caminhada.

All models are wrong, but some are useful.

(George Edward Pelham Box)

RESUMO

CO-OTIMIZAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DINÂMICO BASEADO EM PREÇO COM AGENDAMENTO DE REPAROS

AUTOR: Magdiel Schmitz
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

O principal objetivo dos operadores do sistema elétrico de distribuição é o de suprir energia às cargas ao menor custo de geração em um dado horizonte de tempo, antecipando mudanças repentinas na demanda e na geração, problema conhecido como Despacho Econômico Dinâmico (DED). Ao acoplar os objetivos do DED às restrições operacionais da rede elétrica, tais como níveis de tensão e limites de carregamento das linhas, têm-se o problema conhecido como Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD). Em um cenário emergencial, com linhas ou equipamentos danificados, as regiões saudáveis da rede com Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) podem operar de modo ilhado da rede principal, usando os conceitos de *MicroGrid* (MG). Nesse cenário, a restrição de demanda é flexível e o DED segue um sinal de preço, usando tecnologias intertemporais para maximizar o lucro da concessionária de energia; com o FPOD sendo definido como FPOD Baseado em Preço (FPOD-BP). Devido à geração limitada ou ao elevado custo de atendimento, o corte de carga pode ser realizado em momentos específicos. Simultaneamente à operação das MGs, equipes de reparo devem ser despachadas aos locais afetados para reparar e restaurar o sistema ao seu estado operacional normal, problema conhecido como Agendamento de Ordens Emergenciais (AOE). Apesar de os problemas de FPOD-BP e AOE serem interdependentes em aplicações do mundo real, devido à elevada complexidade computacional associada, eles são tradicionalmente tratados de maneira desacoplada pelas concessionárias. Sendo assim, este trabalho propõe um modelo matemático para a co-otimização desses problemas, com o objetivo de minimizar o custo do FPOD-BP em um horizonte. O FPOD-BP com AOE é formulado como um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), com fluxo de potência trifásico desbalanceado. A modelagem linear oferece, entre outras vantagens, uma elevada velocidade de cálculo e permite conhecer a qualidade da solução, fatores críticos em cenários emergenciais. É proposto ainda um algoritmo para realizar os despachos do FPOD-BP e das equipes de reparo em um dado horizonte, tanto em cenários normais quanto emergenciais, integrando uma etapa de pré-agendamento para lidar com a complexidade computacional. A rota é sistematicamente liberada a cada iteração e a evolução da solução monitorada dinamicamente. O modelo proposto é testado nos sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados IEEE 123-barras e IEEE 8500-nós, ambos modificados com REDs adicionais. O algoritmo também é comparado com duas variações, com os resultados destacando a sua eficácia.

Palavras-chave: Sistema de distribuição. Recursos energéticos distribuídos. Fluxo de potência ótimo dinâmico baseado em preço. Agendamento de ordens emergenciais. Programação linear inteira mista.

ABSTRACT

CO-OPTIMIZATION OF PRICE-BASED DYNAMIC OPTIMAL POWER FLOW WITH REPAIR SCHEDULING

AUTHOR: Magdiel Schmitz
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

The main objective of the electric distribution system operators is to supply energy to the loads at the lowest generation cost over a given time horizon, anticipating sudden changes in demand and generation, a problem known as Dynamic Economic Dispatch (DED). When coupling the DED objectives to the network operational constraints, such as voltage levels and load limits of the lines, we have the problem known as Dynamic Optimal Power Flow (DOPF). In an emergency scenario, with damaged lines or equipments, the healthy regions of the network with Distributed Energy Resources (DERs) can operate islanding from the main grid, using MicroGrid (MG) concepts. In this scenario, the demand constraint is flexible and the DED follows a price signal, using inter-temporal technologies to maximize the power utility's profit; with the DOPF being known as Price-Based DOPF (PB-DOPF). Due to limited generation or high attendance cost, load shedding can be performed in specific moments. Simultaneously with the operation of MGs, repair crews must be dispatched to affected locations to repair and restore the system to its normal operating state, which is known as emergency order scheduling (EOS) problem. Although PB-DOPF and EOS problems are interdependent in real-world applications, due to the associated high computational complexity, they are traditionally addressed in decoupled manner by utilities. Thus, this work proposes a mathematical model for the co-optimization of these problems in order to minimize the cost of PB-DOPF in a horizon. The PB-DOPF with EOS is formulated as a Mixed-Integer Linear Programming (MILP) model, with a three-phase power flow. The linear modeling offers, among other advantages, a high-speed calculation and allows to know the quality of the solution, critical factors in emergency scenarios. An algorithm is also proposed to perform the PB-DOPF and the repair crew dispatches over a given horizon, in both normal and emergency scenarios, integrating a pre-scheduling step to deal with computational complexity. The route is systematically released at each iteration and the evolution of the solution dynamically monitored. The proposed model is tested on three-phase unbalanced IEEE 123-bus and IEEE 8500-node distribution systems, both modified with additional DER systems. The algorithm is also compared with two variations, with the results highlighting its effectiveness.

Keywords: Distribution system. Distributed energy resources. Price-based dynamic optimal power flow. Emergency orders scheduling. Mixed-integer linear programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 – Procedimentos emergenciais.	80
Figura 4.2 – Estados operacionais de um sistema de distribuição.	81
Figura 4.3 – Exemplo de agendamento de ordens emergenciais.	93
Figura 5.1 – Método de linearização circular.	102
Figura 5.2 – Linearização circular para $\theta = 60^\circ$	103
Figura 5.3 – Comportamentos evitados pelas restrições das Eq. 5.42 e 5.43.	105
Figura 5.4 – Comportamentos evitados pelas restrições das Eq. 5.46 e 5.47.	105
Figura 6.1 – Demanda residencial, comercial e industrial normalizadas.	116
Figura 6.2 – Gerações fotovoltaica e eólica normalizadas.	118
Figura 6.3 – Sistema de distribuição IEEE 123-barras com REDs, clientes e locais de contingência.	121
Figura 6.4 – FPOD-BP para a rede IEEE 123-barras sem OEs.	122
Figura 6.5 – Mapa de calor de custos para a rede IEEE 123-barras sem OEs.	123
Figura 6.6 – FPOD-BP para a rede IEEE 123-barras com 15 OEs.	125
Figura 6.7 – Cargas cortadas e custos para a rede IEEE 123-barras com 15 OEs. ...	126
Figura 6.8 – Mapa de calor de custos para a rede IEEE 123-barras com 15 OEs.	127
Figura 6.9 – FPOD-BP para a rede IEEE 123-barras com 20 OEs.	129
Figura 6.10 – Cargas cortadas e custos para a rede IEEE 123-barras com 20 OEs. ...	130
Figura 6.11 – Mapa de calor de custos para a rede IEEE 123-barras com 20 OEs. ...	131
Figura 6.12 – Sistema de distribuição IEEE 8500-nós com REDs e locais de contingência para o estudo de caso 6.	132
Figura 6.13 – FPOD-BP para a rede IEEE 8500-nós sem OEs.	134
Figura 6.14 – FPOD-BP para a rede IEEE 8500-nós com 30 OEs.	136
Figura 6.15 – Cargas cortadas e custos para a rede IEEE 8500-nós com 30 OEs. ...	137
Figura A.1 – Correlação entre tensões do modelo proposto e do IEEE PES (2020). ...	162

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação dos trabalhos abordando FPO ou DED.	43
Tabela 2.2 – Classificação dos trabalhos abordando resposta emergencial em sistemas elétricos.	58
Tabela 2.3 – Classificação dos trabalhos abordando resposta emergencial em sistemas elétricos.	59
Tabela 3.1 – Grupos e modalidades tarifárias.	69
Tabela 4.1 – Principais objetivos e restrições do problema de restauração	82
Tabela 5.1 – Dimensionalidade do problema.	107
Tabela 6.1 – Tarifa de energia por tipo de cliente.	118
Tabela 6.2 – Parâmetros de contingência para o estudo de caso 2.	123
Tabela 6.3 – Tempos computacionais e <i>Gaps</i> para o estudo de caso 2.	124
Tabela 6.4 – Solução do agendamento de 15 OEs.	125
Tabela 6.5 – Parâmetros de contingência para o estudo de caso 3.	128
Tabela 6.6 – Tempos computacionais e <i>Gaps</i> para o estudo de caso 3.	128
Tabela 6.7 – Solução do agendamento de 20 OEs.	129
Tabela 6.8 – Parâmetros de contingência para o estudo de caso 5.	135
Tabela 6.9 – Tempos computacionais e <i>Gaps</i> para o estudo de caso 5.	135
Tabela 6.10 – Solução do agendamento de 30 OEs.	137
Tabela 6.11 – Resultados dos estudos de <i>benchmark</i>	138
Tabela A.1 – Tarifas aplicadas aos Subgrupos e Modalidades Tarifárias.	163

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>AC</i>	Corrente alternada, do inglês, <i>Alternating Current</i>
<i>ACR</i>	Ambiente de Contratação Regulada
<i>AG</i>	Algoritmo Genético
<i>AIF</i>	Função de indução auxiliar, do inglês, <i>Auxiliary Induce Function</i>
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>AOE</i>	Agendamento de Ordens Emergenciais
<i>BLI</i>	Busca Local Iterada
<i>BGV</i>	Busca em Grande Vizinhança
<i>BM</i>	Biomassa
<i>BT</i>	Baixa Tensão
<i>CC, DC</i>	Corrente Contínua, do inglês, <i>Direct Current</i>
<i>CCEE</i>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<i>CDE</i>	Conta de Desenvolvimento Energético
<i>CODD</i>	Controle Ótimo de Despacho Dinâmico
<i>DB</i>	Decomposição de Benders
<i>DBG</i>	Decomposição de Benders Generalizada
<i>DE</i>	Despacho Econômico
<i>DEC</i>	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
<i>DED</i>	Despacho Econômico Dinâmico
<i>DED-BP</i>	Despacho Econômico Baseado em Preço
<i>DEE</i>	Despacho Econômico Estático
<i>DFR</i>	Recursos Flexíveis Distribuídos, do inglês, <i>Distributed Flexible Resources</i>
<i>DIC</i>	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
<i>DICRI</i>	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
<i>DMIC</i>	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão

<i>EOL</i>	Eólica
<i>FEC</i>	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
<i>FIC</i>	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
<i>FO</i>	Função Objetivo
<i>FP</i>	Fora Ponta
<i>FPO</i>	Fluxo de Potência Ótimo
<i>FPOD</i>	Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico
<i>FPOD-BP</i>	Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico Basedo em Preço
<i>FV</i>	Fotovoltaica
<i>GD</i>	Geração Distribuída
<i>GDD</i>	Geração Distribuída Despachável
<i>GDND</i>	Geração Distribuída Não Despachável
<i>GENI</i>	Procedimento de inserção generalizado, do inglês, <i>Generalized Insertion Procedure</i>
<i>HDM</i>	Heurística de Distância Média
<i>I</i>	Intermediário
<i>IEEE</i>	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
<i>LPF</i>	Fluxo de potência linearizado, do inglês, <i>Linearized Power Flow</i>
<i>MCSOIM</i>	Modelo Cônico de Segunda Ordem Inteiro Misto
<i>MG</i>	Microrrede, do inglês, <i>MicroGrid</i>
<i>MPC</i>	Controle preditivo baseado em modelo, do inglês, <i>Model Predictive Control</i>
<i>MPI</i>	Método de Pontos Interiores
<i>MPS</i>	Fontes de geração móveis, do inglês, <i>Mobile Power Sources</i>
<i>MTRP</i>	Problema de múltiplos reparadores viajantes, do inglês, <i>Multiple Travelling Repairman Problem</i>
<i>OCD</i>	Decomposição da Condição de Otimalidade, do inglês, <i>Optimality Condition Decomposition</i>
<i>OE</i>	Ordem Emergencial
<i>O&M</i>	Operação e Manutenção
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico

<i>P</i>	Ponta
<i>PA</i>	Problema de Agendamento
<i>PBUC</i>	Alocação de unidades baseado em preço, do inglês, <i>Price-Based Unit Commitment</i>
<i>PCH</i>	Pequenas Centrais Hidrelétricas
<i>PD</i>	Problema de Designação
<i>P&D_EE</i>	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
<i>PG</i>	Algoritmo de cobertura progressiva, do inglês, <i>Progressive Hedging</i>
<i>PIM</i>	Programação Inteira Mista
<i>PL</i>	Programação Linear
<i>PLI</i>	Programação Linear Inteira
<i>PLIM</i>	Programação Linear Inteira Mista
<i>PM</i>	Programação Matemática
<i>PNL</i>	Programação Não Linear
<i>PNLIM</i>	Programação Não Linear Inteira Mista
<i>PQ</i>	Programação Quadrática
<i>PQRQ</i>	Programação Quadrática com Restrições Quadráticas
<i>PQS</i>	Programação Quadrática Sequencial
<i>PRODIST</i>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
<i>PROINFA</i>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<i>PRV</i>	Problema de Roteamento de Veículos
<i>PRVJT</i>	Problema de Roteamento de Veículos com Janela de Tempo
<i>PSO</i>	Otimização por enxame de partículas, do inglês, <i>Particle Swarm Optimization</i>
<i>RED</i>	Recurso Energético Distribuído
<i>RGE Sul</i>	Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
<i>RLG</i>	Relaxação Lagrangeana
<i>ROD</i>	Projeto orientado a resiliência, do inglês, <i>Resilience-Oriented Design</i>
<i>SAE</i>	Sistema de Armazenamento de Energia

<i>SDEE</i>	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
<i>SG</i>	Rede inteligente, do inglês, <i>Smart Grid</i>
<i>SHSM</i>	Método de solução heurística especializada, do inglês, <i>Specialized Heuristic Solution Method</i>
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional
<i>SLP</i>	Técnica de programação linear sucessiva, do inglês, <i>Successive Linear Programming</i>
<i>SOP</i>	<i>Soft Open Point</i>
<i>SUB</i>	Subestação
<i>TAP</i>	Posição de ajuste do transformador, do inglês, <i>Transformer Adjust Position</i>
<i>TE</i>	Tarifa de Energia
<i>TFSEE</i>	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
<i>TOU</i>	Tarifa de tempo de uso, do inglês, <i>Time-Of-Use</i>
<i>TUSD</i>	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
<i>UC</i>	Alocação de unidades, do inglês, <i>Unit Commitment</i>
<i>UHE</i>	Usinas Hidrelétricas

LISTA DE SÍMBOLOS

Índices:

k, ϕ	índices para as linhas e fases
i, j	índices para as barras
m, n, e	índices para as ordens emergenciais (linhas danificadas)
c	índice das equipes de reparo
h	índice de hora
Δ	índice de tempo de interrupção para as penalidades

Parâmetros gerais:

Φ	conjunto de fases, $\Phi = \{0, 1, 2\}$
$\Upsilon^{K(.,i)}$	conjunto de linhas com barra "i" como "para barra", i.e., barra destino
$\Upsilon^{K(i,.)}$	conjunto de linhas com barra "i" como "da barra", i.e., barra de origem
Υ^{SWO}	conjunto de chaves normalmente abertas
Υ^{REG}	conjunto de linhas com reguladores de tensão
Υ^B	conjunto de barras
Υ^L	conjunto de barras com cargas
Υ^{SUB}	conjunto de barras com subestações
Υ^{SAE}	conjunto de barras com sistemas de armazenamento de energia
Υ^{GDD}	conjunto de barras com GDs despacháveis
Υ^{GDND}	conjunto de barras com GDs não despacháveis
Υ^C	conjunto de barras com bancos de capacitores
$E_{i\phi}^{SAE}$	capacidade de armazenamento de energia
$SOC_{i\phi}^{min}, SOC_{i\phi}^{max}$	limites do estados de carga (<i>state of charge</i> , SOC) do SAE
$P_{i\phi}^{G,min}, P_{i\phi}^{G,max}$	limite da potência ativa das gerações despacháveis ($SUB \cup GDD$)
$P_{i\phi}^{SAE,max}, P_k^{K,max}$	limites da potência ativa do SAE e das linhas

$Q_{i\phi}^{G,max}, Q_k^{K,max}$	limites das potências reativas das gerações despacháveis e linhas
$P_{i\phi}^{GDND}, Q_{i\phi}^{GDND}$	potências ativa/reactiva geradas pelas GDs não despacháveis
$P_{i\phi}^L, Q_{i\phi}^L$	potências ativa/reactiva das cargas dos consumidores
$Q_{i\phi}^C$	potência reativa dos bancos de capacitores
$V^{nominal}$	tensão nominal do sistema
I^{max}	corrente máxima permitida nas linhas
$RU_{i\phi}, RD_{i\phi}$	limites das rampas de subida/descida das GDDs
Z_k	matriz impedância da linha k
γ	matriz mudança de fase
p_k	vetor com entradas binárias representando as fases da linha k
ϵ^-, ϵ^+	limites inferior e superior permitidos de desvio de tensão
TAP	vetor representando as posições de TAP dos reguladores de tensão
$NC_{i\phi}$	número de clientes na barra i
$C_h^{REDE}, C_{ih}^{SAE},$	custo de energia da rede principal e do SAE
C_h^{GDD}, C_{ih}^{GDND}	custo de energia da GDD e GDND
C_{ih}^G	custo das gerações despacháveis ($SUB \cup GDD$)
CC_{ih}^{TARIFA}	valor da energia vendida aos clientes
DIC_i^P	limite de continuidade (duração de interrupção máxima permitida) por unidade consumidora ou ponto de conexão
$EUSD_{medio}$	média aritmética do TUSD das cargas no período analisado
kei_i	coeficiente de importância do cliente
M	constante positiva grande
d_n	data de vencimento da tarefa
CR	conjunto de equipes de reparo
Ψ	conjunto de nós correspondendo aos locais das ordens emergenciais e postos técnicos $\Psi_{inicio} \cup \Psi_{fim} \cup \Psi_e$
$\Psi_{inicio}, \Psi_{fim}$	conjunto de nós correspondentes aos postos técnicos, sendo respectivamente os locais de partida e chegada das equipes

Ψ_e	conjunto de nós correspondentes às linhas danificadas (ordens emergenciais)
T_n^{inc}	tempo de incidência da ordem n
TD_{mnc}	tempo de deslocamento da equipe c entre as ordens m e n
TS_n	tempo de serviço da ordem n
H	conjunto de horas, $H = \{1, \dots, 24\}$
$\mathbb{C}^{3 \times 1}, \mathbb{C}^{3 \times 3}$	é o conjunto dos números Complexos de dimensões 3×1 e 3×3 respectivamente.
γ	matriz mudança de fase.

Variáveis de decisão:

$C_{i\phi h}$	custo total de operação do sistema
CC_{ih}^{PEN}	custo das penalidades dos consumidores
τ_{ih}^{DIC}	variável binária indicando se a penalidade deve ser considerada na barra i na hora h
$\tau_{ih}^L, \tau_{i\phi h}^{GDND}$	variáveis binárias indicando respectivamente o status da carga e da GD, onde 1 significa <i>on</i> e 0 significa <i>off</i>
τ_{kh}^K	variável binária da ordem emergencial indicando o status da linha no tempo, sendo disponível (1) ou danificada (0)
$\tau_{i\phi h}^C$	indicador do status dos bancos de capacitores, onde 1 significa <i>on</i> e 0 significa <i>off</i>
$P_{i\phi h}^G, Q_{i\phi h}^G$	potência ativa/reactiva gerada da subestação ou GD despachável
$P_{i\phi h}^{SAE}, Q_{i\phi h}^{SAE}$	potência ativa/reactiva gerada pelo SAE
$SOC_{i\phi h}$	estado de carga (<i>state of charge</i> , SOC) do SAE na hora h
$P_{k\phi h}^K, Q_{k\phi h}^K$	potência ativa/reactiva na linha k
S_k	vetor da potência complexa trifásica fluindo na linha k
U_{ih}	vetor representando a magnitude da tensão ao quadrado de cada fase, $U_i = [V_i^a ^2, V_i^b ^2, V_i^c ^2]^T$
$tap_{kr\phi h}$	variável binária indicando a posição de comutação do regulador de tensão para cada fase
x_{mnc}	1, se a ordem m é predecessora da ordem n para a equipe c ; 0, caso contrário

t_{nc}	tempo de finalização da ordem emergencial n
V_i	é a tensão trifásica complexa da barra i , $V_i = [V_i^a, V_i^b, V_i^c]^T \in \mathbb{C}^{3 \times 1}$
I_k	é a corrente trifásica na linha k , $I_k = [I_k^a, I_k^b, I_k^c]^T \in \mathbb{C}^{3 \times 1}$
$c_k(S_k, V_i, Z_k)$	termo não linear representando as perdas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	JUSTIFICATIVA	31
1.2	OBJETIVOS	32
1.3	CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA	33
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	35
2	REVISÃO DA LITERATURA	37
2.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E DESPACHO ECONÔMICO DINÂMICO	37
2.2	RESPOSTA EMERGENCIAL EM SISTEMAS ELÉTRICOS	42
2.2.1	Reparo de OEs	43
2.2.2	Reparo de OEs com operação da rede, de forma desacoplada	46
2.2.3	Co-otimização da operação da rede com o reparo de OEs	49
3	COMBINANDO O DESPACHO ECONÔMICO E O FLUXO DE POTÊNCIA	61
3.1	ALOCAÇÃO DE UNIDADES - <i>UNIT COMMITMENT</i>	62
3.2	O DESPACHO ECONÔMICO	62
3.2.1	Custos dos recursos energéticos distribuídos e da rede	64
3.3	DESPACHO ECONÔMICO DINÂMICO BASEADO EM PREÇO	65
3.3.1	Energia vendida ao cliente	66
3.4	O FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E SUAS VARIAÇÕES FPOD E FPOD-BP	69
3.4.1	Custo de penalidade	72
3.5	RESOLVENDO O FLUXO DE POTÊNCIA	74
4	RESTAURAÇÃO E REPARO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	79
4.1	O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	80
4.1.1	Principais objetivos do problema de restauração	82
4.1.2	Principais restrições do problema de restauração	84
4.1.3	Reconfiguração de rede	86
4.1.4	Operação ilhada por MG	86
4.2	O PROBLEMA DE AGENDAMENTO DOS REPAROS	89
4.2.1	Crterios de otimização	90
4.2.2	Classificação das tarefas	91
4.2.3	Classificação das equipes de reparo	92
4.2.4	Condições do problema	92
5	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA O FPOD-BP COM AOE	95
5.1	FUNÇÃO OBJETIVO	95
5.2	RESTRIÇÕES DO FPOD-BP	96
5.3	RESTRIÇÕES DO AOE	104
5.4	ALGORITMO DE SOLUÇÃO	107
6	ESTUDOS DE CASO	115
6.1	CONTINGÊNCIAS	115
6.2	DEFINIÇÕES GERAIS DAS CARGAS E REDS	116
6.3	DEFINIÇÃO DOS CUSTOS	117
6.3.1	Tarifa da energia vendida (C^{TARIFA})	118
6.3.2	Custo de energia da rede (C^{REDE})	119
6.3.3	Custo das GDs despacháveis (C^{GDD}) e não despacháveis (C^{GDND})	119
6.3.4	Custo dos SAEs (C^{SAE})	119
6.4	TESTES NO SISTEMA IEEE 123-BARRAS	120

6.4.1	Estudo de caso 1: IEEE 123-barras sem ordens emergenciais	120
6.4.2	Estudo de caso 2: IEEE 123-barras com 15 ordens emergenciais	123
6.4.3	Estudo de caso 3: IEEE 123-barras com 20 ordens emergenciais	127
6.5	TESTE NO SISTEMA IEEE 8500-NÓS	132
6.5.1	Estudo de caso 4: IEEE 8500-nós sem ordens emergenciais	133
6.5.2	Estudo de caso 5: IEEE 8500-nós com 30 ordens emergenciais	134
6.6	ESTUDOS DE BENCHMARK	138
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	143
7.1	CONCLUSÕES	143
7.2	TRABALHOS PUBLICADOS	145
7.3	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	146
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	149
	APÊNDICE A – VALIDAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	161
	ANEXO A – MODALIDADES TARIFÁRIAS	163

1 INTRODUÇÃO

Em situação de operação normal, o principal objetivo dos operadores do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) é fornecer energia aos seus consumidores¹ de forma ininterrupta, fazendo uso de cálculo de fluxo de potência para realizar o balanço de potência no sistema elétrico. Na presença de Recursos Energéticos Distribuídos (RED)² na rede e sob controle do operador do SDEE, há também o objetivo de encontrar a política operacional ideal para o conjunto de REDs, a fim de atender a demanda de carga prevista em um horizonte de tempo, minimizando o consumo de combustível ou os custos operacionais de todo o sistema e satisfazendo restrições como limites de taxa de rampa de acionamento/desligamento³ e limites de potências dos geradores. Este problema é conhecido como Despacho Econômico Dinâmico (DED) (XIA; ELAIW, 2010). A característica dinâmica é atribuída, pois envolve tecnologias e efeitos intertemporais, com a decisão, i.e., a potência de saída dos REDs despacháveis, sendo tomada analisando-se um horizonte (e.g., 24h) e não um momento específico, antevendo possíveis variações na demanda e gerações (e.g., energia armazenada em baterias, geração de fontes renováveis não despacháveis) e também nos custos (e.g., combustível, postos tarifários) (XIA; ELAIW, 2010).

Apesar de o DED considerar as restrições dos REDs, ele por si só não considera restrições de operação da rede elétrica, e.g., limites de tensão e de carregamento das linhas. O problema de otimizar o fluxo de potência entre as barras, visando minimizar o custo de geração de energia, sem exceder os limites físicos dos equipamentos usados nos sistemas de potência e os limites de operação da rede é conhecido como Fluxo de Potência Ótimo (FPO) (BAYDAR et al., 2019; WOOD; WOLLENBERG; SHEBLE, 2014). Acoplar a operação da rede com o DED é denominado FPO Dinâmico (FPOD), cobrindo múltiplos períodos de tempo (GILL; KOCKAR; AULT, 2014; XIE; SONG, 2001; NIKNAM; NARIMANI; JABBARI, 2013).

O objetivo principal do operador do SDEE é fornecer energia ao consumidor de forma ininterrupta. Contudo, em aplicações do mundo real o SDEE está sempre

¹Neste trabalho serão utilizados de forma distinta os termos consumidores e clientes. Quando tratados como consumidores, se refere ao fato de que aquele ponto de conexão somente consome energia, i.e., é tratado como uma carga. Quando tratado como cliente, aquele ponto de conexão pode tanto consumir energia quanto vender, i.e., carga e geração.

²Os REDs compreendem recursos como Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), gerador a Biomassa (BM), gerador a diesel, sistema Fotovoltaico (FV), gerador Eólico (EOL) (JIAYI; CHUANWEN; RONG, 2008; HATZIARGYRIOU et al., 2007; BASAK et al., 2012; EID et al., 2016). Uma ampla definição de REDs é apresentada por Akorede, Hizam e Pouresmaeil (2010). Quando considera-se cargas controláveis, controladores de tensão e controle de reativo juntamente com os REDs, alguns autores, como o Bhattarai et al. (2017), denominam como Recursos Flexíveis Distribuídos (do inglês *Distributed Flexible Resources - DFR*).

³Restrições de taxa de rampa são importantes para garantir os limites físicos do equipamento, preservando a vida útil dos REDs (XIA; ELAIW, 2010).

suscetível a interrupções de média e longa duração (minutos ou horas), comumente chamadas de Ordens Emergenciais (OEs)⁴. Essas OEs devem ser atendidas por equipes de reparo na tentativa de restabelecer o fornecimento de energia aos consumidores o mais rapidamente possível. Este problema é conhecido como Agendamento de Ordens Emergenciais (AOE) (PERRIER et al., 2013b; SCHMITZ; GARCIA; BERNARDON, 2019). Tradicionalmente os operadores do SDEE atribuem prioridades fixas e previamente definidas à essas OEs (e.g., indústrias tem maior prioridade do que residências). Porém, na realidade a importância desses clientes envolve diversos fatores, como tipo de carga (residencial, comercial, industrial), preço da tarifa, penalidades envolvidas, entre outros, sendo variáveis em função do tempo e podendo ainda ser modelados como custos, como é a proposta deste trabalho.

No cenário de contingência, caso haja a presença de REDs nos trechos saudáveis da região afetada, esses recursos podem servir como *backup* para as cargas, operando de modo ilhado da rede principal utilizando conceitos de microrrede (do inglês, *MicroGrid* - MG), reduzindo com isso o tempo total de interrupção (HUANG; YANG; TAYLOR, 2016; OLIVEIRA et al., 2015). Nessa situação, o atendimento das cargas não é mais uma restrição obrigatória e o corte pode ser realizado, visando garantir restrições de balanço de potência em uma MG ilhada, ou ainda, reduzir o custo total (e.g., custos de combustível, penalidades futuras) ao longo do horizonte analisado (HUANG; YANG; TAYLOR, 2016; OLIVEIRA et al., 2015). Como abordado no trabalho de Xia e Elaiw (2010), a execução do DED nesse cenário é conhecido como DED Baseado em Preço (DED-BP), do inglês *Price-Based Dynamic Economic Dispatch*. Acoplar as restrições de operação da rede elétrica com o DED-BP é o denominado FPOD baseado em preço (FPOD-BP), sendo mais difícil de resolver em relação ao FPOD, pois a demanda também é uma variável de decisão (XIA; ELAIW, 2010).

O FPO é um problema inerentemente não-linear (BAYDAR et al., 2019; GAN; LOW, 2014), mas que pode ser aproximado linearmente com grande precisão se as perdas forem pequenas em comparação ao fluxo de potência nas linhas e as tensões nas fases quase equilibradas, como comprovado por Gan e Low (2014). Contudo, a formulação resultante ainda possui elevada complexidade computacional, atrelada às variáveis associadas, i.e., tensão e fluxo de potência; e à grande dimensão característica do problema, i.e., o número de barras, de linhas, de fases, de cargas, reguladores de tensão. A expansão para o FPO dinâmico aumenta ainda mais a complexidade, adicionando a dimensão de tempo ao problema, estando provado ser NP-difícil (LAVAEI; LOW, 2012). Ao acoplar o FPO tradicional ao DED-BP, ele herda ainda a elevada complexidade computacional desse problema (maior do que o DED convencional) (XIA; ELAIW, 2010), atrelada às variáveis de decisão de corte de cargas, de despacho de

⁴Interrupções no fornecimento de energia elétrica, associadas à ações da natureza como vendavais e descargas atmosféricas, ou ainda, oriundas de falhas de equipamentos ou humanas.

geração e de armazenamento, juntamente com atuação de outros equipamentos dos REDs, como banco de capacitores. Isso tudo em um certo intervalo de tempo, com restrições de taxa de rampa de geração e estado de carga da bateria acoplando esses intervalos. O problema de AOE também é um problema de difícil solução (BŁAŻEWICZ et al., 2007), pois se trata de uma otimização combinatória, com elevada complexidade atrelada às combinações de agendamento das OEs, considerando o número de OEs e de equipes disponíveis, sendo provado ser fortemente NP-difícil (BŁAŻEWICZ et al., 2007; TAN et al., 2019). A consideração dos custos das OEs variantes no tempo, como aqui proposto, aumenta ainda mais a complexidade do problema de AOE.

A análise apresentada dá uma ideia da elevada complexidade envolvida ao tratar os problemas de FPOD-BP e AOE de forma conjunta. E é por isso que, tradicionalmente, os operadores dos SDEE tratam esses problemas de forma desacoplada, visando simplificar a modelagem matemática e também melhorar a eficiência computacional. Contudo, essa abordagem leva a uma solução sub-ótima, pois os problemas são na prática interdependentes, como destacado nos seguintes exemplos:

- AOE influenciando o FPOD-BP: certos consumidores nas áreas afetadas só poderão ter energia após a OE ser reparada. Ou ainda, postergar o reparo de uma OE, levando à decisão de maior cortes de carga envolvendo essa OE em um momento de menor custo, a fim de armazenar energia em baterias para suprir essas cargas em um momento de maior retorno financeiro, e.g., maior preço tarifário, indisponibilidade de gerações reonváveis ou ultrapassagem do limite de interrupção permitido, contabilizando penalidades;
- FPOD-BP influenciando o AOE: o despacho dos REDs pode alterar o agendamento dos atendimentos das OEs. Por exemplo, a falta de disponibilidade de REDs em uma área afetada leva à interrupção de todos os consumidores dessa região, aumentando a prioridade de atendimento dessa OE.

Percebe-se que, tanto o FPOD-BP quanto o AOE são problemas interdependentes, exigindo uma modelagem de co-otimização. A co-otimização é a unificação de problemas interdependentes que tradicionalmente foram tratados de forma aproximada, otimizando mais variáveis de decisão simultaneamente, sob uma única estratégia de otimização (OLATUJOYE et al., 2017). Ela não deve ser entendida como qualquer característica estrutural particular, como a otimização multi-objetivo por exemplo, onde se otimiza mais de uma função objetivo simultaneamente (DEB, 2014). Neste trabalho a co-otimização realizada otimiza uma única função objetivo, minimizando os custos de operação do sistema. Em outras palavras, a co-otimização trata da otimização simultânea de dois ou mais recursos diferentes (e.g., despacho de REDs e de equipes de reparo), porém relacionados, em uma única formulação matemática (OLATUJOYE et al., 2017). Dessa

forma, uma modelagem de co-otimização para os problemas de FPOD-BP e AOE deverá apresentar um custo menor de operação do sistema (ou maior lucro) em comparação à abordagem desacoplada. Por otimizar mais variáveis de decisão simultaneamente, os problemas co-otimizados possuem maior complexidade computacional do que as suas contrapartes de problemas otimizados de forma desacoplada (OLATUJOYE et al., 2017).

Com base no que foi exposto, a hipótese de trabalho que orienta essa tese pode ser descrita como: a modelagem dos problemas de FPOD-BP e AOE de forma integrada, i.e., co-otimizados, aumenta a eficiência da operação do sistema, contudo, ao custo de um maior tempo computacional. Este tempo computacional pode ser reduzido a níveis aplicáveis em sistemas reais, através da implementação de uma heurística que trate o problema de maneira parcialmente desacoplada. Além disso, as principais características do sistema elétrico e do agendamento podem ser representadas de maneira satisfatória através de uma modelagem matemática linear.

No modelo proposto neste trabalho, o FPOD-BP e o AOE são modelados matematicamente como Programação Linear Inteira Mista (PLIM) e resolvidos usando o programa comercial de otimização matemática para Programação Linear (PL) e Programação Inteira Mista (PIM) CPLEX (IBM, 2020b), implementado na linguagem Python (FOUNDATION, 2020a). O CPLEX é um *solver* bem conhecido pela literatura e, como destacado na análise de Anand, Aggarwal e Kumar (2017), muito poderoso para resolver problemas lineares, possuindo uma boa performance em problemas de grande dimensionalidade. Apesar de ser um programa proprietário pago, o CPLEX também possui uma versão grátis ilimitada para academia e uma parcialmente limitada para estudantes. O Python é uma linguagem de programação grátis, multiplataforma, com bom desempenho, uma curva de aprendizado suave e com uma crescente base de usuários, na indústria e academia. Possui também inúmeras bibliotecas científicas, de estrutura de dados, gráficas, entre outras (FOUNDATION, 2020a). O CPLEX também fornece uma API para o Python (IBM, 2020b), que neste trabalho foi controlada pela biblioteca DOplex (IBM, 2020a).

Um modelo de fluxo de potência trifásico linearizado é empregado para resolver o fluxo de potência de redes desequilibradas⁵. Também é proposto um algoritmo para realizar os múltiplos despachos no horizonte analisado, integrando uma etapa de pré-agendamento e realizando o acompanhamento dinâmico da evolução da solução para lidar com a complexidade computacional característica do problema. O modelo de co-otimização e o algoritmo são testados em estudos de caso nos sistemas trifásicos desequilibrados IEEE 123-barras e IEEE 8500-nós, ambos modificados com a inserção de 13 REDs⁶ e contingências de linha. A fim de analisar a eficácia do modelo proposto,

⁵Segundo Dall'Anese, Zhu e Giannakis (2013), as redes de distribuição são inerentemente trifásicas e desequilibradas, sendo importante representar tais características na formulação proposta.

⁶Neste estudo, composto por SAE, GD despacháveis (BM) e não despacháveis (EOL e FV).

cinco cenários são analisados: na rede IEEE 123-barras (1) sem OEs, (2) com 15 OEs e (3) com 20 OEs; na rede IEEE 8500-nós (4) sem OEs e (5) com 30 OEs. Duas variações do algoritmo também são desenvolvidas para estudos de *benchmark*⁷, uma otimizando os problemas de forma desacoplada e outra com co-otimização total, sem a etapa de pré-agendamento do algoritmo proposto. Os estudos de *benchmark* destacam as vantagens do algoritmo e da metodologia desenvolvida, reduzindo o custo total de operação do sistema e respeitando as restrições elétricas impostas, com um tempo computacional satisfatório. Por fim, o modelo de fluxo de potência linearizado é validado em uma análise com um fluxo de potência convergido da literatura.

1.1 JUSTIFICATIVA

Devido à característica tradicionalmente passiva do SDEE, com fluxo de potência unidirecional de uma grande geração centralizada para as cargas, com poucos REDs presentes e de potências relativamente pequenas, a política de instalação de novos REDs foi por muito tempo a de "conectar e esquecer" ("*fit and forget*") (PUDJIANTO et al., 2007). Por não ter uma clara visibilidade desses recursos existentes na rede, o procedimento padrão do operador do SDEE ao ocorrer alguma falta na rede foi sempre a de desligar esses sistemas. Contudo, com a penetração cada vez mais acentuada dos REDs nos sistemas de distribuição, surge a oportunidade de utilizá-los de modo a aumentar a eficiência de operação da rede, reduzindo perdas, melhorando níveis de tensão e, em caso de contingência, utilizá-los como *backup*, reduzindo o tempo de interrupção das cargas afetadas.

Utilizar de forma ativa os REDs presentes na rede elétrica aumenta a eficiência e resiliência da rede, mas também a complexidade da operação (HATZIARGYRIOU et al., 2007), tanto em situação normal quanto, e principalmente, em estado de contingência, por envolver também o agendamento dos reparos das OEs (LAVAEI; LOW, 2012; TAN et al., 2019). Apesar da complexidade associada, o crescimento acelerado dos REDs no SDEE (HATZIARGYRIOU et al., 2007) e a elevada incidência de serviços emergenciais (ZIDAN et al., 2016) apresentam uma demanda latente por uma formulação que integre os problemas interdependentes de operação da rede e reparo de OEs, tradicionalmente tratados de forma desacoplada, melhorando assim a eficiência da operação do SDEE e sendo fundamental para a transição para uma rede inteligente (do inglês, *Smart Grid* - SG).

Neste contexto, este trabalho propõe uma modelagem matemática para o problema de FPOD-BP que também tenha a capacidade de responder a cenários

⁷O estudo de *benchmark* visa comparar o algoritmo proposto com um ou mais algoritmos padrão para verificar a performance relativa entre eles e validar ou não aquele proposto.

emergenciais, otimizando simultaneamente critérios da (1) operação do SDEE e (2) do reparo das ordens emergenciais. Os critérios do problema (1) envolvem o despacho das gerações controláveis e SAEs, considerando ainda as gerações renováveis, *TAP* de transformadores automáticos, cortes de carga, energia vendida aos consumidores e penalidades associadas, além de restrições como limites dos geradores e SAE, rampas de potência, limites de tensão e de carregamento de linha e queda de tensão, dentre outras; considerando ainda um sistema trifásico desbalanceado e um dado horizonte de tempo. O problema (2) envolve o número de equipes, número de OEs, tempos de incidência, tempo de serviço para o reparo e tempos de deslocamento de acordo com a localização de cada OE. Como otimiza-se múltiplos períodos, no surgimento de novas OEs deve se considerar ainda se as equipes estão em deslocamento ou realizando um reparo, para então replanejar o agendamento. A modelagem de um problema possui pouca aplicabilidade prática se não for possível de resolvê-lo em tempo hábil. Portanto, propõe-se ainda um algoritmo para lidar com a elevada complexidade computacional associada à co-otimização proposta.

Percebe-se que os problemas são de elevada complexidade, além de envolver um ambiente de grande pressão que é o cenário emergencial. Deixar tais decisões para um operador resolver de forma manual pode levar à uma solução de baixa qualidade, resultando em desconforto aos consumidores, estresse aos operadores do SDEE e custos à concessionária. A formulação co-otimizada dos problemas e o algoritmo aqui propostos fornecem um suporte necessário à sustentabilidade técnica e financeira das concessionárias de energia, sendo estratégico para um país desenvolver essas tecnologias, estabelecendo uma posição de referência em pesquisa e desenvolvimento de soluções e produtos relacionados à SG.

Finalmente, propor uma modelagem linear para os problemas de fluxo de potência e de agendamento das OE é crucial para aplicações que exigem uma resposta rápida e que se conheça a sua qualidade, como nos cenários emergenciais. A programação linear é confiável, especialmente em relação à convergência, permite identificar a inviabilidade e apresenta uma elevada velocidade de cálculo. Ela permite também conhecer a qualidade dessa solução, i.e., o quão longe a solução encontrada está da melhor solução capaz de ser obtida com essa modelagem, dado em %. Garantir uma solução de boa qualidade é fundamental para aumentar a eficiência da operação do SDEE, um fator crucial em um ambiente cada vez mais competitivo que é o setor elétrico de distribuição.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma metodologia para a co-otimização dos problemas de fluxo de potência ótimo dinâmico baseado em

preço e agendamento dos reparos de ordens emergenciais, aplicados a sistemas elétricos de distribuição trifásicos e desbalanceados.

Como objetivos específicos, têm-se os seguintes:

- desenvolver um modelo matemático unificando os problemas de FPOD-BP e AOE;
- modelar matematicamente de forma linear o fluxo de potência trifásico desbalanceado para sistemas de distribuição, considerando reativos, variações de tensão e impedância composta por resistência e reatância;
- modelar o comportamento dos principais REDs presentes em um SDEE, dentre eles as gerações não despacháveis, despacháveis e SAEs, além de bancos de capacitores e reguladores de tensão automáticos;
- modelar os principais custos envolvendo o FPOD-BP e o AOE;
- desenvolver um algoritmo de controle do modelo matemático para cenários dinâmicos, que considere tanto os cenários de operação normal, quanto os de emergência, com múltiplas incidências de OEs, verificando ainda as equipes de reparo que estão em deslocamento e as que estão realizando reparo;
- desenvolver um método para a redução da complexidade computacional, permitindo aplicar o método em redes de médio e grande porte.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA

O autor considera como principais contribuições as seguintes:

- Modelagem do problema de FPOD-BP, considerando o agendamento de reparos emergenciais e os diversos tipos de REDs presentes em uma rede de distribuição. Conforme revisão da literatura, não foi encontrado outro trabalho co-otimizando os problemas de FPOD-BP e AOE, sendo interdependentes em aplicações do mundo real, mas tradicionalmente abordados de forma desacoplada devido à complexidade computacional e de modelagem.
- Desenvolvimento de um modelo capaz de ser aplicado em redes de distribuição trifásicas balanceadas ou desbalanceadas, permitindo representar características das redes de distribuição como: GDs monofásicas, cargas monofásicas desiguais entre as fases, cargas bifásicas ou trifásicas desequilibradas, espaçamentos desiguais entre as fases, alimentadores trifásicos não transpostos e linhas laterais monofásicas.

- Modelagem das seguintes características dinâmicas dos problemas de FPOD-BP e AOE: sistemas de armazenamento de energia, GDs despacháveis, taxa de rampa de acionamento/desligamento dos geradores, intermitência das fontes renováveis, reguladores automáticos de tensão, bancos de capacitores, demanda flexível e disponibilidade da rede em função dos agendamentos dos reparos realizados pelas equipes de atendimento.
- Generalização de um método de linearização de restrição circular por partes para SAEs, facilitando o seu uso em função da precisão exigida pela aplicação.
- Modelagem dos critérios otimizados (e.g., potências das gerações, demanda atendida, prioridade dos consumidores) em termos de valores monetários, i.e., baseado em preço. Com isso, a restrição de atendimento da demanda horária é precificada como um serviço ancilar, com cortes de cargas podendo ser realizados quando necessário, visando reduzir o custo (ou maximizar o lucro) da concessionária no período analisado, ou então, garantir o atendimento das restrições de balanço de potência.
- Prioridades das cargas modeladas em função do tempo, de acordo com os custos e a receita envolvendo o fornecimento de energia ao cliente. Uma parcela dos custos envolvendo os clientes é representada por um modelo de penalidades para as cargas interrompidas. Essa penalidade representa a importância do cliente e varia em função do tempo de interrupção, tipo do consumidor, consumo médio mensal e número de consumidores conectados ao nó. Outra parcela é associada ao custo de geração de energia, variando de acordo com o despacho de geração realizado, podendo ser da rede principal, ou de algum RED local, por vezes a única disponível para atender um grupo de clientes. A receita é representada pela energia vendida ao cliente, que varia de acordo com a tarifa de tempo de uso (do inglês *Time-Of-Use* - TOU).
- Os reparos das múltiplas OEs e a operação da rede contemplam a agregação de MGs. Com isso, não existem relações de precedência, melhorando a qualidade da solução encontrada.
- Problema formulado matematicamente como PLIM, garantindo encontrar uma solução viável se ela existir, com elevada velocidade de cálculo e permitindo medir a qualidade da solução.
- Desenvolvimento de um algoritmo que combina programação matemática (incorporando o modelo proposto) e uma heurística que guia o modelo matemático, com os objetivos de: (1) realizar múltiplos despachos conforme o cenário se atualiza com a incidência de novas OEs; e (2) acelerar a busca por

uma solução, visto que ambos os problemas FPOD-BP e AOE são NP-difícil (LAVAEI; LOW, 2012; TAN et al., 2019). Para lidar com (2), a heurística integra uma etapa de pré-agendamento, liberando sistematicamente a rota a cada iteração. Como o cenário se atualiza constantemente com a incidência de novas OEs, com a disponibilidade das equipes e com a variação da demanda e das gerações no tempo, a complexidade varia constantemente. Para acelerar ainda mais a busca, o critério de parada do algoritmo é dinâmico, acompanhando a evolução da solução em termos de qualidade e velocidade.

- Sistema modelado de forma a poder ser generalizado a qualquer problema da categoria. É aplicável em cenários de operação normal, respondendo também à cenários emergenciais na medida em que ocorrem.
- Baixo tempo computacional exigido, podendo ser aplicado em redes de grande porte e sendo viável para aplicações em sistemas reais.

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O restante do trabalho está organizado da seguinte maneira. O capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura sobre o fluxo de potência ótimo e despacho econômico, e resposta emergencial em sistemas elétricos, abordando, entre outros, trabalhos que trataram da co-otimização da operação da rede elétrica com o reparo de OEs. Os capítulos 3 e 4 apresentam a fundamentação teórica do trabalho, com os principais conceitos envolvendo, respectivamente, os problemas de fluxo de potência ótimo dinâmico baseado em preço e a restauração e reparo do sistema de distribuição; juntamente com a definição dos custos e critérios envolvidos em cada um e formulações gerais dos problemas. O capítulo 5 detalha a formulação matemática e algoritmos propostos para a co-otimização do FPOD-BP com o agendamento dos reparos das OEs. Os estudos de caso com resultados numéricos e discussão são apresentados no capítulo 6. O capítulo 7 apresenta as considerações finais, os trabalhos já publicados pelo autor e propostas para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta uma revisão da literatura relacionada à operação normal da rede, abordando problemas de fluxo de potência ótimo e despacho econômico dinâmico; assim como os problemas associados à resposta emergencial em sistemas elétricos, abordando a operação do sistema elétrico de distribuição e o reparo de OEs.

2.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E DESPACHO ECONÔMICO DINÂMICO

O FPOD é definido como o acoplamento do DED com as restrições de operação da rede elétrica, i.e., restrições do fluxo de potência. O objetivo do FPOD é agendar os REDs conectados à rede visando minimizar o custo de operação do sistema e otimizar a operação da rede (e.g. níveis de tensão e fluxo nas linhas) em um dado horizonte analisado, estendendo o problema no domínio do tempo. Atualmente, com a elevada penetração dos REDs e o surgimento de novos agentes no mercado de energia, a restrição de atender uma demanda específica¹ não é mais obrigatória (SARAVANAN et al., 2013; XIA; ELAIW, 2010) e muitas vezes nem possível, como no caso de ilhamento em situação de emergência. A operação da rede com esse despacho econômico que segue um sinal de preço (DED-BP) é o já mencionado FPOD-BP. O FPO e FPOD, assim como o DED e DED-BP são problemas bem abordados pela literatura.

Kim et al. (2020) apresenta um estudo de FPOD em MGs visando encontrar o agendamento ótimo de REDs. O objetivo é minimizar os custos de geração em um horizonte de análise. Os autores usam o método de Decomposição de Benders Generalizada (DBG) para decompor o problema de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) em um problema mestre de PLIM e um subproblema de Programação Não Linear (PNL). O subproblema é então decomposto em múltiplos subproblemas de PNL utilizando o método de Decomposição da Condição de Otimalidade (do inglês, *Optimality Condition Decomposition* - OCD). Apesar de apresentar uma análise considerando a otimização simultânea de todos os períodos, de modo a reduzir a complexidade computacional, no método proposto pelo autor os subproblemas são resolvidos considerando cada passo do período individualmente, perdendo assim qualidade na solução. O estudo também não considera cortes de carga e nem múltiplas fases, o que aproximaria o modelo de sistemas reais e, conseqüentemente, aumentaria significativamente a complexidade computacional. Por fim, o estudo carece de uma

¹Tradicionalmente, o despacho de gerações possui uma restrição rígida de atender uma certa demanda prevista do sistema, com a restrição de balanço de potência sendo modelada como uma igualdade (XIA; ELAIW, 2010), como será visto na Eq. 3.3 da seção 3.2.

análise de escalabilidade, sendo aplicado apenas em uma rede de pequeno porte de 15 barras.

O FPOD é modelado por Liu et al. (2020) como PNLIM. O problema é decomposto em um problema mestre, com variáveis discretas como dos TAPs, e subproblemas, com variáveis contínuas, utilizando DBG, reduzindo assim a complexidade computacional. Os problemas mestre e subproblemas são então resolvidos utilizando um método iterativo. Os objetivos são minimizar o custo total da operação, composto por custos de geração e de perdas da rede. O estudo é validado na rede de transmissão IEEE 30-barras com 6 GDDs e 1 parque de geração EOL, se comportando como 1 geração EOL. O algoritmo demorou 762,17 s para resolver o problema, sendo comparado com um Algoritmo Genético (AG), o qual demorou 1080,52 s e obteve um custo maior. Isso demonstra a eficiência do FPOD com DBG, ao linearizar parte do problema. Os resultados demonstram a complexidade do problema, principalmente associada às variáveis discretas dos TAPs, mesmo não modelando cortes de carga e nem operação ilhada. Uma análise de escalabilidade para redes maiores e com mais gerações seria pertinente.

Jamalzadeh e Hong (2018) propõem um FPOD aplicado a sistemas de distribuição desbalanceados, considerando a operação em MGs nos modos conectado à rede principal e ilhado. O método utiliza o algoritmo de DBG para dividir o problema principal de PNLIM em subproblemas de Programação Quadrática com Restrições Quadráticas² (PQRQ), com as variáveis do DE sendo linearizadas e interagindo com o fluxo de potência calculado pelo OpenDSS. O objetivo é minimizar o custo total de produção de energia da MG no período de 8 horas analisado, agendando os REDs e dispositivos reguladores de tensão, além de atender a segurança da rede. O método utiliza o OpenDSS para calcular o fluxo de potência, com a matriz Jacobiana avaliada por um segundo bloco do método e as decisões de despacho tomadas por um terceiro bloco, de maneira iterativa. Ao utilizar um programa externo, o OpenDSS, a solução final do FPOD perde qualidade por não ter todas as variáveis otimizadas simultaneamente. Além disso, o estudo é realizado em um período curto de 8 horas e apenas na rede de médio porte IEEE 123-barras, além de carecer de análises comparativas com outros métodos.

Um método de PLIM é proposto por Shao et al. (2017) para calcular o FPO em sistemas de transmissão, propondo um *hub* de vários tipos de energia, como eletricidade, gás natural e calor. As restrições não convexas são representadas utilizando o método de aproximação linear por partes multidimensional. O objetivo é minimizar o custo de operação, representado pela compra de gás natural e de energia elétrica. A PLIM é ainda comparada com um modelo de PNLIM, apresentando os mesmos valores de FO mas com um maior tempo computacional. O problema não aborda múltiplos períodos e nem cortes de carga. Além disso, é modelado para redes de transmissão, utilizando o fluxo de

²Em um problema de PQRQ, tanto a função objetivo quanto as restrições incluem polinômios de segunda ordem.

potência linear DC, o qual assume características como $X \gg R$ na modelagem do fluxo de potência, não sendo aplicável em sistemas de distribuição.

Um novo método de FPO é desenvolvido por Mohamed e Venkatesh (2019), baseado em um conjunto de equações de balanço de potência não lineares, chamado de *line-wise optimal power flow*. O problema é resolvido usando a técnica de programação linear sucessiva (do inglês, *Successive Linear Programming* - SLP), resolvendo o problema linearizado e atualizando o modelo não linear, baseado no método de Newton-Raphson, em cada iteração. O problema não é modelado para múltiplos períodos, desconsiderando com isso SAEs e rampas de acionamento/desligamento para os geradores. Ele também é formulado para sistemas de transmissão, não sendo aplicável em sistemas de distribuição.

Já Gill, Kockar e Ault (2014) abordam o FPOD modelado como PNL e resolvido utilizando o Método de Pontos Interiores (MPI) do MATPOWER (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS, 2016). É apresentada uma estrutura para a gestão ativa da rede elétrica que considera os efeitos entre os períodos de tempo analisado, como cargas térmicas flexíveis, SAEs e cortes na geração afim de manter a estabilidade do sistema. Os objetivos são maximizar as exportações de energia e receita da rede de distribuição local à rede de transmissão, maximizando assim o uso das GDs locais. O estudo é aplicado em redes de distribuição, mas considera somente sistemas trifásicos balanceados. Além disso, a aplicação em redes maiores do que o estudo feito na rede de 16-barras seria importante para verificar a escalabilidade do modelo. O estudo indica que pode ser aplicado em MGs, modelando cargas flexíveis e cortes de geração, mas não o corte das demais cargas de acordo com a prioridade de cada consumidor, limitando a faixa de ação para garantir o balanço de potência em casos de geração menor que demanda, após o corte das flexíveis. Abdi, Beigvand e Scala (2017) apresentam uma extensa revisão sobre aplicação de FPO em SGs e MGs. No trabalho, as principais variações do problema (e.g., FPO, FPOD, FPO-DC, FPO-AC) são detalhadas, e as principais abordagens comparadas em termos de suas funções objetivo, restrições e metodologias.

Frank, Steponavice e Rebennack (2012a, 2012b) apresentam um *survey* sobre as formulações e métodos aplicados para solucionar os problemas de FPO. Frank, Steponavice e Rebennack (2012a) explora os métodos determinísticos (e.g., PL, Programação Quadrática-PQ) e Frank, Steponavice e Rebennack (2012b) os métodos não determinísticos (e.g., colônia de formigas, redes neurais artificiais) e os híbridos. Os estudos analisam as vantagens, desvantagens e características computacionais. Segundo Frank, Steponavice e Rebennack (2012a), todos os métodos de PNL apresentaram dificuldades em reconhecer inviabilidades do problema. Os algoritmos determinísticos mais rápidos e precisos para resolver problemas não lineares foram o SLP e a Programação Quadrática Sequencial (PQS), juntamente com as variações de MPI

Primal-Dual. Os métodos de PL e SLP são rápidos e confiáveis, mas requerem linearização do problema de FPO, o que, além de ser um desafio extra, também insere imprecisões no modelo. A PNLIM e PLIM permitem representar variáveis discretas como TAP, chaves, controle de banco de capacitores, cortes de carga e de fontes renováveis, aumentando a precisão e complexidade do modelo. Por isso, geralmente são resolvidas com o auxílio de métodos não determinísticos ou híbridos, especialmente os problemas de PNLIM. Segundo Frank, Steponavice e Rebennack (2012b), na maioria dos casos os métodos híbridos se mostraram mais robustos e com convergência mais rápida que os métodos separados.

Wu, Liu e Ding (2014) apresentam um estudo sobre o DED de uma MG com diversos tipos de REDs em um horizonte de 24 h, modelando características intertemporais como energia armazenada e taxas de rampa. São consideradas incertezas das gerações renováveis e de flutuações de demanda, mitigadas por SAEs. O modelo é resolvido utilizando uma otimização por enxame de partículas (do inglês, *Particle Swarm Optimization* - PSO) juntamente com simulação Monte Carlo, com o objetivo de minimizar os custos de combustível, de operação e manutenção, de depreciação da MG, de energia reserva da MG, de compra/venda de energia com a rede principal e custo de tratamento de poluentes da MG. É analisada ainda a influência de diferentes estratégias de agendamentos das gerações no DED, considerando os cenários de MG conectada à rede principal e ilhada. As penalidades associadas ao corte de carga é fixa. O modelo de PSO com simulação de Monte Carlo apresentou um maior tempo computacional do que o PSO tradicional, passando de cerca de 12 para 30 minutos, mas com menores custos. Os resultados destacam a complexidade computacional associada ao problema dinâmico em MGs. Aplicar o modelo considerando também a operação da rede elétrica pode demandar um tempo computacional inviável para aplicações reais.

No trabalho de Xia e Elaiw (2010), os autores apresentam um *review* dos principais trabalhos abordando os problemas de DED, otimizando as potências de saída, e o Controle Ótimo de Despacho Dinâmico (Codd), onde a otimização é feita definindo as configurações de taxa de rampa e variáveis de entrada das gerações. Além desses, os autores também abordam o DED em mercados desverticalizados, incluindo uma seção sobre DED-BP. As principais modelagens matemáticas e métodos de resolução dessas classes de problema são também apresentadas. Segundo os autores, métodos de programação matemática e baseados em heurísticas apresentaram boa eficiência em resolver problemas com funções de custo suaves (*smooth*) e convexas. Já para os problemas não convexas, os métodos híbridos, i.e., aqueles que combinam dois ou mais métodos, foram os mais eficientes. Apesar de abordar problemas que indiretamente são aplicáveis em situações de contingência, como o DED-BP, o cenário não é explorado, nem o cenário com operação de MGs.

Nwulu e Xia (2015) abordam o problema de DED com emissões de poluentes e o

DED-BP com emissões de poluentes. É utilizado um programa de resposta à demanda baseado na teoria dos jogos, fornecendo incentivos monetários para os consumidores que concordam em reduzir a demanda. No primeiro problema, o objetivo é o de minimizar os custos de combustível e de emissões e determinar o ótimo incentivo e corte de carga para os clientes. O segundo modelo busca minimizar as emissões, maximizar lucro e também determinar o ótimo incentivo e corte de carga para os clientes. As funções objetivo são formuladas como funções quadráticas e o modelo é resolvido por uma abordagem de controle em malha fechada conhecida como controle preditivo baseado em modelo (do inglês, *Model predictive control* - MPC). É realizado um estudo de caso com seis geradores e cinco consumidores. Foi considerado ainda vinte e seis barras e quarenta e seis linhas de transmissão. Contudo, as restrições de linhas de transmissão e distribuição foram ignoradas. Não foi realizado estudo considerando MGs, considerando os efeitos de REDs intermitentes, nem conectado à rede nem ilhado. Um estudo com diferentes tipos de consumidores também seria interessante.

Buscando maximizar o lucro da companhia detentora dos geradores, Yamin, Al-Agtash e Shahidehpour (2004) propõem uma abordagem baseada em Decomposição de Benders (DB) e MPI para resolver o problema de DED-BP, considerando restrições de segurança de potência. A cada iteração do SLP, o subproblema do fluxo de potência para linhas de transmissão linearizado é resolvido, as variáveis são atualizadas e então o fluxo de potência não linear é resolvido. O problema principal de DED-BP é resolvido pelo MPI e a coordenação entre o problema principal e os subproblemas coordenado por DB. O objetivo de maximizar o lucro considera a receita da venda de energia e os custos das gerações. O estudo é aplicado em sistemas de transmissão em um ambiente competitivo de gerações, considerando ainda cenários de contingência de linhas e o impacto da sobrecarga das linhas. Como a modelagem é para sistemas de transmissão, não considera características importantes dos sistemas de distribuição, como pequenos REDs monofásicos, além de não modelar todas as restrições do fluxo de potência. Apesar de analisar diversos casos de contingência, não são consideradas contingências simultâneas, além de não englobar operações ilhadas e nem diversos tipos de REDs, como FV, EOL e SAE, o que aumentaria consideravelmente a complexidade do problema.

Uma técnica interessante de otimização aplicável tanto ao problema de DED-BP quanto para o de alocação de unidades baseado em preço (do inglês *price-based UC* - PBUC) é apresentada por Lee, Lemonidis e Liu (1994). Nesse modelo, o impacto dos limites de taxa de rampa são refletidos por um custo monetário dos geradores. Primeiramente é aplicado um algoritmo de despacho estático (i.e., considerando cada hora individualmente) considerando todos os geradores. Em seguida, para a definição dos preços, é aplicado individualmente a cada gerador um algoritmo de iteração *Backward-Forward* básico proposto pelos autores. Na etapa *Backward* são determinadas as potências das gerações em relação ao período anterior ($h-1$, h) e na etapa *Forward* as

em relação ao período posterior ($h, h+1$). Em cada uma dessas etapas os preços de geração, energia reserva e taxa de rampa de subida/descida são atualizados de acordo com a potência encontrada. O algoritmo é executado para cada instante de tempo até que o critério de convergência seja alcançado. Os dois algoritmos são aplicados iterativamente até alcançar um critério de convergência do primeiro algoritmo. O objetivo é o de maximizar o lucro dos despachos. Apesar do benefício do algoritmo de ser simples, ele pode demandar tempos computacionais elevados para instâncias maiores, dada as sucessivas iterações na busca pela solução. O trabalho carece de análise de complexidade computacional, assim como de modelagem dos diferentes tipos de REDs. Além disso, o algoritmo realiza a otimização dinâmica para cada gerador individualmente, acoplando-os com uma otimização estática, o que leva a uma perda na qualidade da solução.

A Tabela 2.1 apresenta a classificação geral dos trabalhos revisados abordando FPO e DED. Percebe-se que o assunto já é bem explorado pela literatura, mas que ainda é revisitado devido aos constantes avanços tecnológicos do sistema elétrico, como maior penetração dos REDs. Outro ponto a se destacar é que os problemas modelados como não linear são muitas vezes linearizados em parte de modo a se reduzir a complexidade computacional.

2.2 RESPOSTA EMERGENCIAL EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Quando um sistema elétrico sofre uma falta, deve responder à ela adequadamente de modo a minimizar os impactos e restaurar o sistema ao seu estado operacional normal o mais rapidamente possível. Isso envolve operações de despacho de equipes de reparo aos locais afetados e também a operação do sistema elétrico de potência (PERRIER et al., 2013b). O problema de resposta emergencial em sistemas elétricos pode ser abordado basicamente das seguintes maneiras:

- considerando somente o reparo de OEs;
- com o reparo de OEs e operação da rede, de forma desacoplada; e, por fim,
- com fluxo de potência (algumas vezes até com FPO) juntamente com o reparo de OEs, de forma co-otimizada.

Tabela 2.1 – Classificação dos trabalhos abordando FPO ou DED.

Artigo (ano)	Problema	Objetivos	Formulação	Algoritmo de solução	Sistema
Lee, Lemonidis e Liu (1994)	DED-BP e PBUC	maximizar o lucro dos despachos	PNL	Algoritmo iterativo com duas etapas	1 e 5 geradores
Yamin, Al-Agtash e Shahidehpour (2004)	DED-BP	maximizar o lucro da companhia de geração	PNL	DB e MPI com SLP	3 barras com 3 gerações e IEEE 118-barras com 36 gerações (transmissão)
Xia e Elaiw (2010)	CODD e DED	<i>Review</i> dos problemas de DED e variações, incluindo o DED-BP			
Frank, Steponavice e Rebennack (2012a) e Frank, Steponavice e Rebennack (2012b)	FPO	<i>Survey</i> do problema de FPO e suas variações			
Wu, Liu e Ding (2014)	DED	minimizar os custos de combustível, de O&M, de depreciação da MG, de energia reserva da MG, de compra/venda de energia entre a MG e a rede principal e custo de tratamento de poluentes	PNLIM	PSO com simulação de Monte Carlo	7 REDs
Gill, Kockar e Ault (2014)	FPOD	maximizar as exportações de energia e receita	PNL	MPI	UK 16-barras, 8 REDs (distribuição)
Nwulu e Xia (2015)	DED	minimizar os custos de combustível e de emissões, determinar o ótimo incentivo e corte de carga para os clientes, maximizar lucro	PQ	MPC com programa de resposta à demanda baseado em Teoria dos Jogos	6 geradores, 5 consumidores, 26 barras e 46 linhas (transmissão)
Abdi, Beigvand e Scala (2017)	FPO	<i>Review</i> do problema de FPO e suas variações			
Shao et al. (2017)	FPO	minimizar os custos de compra de energia elétrica e de gás natural	PLIM	Branch and bound/CPLEX	6-barras com 3 geradores e 2 fontes de gás natural; IEEE 118-barras com 54 geradores, 14 fontes de gás natural e 2 compressores (transmissão)
Jamalzadeh e Hong (2018)	FPOD	minimizar o custo de produção de energia da MG no período analisado	PQRQ	DBG	IEEE 123-barras, 31 REDs e 2 MGs (distribuição)
Mohamed e Venkatesh (2019)	FPO	minimizar os custos de geração	PNLIM	SLP	6-14-30-57-118-300-582-2383-9241-barras (transmissão)
Liu et al. (2020)	FPOD	minimizar o custo total de operação	PNLIM	DBG com método iterativo	IEEE 30-barras, 7 geradores (transmissão)
Kim et al. (2020)	FPOD	minimizar os custos de geração no período analisado	PNLIM	DBG-OCD	CIGRE 15 barras, 16 e 34 REDs (distribuição)

Fonte: Próprio autor.

2.2.1 Reparo de OEs

O problema de reparo de OEs pode ser abordado focando nas características das tarefas ou na rota realizada. No primeiro caso, o problema pode ser entendido como um problema de agendamento (PA) dessas tarefas, representadas pelas OEs no caso deste trabalho, definindo uma sequência de atendimento e formando assim uma rota. Já no segundo caso, é tratado como um Problema de Roteamento de Veículos (PRV). O agendamento de reparos e o roteamento de equipes de reparo em SDEE são problemas já bem conhecidos pela literatura, mas que ainda apresentam espaço para novas contribuições, atraindo grande interesse de pesquisadores e que servem de base para muitos problemas tratados de forma conjunta, como será visto mais adiante.

Zografos, Douligeris e Chaoxi (1992) propõem uma metodologia para a alocação ótima de equipes de reparo em regiões geográficas, para posterior roteamento das OEs locais e minimização do tempo total de atendimento. Para isso os autores propõem uma heurística iterativa de três etapas. A primeira etapa particionamento de uma área geográfica em regiões de serviço (distritos) igual ao número de equipes disponíveis no turno de trabalho. A segunda realiza a designação de OEs às equipes e o roteamento em cada distrito afim de realizar então o balanceamento da carga de serviço entre os distritos. A terceira encontra uma centróide em cada distrito que minimize o tempo de deslocamento total. Para o roteamento, analisou-se o método de "primeira que chega é a primeira a ser atendida" e o "método do vizinho mais próximo". Os estudos demonstraram que, aumentar o número de equipes de uma para duas reduz o tempo de resposta em 64%, enquanto que aumentar de duas para três reduz mais 8%. Já para o roteamento, o "método do vizinho mais próximo" apresentou melhores resultados para maiores cargas de serviço. O trabalho visa reduzir os tempos de despacho e de deslocamento através da definição dos distritos ótimos, não dando atenção aos serviços em si e suas particularidades, como prioridades ou custos. Também não abordou-se cenários em que novas OEs surgem e devem ser inseridas nas rotas previamente definidas.

Johns (1995) aborda o PRV com janela de tempo (PRVJT) de equipes de reparo de OEs em um SDEE, considerando incertezas de demanda. O problema é modelado como um problema do caixeiro viajante, visando a redução da distância total percorrida. Para resolver o problema, o autor propõe duas heurísticas construtivas, comparadas com os dois métodos tradicionais de "primeira que chega é a primeira a ser atendida" e "método do vizinho mais próximo". A primeira heurística proposta é a Heurística de Distância Média (HDM), que considera a distância média entre duas tarefas e aloca ao ponto mais próximo, analisando as distâncias entre as tarefas já presentes na rota e as que ainda estão sendo agendadas. O autor propõe ainda uma HDM modificada, dando preferência para o atendimento de tarefas próximas a tarefas já existentes na antiga rota. As heurísticas construtivas, de simples implementação, produziram boas rotas. Uma vez que uma tarefa é agendada, a sua posição na sequência dos atendimentos não pode mais ser alterada, o que acelera o processo mas leva a soluções de menor qualidade. Os tempos computacionais não foram quantificados.

Weintraub et al. (1999) apresenta o Problema de Designação (PD) e roteamento de veículos para o atendimento de OEs no setor elétrico da capital do Chile, considerando ainda incertezas na demanda de serviço. O modelo incorpora possíveis demandas futuras e cinco níveis de prioridades das OEs para designar as OEs às equipes de reparo. A previsão da demanda futura é realizada com um modelo de previsão baseado em suavização exponencial. As prioridades são previamente definidas, com as de menor prioridade subindo de nível com o passar do tempo. O objetivo é o de minimizar os tempos de deslocamento e serviço, das OEs atuais e das previstas. É proposta uma

heurística construtiva para resolver o problema. Primeiramente é realizado o agrupamento e balanço da carga de serviço, designando as OEs aos veículos mais próximos, monitorando o número total de OEs e de veículos disponíveis. Em seguida as rotas são definidas baseado no procedimento de inserção generalizado (do inglês, *Generalized Insertion Procedure* - GENI) de Gendreau, Hertz e Laporte (1992) modificado. O método inicia criando arbitrariamente uma rota com três OEs. Em seguida, atribui-se a OE mais próxima de duas OEs atuais, testando todas as possibilidades de sequência de atendimento de um conjunto na construção da rota. Após a aplicação da heurística, um procedimento de pós-otimização é realizado para balancear novamente a carga de serviço (número de OEs e tempos de deslocamento e de serviço), trocando OEs entre rotas, verificando a FO até que não haja melhorias significativas. Conforme a instância do problema aumenta, o tempo computacional da heurística aumenta significativamente, visto que testa exaustivamente as combinações dos conjuntos.

Xu et al. (2007) propõem uma nova maneira de otimizar a restauração do fornecimento de energia elétrica após um terremoto, determinando como agendar inspeções, avaliação de danos e tarefas de reparo de um conjunto de subestações. São consideradas restrições de recursos (material de reparo) e incertezas nos tempos de serviço de reparo. Já os tempos de deslocamento das equipes não são considerados no modelo. São modeladas restrições simples de fornecimento de energia entre subestações e gerações. Não são consideradas restrições de balanço de carga, nem de tensão e operação das gerações. A solução proposta utiliza AG para minimizar o tempo médio de interrupção dos consumidores, considerando a incerteza dos tempos de reparo. O autor destaca ainda a importância de se considerar os custos, não abordado no artigo. São consideradas relações de precedência entre os serviços de inspeção, avaliação de danos e reparos. O problema é modelado para sistemas de transmissão, desconsiderando as características elétricas do SDEE. Como o objetivo é minimizar o tempo médio de interrupção, não é priorizado cargas de acordo com a sua criticidade.

Wu, Lee e Cao (2009) desenvolveu um AG híbrido com regras heurísticas para designar três diferentes tipos de equipes de reparo às OEs, determinando ainda o número necessário de cada tipo de equipe para atender cada OE. É ainda realizado o agendamento de OEs e o balanço de carga de trabalho. Os objetivos são minimizar cargas interrompidas e tempo de atendimento dos serviços. Não é apresentada uma análise acerca da complexidade computacional do método, abordando apenas um exemplo pequeno com 15 OEs e no máximo 5 equipes.

Garcia et al. (2014), apresentam um modelo matemático para o PRV considerando cenários de emergência em SDEE, de modo a agendar as OEs às equipes de reparo mais apropriadas utilizando informações de posicionamento geográfico. O trabalho considera também a inserção dessas OEs no agendamento das ordens comerciais já existentes, considerando equipes multitarefas, i.e., que atendem tanto OEs quanto ordens comerciais.

Os objetivos envolvem a minimização do tempo de latência das OEs e do tempo total do atendimento, associado ao deslocamento. O último objetivo contribui ainda no balanço da carga de trabalho entre as equipes de manutenção. O problema é formulado como PLIM e resolvido pelo *solver* CPLEX. Estudos de caso em um cenário real comprovaram a eficácia do modelo. Como o problema dá ênfase nas rotas, não considera os tempos de serviço de cada atendimento. Apesar de refletir de forma satisfatória a criticidade das OEs, minimizar somente o tempo de latência das OEs não reflete as particularidades e impacto de cada uma, com uma alternativa podendo ser a definição de prioridades a priori ou modelagem em função de custos.

Duas formulações para o problema de despacho de múltiplas equipes de reparo são propostas por Garcia et al. (2018), considerando cenários *off-line* (i.e. atendimento de ordens comerciais, com rotas previamente definidas) e *on-line* (i.e. atendimento de OEs à medida em que surgem). São consideradas equipes multitarefas (i.e., atendem OEs e comerciais), múltiplos pontos de partida e chegada para equipes, tempos de reparo e lucro da operação. O problema é definido como problema de múltiplos reparadores viajantes (do inglês, *Multiple Travelling Repairman Problem* - MTRP) com lucros. No MTRP é construída uma rota considerando múltiplas equipes de forma que todas as OEs sejam atendidas e a latência minimizada, considerando ainda limites de jornada de trabalho. O MTRP com lucros considera que nem todas OEs precisam ser incluídas na rota. Como objetivos têm-se minimizar os custos associados à latência das OEs e ao número de OEs não agendadas. Para resolver as duas formulações de PLIM, é proposta uma heurística de três etapas (construção/melhoramento/perturbação) baseadas na meta-heurística de Busca Local Iterada (BLI). A primeira etapa define uma solução inicial, selecionando os nós que farão parte do MTRP. A segunda etapa melhora a solução encontrada com uma busca em vizinhança. Por fim, o algoritmo realiza uma perturbação afim de verificar se é possível encontrar uma solução melhor. Assim como apontado pelos próprios autores, há espaço para estender o trabalho analisando as prioridades e seus impactos nas rotas, com o trabalho abordando 4 níveis de prioridades fixas. A reotimização da rota no cenário *on-line* é outra possibilidade de extensão do trabalho, sendo atualmente somente inseridas as novas OEs na rota prévia.

2.2.2 Reparo de OEs com operação da rede, de forma desacoplada

Os problemas clássicos de PA e PRV podem ser revisitados ao se considerar características de operação da rede. Porém, como a complexidade do problema aumenta significativamente, são explorados métodos de solução que tratam os problemas de forma desacoplada.

Os problemas de projeto de rede e agendamento de serviços de restauração de

diversas infraestruturas após um evento climático extremo são abordados de forma integrada por Nurre et al. (2012). Os autores apresentam um modelo de fluxo de rede generalizado ao fornecimento de energia elétrica, água e cadeia de suprimentos, contudo, aplicado a uma única infraestrutura por vez. O fluxo de rede generalizado integrado ao PA se restringe a modelar balanço entre nós de suprimento e de demanda, e limites de fluxo nos arcos, que podem representar linhas de transmissão/distribuição. Não são modeladas restrições como limites/queda/controle de tensão, SOC, taxas de rampas e impedâncias de linhas. Como afirmado pelos próprios autores, o modelo aplicado assume que o fluxo na rede pode ser controlado diretamente, o que não é o caso de sistemas elétricos, onde a potência flui de acordo com as leis da física, sendo apenas controlada indiretamente pelos níveis de tensão, impedâncias e ângulo das fases Bienstock e Mattia (2007). Um conjunto de restrições de programação inteira vincula as decisões de projeto de rede e operação do sistema com o PA das equipes. Os autores propõem uma heurística construtiva de despacho de equipes de modo a maximizar o fluxo em um horizonte analisado, tratando o problema de forma desacoplada. É realizada a seguinte análise de forma iterativa em um certo conjunto de tarefas: seleciona o arco a ser reparado/instalado que maximize o fluxo, com o menor tempo de serviço necessário. Essa sequência de tarefas a serem atendidas é então atribuída à primeira equipe disponível, até que todas sejam atendidas. Percebe-se que os reparos são agendados sem considerar os respectivos tempos de serviço e de deslocamento, representando apenas as restrições tradicionais de sequência de atendimento, atendimento de uma tarefa por apenas uma equipe e que o serviço fique disponível apenas após o reparo. Além disso, os consumidores tem prioridades fixas e previamente definidas. O modelo e heurística apresentaram um baixo tempo computacional, encontrando uma solução em poucos segundos. O trabalho propõe ainda uma solução onde primeiro o problema de agendamento integrado ao fluxo de rede generalizado é resolvido, então é aplicado o fluxo de potência DC. Os problemas são assim tratados de forma desacoplada. A solução apresenta melhor qualidade mas um tempo computacional consideravelmente maior. Destaca-se que o fluxo de potência DC assume diversas simplificações, como abordado adiante neste trabalho, não sendo indicado para sistemas de distribuição.

Hentenyck, Coffrin e Bent (2011) abordam o agendamento e o roteamento de equipes de reparo para restaurar a rede elétrica o mais rapidamente possível após um desastre. Os componentes danificados são identificados e o menor número de operações é definido no sistema para minimizar a potência não suprida total. Na primeira etapa do método proposto, é encontrada a sequência de restauração que maximize as cargas restabelecidas, calculada pelo fluxo de potência modelado como PLIM. O fluxo de potência é unifilar e modelado para sistemas de transmissão, desconsiderando fatores como a resistência das linhas. Assume-se que somente uma OE pode ser reparada a cada instante de tempo. Na segunda etapa, utiliza-se o método de injeção de restrições

para desacoplar os problemas de restauração da rede e PRV. O ponto chave do método é impor restrições de precedência no PRV, baseado nos resultados da restauração da rede. As restrições de precedência assumem que algumas tarefas são dependentes de outras. O PRV é então resolvido utilizando Busca em Grande Vizinhaça (BGV), fixando aleatoriamente parte da solução e reotimizando o restante das variáveis de decisão. As restrições de precedência podem levar a algumas equipes ficarem ociosas até que o reparo de outra OE seja finalizado. Para lidar com este problema os autores apresentam uma pós-otimização com relaxação de precedências.

Simon, Coffrin e Van Hentenryck (2012) estendeu o trabalho de Hentenryck, Coffrin e Bent (2011), onde o problema de reparo/restauração conjunto foi aproximado com uma decomposição aleatória adaptativa de 3 estágios, com o objetivo de minimizar a soma dos tempos de atendimento. Com isso foi possível resolver instâncias com até 24000 elementos e 1200 OEs, com tempos de simulação variando de 1 a 20 horas. Já em Van Hentenryck e Coffrin (2015) e Coffrin e Van Hentenryck (2015) os trabalhos anteriores são atualizados ao implementar um fluxo de potência não linear AC e outro linearizado que considera também potências reativas, perdas e magnitudes de tensão. Contudo, ainda é unifilar e não considera tecnologias intertemporais como rampas e SOC. Coffrin e Van Hentenryck (2015) ainda compara o modelo proposto com uma versão implementando o fluxo de potência DC, com os resultados mostrando que o modelo proposto foi mais eficaz em reduzir a área afetada.

Arif et al. (2018) apresentam um estudo de reparos, reconfiguração e problema de despacho de GDs, primeiramente apresentado em Arif et al. (2017), mas agora considerando a incerteza do tempo de reparo e da demanda de carga do cliente. Os objetivos são maximizar as cargas prioritárias supridas, considerando dois níveis de prioridade fixos. O problema formulado como PLIM é resolvido por uma metodologia de duas etapas que permite resolver instâncias de larga escala. Primeiro o problema é decomposto em dois subproblemas estocásticos. O primeiro encontra o conjunto de OEs que, se reparados, maximizem as cargas atendidas. O segundo realiza o despacho das equipes em um primeiro estágio e em seguida realiza a operação ótima da rede. Os dois subproblemas são então resolvidos paralelamente, mas separadamente, de forma iterada pelo algoritmo de solução exata *Progressive Hedging* (PH), até que todas OEs sejam reparadas. Como o método aborda os problemas separadamente, não há a co-otimização total do problema. O fluxo de potência linear utilizado não é modelado por fase e o trabalho também não aborda nenhuma forma de custos.

Em um de nossos trabalhos (SCHMITZ; GARCIA; BERNARDON, 2019) é abordada a evolução dos custos dos clientes no reparo do SDEE com AOE, considerando a capacidade de geração de energia de MGs operando ilhadas. Para os custos dos clientes, foi considerada a energia não suprida e penalidades, realizando os cortes de carga com base nesses custos. Os objetivos são minimizar os custos de energia não

suprida e das penalidades. Para resolver o problema é proposta uma heurística matemática que age em um nível superior, realizando cálculos de fluxo de potência, de custos, definições de prioridades e cortes de carga; e controla o método exato resolvido pelo CPLEX. O estudo foi estendido por Schmitz et al. (2019), considerando os custos de GDs e a elevada penetração de sistemas FV residenciais. Em ambos os trabalhos o PA foi formulado como PLIM e o fluxo de potência resolvido de forma desacoplada pelo programa MATPOWER. Foi analisado os efeitos do SDEE no agendamento dos reparos de forma passiva, i.e., sem atuação nos despachos dos REDs.

Uma extensa análise sobre modelos de otimização e metodologias de solução para os problemas de resposta emergencial em SDEE é apresentada por Perrier et al. (2013a) e Perrier et al. (2013b). É explorado, entre diversos outros, o PD, PA, PRV e a operação/restauração do sistema elétrico no cenário de contingência.

2.2.3 Co-otimização da operação da rede com o reparo de OEs

Muitos problemas interdependentes no mundo real são tratados de forma desacoplada pela literatura de modo a reduzir a complexidade associada. Contudo, essa aproximação vem ao custo de uma solução de qualidade inferior, por não otimizar simultaneamente as variáveis interdependentes entre os problemas (OLATUJOYE et al., 2017). A co-otimização visa a otimização simultânea de dois ou mais problemas, com um objetivo único. Dessa forma, a principal proposta deste trabalho é a co-otimização do problema de otimização da operação do sistema elétrico e do problema de reparo de OEs. Pode-se destacar importantes contribuições abordando de forma integrada tais problemas.

Cavdaroglu et al. (2011) aborda o agendamento de reparos após desastres naturais para restaurar serviços públicos essenciais, analisando a interdependência entre eles. Assim como feito por Nurre et al. (2012), é apresentado um modelo de fluxo de rede generalizado a qualquer produto (e.g., energia elétrica e água), contudo, ao contrário de Nurre et al. (2012), aqui os autores consideram a operação das múltiplas infraestruturas de fornecimento de energia elétrica, de água, telecomunicação e transporte simultaneamente. O objetivo é maximizar a demanda de serviço atendida ao longo do tempo. O problema é modelado como PLIM e resolvido pelo CPLEX de forma exata e por duas heurísticas propostas, denominadas *Specialized Heuristic Solution Method* (SHSM) e SHSM modificada. Primeiro o estado atual da rede e as demandas não supridas são determinados de forma iterativa. Em seguida, o agendamento dos serviços são realizados verificando os ganhos ao sistema, gerando assim uma fila de atendimentos. O primeiro serviço é então atribuído à primeira equipe disponível. Na SHSM modificada a fila de espera é reotimizada. Percebe-se que as heurísticas tratam o problema de forma

desacoplada. O modelo de co-otimização proposto é comparado com uma abordagem de solução sequencial, onde primeiro é resolvida a restauração da rede e então o PRV. Ambos foram resolvidos pelo CPLEX, com o modelo co-otimizado alcançando soluções ao menos 5,63% melhores. A co-otimização resolvida pelo CPLEX é então comparada com as heurísticas SHSM e SHSM modificada. A SHSM modificada obteve melhores resultados em relação à SHSM, mas maiores tempos computacionais. Já ambas as heurísticas tiveram um resultado pior que o modelo resolvido pelo CPLEX, com a SHSM modificada apresentando maiores tempos computacionais. O trabalho assume que uma infraestrutura conhece totalmente o comportamento e a infraestrutura dos outros sistemas interdependentes. Com isso, o modelo pode não ser adequado para se aplicar em problemas de resposta emergencial de uma única infraestrutura, como o sistema elétrico. Seria mais apropriado representar as importâncias dos demais serviços na prioridade das respectivas cargas. Além disso, são modeladas restrições de fluxo de rede genérico para os serviços de energia elétrica, transporte, comunicação e água. As características elétricas como limites/níveis/controle de tensão, múltiplas fases, reativos e tecnologias intertemporais como taxas de rampa e SOC não são representadas.

Morshedlou, González e Barker (2018) abordam o problema de restauração de diferentes infraestruturas, considerando sistemas de gás, água e de energia elétrica. São propostas duas formulações de PLIM para o problema de designação de OEs às equipes de reparo e o PRV, visando minimizar o tempo total de deslocamento e de reparo. Na primeira, o PRV é tal que os componentes danificados não ficam disponíveis até que o reparo é totalmente finalizado, já na segunda cada componente pode ficar parcialmente operacional. Assim como nos trabalhos de Cavdaroglu et al. (2011) e Nurre et al. (2012), o problema é formulado utilizando um fluxo de rede generalizado para o fornecimento de múltiplos produtos (e.g., água, gás e energia elétrica), não representando as características reais da rede elétrica. Modela-se o fluxo dos nós de suprimento para os nós de demanda, respeitando a capacidade de fluxo nos arcos. É considerado ainda que várias equipes podem ser designadas à mesma OE, acelerando o reparo, o que nem sempre ocorre no setor elétrico, visto que alguns reparos exigem um número específico de trabalhadores. Além disso, no setor elétrico, ao contrário do que ocorre em redes de internet por exemplo, dificilmente um elemento pode ser parcialmente reparado. O problema é resolvido por uma heurística de relaxação e viabilidade. Primeiro aplica-se um algoritmo de relaxação que não considera os tempos de chegada das equipes às OEs, encontrando uma solução inicial para o PRV. Em seguida, é implementado um algoritmo de eliminação de ciclo para resolver os conflitos de tempo e sincronizar as rotas das diferentes infraestruturas para cada equipe. Por fim, é calculado o tempo dos roteamentos de cada equipe. As soluções da heurística é comparada com a solução exata usando o *solver* Gurobi.

Com o foco no problema de restauração pró-ativa da rede, Arab et al. (2015)

propõem modelos para a aumentar a resiliência da rede, entre eles, um que indica o impacto de furacões nos componentes da rede; um modelo estocástico para o PD de equipes de atendimento para o gerenciamento de recursos antes do evento; e um modelo determinístico de gestão de recursos para a restauração da rede após a passagem do furacão, designando o número e local ótimo das equipes. O trabalho foi estendido em Arab et al. (2016), generalizando o problema ao incorporar os custos do processo de restauração ao comportamento físico do sistema, integrando o FPOD. O objetivo é minimizar o custo total de operação, considerando os custos das cargas interrompidas, de reparo (salários das equipes e material) e de geração. Contudo, não considerou-se tempos de deslocamento. Os custos são fixos e previamente definidos. Já nesta tese, os custos dos consumidores são variantes em função de tempo de interrupção, energia vendida e despacho de REDs, com grande impacto em situações de ilhamento. A fim de reduzir a complexidade, o modelo é decomposto em um problema mestre de PI e um subproblema linear usando DB. Em ambos os trabalhos, as restrições de sequência de atendimento não são modeladas. Além disso, o fluxo de potência é modelado para sistemas de transmissão, assumindo " $X \gg R$ " e ignorando características como, por exemplo, múltiplas fases e REDs tais como SAE.

Arif et al. (2017) abordam a co-otimização de reparos, reconfiguração e problema de despacho de GDs, considerando ainda operação ilhada. Os resultados demonstraram as vantagens da co-otimização sobre os métodos tradicionais. Primeiro, as tarefas de reparo são agrupadas e atribuídas a diferentes postos técnicos. Em seguida, a co-otimização do problema formulado como PLIM é realizada de forma exata. Enquanto que no estudo o atendimento dos reparos pelas equipes é modelado como um PRV, neste trabalho, são modelados como um PA, dando ênfase às características das ordens de serviço (custo em função de tempo). O objetivo de Arif et al. (2017) é despachar equipes para maximizar as cargas restabelecidas e minimizar o tempo total de reparo. Já neste trabalho, é minimizar os custos totais da operação do sistema elétrico, considerando os custos dos REDs e dos clientes. Quando os critérios analisados são diversos (e.g., energia das cargas, penalidades, prioridades dos clientes, geração, tempos de reparo e de viagem), a modelagem de todos os critérios em termos de custos (\$) facilita a tomada de decisão, pois estão em uma base comum, o que facilita a comparação. Diferentemente de Arif et al. (2017), neste trabalho as prioridades das cargas variam em função do tempo, de acordo com os custos e a receita do cliente (penalidades e energia vendida, que varia de acordo com o despacho dos REDs a ser executado). O FPOD-BP é outra contribuição apresentada nesta tese.

Arif et al. (2019) aprimoraram seus trabalhos anteriores, apresentados em (ARIF et al., 2017) e (ARIF et al., 2018). É apresentado um algoritmo de três etapas para lidar com a complexidade do problema. Primeiro as OEs são designadas às equipes, minimizando o tempo total dos reparos, retorno das equipes à base e tempo de deslocamento. Em

seguida o problema co-otimizado de restauração da rede com reparos é resolvido, obtendo assim uma solução inicial. Como o trabalho considera incertezas de tempo de reparo, irradiação solar e demanda, o cenário se atualiza constantemente. Com isso, aplica-se por fim um método de busca em vizinhança que melhora iterativamente a solução enquanto as equipes realizam os reparos. O trabalho também modela restrições de isolamento de faltas, coordenação de equipes especialistas de árvores e linhas e logística de recursos. Além disso, é desenvolvida uma nova estrutura para modelar diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, considerando também GDs e SAEs despacháveis. O FPOD integra um fluxo de potência linear trifásico desbalanceado, assim como nesta tese. O objetivo é minimizar os custos de corte de carga e número de chaveamentos. O despacho econômico de REDs não é realizado. O custo de corte de carga é fixo (\$/kWh), multiplicado por prioridades previamente definidas.

Recentemente, Arif, Cui e Wang (2020) continuaram o trabalho de Arif et al. (2019), modelando restrições de operação e coordenação de diversos tipos de chaves. Foi modelado disjuntores, religadores, chaves seccionadoras e de comutação sob carga e fusíveis. Considerou-se ainda que algumas chaves podem ser operadas remotamente e outras somente de forma manual, com essas devendo estar desenergizadas. É proposto um método de múltiplas etapas para otimizar a sequência de operação das chaves e o reparo das OEs. O problema de chaveamento é decomposto em dois subproblemas de PLIM. (1) O primeiro determina a topologia ótima da rede e estima o número de chaveamentos para alcançá-la. (2) O segundo gera a sequência de chaveamentos para coordenar as chaves. (3) O reparo é resolvido em seguida por outro problema de PLIM, contudo, ainda considerando as restrições de operação da rede, i.e., co-otimizando com o primeiro subproblema. Após cada reparo, a topologia da rede é reotimizada com uma nova sequência de chaveamentos. Esse processo se repete até que todas OEs sejam reparadas. Os objetivos de cada subproblema (1), (2) e (3) são; (1): minimizar custos de chaveamento e de cortes de carga. (2): maximizar o número de cargas restauradas, minimizar o número de chaveamentos e o tempo de operação dos chaveamentos. (3): minimizar custos de corte de carga e deslocamento. Para reduzir a complexidade computacional, é proposto ainda um algoritmo de redução que representa a rede somente em função das chaves abertas. Novamente o despacho econômico de REDs não é abordado e os custos dos consumidores são fixos.

Ainda na mesma linha de operação de chaveamentos, despacho da equipe e reparo de componentes, Chen et al. (2019) introduz um modelo que trata os problemas integrados. São consideradas chaves automáticas e manuais. O objetivo é minimizar a energia não suprida. Contudo, não há diferenciação entre os tipos de consumidores e nem a consideração de prioridades. O modelo é resolvido de forma exata e um modelo de redução é aplicado, substituindo os alimentadores sem chaves por um equivalente. O fluxo de potência utilizado assume que o sistema trifásico é equilibrado, com todas as

cargas e gerações balanceadas entre as fases. Apesar de ser uma consideração válida para estudos, ela não reflete a realidade dos sistemas de distribuição. O trabalho foca em co-otimizar reconfiguração e reparos, não abordando despacho econômico. Seguindo na reconfiguração e reparo, Lin et al. (2019) propõem um problema combinado de despacho de equipes de reparo para os sistemas interdependentes de eletricidade e gás natural. São modelados a operação da rede elétrica, reconfiguração de rede, ilhamento intencional com GD, operação do sistema de gás e despacho dos reparos. Os sistemas elétricos e de gás são acoplados por GDs gás e compressores de gás elétricos. O objetivo é minimizar o custo de corte de carga elétrica, corte de carga de gás e a duração total do reparo. O sistema de gás é linearizado pela técnica de linearização por partes e o fluxo de potência resolvido pelo DistFlow linearizado de Gan e Low (2014), como nesta tese. Com isso o problema é modelado como PLIM e resolvido de forma exata. Não são modelados SAE e o corte de cargas é representado por variáveis contínuas, o que reduz a complexidade do modelo mas se distancia da prática, onde é feito cortes de blocos de carga, associadas à variáveis binárias. Os custos de corte de carga são fixos e previamente definidos e não há o despacho econômico de REDs.

Arif et al. (2020) propõem uma otimização estocástica para o planejamento contra tempestades. São consideradas incertezas de número de OEs, número e tipo de equipamentos para reparo e tempos de reparo. É proposto um modelo de PLIM estocástico de dois estágios para minimizar os custos dos postos de trabalho, equipes, equipamentos e penalidades associadas à atrasos em obter equipamentos e à restauração. O primeiro estágio determina os postos de trabalho, o número de equipes em cada um e a quantidade de equipamento. O segundo estágio lida com a distribuição dos equipamentos às equipes e com a designação de equipes aos locais afetados quando o cenário é realizado. O modelo é resolvido utilizando um algoritmo PH modificado. O custo das penalidades é fixo (\$/h) e o FPOD não é realizado.

Lei et al. (2018) apresentam um modelo de co-otimização da restauração do SDEE com o roteamento de equipes de reparo e de fontes de geração móveis (do inglês, *Mobile Power Sources* - MPSs), juntamente com o agendamento das MPS no SDEE. São geradas MGs de forma dinâmica, alimentadas pelas MPSs e com topologias definidas pelas ações de reparo das equipes e pela reconfiguração da rede. O objetivo é maximizar as cargas restabelecidas ao longo do tempo e minimizar o número total de viagens das equipes de reparo e das MPSs. Como os objetivos são conflitantes, são estabelecidos pesos em cada termo, ficando a mercê do conhecimento técnico dos tomadores de decisão. Ressalta-se aqui que uma modelagem em função de custos, como a apresentada nesta tese, representaria mais fielmente a importância de cada critério. O problema de co-otimização é formulado como PNLIM e posteriormente linearizado como PLIM. É proposto um método para pré-designar OEs a postos de trabalho, para posterior resolução do PRV na co-otimização; além de outro método para reduzir o número de nós

candidatos para conexão das MPG, minimizando a distância percorrida. Finalmente, o problema é resolvido por um método exato. As conclusões do trabalho destacam o grande potencial de MPSs no aumento da resiliência de redes. O estudo considera diversos REDs, incluindo SAEs. Contudo, não são consideradas taxas de rampa dos MPS, o que pode ser crítico devido à dinamicidade do problema, nem limites de combustível.

Yang, Dehghanian e Nazemi (2020) aborda o PA e PRV de veículos elétricos, geradores de emergência móveis e SAEs móveis como MPS, apresentando um modelo de resposta emergencial à eventos sísmicos. Para isso, é proposto um modelo de dois estágios. O primeiro realiza a simulação de Monte Carlo para estimar a indisponibilidade de linhas nos SDEE após o evento. No segundo estágio é formulada, como PNLIM, a co-otimização do roteamento e agendamento das MPS e a reconfiguração dinâmica da rede. O modelo é posteriormente linearizado como PLIM para reduzir a complexidade computacional. Os objetivos são maximizar a carga total suprida, minimizar o deslocamento das MPSs, o custo de degradação dos SAEs e o custo de operação dos geradores de emergência. O modelo é resolvido pelo *solver* CPLEX. São consideradas ainda prioridades para cargas, previamente definidas e fixas. Apesar de abordar os reparos, as restrições clássicas de sequência de atendimento dos reparos não são modeladas.

Zhang, Li e Yuan (2018) co-otimizam o reparo de danos pós-desastre e a operação do sistema de transmissão. São formulados modelos para a rota de reparo ótima, o despacho das unidades de geração e os chaveamentos da rede de transmissão. O problema é formulado como Modelo Cônico de Segunda Ordem Inteiro Misto (MCSOIM) É utilizado o fluxo de potência AC de segunda ordem. Para acelerar a resolução do problema, utiliza-se Relaxação Lagrangeana (RLG) para decompor o modelo em um sub-problema de PRV e outro de operação do sistema, resolvidos iterativamente. O objetivo é minimizar as perdas de energia, os custos dos reparos e os custos de geração. Porém, o modelo é para sistemas de geração e redes de transmissão, não sendo adequado para sistemas de distribuição, como o problema abordado neste trabalho. Além disso, os custos dos clientes e dos reparos são fixos. Os resultados demonstraram a complexidade do modelo, demorando 22,5 h para o modelo co-otimizado convergir e 4,6 h para a converção do modelo com os algoritmos de aceleração, o qual aborda o problema de forma desacoplada. O estudo de caso foi realizado na rede IEEE 57-barras e carece de uma análise de dimensionalidade.

Ma, Chen e Wang (2016) e Ma et al. (2018) apresentam uma técnica de projeto orientado a resiliência (do inglês, *Resilience-Oriented Design - ROD*) para proteger redes de distribuição contra eventos climáticos extremos de alto impacto, mas com baixa probabilidade. Os objetivos são minimizar o custo do investimento em ROD e os custos esperados de corte de carga e de reparo de danos. Em Ma, Chen e Wang (2016) o problema é resolvido utilizando uma heurística gulosa. Considera-se a instalação de

novos postes e o corte da vegetação, contudo, não é realizada a instalação de GDs e de chaves. Já em Ma et al. (2018) é proposto um algoritmo baseado no método PH modificado, decompondo o problema em subproblemas baseados em cenários e os resolvendo em paralelo pelo CPLEX. Os autores consideram também a instalação de GDs e de chaves. O custo de corte de carga é fixo e nenhum despacho econômico é realizado. Apesar de considerar os tempos e efeitos dos reparos, as restrições relacionando-os com as equipes não são consideradas. Isso porque o trabalho foca em planejamento a longo prazo, voltado a projetos de reforço de rede e alocação de chaves e GDs. Já nesta tese o foco é na operação de curto prazo, coordenando as equipes de reparo e operação do sistema no dia a dia.

Borba et al. (2019) apresenta um *survey* sobre os métodos de otimização para o planejamento de força de trabalho em SDEE. Os problemas são estratificados em planejamento estratégico, tático e operacional. A análise indica que, do ponto de vista de força de trabalho, a maior parte dos trabalhos abordaram o planejamento operacional, analisando um horizonte de curto prazo, com as atividades realizadas no dia a dia da concessionária de energia. Este é o caso do trabalho proposto nesta tese. Já no planejamento do SDEE, a maior parte dos trabalhos abordaram o planejamento estratégico, como, por exemplo, a alocação de GDs. O trabalho ainda indica que cerca de 80 % dos trabalhos utilizaram programação matemática e 20 % métodos heurísticos para resolver os problemas.

Abordando a reação pós-desastre natural, Bahrami et al. (2020) propõem uma estrutura de dois estágios: o estágio I coordena a assistência mútua entre concessionárias de energia, formulando o problema como PLIM. O estágio II utiliza a saída do primeiro estágio para co-otimizar os reparos no período atual (h) e a formação de ilhas no próximo período ($h+1$), também modelado como PLIM. O estágio I possui os objetivos de minimizar a distância percorrida entre as concessionárias, os danos sofridos por elas (mensurado pelas equipes e materiais exigidos para cada falta, juntamente com a respectiva prioridade) e maximizar a ajuda mútua de materiais e equipes. O estágio II possui o objetivo de maximizar a energia fornecida às cargas críticas, enquanto que dando preferência às OEs com maiores tempos de serviço. Os autores atribuem a preferência pelos maiores tempos de serviço ao fato de que podem haver cargas com mesma potência e criticidade. Isso ressalta a importância em se modelar um critério de penalidade diferente para cada consumidor, juntamente com a modelagem de todos os critérios (tanto para o problema de operação da rede quanto de reparos) em função de custos variáveis no tempo, como feito nesta tese. Por exemplo, no modelo desta tese, dois consumidores residenciais dificilmente terão o mesmo custo em uma interrupção, pois o tempo de interrupção de cada um (associado à penalidades) e o tipo de geração local (despacho econômico) dificilmente será o mesmo para ambos. Nesta tese, ao se considerar dois consumidores com a mesma carga mas de tipos diferentes (e.g., industrial

e residencial), essa diferença no comportamento dos custos é ainda maior. Apesar de abordar múltiplos períodos, o artigo não modela taxas de rampas e nem SOC dos SAEs. O DE também não é abordado e as prioridades são fixas e previamente definidas, variando de 1 a 4.

Um modelo co-otimizado para o roteamento de equipes de reparo, veículos elétricos e MGs é proposto por Ding et al. (2020). Para o PRV é considerado tempos de deslocamento e reparo, e para os veículos elétricos o percurso e estratégia de carregamento. É considerada ainda a reconfiguração ótima para a formação de MGs com dispositivos eletrônicos *Soft Open Point* (SOP)³. Os dispositivos SOPs realizam o controle de diversas MGs interconectadas durante o processo de restauração. O objetivo é maximizar o restabelecimento das cargas afetadas, priorizando as críticas. O problema é formulado como PLIM e um algoritmo de aceleração baseado em função de indução auxiliar (do inglês, *Auxiliary Induce Function* - AIF)⁴ é desenvolvido para verificar o status das linhas de distribuição, reduzindo a complexidade computacional. O algoritmo proposto se mostrou em torno de 30%-50% mais rápido que o método exato. Em um dos casos analisados na rede IEEE 69-barras, o método proposto demorou 2069,6 s para encontrar uma solução, em comparação aos 3397,14 s do CPLEX. O fluxo de potência implementado é unifilar e assume SDEE balanceados, o que, apesar de ser válido para estudos de caso, se distancia de sistemas reais. O DE não é realizado e novamente a criticidade das cargas são previamente definidas por pesos.

Zhang et al. (2020) propõem um modelo de restauração de redes de SDEE após desastres naturais que co-otimiza três problemas: o despacho de equipes de reparo; o despacho de equipes que operam chaves manuais; e a estrutura responsável por gerar a sequência de ações para GDs despacháveis, cargas controláveis e chaves automáticas/manuais. É proposta uma abordagem interessante baseada em evento, ao invés de passo fixo de tempo, sendo dependente das restrições operacionais nas etapas de energização da rede. Com isso a complexidade computacional é reduzida significativamente. Por outro lado, perde-se precisão de operação do sistema, como por exemplo, as variações de geração e cargas ao longo das horas. É utilizado um fluxo de potência linearizado similar ao utilizado nesta tese, porém, sem considerar múltiplas fases. A fim de reduzir a complexidade computacional, algumas restrições não lineares, como os status de GDs, chaves telecomandadas/manuais e linhas são linearizadas. Além disso, é realizado também um pré-processamento do problema com a designação de chaves manuais a serem operadas e OEs aos postos de serviço mais próximos. O objetivo é minimizar o corte de carga no processo de restauração e o modelo é resolvido

³SOP são dispositivos eletrônicos que fornecem controle de fluxo de potência ativa, compensação reativa e controle de tensão em condições normais, além de isolamento de faltas e controle de tensão em condições anormais Ding et al. (2020).

⁴O AIF é um algoritmo de aceleração que, baseado no resultado do problema relaxado, altera os coeficientes das variáveis inteiras na função objetivo do modelo original de PLIM.

de forma exata pelo CPLEX em 782 s. São consideradas 5 níveis de prioridades de cargas, previamente definidas. O DE não é considerado.

Percebe-se que inicialmente os trabalhos trataram os problemas de operação da rede (Tabela 2.1) ou do reparo emergencial (Tabela 2.3) separadamente. Em seguida, a interdependência dos problemas começou a ser explorada. Porém, devido à elevada complexidade computacional, métodos de solução abordando os problemas de forma desacoplada são sugeridos. Contudo, nota-se cada vez mais trabalhos abordando os problemas de maneira co-otimizada, como apresentado na Tabela 2.3, com trabalhos muito recentes. Isso ressalta a atualidade do problema aqui abordado, com muitos problemas ainda a serem explorados, como sugerido no final desta tese, e com grande interesse de demais pesquisadores na área. Destaca-se que nesta revisão foi dada uma maior ênfase a trabalhos abordando os problemas de forma co-otimizada, pela maior proximidade à proposta desta tese.

Um outro ponto a se notar na análise é o grande número de trabalhos formulando os problemas de maneira linear, ou os linearizando (e.g. Van Hentenryck e Coffrin (2015), Yang, Dehghanian e Nazemi (2020), Lei et al. (2018), Zhang, Li e Yuan (2018) e Zhang et al. (2020)) em certa etapa do algoritmo de solução. Isso é feito tanto para lidar com a complexidade computacional associada, quanto para representar equipamentos como TAPs de reguladores de tensão, chaveamentos, cortes de carga e agendamento de equipes. Isso sugere principalmente duas coisas. A primeira é que se trata de uma formulação validada pela literatura e, como visto, que apresentam uma boa eficácia, tanto computacional quanto no quesito de representação das características dos problemas. A segunda é que indica um campo em aberto para se explorar as características não lineares dos problemas em trabalhos futuros, como perdas ou custos.

Embora existam trabalhos importantes tratando a co-otimização da operação do SDEE e do reparo de OEs, na revisão da literatura realizada, até onde se sabe, nenhum estudo abordou a co-otimização do FPOD-BP com agendamento de reparo de OEs, como aqui proposto.

Tabela 2.2 – Classificação dos trabalhos abordando resposta emergencial em sistemas elétricos.

(continua)

Artigo (ano)	Problema	Objetivos	Formulação	Algoritmo de solução	Sistema
Reparo de OEs					
Zografos, Douligeris e Chaoxi (1992)	PD e PRV	minimizar tempo de deslocamento total	PL de tempo	Heurística iterativa e método do vizinho mais próximo	2 equipes com 16687 OEs e 3 equipes com 11091 OEs
Johns (1995)	PRVJT	minimizar a distância percorrida	Problema do caixeiro viajante com janela de tempo	HDM e HDM modificada	15, 20 e 30 OEs
Weintraub et al. (1999)	PD e PRV	minimizar os tempos de deslocamento e serviço	Problema do caixeiro viajante	Heurística de agrupamento, designação e roteamento baseada no método GENI modificado	1 semana rodando em sistema real, variando de 5 a 15 OEs diárias
Xu et al. (2007)	PA	minimizar o tempo médio de interrupção dos consumidores	PLIM estocástica	AG	20 subestações e 47 cenários de terremoto
Wu, Lee e Cao (2009)	PD e PA	minimizar cargas interrompidas e tempo de atendimento		AG	15 OEs e 5 equipes
Garcia et al. (2014)	PRV	minimização do tempo de latência e do custo de deslocamento	PLIM	Método exato/CPLEX	62 ordens comerciais, 4 OEs e 3 equipes
Garcia et al. (2018)	MTRP com lucros	minimizar os custos de latência das OEs e de número de OEs não agendadas	PLIM	Heurística de construção, melhoramento e perturbação, baseada em BLI	até 3234 OEs e 23 equipes
Reparo de OEs com operação da rede, de forma desacoplada					
Hentenryck, Coffrin e Bent (2011)	PRV com fluxo de potência	minimizar a potência não suprida total	PLIM	Injeção de restrições e BGV	diversas redes com cerca de 300 elementos, 13 equipes de reparo e até 121 OEs (transmissão)
Nurre et al. (2012)	PA com fluxo de potência	maximizar o fluxo do produto no horizonte analisado	PLIM	Heurística construtiva	rede 377-nós com 1 e 2 equipes; rede 1810-nós com 3 equipes (distribuição)
Simon, Coffrin e Van Hentenryck (2012), Van Hentenryck e Coffrin (2015) e Coffrin e Van Hentenryck (2015)	PRV com fluxo de potência	minimizar a potência não suprida total	PNLIM e PLIM	Injeção de restrições, BGV e decomposição de 3 estágios	redes com até 24000 elementos e 1200 OEs (transmissão)
Perrier et al. (2013a) e Perrier et al. (2013b)	PD, PA, PRV, operação e restauração do SDEE	Survey dos problemas de resposta emergencial em SDEE			
Arif et al. (2018)	PRV, reconfiguração de rede e fluxo de potência	maximizar as cargas prioritárias supridas	PLIM	Decomposição com PH	IEEE 34-barras, 3 GDs, 7 OEs e 3 equipes; IEEE 8500-nós, 5 GDs, 20 OEs e 6 equipes (distribuição)
Schmitz, Garcia e Bernardon (2019) e Schmitz et al. (2019)	PA e fluxo de potência e restauração	minimizar os custos de energia não suprida, das penalidades e de geração	PLIM	Heurística matemática	IEEE 33-barras 3 OEs e 1 equipe (distribuição)
Co-otimização da operação da rede com o reparo de OEs					
Cavdaroglu et al. (2011)	PA com fluxo de rede generalizado para múltiplos produtos	minimizar os custos dos fluxos, das demandas não supridas, das instalações e dos reparos	PLIM	Método exato/CPLEX (co-otimização) Heurísticas SHSM e SHSM modificada (otimização desacoplada)	rede com 1810 nós, 45 OEs e 3 equipes
Arab et al. (2015) e Arab et al. (2016)	PD com FPOD	minimizar os custos das cargas interrompidas, de reparo e de geração	PLIM	DB com método exato	IEEE 118-barras, 54 gerações, 16 OEs, de 50 a 150 equipes (transmissão)
Ma, Chen e Wang (2016)	ROD com fluxo de potência	minimizar o custo do investimento em ROD e os custos esperados de corte de carga e de reparos	PLIM	Heurística gulosa com método exato/CPLEX	EPRI 69-nós, 10 GDs, 8 até 16 OEs (distribuição)
Arif et al. (2017)	PRV com fluxo de potência e reconfiguração de rede	maximizar as cargas restabelecidas e minimizar o tempo total de reparo	PLIM	Método exato/CPLEX	IEEE 34 com 4 GDs, 7 OEs e 4 equipes; IEEE 123-barras com 4 GDs, 17 OEs e 7 equipes (distribuição)
Arif et al. (2018)	PRV com fluxo de potência e reconfiguração de rede	minimizar os custos de corte de carga e número de chaveamentos	PLIM	Heurística de programação matemática e busca em vizinhança	IEEE 123-barras, 11 REDs, 14/15/20/25 OEs e 10 equipes; IEEE 8500-nós, 10 REDs, 35 OEs e 20 equipes (distribuição)

Tabela 2.3 – Classificação dos trabalhos abordando resposta emergencial em sistemas elétricos.

(conclusão)					
Artigo (ano)	Problema	Objetivos	Formulação	Algoritmo de solução	Sistema
Co-otimização da operação da rede com o reparo de OEs					
Morshedlou, González e Barker (2018)	PD e PRV com fluxo de rede generalizado para múltiplos produtos	minimizar tempo total de deslocamento e reparo	PLIM	Heurística de relaxação/viabilidade e método exato	60 nós (transmissão) e 6 equipes, 49 nós (rede de água) e 5 equipes, 16 nós (rede de gás) e 4 equipes. Entre 18 e 66 OEs
Lei et al. (2018)	PRV e PA com fluxo de potência e reconfiguração de rede	maximizar as cargas restabelecidas e minimizar o número total de viagens das equipes e reparo e das MPSS	PNLIM e PLIM	Heurística de designação e redução e método exato	IEEE 33-barras, 2 MPS, 8 OEs e 2 equipes; IEEE 123-barras, 4 MPS, 20 OEs e 4 equipes (distribuição)
Zhang, Li e Yuan (2018)	PRV com FPOD e reconfiguração de rede	minimizar as perdas de energia, os custos dos reparos e de geração	MCSOIM com	Modelo MCSOIM RLG	IEEE 57-barras, 5 GDs, 10 OEs e 6 equipes (transmissão)
Ma et al. (2018)	ROD com fluxo de potência	minimizar o custo de investimento em ROD e os custos esperados de corte de carga e de reparos	PLIM estocástico	PH modificado e método exato	IEEE 34-barras, 4 GDs; IEEE 123-barras, 4 GDs (distribuição)
Borba et al. (2019)	Planejamento de força de trabalho	<i>Survey</i> sobre os métodos de otimização para o planejamento de força de trabalho em SDEE			
Chen et al. (2019)	PRV com fluxo de potência e reconfiguração	minimizar a energia não suprida	PLIM	método exato com algoritmo de redução	IEEE 123-barras, 1 GD, 4/10 OEs e 2/4 equipes; EPRI Ckt5, Ckt7, Ckt24 e IEEE 8500-nós, com 20/16/20/16 equipes e 20 OEs (distribuição)
Lin et al. (2019)	PRV com fluxo de potência, de gás e reconfiguração de rede	minimizar o custo de carga elétrica, corte de carga de gás e a duração total do reparo	PLIM	Método exato/Gurobi	13-barras, 3 GDs, 16 OEs e 5 equipes; IEEE 123-barras, 10 GDs, 13 OEs e 7 equipes (distribuição)
Arif, Cui e Wang (2020)	PRV com fluxo de de potência e reconfiguração	minimizar custos, número e tempo de chaveamentos, custos de cortes de carga e de deslocamento; maximizar o número de cargas restauradas	PLIM	Método exato e algoritmo de redução	IEEE 123-barras, 1/4/7 OEs e 5 equipes (distribuição)
Arif et al. (2020)	PD e PRV com fluxo de potência e reconfiguração	minimizar os custos dos postos de trabalho, equipes, equipamentos e penalidades	PLIM estocástica	Heurística PH modificada	IEEE 123-barras, 11 REDs, 13 equipes e mais de 34 OEs (distribuição)
Yang, Dehghanian e Nazemi (2020)	PRV e PA com fluxo de potência e reconfiguração de rede	maximizar a carga total suprida, minimizar o deslocamento das MPSS, o custo de degradação dos SAEs e o custo de operação dos geradores de emergência	PLIM	método exato/CPLEX	IEEE 33-barras, 3 e 4 REDs, 9 e 12 OEs, 8 equipes (distribuição)
Ding et al. (2020)	PRV com fluxo de potência e reconfiguração de rede	maximizar o restabelecimento das cargas afetadas	PLIM	método exato/CPLEX com algoritmo de AIF	IEEE 33-barras, 6 OEs, 2 equipes; IEEE 69-barras, 15/28/35 OEs, 7/3/17 equipes; IEEE 906-barras, 100/120/150 OEs, 7/10/20 equipes (distribuição)
Zhang et al. (2020)	PA e PD com fluxo de potência e reconfiguração de rede	minimizar o corte de carga	PLIM	método exato/CPLEX	IEEE 123-barras, 6 GDs, 15 OEs e 6 equipes (distribuição)
Bahrani et al. (2020)	PRV com fluxo de potência e reconfiguração de rede	minimizar a distância percorrida pelas equipes, os danos sofridos pelas concessionárias e maximizar a energia fornecida às cargas críticas e a ajuda entre as concessionárias	PLIM	método exato/Gurobi	IEEE 33-barras, 5 REDs, 13 OEs, 7 equipes; IEEE 123-barras, 5 REDs, 16 OEs, 14 equipes (distribuição)

Fonte: Próprio autor.

3 COMBINANDO O DESPACHO ECONÔMICO E O FLUXO DE POTÊNCIA

O principal objetivo do operador do SDEE é o de suprir energia a uma demanda esperada de forma ininterrupta ao menor custo, atendendo ainda restrições de segurança de operação da rede, i.e., verificando os limites de tensão, fluxo de potência nas linhas, balanço de potência, entre outras (MOMOH, 2009). Em situação normal de operação do sistema de distribuição, o operador do SDEE tem as opções de suprir as cargas pela rede principal, com energia comprada pela concessionária de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹, ou também diretamente pelas GDs e SAE presentes na rede, podendo ser próprias ou de terceiros através de contratos (ANEEL, 2017b). Já em situação de contingência, regiões com GDs e SAEs podem operar de forma ilhada da rede principal, utilizando esses recursos para reduzir o impacto da interrupção (OLIVEIRA et al., 2015), melhorando assim a confiabilidade do sistema.

Ao contrário das GDs não despacháveis (GDND)², as GDs despacháveis³ (GDD) e os SAEs permitem definir a potência de saída de acordo com a necessidade do operador, respeitando as restrições das gerações, trazendo benefícios adicionais à operação do SDEE (ZHU, 2015; XIA; ELAIW, 2010). Enquanto que as GDNDs influenciam indiretamente o agendamento das OEs, as GDDs e os SAEs influenciam ativamente, sendo possível despachá-los nos momentos mais críticos (i.e., custos mais elevados).

Os problemas de operação da rede e despacho das gerações, apesar de serem interdependentes na prática, possuem diversas variações, cada uma com características próprias definidas pela literatura. Dessa forma, é importante definir aqui as diferenças entre *Unit Commitment* (UC), Despacho Econômico (DE), as subcategorias de Despacho Econômico Estático (DEE), Despacho Econômico Dinâmico (DED) e Despacho Econômico Dinâmico Baseado em Preço (DED-BP); assim como o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e suas variações de Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD) e o Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico Baseado em Preço (FPOD-BP). Finalmente, a última seção deste capítulo apresenta a formulação generalizada do FPO utilizado neste trabalho.

¹No Brasil, as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR (CCEE, 2020). Quem realiza os leilões de energia elétrica é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (CCEE, 2020).

²Exemplos de GDs não despacháveis: gerações eólica e fotovoltaica.

³Exemplos de GDs despacháveis: BM, diesel, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

3.1 ALOCAÇÃO DE UNIDADES - *UNIT COMMITMENT*

Considerando N unidades geradoras conectadas a um sistema elétrico, onde uma certa demanda prevista deve ser suprida, o problema do UC assume que há diversos subconjuntos de N capazes de atender essa demanda. O objetivo é então definir qual desses subconjuntos é o mais indicado para ser acionado de modo a atender a demanda ao menor custo de operação (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLE, 2014). O problema de UC é mais difícil de ser resolvido do que o de DE, pois envolve variáveis inteiras de acionamento/desligamento de gerações.

Acionar uma geração significa, colocá-la na velocidade de operação correta para o caso de gerações térmicas, sincronizá-la com o sistema elétrico e conectá-la a ele. Isso envolve um custo operacional, tanto de combustível, quanto de pessoal técnico. Ou seja, não é economicamente atrativo conectar todas as gerações ao sistema e deixá-las sempre ligadas (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLE, 2014), podendo se obter uma grande redução de custos ao se resolver o problema de UC. Há ainda outras restrições que devem ser atendidas de acordo com o tipo de geração, como as térmicas que possuem ainda restrições de tempo de acionamento/desligamento, tempo mínimo que devem permanecer ligadas após o acionamento e desligadas após o desligamento, restrições de limite de combustível, entre outros.

3.2 O DESPACHO ECONÔMICO

A partir da definição do UC, considerando agora que um subconjunto de N com n geradores já está conectado ao sistema e acionado, o objetivo do DE é o de encontrar uma política de operação ótima desses geradores despacháveis (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLE, 2014). Cada um dos n geradores deve operar visando minimizar os custos, i.e., minimizar o consumo de combustível dos geradores ou o custo operacional total do sistema, determinando para isso as potências de saída de cada gerador (ZHU, 2015). Percebe-se que o DE é um subproblema do UC, onde para cada subconjunto de gerações analisadas que são capazes de atender uma carga, realiza-se o despacho econômico.

O DEE pode ser definido como o DE para um instante de tempo específico (e.g., 1-h) para um único nível de carga (XIA; ELAIW, 2010; ZHU, 2015). Quando o DE deve ser realizado ao longo de um período de tempo (e.g. 24-h), com a capacidade de antecipação, levando em consideração as relações entre diferentes períodos, por exemplo, antecipando mudanças repentinas na demanda, limites de taxa de rampa dos geradores ou armazenamento de energia, o problema é definido como DED (XIA; ELAIW, 2010). Ou seja, a potência de saída de cada geração é agendada ao longo do tempo (FERRERO; SHAHIDEHPOUR, 1997). Como resultado das restrições operacionais

dinâmicas, uma decisão tomada em uma certa hora poderá afetar as decisões operacionais em horas posteriores, e vice-versa.

Conforme definições de Xia e Elaiw (2010) e Wood, Wollenberg e Sheble (2014), o problema de DED pode ser formulado de forma generalizada conforme apresentado nas Eq. 3.1 a 3.4. Para fins de clareza na definição geral do problema, as restrições dos SAEs não são apresentadas nesta etapa.

Função objetivo:

$$FO = \min \sum_{\forall h \in H} \cdot \sum_{\forall i \in \Upsilon^{GDD} \cup \Upsilon^{SUB}} C_{ih}^G(P_{ih}^G) \quad (3.1)$$

Balço de potência:

$$\sum_{\forall i \in \Upsilon^{GDD} \cup \Upsilon^{SUB}} P_{ih}^G = P_h^L + P_h^{Perdas}, \forall h \in H \quad (3.2)$$

Limites de potência dos geradores:

$$P_i^{G,min} \leq P_{ih}^G \leq P_i^{G,max}, \forall i \in \Upsilon^{GDD} \cup \Upsilon^{SUB}, h \in H \quad (3.3)$$

Rampas de subida/descida dos geradores:

$$-RD_i \leq P_{ih}^G - P_{i(h-1)}^G \leq RU_i, \forall i \in \Upsilon^{GDD}, h \in H \quad (3.4)$$

A função objetivo da Eq. 3.1 determina o agendamento da potência de saída de cada gerador do conjunto Υ^{GDD} , já conectados ao sistema elétrico, visando minimizar o custo operacional C_{ih}^G no período de despacho analisado H .

A Eq. 3.2 representa a principal restrição no problema de DED, definindo que, para cada instante de tempo, a soma das potências de saída dos geradores deve ser igual ao total da demanda da carga suprida mais o total das perdas estimadas. As perdas estimadas podem ser expressas em termos de potência de saída das unidades geradoras e coeficientes de perdas, como definido por Xia e Elaiw (2010). A restrição da Eq. 3.3 garante que os geradores operem dentro dos seus limites de potência permitidos, assim como as de rampa da Eq. 3.4. Apesar de as restrições das Eq. 3.2 e 3.3 serem apresentadas aqui somente para a potência ativa para fins de clareza, elas também devem ser aplicadas para a potência reativa. Os custos a serem minimizados pela FO da Eq. 3.1, envolvendo as gerações despacháveis, são apresentados na seção a seguir.

3.2.1 Custos dos recursos energéticos distribuídos e da rede

Os REDs incluem geradores⁴ e armazenadores⁵, instalados nos sistemas de distribuição, ao invés de sistemas de transmissão (AKOREDE; HIZAM; POURESMAEIL, 2010; BASAK et al., 2012; ZHU, 2015). Cada RED tem um custo, associado ao contrato entre o operador do SDEE e o proprietário do RED (dado em $\$/[kW \cdot h]$), representando uma remuneração paga ao cliente pela disponibilidade e controle do RED, bem como o valor monetário que seria necessário para recuperar os custos de construção, O&M, depreciação por kWh e custos de combustível do RED, para uma dada vida útil do equipamento. De forma geral, há dois tipos de contratos realizados entre o operador do SDEE e o dono do RED: o pagamento pela potência quando utilizada e o pagamento pela potência disponível (ATTAVIRIYANUPAP et al., 2004). Neste trabalho se adotará o pagamento pela potência nos momentos em que for utilizada. No modelo aqui proposto, considera-se que o operador do SDEE é o controlador de todos os componentes presentes na rede, incluindo os REDs, considerando uma arquitetura de operação verticalmente integrada (BUSHNELL; MANSUR; SARAVIA, 2008), assim como no estudo de Arab et al. (2015).

No Brasil, de acordo com o decreto de Lei nº 5163/2004 (CIVIL, 2004a), fazem parte das GDs as fontes renováveis, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada. No restante do mundo, a definição de GD abrange todas as fontes possíveis com potências até cerca de 10000 kW (AKOREDE; HIZAM; POURESMAEIL, 2010; ZHU, 2015), como microturbinas a gás, gerador a diesel, células a combustível, BM, FV, EOL e hidro (AKOREDE; HIZAM; POURESMAEIL, 2010; ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDERA, 2001; FUNABASHI, 2016).

A capacidade das GDs podem variar amplamente e portanto, a ANEEL (2015) apresenta uma classificação em duas categorias:

- microgeração: potência $\leq 75kW$;
- minigeração: $75kW < \text{potência} \leq 3MW$ para fontes hídricas, ou;
 $75kW < \text{potência} \leq 5MW$ para cogeração qualificada e demais fontes renováveis.

Neste trabalho, as GDD são representadas por geradores a biomassa (BM), com os custos (C_{ih}^{GDD}) baseados no preço definido em leilões de energia elétrica, ocorrendo no ACR em leilões realizados pela CCEE, ou diretamente pela ANEEL, e regulamentado pela ANEEL (CIVIL, 2004b), desconsiderando restrição de consumo de combustível. As gerações eólica (EOL) e fotovoltaica (FV) são os dois principais tipos de GD renováveis e não despacháveis, sendo usadas neste trabalho. Como o vento e a radiação solar são

⁴Exemplo de geradores: FV, EOL, BM, células de combustível, diesel.

⁵Exemplo de armazenadores: baterias, veículos elétricos, supercapacitores, *flywheel*.

energias primárias, é considerado custo zero de combustível para essas gerações. Como considera-se também que os donos das FV e EOL já receberam previamente o valor do contrato de disponibilidade estabelecido com o operador do SDEE, essas gerações terão custo zero de operação.

O armazenamento de energia é a chave para superar a variabilidade⁶ e intermitência⁷ das fontes de energia renováveis (ENGELAND et al., 2017). Um SAE pode ser dimensionado em potência (kVA) e em capacidade de energia (kWh). A potência governa a taxa máxima de carga e descarga e a componente de energia determina a quantidade de energia que pode ser armazenada (COMELLO; REICHELSTEIN, 2019). Apesar de o modelo matemático aqui apresentado poder ser parametrizado com qualquer capacidade/potência de bateria, neste trabalho o tamanho e o custo do SAE (C_{ih}^{SAE}) serão analisados no contexto de aplicações residenciais, com foco nas baterias de íon de lítio, como nos estudos apresentados por Comello e Reichelstein (2019). Ressalta-se que, até o presente momento, a ANEEL ainda não possui um regulamento específico para os SAEs no Brasil.

O custo da energia oriunda da rede principal (subestação - SUB), definido como C_h^{REDE} , é dado pela energia comprada pela concessionária de energia em leilões de energia, no Brasil ocorrendo no ACR em leilões realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL (CIVIL, 2004b). Como uma subestação se comporta como uma geração despachável, quando há uma subestação conectada ao barramento, o custo das gerações despacháveis (C_{ih}^G) será o da rede principal, i.e., $C_{ih}^G = C_h^{REDE}, \forall i \in \Upsilon^{SUB}$. Quando, ao invés de uma subestação, há no barramento uma GDD, o custo das gerações despacháveis será o custo da GDD, i.e., $C_{ih}^G = C_h^{GDD}, \forall i \in \Upsilon^{GDD}$.

3.3 DESPACHO ECONÔMICO DINÂMICO BASEADO EM PREÇO

Cada vez mais os mercados estão se tornando mais abertos e competitivos, i.e., com menos regulamentações que restringem a operação de novos agentes, como os donos de pequenas gerações FV (XIA; ELAIW, 2010). Tradicionalmente, a geração disponível deve ser maior ou igual à soma da demanda total do sistema. No entanto, ao considerar custos variáveis no tempo, o corte de carga pode ser realizado em momentos específicos, com o objetivo de reduzir o custo total ou de atender às restrições de balanço de potência, como no caso da operação ilhada. No DED-BP, a restrição de demanda é flexível e o DED segue um sinal de preço, com a segurança de atender as cargas sendo desacoplada da energia e modelada como um custo de serviço ancilar, i.e., suprir as

⁶Variabilidade: Sazonalidade climática, e.g., irradiação diária nos sistemas FV (ENGELAND et al., 2017).

⁷Intermitência: Mudanças na variabilidade, e.g., variação brusca dos ventos, sombreamento de painéis FV por nuvens (ENGELAND et al., 2017).

cargas não é mais a prioridade, mas sim a minimização de custos do operador dos REDs (ou maximização do lucro), independentemente do valor social (XIA; ELAIW, 2010). Isto torna o DED-BP mais difícil de resolver do que o DED, pois a demanda também é uma variável de decisão (XIA; ELAIW, 2010; FERRERO; SHAHIDEHPOUR, 1997).

Conforme definições de Xia e Elaiw (2010), no problema de DED-BP as Eq. 3.9 e 3.2 são substituídas pelas Eq. 3.5 e 3.6 respectivamente.

Função objetivo:

$$FO = \min \sum_{\forall h \in H} \cdot \left(\sum_{\forall i \in \Upsilon^{GDD} \cup \Upsilon^{SUB}} \underbrace{C_{ih}^G(P_{ih}^G)}_{\text{custo}} - \underbrace{CC_h^{TARIFA}(P_h^L)}_{\text{receita}} \right) \quad (3.5)$$

Balanco de potência:

$$\sum_{\forall i \in \Upsilon^{GDD} \cup \Upsilon^{SUB}} P_{ih}^G \leq P_h^L + P_h^{Perdas}, \forall h \in H \quad (3.6)$$

Como no DED-BP o objetivo é maximizar o lucro dos donos das gerações, considera-se agora na FO que cada carga é associada à uma receita, relacionada à tarifa de energia (CC^{TARIFA}). Problemas de otimização são tradicionalmente modelados com o objetivo de minimizar custos, sendo assim, esta receita pode ser definida como um custo negativo, como visto na FO da Eq. 3.5.

A restrição da Eq. 3.6 define que a geração total pode ser menor ou igual às cargas mais perdas do sistema, substituindo a restrição da Eq. 3.2 de obrigatoriedade do atendimento. Considerando que o atendimento da demanda não é mais uma restrição rígida, se o objetivo fosse unicamente reduzir o custo das gerações, como no caso do DED tradicional (FO da Eq. 3.1), a solução óbvia seria cortar todas as cargas e zerar a geração. Isso é evitado no DED-BP ao se considerar a energia vendida ao consumidor, definida pelo termo " $CC_h^{TARIFA}(P_h^L)$ " da Eq. 3.5. Alguns estudos também consideram a venda de energia reserva, como apresentado por Xia e Elaiw (2010). A composição da tarifa da energia vendida ao cliente é definida na seção a seguir.

3.3.1 Energia vendida ao cliente

A tarifa da energia vendida ao cliente CC^{TARIFA} remunera o serviço fornecido pelo operador do SDEE, sendo baseada nas tarifas de consumo de energia e de demanda do cliente, podendo ser classificada pelo nível de tensão (baixa, média e alta tensão) ou pela demanda contratada (100 kW, 300 kW, 500 kW, ...). Ela geralmente é associada ao tipo de cliente (residencial, industrial, comercial e outros), podendo variar ao longo do ano, no

Brasil representado pelas bandeiras tarifárias⁸, refletindo os níveis dos reservatórios de água das hidrelétricas.

No Brasil, onde este estudo foi realizado, a concessionária de energia presta dois serviços fundamentais, cada um com a sua tarifa correspondente (ANEEL, 2012): a Tarifa de Energia (TE), relacionada ao fornecimento da energia elétrica; e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), relacionada ao meio físico (rede). A TUSD possui os seguintes componentes tarifários (ANEEL, 2017b):

- TUSD TRANSPORTE:
 - Fio A: custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, dentre eles: sistemas de transmissão da Rede Básica e sistemas de distribuição de outras distribuidoras;
 - Fio B: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: i) custo anual dos ativos; ii) custo de administração, operação e manutenção.
- TUSD ENCARGOS: recupera os custos de i) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; ii) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; iii) contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; iv) quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e v) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.
- TUSD PERDAS: recupera os custos com i) perdas técnicas do sistema da distribuidora; ii) perdas não técnicas; iii) perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e iv) receitas irrecuperáveis.

A TE possui os seguintes componentes tarifários (ANEEL, 2017b):

- TE ENERGIA: recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída. Esta parcela representa aqui os custos da energia comprada C^G , C^{SAE} e C^{GDND} .
- TE ENCARGOS: recupera os custos de i) Encargos de Serviços de Sistema e Encargo de Energia de Reserva; ii) P&D_EE; iii) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos; iv) CDE.

⁸Bandeiras Tarifárias: sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora, por meio de adicional na Tarifa de Energia (TE), dos custos da geração de energia elétrica (ANEEL, 2020b).

- TE TRANSPORTES: recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu;
- TE PERDAS: recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

A parcela Fio B da TUSD representa a remuneração real da concessionária pelos seus serviços prestados, com as demais, tanto da TUSD quanto da TE, apenas repassando custos da energia comprada (C^G, C^{SAE}, C^{GDND}), recuperando perdas, repassando encargos ou custos de terceiros. Os reajustes tarifários das companhias são homologados por um órgão regulador, sendo no caso do Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A TUSD possui duas componentes, uma associada ao consumo de energia ($TUSD^C$) e outra associada à demanda de potência ativa ($TUSD^D$), representando o uso instantâneo da rede. Já a TE é somente associada ao consumo. A Eq. 3.7 representa a componente da tarifa cobrada pela concessionária ao consumidor relacionada ao consumo de energia. Como tanto a TE quanto a $TUSD^C$ são dadas em $\$/[kW \cdot h]$, é possível agregá-las. Já a Eq. 3.8 apresenta a componente relacionada à demanda, dada em $\$/kW$ (ANEEL, 2012).

$$CC_{ih}^{TARIFA,C} = TE_{ih} + TUSD_{ih}^C \quad (3.7)$$

$$CC_{ih}^{TARIFA,D} = TUSD_{ih}^D \quad (3.8)$$

Na parcela associada à demanda, apresentada pela Eq. 3.8, o faturamento se dá por um único valor, correspondente ao maior valor entre demanda contratada ou medida no ciclo de faturamento (e.g., 30 dias) (ANEEL, 2012). Caso a demanda medida seja superior à contratada, aplica-se ainda uma tarifa de ultrapassagem (ANEEL, 2010b). Como a tarifa de demanda ($CC_{ih}^{TARIFA,D}$) é relativa à maior demanda do ciclo de faturamento, que geralmente envolve um período de 27 a 33 dias, não se aplicará ela na modelagem deste estudo, visto que é realizada uma análise para um período curto, e.g., 24-h. Assim como apresentado na Eq. 3.5, na formulação matemática proposta neste trabalho a receita $CC_{ih}^{TARIFA,C}$ é representada como um custo negativo, apresentado na Eq. 5.1.

As parcelas TE e TUSD de cada grupo possuem ainda postos tarifários⁹, que segregam o dia em períodos (índice h das Eq. 3.7 e 3.8) com tarifas diferenciadas, variando por concessionária. Esses postos tarifários variam de acordo com a classificação do consumidor¹⁰ em relação à tensão de alimentação e demanda

⁹Ponta (P): Período de 3 horas consecutivas diárias, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais; Fora ponta (FP): Período composto pelas horas complementares; Intermediário (I): Período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta, totalizando 2 horas.

¹⁰Grupo A ($V > 2, 3$ kV): na modalidade tarifária azul ou verde, com 3 horas de P e as demais FP; ou Grupo

contratada. Além disso, o conjunto de tarifas aplicáveis aos consumidores devem ser enquadradas em algum das modalidades da Tabela 3.1, no seu respectivo grupo de consumo A ou B¹¹ (ANEEL, 2012, 2010b): No grupo A, pelo nível de tensão e carga instalada, geralmente se enquadram indústrias e estabelecimentos comerciais de médio ou grande porte. Já o grupo B é composto basicamente por residências, mas também pode ser composto por pequenos comércios ou indústrias (e.g., pastelaria). Um esquema geral da composição das modalidades tarifárias pode ser vista no Anexo A.

Tabela 3.1 – Grupos e modalidades tarifárias

Grupo A	Modalidade tarifária		
	Azul	Verde	Convencional binômia
$(V > 2,3 \text{ kV})$	$V \geq 69 \text{ kV}$	–	–
	$V < 69 \text{ kV}$ e demanda contratada $\geq 300 \text{ kW}$		
	$V < 69 \text{ kV}$ e demanda contratada $< 300 \text{ kW}$		
Grupo B	Tarifa branca	Convencional monômia	
$(V \leq 2,3 \text{ kV})$	Opção do consumidor	Padrão para todas as unidades	

Fonte: Próprio autor, com dados de ANEEL (2012, 2010b).

3.4 O FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E SUAS VARIAÇÕES FPOD E FPOD-BP

Como visto, basicamente o DE se preocupa em determinar as potências de saída dos REDs, respeitando os respectivos limites de potência e rampa dos geradores, de modo a atender uma certa demanda, que pode ser flexível, ao menor custo. Mas o cálculo do DE ignora os detalhes específicos da rede à qual os geradores estão conectados, desconsiderando os efeitos que o despacho dos REDs exercem no carregamento das linhas e o efeito que exercem sobre as tensões das barras (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLE, 2014).

Conforme apresentado por Wood, Wollenberg e Sheble (2014) e Momoh (2009), o acoplamento do DE com o cálculo do fluxo de potência e restrições de operação da rede é definido como fluxo de potência ótimo (FPO), de forma que ambos são resolvidos simultaneamente. A grande vantagem do FPO, além de as perdas serem calculadas de forma mais precisa no próprio fluxo de potência¹², é que outras restrições de operação da rede elétrica podem ser adicionadas ao DE, como, por exemplo, as de limites de fluxo de potência nas linhas e de limites de tensão.

B ($V \leq 2,3 \text{ kV}$): na modalidade tarifária convencional (única tarifa) ou tarifa branca (P, FP e I) (ANEEL, 2012).

¹¹Os grupos A e B são ainda divididos em subgrupos, como pode ser visto em mais detalhes em ANEEL (2010b) e ANEEL (2017b), apresentados no Anexo A.

¹²Neste trabalho as perdas não serão abordadas, visto que o modelo linear utilizado as desconsidera.

As restrições operacionais da rede elétrica e do DE são unificadas no FPO, mas o FPO clássico só otimiza para um momento específico no tempo, com um único nível de carga (BAYDAR et al., 2019). Dessa forma, o FPO foi estendido para o FPO dinâmico (FPOD), quebrando o horizonte de tempo em múltiplas etapas de tempo e extendendo todas as variáveis do FPO e alguns parâmetros em séries temporais (BAYDAR et al., 2019; GILL; KOCKAR; AULT, 2014; XIE; SONG, 2001). É o acoplamento entre o fluxo de potência e o DED. O FPOD resolve o problema de como despachar de maneira ótima as gerações e SAEs em uma rede elétrica em um dado horizonte de tempo de modo a atender uma certa demanda. Ele permite modelar os efeitos de tecnologias intertemporais, como SAEs, rampas dos geradores e demanda flexível (GILL; KOCKAR; AULT, 2014; XIE; SONG, 2001). Enquanto que no FPO tradicional as linhas conectam os nós da rede, separados espacialmente, no FPOD os SAEs fazem um papel similar, conectando os nós que são separados no tempo, ao invés do espaço. Tanto as linhas quanto os SAEs agem transferindo energia pela rede (GILL; KOCKAR; AULT, 2014). As restrições de taxa de rampa de aumento/redução de geração entre os períodos garante que o gerador opere dentro de seus limites físicos, aumentando assim a sua vida útil de operação (XIE; SONG, 2001; GILL; KOCKAR; AULT, 2014; XIA; ELAIW, 2010). As demandas flexíveis são cargas às quais uma certa energia deve ser entregue no período analisado, mas não necessariamente em um momento específico, e.g., certas cargas térmicas (GILL; KOCKAR; AULT, 2014). A consideração de restrições intertemporais aumenta significativamente o espaço de estados da simulação e, com isso, a complexidade computacional.

Como neste trabalho é proposta uma modelagem capaz de operar também em situações de contingência, havendo a possibilidade de grandes cortes de cargas nas MGs operando ilhadas, propõe-se aqui o acoplamento do fluxo de potência com o já apresentado DED-BP, resultando no fluxo de potência ótimo dinâmico baseado em preço (FPOD-BP). A partir das definições de Xia e Elaiw (2010), Wood, Wollenberg e Sheble (2014), Zhu (2015) e Baydar et al. (2019), o problema de FPOD-BP pode ser formulado de forma generalizada conforme apresentado nas Eq. 3.9 a 3.15.

Função objetivo:

$$FO = \min \sum_{\forall h \in H} \cdot \sum_{\forall i \in \Upsilon^B} \left(\underbrace{C_{ih}^G(P_{ih}^G) + cc_{ih}^{PEN}(NC_i)}_{\text{custo}} - \underbrace{CC_{ih}^{TARIFA}(P_{ih}^L)}_{\text{receita}} \right) \quad (3.9)$$

Balanco de potência:

$$P_{ih}^G \leq P_{ih}^L + \sum_{\forall k \in \Upsilon^{K(i,.)}} P_{kh}^{Perdas}, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H \quad (3.10)$$

Limites de potência dos geradores:

$$P_i^{G,min} \leq P_{ih}^G \leq P_i^{G,max}, \forall i \in \Upsilon^{GDD} \cup \Upsilon^{SUB}, h \in H \quad (3.11)$$

Rampas de subida/descida dos geradores:

$$-RD_i \leq P_{ih}^G - P_{i(h-1)}^G \leq RU_i, \forall i \in \Upsilon^{GDD}, h \in H \quad (3.12)$$

Restrições de tensão:

$$V_i^{min} \leq V_{ih} \leq V_i^{max}, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H \quad (3.13)$$

Limites de potência nas linhas:

$$-P_k^{K,max} \leq P_{kh}^K \leq P_k^{K,max}, \forall k \in \Upsilon^K, h \in H \quad (3.14)$$

$$-Q_k^{K,max} \leq Q_{kh}^K \leq Q_k^{K,max}, \forall k \in \Upsilon^K, h \in H \quad (3.15)$$

Percebe-se que, enquanto que no DE as equações são calculadas em função dos geradores, no FPO calcula-se em função das barras e linhas. No FPO é possível considerar características próprias de cada barra, como é o caso das penalidades (cc^{PEN}), consideradas na FO da Eq. 3.9, definidas em função do número de consumidores em cada barra (NC_i). O custo referente às penalidades é definido na próxima seção. A tarifa agora também pode ser considerada individualmente em cada barra, permitindo uma classificação mais precisa de acordo com o tipo de consumidor.

Ao modelar os custos e receitas envolvendo os consumidores, a restrição tradicional do DE de atendimento das cargas pode ser substituída por um indicador monetário. Dessa forma, as decisões de quando e onde cortar carga e também quanto cortar, são definidas principalmente¹³ pelo valor da energia que poderia estar sendo vendida, descontando o custo das fontes de geração custos das penalidades, como definido na Eq. 3.9. Com isso, além da característica dinâmica da rede elétrica, considera-se também a natureza fortemente dinâmica da parcela do sinal de preço do problema de FPOD-BP, associada aos consumidores. Ou seja, as penalidades e as receitas (energia vendida ao consumidor, com diferentes postos tarifários) variam em função do tempo.

No FPO as perdas não precisam mais ser estimadas separadamente, como no DE, podendo ser calculadas diretamente na Eq. 3.10, como apresentado na seção 3.5. Além da vantagem de calcular as perdas de maneira mais precisa no próprio FPO, é possível também agora considerar outras restrições, como limites de tensão, definido pela Eq. 3.13, e limites de linha, definida pelas Eq. 3.14 e 3.15. É possível ainda inserir uma

¹³Alguns cortes de carga podem ser realizados não pela redução de custos, mas para garantir restrições do SDEE, como limites de tensão, carregamento de alimentadores ou balanço de potência.

variável binária indicando o status da linha, representando chaves ou ordens emergenciais, estabelecendo os limites de fluxo de potência superior e inferior como zero caso desabilitada, ficando da seguinte forma para a potência ativa: $-\tau_k \cdot P_k^{max} \leq P_k \leq P_k^{max} \cdot \tau_k$. Restrições de queda de tensão nas linhas também podem ser inseridas, i.e., entre dois barramentos (i, j) , assim como restrições representando os reguladores de tensão e os SAEs, como apresentado na formulação matemática do capítulo 5.

3.4.1 Custo de penalidade

Em alguns casos a restauração de cargas pode ser parcial. Isso pode ocorrer devido a restrições elétricas, como balanço de potência, carregamento de alimentadores ou limites de tensão; ou por uma decisão do operador do SDEE visando a redução de custos, decidindo, por exemplo, por cortar alguma carga de menor prioridade para carregar uma bateria em um certo momento, para depois atender cargas mais críticas. De modo a avaliar a qualidade do serviço de uma concessionária de energia elétrica e a evitar danos a equipamentos e riscos à segurança causados por interrupções, o regulador do sistema, no Brasil representado pela ANEEL, aplica uma penalidade monetária (cc^{PEN}) à concessionária de energia, que pode ser paga ao próprio regulador do sistema e/ou diretamente ao consumidor. Ao se referir a cc^{PEN} (dado em $\$/[consumidores \cdot h]$), quanto maior a importância dos serviços de emergência, maior será o custo. É importante destacar aqui que esta penalidade é associada à importância do consumidor, sendo regulada pela ANEEL. Ela é implementada através de restrições e não deve ser confundida com o método de inserção de penalidades artificiais ('ruídos') no modelo matemático, de modo a representar o comportamento de uma restrição (YENIAY, 2005).

As penalidades aplicadas pelo órgão regulador visam reduzir a indisponibilidade do fornecimento de energia aos consumidores, associado aos seguintes fatores (ZOGRAFOS; DOULIGERIS; TSOUMPAS, 1998):

1. frequência de interrupções;
2. número de consumidores afetados pela interrupção;
3. duração da interrupção.

Segundo Zografos, Douligeris e Tsoumpas (1998), os dois primeiros fatores são associados ao projeto de construção, de reforço e políticas de manutenção da rede de distribuição, ou seja, relacionados à estrutura física da rede, o que não é abordado neste trabalho. O terceiro fator está relacionado às estratégias do serviço de emergência, que envolve o AOE. Como este estudo propõe integrar o reparo de OEs ao problema de

FPOD-BP, é utilizado como referência às penalidades o custo associado ao indicador de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC). O DIC é diferenciado por nível de tensão e tipo de consumidor, com residencial em baixa tensão ($V \leq 1 \text{ kV}$) e comercial e industrial em média ($1 \text{ kV} \leq V \leq 69 \text{ kV}$) ou alta ($69 \text{ kV} \leq V$) tensão, como definido por ANEEL (2019a, p. 66) e modelado pelas Eq. 5.3 a 5.6 na seção 5. Como ele é aplicado a cada consumidor, as barras que tiverem mais consumidores conectados terão uma maior penalidade associada, melhorando assim também os indicadores associados ao fator do item 2 no tempo, ou seja, minimizando o consumidor hora interrompido.

A continuidade do fornecimento de energia é avaliada no Brasil pela ANEEL através de diversos indicadores além do DIC. De modo a esclarecer ao leitor o porquê da escolha do DIC como critério de penalidade, segue algumas considerações acerca dos indicadores, com definições de ANEEL (2019a) e ANEEL (2020a):

- Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC) e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC): como já mencionado e definido por Zografos, Douligeris e Tsoumpas (1998), esses indicadores estão relacionados ao projeto de construção, de reforço e políticas de manutenção da rede de distribuição, não sendo o foco deste estudo. Eles são interessantes de se considerar em estudos de aumento da resiliência da rede, como abordado por Ma, Chen e Wang (2016), Ma et al. (2018), assim como em estudos de alocação de REDs visando reduzir impactos de faltas, abordado por Ma et al. (2018).
- Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC): conforme definido por ANEEL (2019a), este indicador representa a "duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora". Como já detalhado anteriormente, dentre os indicadores analisados, este é o que melhor representa a proposta deste trabalho, contabilizando qualquer interrupção de um ponto de conexão individual. Este é o nível de granularidade desejada neste estudo, permitindo realizar o cálculo de penalidades por barra, considerando-se ainda o número de consumidores em cada barra.
- Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC): este indicador considera a interrupção em um conjunto de unidades consumidoras, estando geralmente associado a alimentadores inteiros e, como definido por ANEEL (2020a), "conjuntos grandes podem abranger mais de um município". Apesar de se tratar de um importante indicador de qualidade, perde-se a precisão individual desejada para este estudo.
- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC): este indicador correspondente ao tempo da máxima duração

de interrupção contínua. Dessa forma, não apresenta o tempo total de interrupção, somente daquela com maior duração, não representando os objetivos deste estudo, onde é possível realizar diversos cortes de carga no período analisado, visando reduzir custos ou atender restrições. Este é um indicador de penalidade interessante para estudos onde o objetivo é o de minimizar a latência do atendimento, como definido na seção 4.2.

- Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI): este critério contabiliza as interrupções ocorridas somente em dias críticos, não considerando possíveis interrupções em dias normais, as quais podem ocorrer ao se formular o problema como FPOD-BP.

Apesar de os indicadores FIC, FEC, DEC, DMIC e DICRI não terem sido usados no estudo aqui apresentado, como visto, eles se relacionam fortemente com o problema emergencial, indicando um bom campo de análise em trabalhos futuros. Ressalta-se que, o DIC pode incluir OEs (ANEEL, 2019a), porém, não aquelas ocorridas em Dias Críticos¹⁴. Contudo, a formulação matemática da compensação do DIC e do DICRI são similares, como pode ser visto em ANEEL (2019a). A diferença é que o DICRI contabiliza os Dias Críticos e o DIC os demais, com cada um também possuindo o seu próprio limite de interrupção permitido, denominado como DIC_i^P para o DIC e $DICRI_i^P$ para o DICRI. Com isso, basta aplicar o respectivo limite permitido para o dia normal ou crítico, com a formulação matemática aqui apresentada sendo a mesma, como será visto nas Eq. 5.3 a 5.6 na seção 5.

Como visto, para resolver o problema de FPO, é necessário calcular o fluxo de potência, o qual pode ser resolvido de inúmeras maneiras. A seção a seguir apresenta a forma generalizada da modelagem utilizada neste trabalho para resolvê-lo, juntamente com suas vantagens e desvantagens.

3.5 RESOLVENDO O FLUXO DE POTÊNCIA

As formulações de fluxo de potência diferem bastante dependendo dos objetivos, conjunto de variáveis selecionadas e restrições. Em se tratando de REDs, o despacho deve ser atualizado e as restrições de operação da rede verificadas constantemente, principalmente para responder adequadamente à variabilidade e intermitência das fontes renováveis não despacháveis, assim como a possíveis variações de demanda. Em um

¹⁴Conforme definido em ANEEL (2018b), considera-se como Dia Crítico aquele "em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários."

cenário emergencial, as decisões de operação do sistema são de grande urgência, devendo serem tomadas o mais rapidamente possível. Este cenário também é de elevada criticidade, sendo desejável um bom nível de qualidade da solução de modo a mitigar os danos aos componentes elétricos e minimizar o desconforto aos clientes envolvidos, juntamente com o custo de operação do sistema. O balanço entre qualidade da solução e velocidade de resposta é uma decisão estratégica de cada operador do SDEE de acordo com o cenário e objetivos da concessionária de energia.

Como visto, é importante definir bem como o fluxo de potência será modelado, visando atender da melhor forma possível o objetivo desejado, não havendo um método universalmente melhor, mas sim, um método que melhor se adequa ao estudo realizado e objetivos almejados. Os problemas de fluxo de potência são de natureza não linear, e por isso, o fluxo de potência AC (do inglês, *alternating current (AC) power flow*) reflete melhor as suas características (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a; ZHU, 2015), como as perdas, em relação às abordagens lineares, sendo assim mais preciso (ABDI; BEIGVAND; SCALA, 2017). Porém, ao ser estendido ao problema mais complexo de FPO, por ser não linear e não convexo (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a), a taxa de convergência pode ser lenta (ZHU, 2015; JAMALZADEH; HONG, 2018), exigindo um elevado tempo computacional em comparação aos modelos lineares (ZHU, 2015; JAMALZADEH; HONG, 2018).

A otimização global¹⁵ do FPO utilizando modelos não lineares é muitas vezes impraticável (HENTENRYCK; COFFRIN; BENT, 2011; CAIN; ONEILL; CASTILLO, 2012). Kim et al. (2020) apresentam uma análise onde é resolvido o problema de FPOD em MGs com REDs (2 e 20 SAEs, 5 GDDs, 1 EOL e 8 FV), com o problema formulado como PNLIM, considerando diversos horizontes de planejamento, dentre eles um de 24 h, se aproximando do trabalho aqui proposto em cenários de operação normal, i.e., sem o problema de AOE. Contudo, o autor não considera múltiplas fases, simplificando assim o problema. Nele o autor faz uma análise comparativa entre o método de solução proposto por ele utilizando DBG-OCD e outras alternativas, dentre elas duas resolvendo o PNLIM original, uma com o *solver* KNITRO (ARTELYS, 2020) e outra com o *solver* BONMIN (BONAMI; LEE, 2011). A análise, realizada em uma rede de pequeno porte de 15 barras, mostra que os *solvers* não foram capazes de convergir em um tempo computacional razoável. Somente o *solver* BONMIN conseguiu convergir, e apenas no cenário com 2 SAEs, após 10 h, obtendo uma solução de melhor qualidade do que os demais métodos.

O'Neill, Castillo e Cain (2012a) apresentam um estudo detalhado acerca da complexidade computacional do problema de FPO, abordando um modelo de FPO linear e outro não linear, ambos detalhados em O'Neill, Castillo e Cain (2012b). Os autores

¹⁵Considera-se aqui como otimização global a melhor solução dentro do espaço de soluções do problema com os parâmetros assumidos na respectiva modelagem, não necessariamente correspondendo à solução ótima global do problema real.

resolvem os problemas utilizando diversos *solvers* lineares¹⁶ e não lineares¹⁷ e realizam testes em redes de diversos tamanhos¹⁸, comparando a qualidade das soluções e tempos computacionais. Segundo os resultados, de forma geral a aproximação linear é mais robusta e rápida que a não linear, encontrando uma solução ótima ou quase ótima e viável em praticamente todos os problemas e pontos de partida¹⁹. Já a precisão do modelo não linear é maior quando a solução ótima é encontrada, porém, muitos *solvers* falharam em convergir em diversos pontos de partida.

Apesar de perder precisão na aproximação do problema real, o fluxo de potência linear é uma ferramenta poderosa que pode ser facilmente incorporada aos modelos e aplicações de FPO, com grandes vantagens:

- É confiável, especialmente em relação à convergência (ALSAÇ et al., 1990; ZHU, 2015; FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a).
- Pode identificar rapidamente a inviabilidade, possibilitando que estratégias apropriadas sejam aplicadas (ALSAÇ et al., 1990; ZHU, 2015; FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a).
- Elevada velocidade de cálculo (ALSAÇ et al., 1990; FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a).
- como as formulações de programação linear são convexas, com suficiente tempo computacional, a solução ótima global²⁰ do problema linearizado é garantida (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a; LI; SHAHIDEHPOUR, 2005), ou uma com uma tolerância pré-definida.
- Permite conhecer a qualidade da solução dos problemas de PLIM, dada pelo *Gap* de integralidade. O *Gap* é definido como $(SOL_{PLIM} - SOL_{PL})/SOL_{PLIM}$, onde SOL_{PLIM} representa a melhor solução inteira encontrada do problema de PLIM (melhor limite inferior) e SOL_{PL} a melhor solução do problema PLIM relaxado como PL (melhor limite superior), i.e., com as variáveis inteiras relaxadas como variáveis contínuas, podendo assumir qualquer valor entre 0 e 1 (OSTROWSKI; ANJOS; VANNELLI, 2012; LI; SHAHIDEHPOUR, 2005; RAMASWAMY et al., 2015). Conhecer o *Gap* possibilita tomar decisões

¹⁶Os *solvers* lineares utilizados pelos autores são: GUROBI e CPLEX.

¹⁷Os *solvers* não lineares utilizados pelos autores são: CONOPT, SNOPT, MINOS, IPOPT e KNITRO.

¹⁸As redes analisadas pelos autores são: 14-barras, 30-barras, 57-barras, 118-barras, e 300-barras.

¹⁹Cada problema foi resolvido considerando 10 pontos de partida, sendo 1 deles '*flat*' start, i.e., magnitude de tensão=1 e ângulo=0, e os outros 9 com valores de magnitude e ângulo das tensões aleatórios.

²⁰Considera-se aqui como solução ótima global a melhor solução do espaço de soluções do problema linearizado com as aproximações assumidas, como por exemplo, a linearização da tensão e a desconsideração das perdas. A solução ótima global do problema linearizado não necessariamente corresponde à solução ótima global do problema não linear original (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a).

estratégicas como, por exemplo, decidir continuar ou não a busca por uma solução melhor, dado o tempo computacional para alcançar o *Gap* atual.

Devido à sua velocidade, o fluxo de potência linear DC (do inglês, *Direct Current power flow*), é muito utilizado para operações como reconfiguração de rede e no UC ou despacho de gerações em redes de transmissão, como no trabalho de Arab et al. (2016). Porém, como considera somente potência ativa, desconsidera a resistência (significativa em redes de distribuição) e variações nas tensões (GAN; LOW, 2014; FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a), não é indicado para sistemas de distribuição. Já Baran e Wu (1989a, 1989b) apresentam um fluxo de potência para sistemas de distribuição radiais unifilares, chamado de DistFlow, que considera tais fatores. As Eq. 3.16 a 3.18 apresentam a sua formulação, seguindo também definições de Robbins e Domínguez-García (2016).

$$P_k^K = \sum_{\forall l \in \Upsilon^K(j, \cdot)} P_l^K + P_j^L + R_k \cdot \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_i^2}, \forall i, j \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K(i, j) \quad (3.16)$$

$$Q_k^K = \sum_{\forall l \in \Upsilon^K(j, \cdot)} Q_l^K + Q_j^L + X_k \cdot \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_i^2}, \forall i, j \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K(i, j) \quad (3.17)$$

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(R_k \cdot P_k + X_k \cdot Q_k) - (R_k^2 + X_k^2) \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_i^2}, \forall i \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K(i, j) \quad (3.18)$$

onde k é a linha conectando as barras i e j , R_k e X_k são respectivamente a resistência e reatância de Z_k . O termo $\frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_i^2}$ representa as perdas na linha k . Baran e Wu (1989a, 1989b) propõem ainda uma aproximação linear para o modelo, chamada de DistFlow simplificado, a qual desconsidera os termos associados às perdas, resultando nas Eq. 3.19 a 3.21.

$$\sum_{\forall k \in \Upsilon^K(\cdot, j)} P_k^K = \sum_{\forall l \in \Upsilon^K(j, \cdot)} P_l^K + P_j^L, \forall i, j \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K(i, j) \quad (3.19)$$

$$\sum_{\forall k \in \Upsilon^K(\cdot, j)} Q_k^K = \sum_{\forall l \in \Upsilon^K(j, \cdot)} Q_l^K + Q_j^L, \forall i, j \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K(i, j) \quad (3.20)$$

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(R_k \cdot P_k + X_k \cdot Q_k), \forall i \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K(i, j) \quad (3.21)$$

As formulações apresentadas por Baran e Wu (1989a, 1989b) foram modeladas para sistemas unifilares equilibrados. Contudo, as redes de distribuição são inerentemente trifásicas e desequilibradas, com o desequilíbrio estando atrelado a (DALL'ANESE; ZHU; GIANNAKIS, 2013; ABDI; BEIGVAND; SCALA, 2017):

- cargas monofásicas desiguais em cada fase;
- cargas bifásicas ou trifásicas desequilibradas;

- espaçamentos desiguais entre condutores dos segmentos de linha;
- alimentadores trifásicos não transpostos;
- existência de linhas laterais monofásicas.

Além dos fatores de desequilíbrio já citados, as GDs monofásicas podem aumentar ainda mais o desbalanço da rede se não gerenciadas corretamente pelo operador do SDEE (ZHU, 2015). Assim sendo, para se aproximar do comportamento real das redes, as abordagens de otimização devem fazer uso de modelos equivalentes trifásicos. Com isso em mente, Gan e Low (2014) estenderam o modelo de Baran e Wu (1989a) para redes trifásicas, desenvolvendo o modelo de fluxo de potência trifásico linearizado (do inglês, *Linearized Power Flow* - LPF). A linearização assume que as perdas nas linhas são baixas em comparação ao fluxo de potência total das linhas, sendo desconsideradas. O LPF é implementado neste trabalho através das restrições da Eq. 5.8 a 5.24.

Dessa forma, o modelo de fluxo de potência aqui utilizado é formulado como trifásico desbalanceado, sendo efetivo em sistemas de distribuição pois considera os desbalanços naturais entre as fases, possibilitando explorar melhor os recursos de potência ativa/reactiva em cada fase, como um banco de capacitor monofásico ou uma pequena geração monofásica. O modelo LPF foi amplamente testado e usado em sistemas de distribuição radial em trabalhos anteriores, fornecendo resultados precisos (CHEN et al., 2018, 2019; ARIF et al., 2019). Como poderá ser observado nas equações apresentadas no capítulo 5, nos modelos desbalanceados um número maior restrições e variáveis devem ser tratadas, aumentando a complexidade computacional.

4 RESTAURAÇÃO E REPARO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

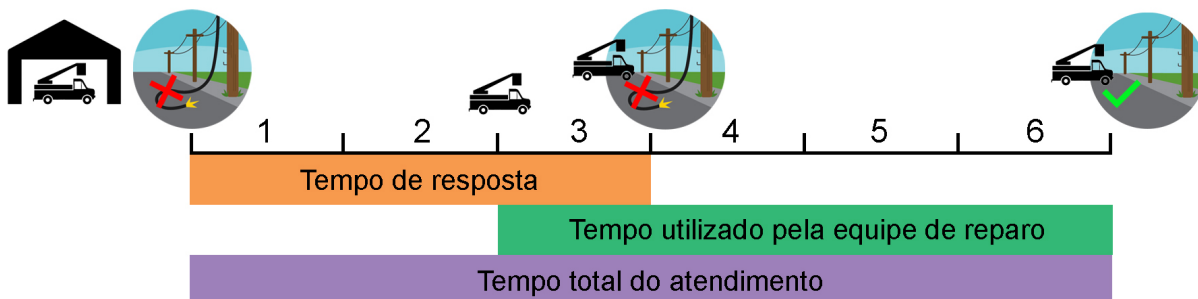
Quando ocorre uma falta, o serviço de restauração e reparo de emergência deve ser realizado, visando reduzir o número de clientes afetados e os seus respectivos tempos de interrupção. Seguindo as definições de Perrier et al. (2013b), Zidan et al. (2016), Zografos, Douligeris e Tsoumpas (1998), Čurčić et al. (1995) e Lindenmeyer, Dommel e Adibi (2001), no momento em que ocorre uma falta no sistema elétrico, os seguintes procedimentos emergenciais devem ser executados, ilustrados também na Fig. 4.1:

1. Atuação do sistema de proteção: redes de distribuição radiais permitem sistemas de proteção menos complexos e em menor número, contudo, devido à essa configuração de rede, na ocorrência de uma falta o sistema de proteção elimina a falha e interrompe não só a área afetada, mas todos os consumidores no alimentador a jusante do equipamento de proteção.
2. Notificação da falta e diagnóstico prévio da falha: a notificação da falta pode ser realizada por equipamentos controlados remotamente, como religadores ou chaves, ou ainda por ligações de consumidores afetados. Na etapa de diagnóstico, os dados disponíveis no centro de operação sobre o status da rede devem ser processados e interpretados. Em alguns casos, o diagnóstico da falta deve ainda ser confirmado por inspeções *in loco* pelas equipes de reparo.
3. Despacho das equipes de reparo: a partir do diagnóstico do estado operacional da rede realizado pelo centro de operação do SDEE, considerando-se ainda outras possíveis OEs simultâneas; realiza-se o AOE para um dado horizonte de planejamento (e.g. 24h). Em seguida realiza-se o despacho e deslocamento das equipes aos locais das faltas.
4. Localização e isolamento da falta: a localização do elemento danificado na área afetada pode ser realizado por leituras de equipamentos controlados remotamente, por ligações dos consumidores ou pelas equipes de reparo no local. Em seguida, é realizado o isolamento dos alimentadores afetados pela falta, abrindo as chaves tanto à jusante quanto à montante mais próximas ao local do defeito e, se possível, religando o equipamento de proteção ou disjuntor que ativou para a falta. Dessa forma, os elementos saudáveis da rede podem ser colocados de volta em operação. As manobras podem ser realizadas por equipamentos telecomandados ou por chaves manuais, operadas pelas equipes de campo.
5. Restauração do sistema: reconfiguração temporária do SDEE de modo a restaurar parcialmente ou totalmente as cargas afetadas. Verifica-se a

transferência de cargas de trechos saudáveis da área afetada para outros alimentadores da rede através de reconfigurações, ou o atendimento delas por MGs operando de forma ilhada da rede principal, utilizando os REDs presentes na região como *backup*; satisfazendo restrições topológicas e elétricas.

6. Reparo dos elementos afetados: equipes de campo reparam os elementos danificados, com um tempo de serviço associado, e retornam o sistema ao seu estado operacional normal o mais rapidamente possível.

Figura 4.1 – Procedimentos emergenciais.



Fonte: Próprio autor.

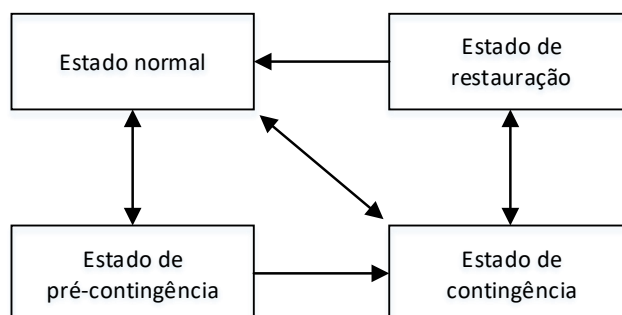
Enquanto as equipes designadas ao atendimento não finalizam o reparo na rede na etapa 6, após a região afetada pela falta ser isolada na etapa 4, cargas podem ser restauradas por reconfiguração ou por operação ilhada. A seção a seguir detalha o problema de restauração da etapa 5.

4.1 O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Para fins de análise do problema de restauração, quatro estados operacionais do sistema de distribuição podem ser identificados (ĆURČIĆ et al., 1995). A Fig. 4.2 apresenta estes estados, juntamente com a relação entre eles, sendo definidos da seguinte maneira:

- Estado normal: todos os equipamentos operam normalmente, sem contingência. O objetivo do operador é melhorar a eficiência de operação da rede. Gerações são despachadas visando minimizar o custo de operação e reconfigurações podem ser realizadas visando, por exemplo, minimizar perdas e melhorar o balanço de carga.

Figura 4.2 – Estados operacionais de um sistema de distribuição.



Fonte: Adaptado de Ćurčić et al. (1995).

- Estado de pré-contingência: neste estado restrições operacionais estão em risco. Por exemplo, um elemento da rede está no limiar de ficar sobrecarregado, com o equipamento de proteção prestes a atuar. Neste estado são realizadas ações preventivas para que o sistema volte ao seu estado operacional normal. Tais ações podem ser, por exemplo, a transferência/corte de carga ou aumento do despacho de alguma geração em uma região para aliviar o fluxo de potência vindo de outra.
- Estado de contingência: se um equipamento da rede sai de operação, seja por sobrecarga ou por falha, a rede entra em estado de contingência. Se a causa da contingência foi resolvida, como por exemplo aliviar a carga no equipamento, o sistema pode retornar diretamente ao estado de operação normal. Se ele estiver danificado, enquanto não for reparado ou substituído o sistema não pode voltar ao estado operacional normal. Como visto, os procedimentos emergenciais envolvidos neste caso são vários, podendo demorar várias horas (ĆURČIĆ et al., 1995).
- Estado de restauração: se o sistema sofrer uma falta de média ou longa duração (minutos ou horas), é aplicado um processo de restauração do sistema. Após a falta ser isolada, alguns ou todos os consumidores a montante¹ da falta podem ser restabelecidos pelo suprimento da própria subestação principal ao religar o equipamento de proteção atuado. Os demais interrompidos, e que estão em um trecho saudável da rede, i.e., isolados da falta, podem ser restabelecidos basicamente por dois meios: (1) reconfiguração da rede por caminhos alternativos e (2) atendimento por MG de forma ilhada da rede principal. O sistema passa então a operar no estado de restauração, que é a melhor forma de operação possível com os elementos da rede não afetados

¹Consumidores a montante da falta se refere àqueles localizados entre a falta e a subestação principal.

pela falta. Se ocorrer mais alguma falta durante o estado de restauração, o sistema volta ao estado de contingência.

Dessa forma, o problema de restauração pode ser entendido como uma ação emergencial em que se configura temporariamente a rede até que a falta seja reparada e o sistema possa então voltar ao seu estado de operação normal (ĆURČIĆ et al., 1995; PERRIER et al., 2013b), melhorando assim a sua confiabilidade. Segundo os trabalhos de revisão da literatura de Sudhakar e Srinivas (2011), Perrier et al. (2013b), Liu, Fan e Terzija (2016) e Chakrabarty, Sarkar e Basak (2020), os principais objetivos e restrições do problema de restauração podem ser definidos como apresentados na Tabela 4.1, detalhados nas seções seguintes.

Tabela 4.1 – Principais objetivos e restrições do problema de restauração

Objetivos	Restrições
maximizar as cargas restauradas das áreas isoladas	sobrecarga em linhas e outros equipamentos
minimizar o tempo de duração do processo de restauração	limites de tensão
minimizar o número de chaveamentos	balanço de potência entre geração e carga
minimizar as perdas da configuração resultante	frequência
minimizar uma função de custo	radialidade
	limites de potência dos geradores
	taxa de rampa de subida/descida de potência dos geradores
	estado de carga dos SAEs

Fonte: Adaptado de Sudhakar e Srinivas (2011), Perrier et al. (2013b), Liu, Fan e Terzija (2016), Chakrabarty, Sarkar e Basak (2020).

4.1.1 Principais objetivos do problema de restauração

Maximizar as cargas restauradas: este objetivo, juntamente com o de minimizar o tempo do processo de restauração, são considerados os objetivos primários de um sistema de restauração, os quais melhoram a confiabilidade do serviço de distribuição (ĆURČIĆ et al., 1995; MOREIRA; RESENDE; LOPES, 2007; PERRIER et al., 2013b; LIU; FAN; TERZIJA, 2016; CHAKRABARTY; SARKAR; BASAK, 2020; HSU et al., 1992). Maximizar as cargas restauradas é o objetivo mais abordado pela literatura (ĆURČIĆ et al., 1995; SUDHAKAR; SRINIVAS, 2011; PERRIER et al., 2013b), geralmente atribuindo prioridades às cargas, gerando uma hierarquia no processo de restauração (ĆURČIĆ et al., 1995; PERRIER et al., 2013b). Este objetivo também pode ser apresentado em forma de minimização de cargas não restauradas (LIU; FAN; TERZIJA, 2016; CHAKRABARTY; SARKAR; BASAK, 2020). Um maior nível de restauração de cargas pode ser alcançado ao considerar a variação de carga durante o período de restauração (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012), como proposto neste trabalho. Outra forma de maximizar as cargas restauradas é através da alocação ótima de chaves (ZIDAN et al., 2016), como

apresentado por Bernardon et al. (2011), permitindo uma maior granularidade na decisão de transferência de blocos de carga.

Minimizar o tempo do processo de restauração: O processo de encontrar uma solução de restauração e colocá-la em operação deve ser realizado o mais rapidamente possível (MOREIRA; RESENDE; LOPES, 2007; ĆURČIĆ et al., 1995; LIU; FAN; TERZIJA, 2016). Para isso, alguns fatores devem ser cuidados, como: velocidade do algoritmo de restauração; número de chaveamentos, com distinção entre chaves telecomandadas e manuais; e rampas de acionamento de geradores. O tempo que o algoritmo de restauração vai dispor para encontrar soluções vai depender dos critérios de parada estabelecido, podendo ser, por exemplo, em função de tempo limite (ARIF et al., 2019; CHEN et al., 2019; HENTENRYCK; COFFRIN; BENT, 2011), valor monetário (MA; CHEN; WANG, 2016), número de tentativas (ARIF et al., 2019), ou em função do *Gap* de otimalidade (CHEN et al., 2019; LEI et al., 2018; ZHANG; LI; YUAN, 2018). No algoritmo proposto neste trabalho, os critérios de parada envolvem tempo computacional, número de soluções, *Gap* de otimalidade e melhora da solução, monitorados dinamicamente através de sucessivas iterações.

Minimizar o número de chaveamentos: esse objetivo visa atender três fatores principais: (1) reduzir o tempo de restauração, (2) aumentar a vida útil dos equipamentos e (3) evitar problemas na operação (HSU et al., 1992; ĆURČIĆ et al., 1995; ZIDAN; EL-SAADANY, 2012). O primeiro fator está associado ao fato de que, para manobrar chaves manuais, é necessário enviar equipes de campo ao local, o que demanda tempo de deslocamento e de manobra (PERRIER et al., 2013b; ĆURČIĆ et al., 1995; HSU et al., 1992; ZIDAN; EL-SAADANY, 2012). O segundo fator está associado ao desgaste natural do equipamento (HSU et al., 1992) e o terceiro associado à possibilidade de surtos de comutação, ao risco de falhas na operação e ao número de distúrbios transitórios no sistema devido a múltiplas operações de comutação. Minimizar os chaveamentos também acarreta em uma configuração de rede mais próxima da original, o que torna mais fácil o retorno para a configuração normal após o reparo da falta (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012; HSU et al., 1992).

Minimizar as perdas: apesar de ser um objetivo importante no estado operacional normal da rede, a redução de perdas no período de restauração é muitas vezes negligenciada, já que o ganho é pequeno e pode entrar em conflito com os demais objetivos, como maximização de cargas restauradas e minimização de chaveamentos (ĆURČIĆ et al., 1995; ZIDAN; EL-SAADANY, 2012). Muitos autores também maximizam o balanceamento das cargas entre as fases visando minimizar as perdas e melhorar os níveis de tensão (PERRIER et al., 2013b; SUDHAKAR; SRINIVAS, 2011).

Minimizar uma função de custos: os objetivos mencionados podem também ser modelados em função de custos, como proposto neste trabalho. Isso permite colocá-los na mesma base comparativa, representando mais adequadamente as preferências entre

diferentes critérios como, por exemplo, potência da carga, importância do consumidor, número de consumidores envolvidos, tempo de restauração e chaveamentos. As cargas não restauradas são associadas à uma penalidade (SUDHAKAR; SRINIVAS, 2011), neste estudo representado pelo DIC, como detalhado na seção 3.4.1. Além disso, como explicado na seção 3.3.1, há também uma receita associada à venda de energia aos consumidores restabelecidos. Se o processo de restauração demorar muito tempo, os custos das cargas não restauradas poderão ser aplicados. No Brasil, toda interrupção maior que 3 minutos é contabilizada (ANEEL, 2018b). Os chaveamentos também podem ser modelados como custos, refletindo os custos de manutenção, de despacho das equipes de campo para chaves manuais e os associados à redução da vida útil das chaves (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012). Os custos das perdas são associados ao custo de geração de energia que não é entregue aos consumidores, dado em $R\$/kWh$.

4.1.2 Principais restrições do problema de restauração

Sobrecarga em linhas e outros equipamentos: limites de corrente ou potência em linhas e potência em transformadores são geralmente adotados para protegê-los de sobreaquecer (ĆURČIĆ et al., 1995; DALL'ANESE; ZHU; GIANNAKIS, 2013). Há uma tendência em permitir uma sobrecarga em equipamentos como linhas ou transformadores durante o período da falta, possibilitando restaurar mais cargas (PERRIER et al., 2013b; ĆURČIĆ et al., 1995). Contudo, como a falta pode durar algumas horas, a sobrecarga não pode ser muito elevada, podendo danificar seriamente os equipamentos, além disso, o sistema de proteção também deve ser configurado para operar neste novo patamar (ĆURČIĆ et al., 1995). Considerar a variação de carga durante o período de restauração, além de maximizar as cargas restauradas, também auxilia a não violar as restrições de carregamento de linha e níveis de tensão (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012).

Tensão, frequência e balanço entre geração e carga: a restauração de muitos blocos de carga simultaneamente pode acarretar em tensões transitórias de elevada magnitude nos chaveamentos, podendo danificar o isolamento do equipamento (ADIBI; KAFKA, 2000). Após a transferência de uma grande potência de carga, pode haver também o afundamento da tensão e da frequência (LIU; FAN; TERZIJA, 2016; ADIBI; KAFKA, 2000; LINDENMEYER; DOMMEL; ADIBI, 2001). Por esses motivos, a restauração de cargas é geralmente feita em etapas, restaurando blocos de carga com tamanho suficiente para que possam ser acomodados pela inércia do sistema restaurado, mantendo estável a frequência através do balanço entre geração e demanda; e a tensão verificando a relação entre potência ativa e reativa e ajustando tap de transformadores (ADIBI; KAFKA, 2000; LIU; FAN; TERZIJA, 2016). Com isso garante-se a estabilidade do sistema e se atende às configurações dos relés de frequência (ADIBI; KAFKA, 2000).

Contudo, se os blocos de carga restauradas forem muito pequenos, aumentará o número de chaveamentos, afetando os fatores (1), (2) e (3) do objetivo de chaveamentos (LIU; FAN; TERZIJA, 2016; ADIBI; KAFKA, 2000).

No estudo aqui apresentado, assim como nos trabalhos de Arif et al. (2019), Chen et al. (2019), Lei et al. (2018) e Lin et al. (2019), será abordado o problema de restauração em regime permanente, não analisando características transitórias. Além disso, assim como no trabalho de Yang, Dehghanian e Nazemi (2020), assume-se que o SDEE é equipado com equipamentos de proteção que se adequam dinamicamente em resposta às condições operacionais do sistema, podendo, por exemplo, possuir diferentes configurações de proteção e seletividade definidas a priori, acionadas por um algoritmo de acordo com a configuração de rede.

Radialidade: apesar de a rede de distribuição poder operar com uma topologia fracamente malhada por um curto intervalo de tempo, geralmente durante chaveamentos visando evitar interrupções momentâneas de cargas durante reconfigurações; deseja-se que a operação, tanto da rede principal quanto das MGs ilhadas, seja com uma topologia radial, o que facilita na localização e isolamento de faltas e também na coordenação de equipamentos de proteção (ĆURČIĆ et al., 1995; LEI et al., 2018; PERRIER et al., 2013b). Neste trabalho esta restrição é garantida por não haver reconfiguração da rede além da abertura de chaves para isolar o local do defeito e restauração da linha afetada ao estado original após o reparo.

Limites de potência dos REDs e taxa de rampa de subida/descida de potência dos geradores: restrições de limites de potência e de taxa de rampa preservam a vida útil dos geradores e SAEs, garantindo os seus limites físicos (XIA; ELAIW, 2010; ARIF; WANG, 2016). As taxas de rampa são restrições operacionais dinâmicas, com os geradores devendo ser coordenados considerando múltiplos períodos de tempo (LEE; LEMONIDIS; LIU, 1994). As taxas de rampa também aumentam significativamente o espaço de estados e, com isso, a complexidade computacional (LEE; LEMONIDIS; LIU, 1994).

Estado de carga dos SAEs: o estado de carga é a energia nominal ainda disponível para uso em um SAE (e.g. bateria), um fator importante para o controle da degradação do SAE (HAIDER; KIM, 2016) e também de grande influência na autonomia da MG (OLIVEIRA et al., 2015; ARIF; WANG, 2016).

Os consumidores interrompidos a jusante da falta podem ser restaurados por reconfiguração da rede (conectando-se à subestação principal ou alguma de uma rede vizinha) ou por MG operando de forma ilhada. Essas duas opções são apresentadas a seguir.

4.1.3 Reconfiguração de rede

Após a falta ser isolada e, se a falta não for na saída da subestação, o equipamento de proteção for religado, restaurando os consumidores a montante da falta, os consumidores a jusante da falta² podem ser restabelecidos reconfigurando a rede, seguindo as seguintes etapas (CHEN; LIN; TSAI, 2002):

1. As cargas desenergizadas só podem ser restauradas por um alimentador auxiliar fechando uma chave normalmente aberta entre os dois alimentadores. O alimentador auxiliar e o transformador principal³ não devem ficar sobrecarregados após a transferência das cargas interrompidas.
2. Se o transformador principal, que supre os alimentadores auxiliares, não possui capacidade suficiente para suprir a zona interrompida, deve-se transferir parcialmente ou totalmente as cargas aos transformadores vizinhos.
3. Se o problema de sobrecarga não puder ser resolvido totalmente pelas transferências das etapas anteriores, o procedimento de corte de carga é então realizado, de acordo com a prioridade de cada consumidor, antes que a restauração seja executada.

O processo de reconfiguração deve ainda seguir restrições como as já mencionadas na seção 4.1.2. Como as restrições de reconfiguração e isolamento podem ser modeladas como um bloco de equações a parte, não afetando a operação do sistema proposto neste trabalho e, visto que se tratam de problemas que devem ser tratados com uma grande profundidade, optou-se por não abordá-los nesta tese, ficando como sugestão explorar o assunto em trabalhos futuros. Para mais detalhes acerca do problema, recomenda-se os trabalhos de Yang, Dehghanian e Nazemi (2020), Lin et al. (2019), Ramaswamy et al. (2015) e Arif et al. (2017), os quais abordam o problema de reconfiguração em cenários de operação similares aos aqui explorados.

4.1.4 Operação ilhada por MG

O surgimento de MGs nas redes de distribuição aumentam a capacidade de *self-healing*⁴ das redes, reduzindo o impacto de interrupções (LIU; FAN; TERZIJA, 2016). Uma MG pode ser definida como um pequeno sistema de distribuição ("célula") composta

²Consumidores a jusante da falta se refere àqueles localizados entre a falta e as extremidades da rede radial.

³Transformador principal aqui se refere àquele suprido pela subestação da configuração de rede original.

⁴A auto regeneração (do inglês *self-healing*) se refere à capacidade de um sistema, após a ocorrência de uma falta, realizar ações corretivas de forma automática e inteligente, de modo a restaurar o sistema ao melhor estado possível, sem violar nenhuma restrição (ZIDAN; EL-SAADANY, 2012).

por um conjunto de REDs e cargas, controláveis ou não, além de sistemas de controle de tensão, corrente e balanço de potência (OLIVARES et al., 2014). Dessa forma, em situação de contingência, os REDs, com elevada penetração no SDEE (HATZIARGYRIOU et al., 2007), podem ser usados para atender parcialmente ou totalmente as cargas desenergizadas localizadas em uma região afetada pela interrupção no fornecimento de energia, funcionando como um sistema de *backup*. Nesta condição, a MG opera-se de forma ilhada da rede principal, i.e., isolada eletricamente (OLIVARES et al., 2014; NIKMEHR; Najafi Ravadanegh, 2015; JIAYI; CHUANWEN; RONG, 2008), respeitando ainda restrições como as apresentadas na seção 4.1.2.

Devido ao menor número de variáveis nas MGs operando ilhadas (GDs, cargas e chaves), o procedimento de restauração é mais simples (MOREIRA; RESENDE; LOPES, 2007). Por outro lado, dificilmente encontra-se máquinas síncronas em uma MG, que são responsáveis pelo controle de tensão e frequência em sistemas convencionais. Com isso, o balanço de potência de geração e demanda e o controle da estabilidade pode ser realizado por SAEs (e.g. baterias, supercapacitores e *flywheels*) (MOREIRA; RESENDE; LOPES, 2007; MOREIRA; LOPES, 2012; BASAK et al., 2012). Além disso, para garantir a estabilidade da MG, caso a geração da ilha não seja suficiente para atender a demanda, cargas com menor prioridade poderão ser cortadas.

Como a operação ilhada das MGs podem aumentar a confiabilidade da rede, há uma tendência mundial em usar esse modo de operação na ocorrência de uma falta, situação em que o sistema de proteção deve desconectar a MG da rede principal e mudar para o modo ilhado (BASAK et al., 2012; MOREIRA; LOPES, 2012). No entanto, atualmente no Brasil, segundo as normas estabelecidas no Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2017a), todos os acessantes (consumidores) que possuem um RED devem instalar um sistema de proteção anti-ilhamento, garantindo que, na ocorrência de uma falta, haja a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora. Ou seja, não é permitida a operação ilhada de REDs conectados à rede de distribuição. Contudo, o Módulo 3 do PRODIST da ANEEL que trata do acesso ao sistema de distribuição, em específico na seção 3, item 4.19, estabelece que:

As distribuidoras, de comum acordo com as centrais geradoras de energia e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, quando couber, podem estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, observando os procedimentos operativos constantes do Módulo 4 – Procedimentos Operativos. (ANEEL, 2017a, p. 7).

Já a seção 3 do Módulo 4 do PRODIST (ANEEL, 2010a, p. 23) estabelece, entre outras condições para a operação ilhada, que a central geradora é responsável pelo controle de frequência da parcela eletricamente isolada, a qual deve ser dotada de controle

automático de geração. Ainda segundo ANEEL (2010a), a distribuidora deve realizar estudos e instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada.

Como neste trabalho assume-se que a concessionária controla os REDs, seja por contrato com os clientes ou por ser proprietária dos REDs, há a possibilidade de aplicar a formulação aqui proposta, a qual considera a operação ilhada, no Brasil. A sequência de etapas da operação ilhada de uma MG pode ser definida da seguinte forma (DRIZARD et al., 2016; ADIBI; KAFKA, 2000; LIU; FAN; TERZIJA, 2016):

1. ocorrência da falta;
2. isolamento da falta;
3. desconexão dos REDs;
4. análise de restauração da rede principal;
5. *black-start*⁵;
6. reconexão das gerações renováveis e as demais que não possuem *black-start* à MG;
7. operação ilhada;
8. sincronização/acoplamento da MG à rede principal.

Após a ocorrência e o isolamento da falta nas etapas 1 e 2, o sistema de proteção anti-ilhamento desconecta todos os REDs presentes na região interrompida, realizado na etapa 3. Na etapa 4 é feita a análise de restauração das cargas por reconfiguração da rede. Após isso, as etapas 5 e 6 realizam a restauração pela operação ilhada. Na etapa 5 é realizado o *black-start* de gerações como PCH, diesel, turbinas a gás e SAE para estabilizar tensão e frequência e permitir então a conexão de fontes renováveis (DRIZARD et al., 2016; ADIBI; KAFKA, 2000; LIU; FAN; TERZIJA, 2016; THALE; AGARWAL, 2011). Na etapa 6 reconecta-se as gerações renováveis e as demais sem *black-start*, como turbinas a vapor. As etapas 5 e 6 deverão ser coordenadas com a restauração de cargas de modo a manter a estabilidade dos geradores (ADIBI; KAFKA, 2000; LIU; FAN; TERZIJA, 2016). A etapa 7 é a operação ilhada propriamente dita, que pode durar enquanto houver potência sendo fornecida pelos geradores e SAEs ou até o reparo da falta ser realizado. Assim que a falta é reparada, para evitar o desligamento da rede principal, é realizado na etapa 8 a sincronização entre a rede principal e a MG, para em seguida acoplá-las (DRIZARD et al., 2016).

Para mais detalhes acerca da operação de MG nos modos ilhado e conectado à rede, recomenda-se os trabalhos de Basak et al. (2012), Bakar et al. (2017), Arif e Wang

⁵*Black-start* se refere à capacidade de um gerador desligado de acionar sem fonte de geração externa (IEEE, 2011; LIU; FAN; TERZIJA, 2016).

(2016), Moreira, Resende e Lopes (2007), Moreira e Lopes (2012), Oliveira et al. (2015), Jiayi, Chuanwen e Rong (2008), Lopes et al. (2005) e IEEE (2011).

Neste trabalho é proposta uma formulação unificada para os problemas de FPOD-BP (o qual incorpora também a etapa de restauração) e de AOE, com as topologias dessas MGs podendo ser agregadas dinamicamente em função dos reparos de linhas que permitem a conexão entre duas ou mais MGs. Em um ambiente de *smart grid*, com grande presença de sensores e equipamentos telecomandados, as etapas de localização e isolamento da falta e restauração do sistema, respectivamente etapas 4 e 5 dos procedimentos emergenciais apresentados no início deste capítulo, podem ser feitas pelo próprio centro de operação do SDEE, antes do despacho das equipes de reparo, ficando a seguinte sequência de procedimentos emergenciais: 1-2-4-5-3-6. Este é o ambiente assumido neste trabalho, com as equipes de reparo indo ao local somente para realizar os reparos propriamente ditos, e não a abertura/fechamento de chaves manuais. Com isso, a decisão do problema de agendamento dos reparos da etapa 3 é tomada juntamente com a decisão da etapa 5, i.e., é realizada a co-otimização dos problemas de FPOD-BP e AOE.

4.2 O PROBLEMA DE AGENDAMENTO DOS REPAROS

Após a ocorrência de uma falta no SDEE, gerando uma OE, o operador do SDEE efetua o agendamento dessa OE e de outras simultâneas se houver, obtendo-se assim uma rota para as equipes realizarem os reparos. Os objetivos clássicos são o de minimizar o tempo de interrupção dos consumidores e os custos que essas interrupções trazem à operação do SDEE, relacionados à não venda de energia e penalidades (PERRIER et al., 2013b; SCHMITZ; BARRIQUELLO; GARCIA, 2018). De modo a deixar clara a diferença entre roteamento, agendamento (enfoque deste trabalho) e alocação, esta seção apresenta uma breve definição desses problemas no reparo de redes elétricas, seguido da classificação das OEs, das equipes de reparo e do problema de agendamento para o estudo aqui proposto.

Dado: Um conjunto de tarefas (e.g. OEs) a serem atendidas e um conjunto de processadores (e.g., veículos ou equipes de reparo).

Problema de **roteamento**:

Objetivo: Determinar um conjunto de rotas para que o máximo possível das tarefas sejam atendidas, com a menor distância percorrida ou tempo de viagem necessário e menor número de veículos necessários. Definir também, qual veículo atende qual tarefa em qual sequência. (IRNICH; TOTH; VIGO, 2014; LENSTRA; RINNOOY-KAN, 1981; PERRIER et al., 2013b).

Problema de **agendamento**:

Objetivo: Alocar equipes ao longo do tempo para executar um conjunto de tarefas que são partes de alguns processos (e.g., funcionamento da rede elétrica), visando minimizar critérios como a latência ou custo total do atendimento. É o processo de atribuição de um horário de chegada e serviço para cada tarefa, definindo assim também uma sequência de atendimentos, com o enfoque nas tarefas (e.g. tempos de chegada e serviço, custo das ordens) e não na rota (e.g. tempos e distância de deslocamento). (BLAZEWICZ et al., 2007; PERRIER et al., 2013b).

Problema de **alocação** (ou designação):

Dado um conjunto de depósitos de recursos (e.g. transformadores, postes, condutores, pessoal técnico), o problema de alocação de equipes consiste em designar um conjunto de equipes a esses depósitos, de modo a atender a demanda de tarefas, minimizando o tempo total e os custos (PERRIER et al., 2013b). Os recursos e tarefas são então atribuídos a essas equipes capazes de realizar os reparos (ARIF et al., 2017, 2020).

4.2.1 Critérios de otimização

Segundo Graham et al. (1979) e Błażewicz et al. (2007), os principais critérios de otimização das tarefas nos problemas de agendamento são os seguintes:

- tempo de finalização do atendimento na tarefa "n": t_{nc} ;
- tempo até reparar a tarefa "n": $t_{nc} - T_n^{inc}$, sendo a soma dos tempos de espera e de reparo;
- latência: $t_{nc} - d_n$;
- atraso: $\max\{0, t_{nc} - d_n\}$;
- adiantamento: $\max\{0, d_n - t_{nc}\}$;
- penalidade da unidade: 0 se $t_{nc} \leq d_n$, 1 caso contrário.

A variável d_n representa a data de vencimento da tarefa, i.e., o tempo limite em que a OE deveria ser atendida; geralmente associada à penalidades. Como já visto na seção 3.4.1, neste trabalho as penalidades são associadas aos consumidores, ou seja, às barras. Dessa forma, como se considera também que as OEs são referentes à contingências de linha, uma OE pode envolver penalidades associadas a inúmeros consumidores. Assim sendo, a penalidade da OE (n , m ou k) é um agregado das penalidades dos consumidores (i.e., das barras i afetadas pela OE), associadas à variável binária τ_{ih}^{DIC} ; e a data de vencimento d_n representada pelo parâmetro DIC_i^P , também associado a cada

consumidor. Destaca-se ainda que, neste trabalho, os custos associados às OEs envolvem, além das penalidades (apresentado na seção 3.4.1), também os custos de geração e energia não vendida ao consumidor, como já detalhado nas seções 3.2.1 e 3.3.1 respectivamente, com o custo geral da OE sendo contabilizado imediatamente após a sua incidência.

A partir das formulações de Iori e Martello (2008), um problema de agendamento genérico de equipes paralelas idênticas pode ser formulado como PLIM considerando uma variável binária x_{mnc} , a qual assumirá o valor 1 somente se a equipe c se deslocar da ordem m para o atendimento da ordem n . Essas restrições são apresentadas na seção 5.3, através das Eq. 5.42 a 5.47. O objetivo clássico da Eq. 4.1 pode ser considerado para representar o problema genérico de agendamento, o qual minimiza o tamanho do agendamento (*makespan*).

$$\min \sum_{\forall n \in \Psi_e} \sum_{\forall c \in CR} t_{nc} \quad (4.1)$$

4.2.2 Classificação das tarefas

Neste estudo, as tarefas são representadas pelas OEs e são classificadas da seguinte maneira (GRAHAM et al., 1979; LAWLER et al., 1993):

- as OEs são não-preemptivas, i.e., não é permitido interromper o atendimento no meio e terminar mais tarde. Essa característica torna o problema fortemente NP-difícil (BŁAŻEWICZ et al., 2007);
- cada OE tem um tempo de serviço (TS_n) associado, independente da equipe que a executará;
- não são assumidas restrições de recursos, i.e., material necessário para realizar o reparo, como por exemplo condutores, postes ou transformadores;
- não existem relações de precedência⁶ entre diferentes ordens de reparo. Neste trabalho, como as MGs podem ser agregadas de acordo com reparos realizados, formando assim uma MG maior, não há a necessidade de atender primeiramente as OEs mais a montante dos defeitos, em direção à subestação;
- as OEs possuem limite de tempo de processamento mínimo, dado pelo tempo de serviço (TS_n), mas não máximo;

⁶A restrição de precedência entre as tarefas "m" e "n" exige que o trabalho em "m" seja concluído antes do início do trabalho "n" (TAN et al., 2019; GRAHAM et al., 1979; LAWLER et al., 1993; PERRIER et al., 2013b; BŁAŻEWICZ et al., 2007). Por exemplo, reparar primeiro uma linha que restabelece o fornecimento vindo da subestação principal, para só então reparar as linhas mais a jusante.

- cada OE é processada no intervalo de tempo $[T_n^{inc}, \infty)$, com o tempo de incidência (T_n^{inc}) podendo ser diferente para cada OE;
- cada OE é associada a um conjunto de barras do sistema elétrico, sendo que cada barra possui um custo variante no tempo, de forma que, quanto maior o tempo de atendimento da OE, maior o custo que ela infringirá na operação do sistema;
- cada OE é associada a uma coordenada geográfica.

4.2.3 Classificação das equipes de reparo

As equipes de reparo são classificadas neste estudo da seguinte forma (GRAHAM et al., 1979; LAWLER et al., 1993):

- as equipes são paralelas, i.e. desempenham as mesmas funções;
- são consideradas equipes idênticas, i.e., todas as equipes executam as ordens na mesma velocidade, sendo o tempo de execução de uma ordem dependente somente do tamanho dessa ordem;
- cada equipe se desloca a uma certa velocidade fixa. Com isso, dado também que cada OE é associada à uma coordenada geográfica, o deslocamento de cada equipe entre cada ponto de sua rota é atrelado a um certo tempo (TD_{mmc}).

4.2.4 Condições do problema

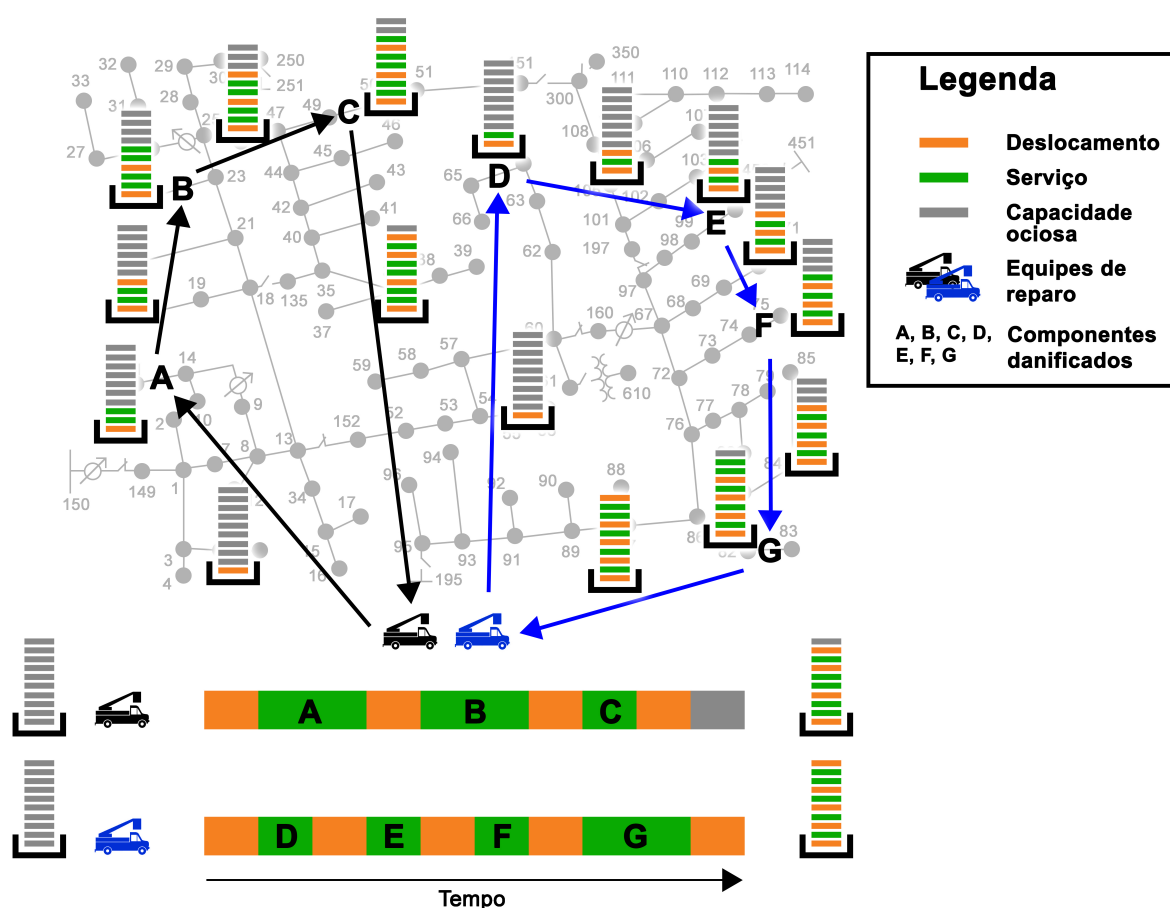
Neste estudo modelou-se o problema de reparo de OEs como um problema de agendamento, dando ênfase nas tarefas e no custo que trazem à operação do SDEE. Deseja-se com isso determinar o momento em que cada OE deverá ser atendida, não sendo priorizado a menor rota, mas sim a minimização do custo total do sistema, com esse problema sendo co-otimizado com a operação do SDEE. Dessa forma, o problema de agendamento é aqui modelado de modo a atender as seguintes condições (BŁAŻEWICZ et al., 2007):

- cada OE é atendida exatamente uma vez e por uma única equipe;
- cada equipe utilizada nas soluções parte do posto técnico (Ψ_{inicio}), atende uma sequência de OEs (Ψ_e), completando assim a sua rota, e retorna ao posto técnico (Ψ_{fim});

- o atendimento de todas as OEs não é obrigatório. Isto porque o problema de AOE é co-otimizado com o FPOD-BP, o qual considera a restrição de atendimento da demanda como flexível, podendo haver cortes de carga. Contudo, cada OE possui um custo associado, impactando assim no custo operacional do sistema.

O problema de agendamento de OEs em uma rede elétrica, detalhado até aqui, pode ser visualizado no exemplo da Fig. 4.3. A figura ilustra um caso hipotético com sete OEs e duas equipes de reparo, que partem do posto técnico (garagem), se deslocam (ocupando um certo tempo) e atendem cada OE (cada uma com um certo tempo de serviço), finalizando a sequência de atendimentos e voltando ao posto técnico.

Figura 4.3 – Exemplo de agendamento de ordens emergenciais.



Fonte: Próprio autor.

É importante destacar que, caso ocorram novas OEs antes de finalizar o atendimento de todas as OEs do agendamento atual, esse agendamento deverá ser refeito, considerando novamente todas as ordens e todas as equipes. A solução deve considerar ainda se as equipes estão ocupadas, se deslocando ou em serviço de reparo. Se uma equipe estiver se deslocando, considerando o exemplo da Fig. 4.3, da ordem A

para a B, esse tempo do deslocamento já percorrido deverá ser levado em conta. Além disso, como as OEs são não-preemptivas (seção 4.2.2), não sendo possível interromper o serviço de reparo, se uma equipe estiver ocupada realizando um reparo, ela deve ser considerada como indisponível pelo tempo que durar o restante do serviço.

5 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA O FPOD-BP COM AOE

O objetivo do FPOD-BP é determinar as potências de saída das GDs e SAEs, juntamente com os cortes de carga, visando minimizar o custo global de operação do sistema em um período analisado. Deve-se ainda respeitar restrições como, por exemplo, de carregamento de linha, limites de tensão, limites de potência e rampas dos geradores e dos SAEs, fazendo uso também de equipamentos como reguladores de tensão e bancos de capacitores. Quando, na ocorrência de faltas na rede, as linhas danificadas (i.e., OEs) são reparadas (i.e., quando $\tau_{kh}^K = 0$ tem o seu estado alterado para $\tau_{kh}^K = 1, \forall k \in \Psi_e$), as cargas podem ser supridas pelas gerações de outras barras, incluindo outros REDs e subestação, acabando por reduzir custos. Por outro lado, uma região afetada por uma falta, operando de modo ilhado, pode ter o seu reparo postergado de acordo com o despacho dos REDs realizado.

Considerando a interdependência dos problemas, propõe-se aqui uma formulação como PLIM única para o problema de FPOD-BP que integre as restrições do AOE. Tanto as restrições elétricas do fluxo de potência trifásico desbalanceado, quanto as restrições do agendamento das equipes de reparo foram modeladas linearmente. Ressalta-se que, até o nosso trabalho publicado em (SCHMITZ et al., 2020), não havia sido identificado na literatura um modelo matemático integrando os problemas de FPOD-BP e AOE, como apresentado a seguir.

5.1 FUNÇÃO OBJETIVO

O FPOD-BP deve ser realizado com o objetivo de minimizar os custos de operação de todo o SDEE sob controle do operador, conforme apresentado nas Eq. 5.1 e 5.2.

$$c_{i\phi h} = cC_{ih}^{PEN} \cdot NC_{i\phi} - CC_{ih}^{TARIFA} \cdot \tau_{ih}^L \cdot P_{i\phi h}^L + C_{ih}^G \cdot P_{i\phi h}^G + C_{ih}^{SAE} \cdot |P_{i\phi h}^{SAE}| + C_{ih}^{GDND} \cdot \tau_{i\phi h}^{GDND} \cdot P_{i\phi h}^{GDND} \quad (5.1)$$

$$FO[\$] = \min \sum_{\forall i \in \Upsilon^B} \cdot \sum_{\forall \phi \in \Phi} \cdot \sum_{\forall h \in H} \cdot c_{i\phi h} \quad (5.2)$$

5.2 RESTRIÇÕES DO FPOD-BP

Restrições de penalidade:

$$M \cdot (\tau_{ih}^{DIC} - 1) \leq h - \sum_{\Delta=1}^h \tau_{i\Delta}^L - DIC_i^P, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H \quad (5.3)$$

$$\tau_{ih}^{DIC} \cdot M \geq h - \sum_{\Delta=1}^h \tau_{i\Delta}^L - DIC_i^P, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H \quad (5.4)$$

$$cc_{ih}^{PEN} \geq (\tau_{ih}^{DIC} - \tau_{ih}^L) \cdot \frac{EUSD_{medio}}{730} \cdot kei_i, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H \quad (5.5)$$

$$cc_{ih}^{PEN} \geq 0, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H \quad (5.6)$$

As restrições das Eq. 5.3 a 5.6 representam uma penalidade monetária relacionada à interrupção no fornecimento de energia, associada à atividade e importância do consumidor. A restrição da Eq. 5.3 garante que a variável binária τ_{ih}^{DIC} , que contabiliza a penalidade seja 0 se o tempo de interrupção for menor ou igual ao limite DIC^P . Já a restrição da Eq. 5.4 garante que $\tau_{ih}^{DIC} = 1$ para tempos de interrupção maiores que DIC^P . O valor monetário da penalidade é definido pela restrição da Eq. 5.5, de acordo com a atividade e importância do consumidor. Nela, 730 é a média do número de horas em um mês e kei_i ¹ representa a importância do consumidor, neste trabalho assumido como:

- 15, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em baixa tensão ($V \leq 1 \text{ kV}$);
- 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em média tensão ($1 \text{ kV} < V < 69 \text{ kV}$);
- 27, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em alta tensão ($69 \text{ kV} \leq V$).

Já o $EUSD_{medio}$ (em \$) corresponde à média aritmética dos encargos de TUSD das cargas analisadas (neste estudo, todas as cargas, estratificadas por tipo) correspondentes aos meses do período de apuração do indicador (neste estudo, 1 mês de 30 dias). O $EUSD_{medio}$ é calculado pela Eq. 5.7 e a restrição da Eq. 5.6 define o domínio do conjunto da variável cc_{ih}^{PEN} .

$$EUSD_{medio} = \sum_{\forall i \in \Upsilon^B} \sum_{\forall \phi \in \Phi} \frac{\sum_{\forall h \in H} TUSD_{ih} \cdot P_{i\phi}^L}{24} \cdot \frac{730}{\sum_{\forall i \in \Upsilon^B} \sum_{\forall \phi \in \Phi} NC_{i\phi}} \quad (5.7)$$

¹O valor de kei_i é definido por resolução normativa pela ANEEL (ANEEL, 2019a).

Balço de potncia da rede:

$$\sum_{\forall k \in \Upsilon^K(\cdot, i)} P_{k\phi h}^K + P_{i\phi h}^G + P_{i\phi h}^{SAE} + \tau_{i\phi h}^{GDND} \cdot P_{i\phi h}^{GDND} = \sum_{\forall k \in \Upsilon^K(i, \cdot)} P_{k\phi h}^K + \tau_{ih}^L \cdot P_{i\phi h}^L, \quad \forall i \in \Upsilon^B, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.8)$$

$$\sum_{\forall k \in \Upsilon^K(\cdot, i)} Q_{k\phi h}^K + Q_{i\phi h}^G + Q_{i\phi h}^{SAE} + \tau_{i\phi h}^{GDND} \cdot Q_{i\phi h}^{GDND} + Q_{i\phi}^C \cdot \tau_{i\phi h}^C = \sum_{\forall k \in \Upsilon^K(i, \cdot)} Q_{k\phi h}^K + \tau_{ih}^L \cdot Q_{i\phi h}^L, \quad \forall i \in \Upsilon^B, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.9)$$

Restriões de tenso:

$$U_{ih} - U_{jh} \leq \bar{Z}_k \cdot S_k^* + \bar{Z}_k^* \cdot S_k + (2 - \tau_{kh}^K - p_k) \cdot M, \forall k \notin \Upsilon^{REG}, h \in H \quad (5.10)$$

$$U_{ih} - U_{jh} \geq \bar{Z}_k \cdot S_k^* + \bar{Z}_k^* \cdot S_k - (2 - \tau_{kh}^K - p_k) \cdot M, \forall k \notin \Upsilon^{REG}, h \in H \quad (5.11)$$

$$(1 - \epsilon^-)^2 \leq U_{ih} \leq (1 + \epsilon^+)^2, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H \quad (5.12)$$

Reguladores de tenso:

$$\begin{aligned} -M \cdot (1 - tap_{kr\phi h}) + (1 + 0.00625 \cdot TAP_r)^2 \cdot U_{i\phi h} \\ \leq U_{j\phi h} \leq M \cdot (1 - tap_{kr\phi h}) + (1 + 0.00625 \cdot TAP_r)^2 \cdot U_{i\phi h}, \\ \forall k \in \Upsilon^{REG}, \phi \in \Phi, h \in H, p_k \neq 0, r \in \{1, \dots, |TAP|\} \end{aligned} \quad (5.13)$$

$$\sum_{r=1}^{|TAP|} tap_{kr\phi h} = 1, \forall k \in \Upsilon^{REG}, \phi \in \Phi, h \in H, p_k \neq 0 \quad (5.14)$$

Limites de potncia das linhas:

$$-\tau_{kh}^K \cdot P_k^{K,max} \cdot p_k \leq P_{k\phi h}^K \leq \tau_{kh}^K \cdot P_k^{K,max} \cdot p_k, \forall k \in \Upsilon^K, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.15)$$

$$-\tau_{kh}^K \cdot Q_k^{K,max} \cdot p_k \leq Q_{k\phi h}^K \leq \tau_{kh}^K \cdot Q_k^{K,max} \cdot p_k, \forall k \in \Upsilon^K, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.16)$$

Restriões das chaves:

$$\tau_{kh}^K = 0, \forall k \in \Upsilon^{SWO}, h \in H \quad (5.17)$$

Limites de potncia da subestao e GDs despachaveis:

$$P_{i\phi}^{G,min} \leq P_{i\phi h}^G \leq P_{i\phi}^{G,max}, \forall i \in \Upsilon^{SUB} \cup \Upsilon^{GDD}, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.18)$$

$$-Q_{i\phi}^{G,max} \leq Q_{i\phi h}^G \leq Q_{i\phi}^{G,max}, \forall i \in \Upsilon^{SUB} \cup \Upsilon^{GDD}, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.19)$$

Restrições de rampa de descida/subida das GDs despacháveis:

$$-RD_{i\phi} \leq P_{i\phi}^G - P_{i\phi(h-1)}^G \leq RU_{i\phi}, \forall i \in \Upsilon^{GDD}, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.20)$$

Restrições do SAE:

$$SOC_{i\phi}^{min} \leq soc_{i\phi h} \leq SOC_{i\phi}^{max}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi \in \Phi, h \in H \quad (5.21)$$

$$|P_{i\phi h}^{SAE} \cdot \cos \theta + Q_{i\phi h}^{SAE} \cdot \sin \theta| \leq S_{i\phi}^{SAE}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi \in \Phi, h \in H, \theta \in \{0^\circ, \dots, 45^\circ, \dots\} \quad (5.22)$$

$$|P_{i\phi h}^{SAE} \cdot \sin \theta - Q_{i\phi h}^{SAE} \cdot \cos \theta| \leq S_{i\phi}^{SAE}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi \in \Phi, h \in H, \theta \in \{0^\circ, \dots, 45^\circ, \dots\} \quad (5.23)$$

$$soc_{i\phi h} = soc_{i\phi(h-1)} - \frac{P_{i\phi h}^{SAE}}{E_{i\phi}^{SAE}}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi \in \Phi, h \in H, E_{i\phi}^{SAE} \neq 0 \quad (5.24)$$

Como o FPO é um problema não-linear, utiliza-se aqui a aproximação linear LPF desenvolvida por Gan e Low (2014) para resolvê-lo, sendo implementado neste trabalho através das restrições da Eq. 5.8 até a Eq. 5.24, seguindo definições de Arif et al. (2018, 2019), Chen et al. (2019, 2018), Robbins e Domínguez-García (2016) e Arif (2019).

As restrições das Eq. 5.8 e 5.9 garantem o balanço de potência ativa e reativa respectivamente, em cada barra. Como apresentado na seção 3.3, dado que o problema é modelado como baseado em preço, suprir a carga não é mais uma restrição obrigatória. Dessa forma, a variável binária τ_{ih}^L define quando e quais clientes serão cortados, considerando os clientes conectados em uma mesma barra como um bloco de clientes. Caso a geração das fontes não despacháveis seja maior que a demanda, a variável binária " $\tau_{i\phi h}^{GDND}$ " as desconecta, garantindo o balanço de potência.

A tensão em cada barramento é expressa pelas restrições das Eq. 5.10 e 5.11, representando a Lei de Kirchhoff das Tensões. Seguindo as definições de Chen et al. (2018), Arif (2019), a lei de Kirchhoff em cada trecho i, j é definida como na Eq. 5.25

$$V_j = V_i - Z_k \cdot I_k, \forall i, j \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K \quad (5.25)$$

onde $V_i = [V_i^a, V_i^b, V_i^c]^T \in \mathbb{C}^{3 \times 1}$ é a tensão trifásica complexa da barra i , $I_k = [I_k^a, I_k^b, I_k^c]^T \in \mathbb{C}^{3 \times 1}$ é a corrente trifásica e $Z_k \in \mathbb{C}^{3 \times 3}$ é a matriz impedância da linha k , conectando as barras i e j . $\mathbb{C}^{3 \times 1}$ e $\mathbb{C}^{3 \times 3}$ representam o conjunto dos números Complexos de dimensões 3×1 e 3×3 respectivamente e $[V_i^a, V_i^b, V_i^c]^T$ a Matriz Transposta de $[V_i^a, V_i^b, V_i^c]$, com o mesmo sendo válido para $[I_k^a, I_k^b, I_k^c]^T$.

Considerando que \odot é o produto de Hadamard e \oslash é a divisão de Hadamard, correspondendo respectivamente ao produto e à divisão de elemento a elemento (REAMS, 1999; LEI et al., 2018; CHEN et al., 2018; ROBBINS; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, 2016), a

corrente de linha pode ser calculada conforme definido na Eq. 5.26

$$I_k = S_k^* \oslash V_i^*, \forall i \in \Upsilon^B, k \in \Upsilon^K \quad (5.26)$$

onde $S_k \in \mathbb{C}^{3 \times 1}$ é o vetor potências complexas trifásicas fluindo na linha k . Substituindo a Eq. 5.26 na Eq. 5.25 temos a Eq. 5.27.

$$V_j = V_i - Z_k(S_k^* \oslash V_i^*) \quad (5.27)$$

Multiplicando ambos os lados da Eq. 5.27 pelo respectivos conjugados transpostos (GAN; LOW, 2014), obtêm-se a Eq. 5.28,

$$V_j \odot V_j^* = V_i \odot V_i^* - Z_k(S_k^* \oslash V_i^*) \odot V_i^* - Z_k^*(S_k \oslash V_i) \odot V_i + c_k(S_k, V_i, Z_k) \quad (5.28)$$

onde $c_k(S_k, V_i, Z_k) = |Z_k|^2 \cdot (S_k)^2 / |V_i|^2$ é um termo não linear de magnitude muito baixa, conforme demonstrado por Robbins e Domínguez-García (2016), que pode ser desconsiderado se as perdas na linha forem pequenas comparadas ao fluxo de potência. A Eq. 5.28 pode ser expandida, obtendo-se a Eq. 5.29.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} (V_j^a)^2 \\ (V_j^b)^2 \\ (V_j^c)^2 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} (V_i^a)^2 \\ (V_i^b)^2 \\ (V_i^c)^2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_k^{aa}(S_k^a \cdot \frac{V_i^a}{V_i^a})^* + Z_k^{ab}(S_k^b \cdot \frac{V_i^a}{V_i^b})^* + Z_k^{ac}(S_k^c \cdot \frac{V_i^a}{V_i^c})^* \\ Z_k^{ba}(S_k^a \cdot \frac{V_i^b}{V_i^a})^* + Z_k^{bb}(S_k^b \cdot \frac{V_i^b}{V_i^b})^* + Z_k^{bc}(S_k^c \cdot \frac{V_i^b}{V_i^c})^* \\ Z_k^{ca}(S_k^a \cdot \frac{V_i^c}{V_i^a})^* + Z_k^{cb}(S_k^b \cdot \frac{V_i^c}{V_i^b})^* + Z_k^{cc}(S_k^c \cdot \frac{V_i^c}{V_i^c})^* \end{bmatrix} \\ &\quad - \begin{bmatrix} (Z_k^{aa})^* S_k^a \cdot \frac{V_i^a}{V_i^a} + (Z_k^{ab})^* S_k^b \cdot \frac{V_i^a}{V_i^b} + (Z_k^{ac})^* S_k^c \cdot \frac{V_i^a}{V_i^c} \\ (Z_k^{ba})^* S_k^a \cdot \frac{V_i^b}{V_i^a} + (Z_k^{bb})^* S_k^b \cdot \frac{V_i^b}{V_i^b} + (Z_k^{bc})^* S_k^c \cdot \frac{V_i^b}{V_i^c} \\ (Z_k^{ca})^* S_k^a \cdot \frac{V_i^c}{V_i^a} + (Z_k^{cb})^* S_k^b \cdot \frac{V_i^c}{V_i^b} + (Z_k^{cc})^* S_k^c \cdot \frac{V_i^c}{V_i^c} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.29)$$

Percebe-se que multiplicar ambos os lados da Eq. 5.27 pelos respectivos conjugados transpostos na Eq. 5.28 não foi suficiente para remover a dependência do ângulo das tensões das fases (ROBBINS; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, 2016). Isso é devido ao fato de que há um acoplamento entre as fases (a, b e c) na barra i , devido ao produto cruzado entre as três fases, conforme apresentado por Robbins e Domínguez-García (2016) e visto na Eq. 5.29. Para resolver isso, assume-se que as tensões são quase equilibradas, conforme a Eq. 5.30 (ROBBINS; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, 2016; GAN; LOW, 2014; CHEN et al., 2018)

$$\frac{V_i^a}{V_i^b} \approx \frac{V_i^b}{V_i^c} \approx \frac{V_i^c}{V_i^a} \approx e^{j2\pi/3} \quad (5.30)$$

Como é utilizado o modelo de fluxo de potência linearizado, a tensão V só aparece

no problema na forma quadrática, apresentada na Eq. 5.29. Dessa forma, podemos substituí-la por outra variável sem ser elevada ao quadrado, obtendo assim uma aproximação equivalente linear e convexa (LEI et al., 2018). Ou seja, é usado a magnitude da tensão ao quadrado para representar a variável de tensão, sendo definida como $U_i = [|V_i^a|^2, |V_i^b|^2, |V_i^c|^2]^T$, conforme apresentado por Chen, Wu e Zhang (2016) e Robbins e Domínguez-García (2016). Substituindo agora a Eq. 5.30 na Eq. 5.28 e negligenciando $c_k(S_k, V_i, Z_k)$, temos a Eq. 5.31 (GAN; LOW, 2014; CHEN et al., 2018)

$$U_j = U_i - \bar{Z}_k \cdot S_k^* - \bar{Z}_k^* \cdot S_k \quad (5.31)$$

onde a matriz \bar{Z}_k é igual a $\gamma \odot Z_k$, com $Z_k \in \mathbb{C}^{3 \times 3}$ sendo a matriz impedância da linha e γ a matriz mudança de fase, definida como (CHEN et al., 2018):

$$\gamma = \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix}$$

onde $\alpha = e^{-j2\pi/3}$. O parâmetro $p_k \in \{0, 1\}^{3 \times 1}$ nas restrições das Eq. 5.10 e 5.11 é o vetor com as entradas binárias representando as fases existentes da linha "k". Por exemplo, se uma linha possui as duas fases "a" e "c" (i.e., 0 e 2), então, $p_k = [1, 0, 1]$.

Para garantir que as restrições de desigualdade das Eq. 5.10 e 5.11 sejam aplicadas apenas às linhas energizadas, exceto reguladores de tensão e transformadores, é utilizado o método do *big-M* (Igor Griva, Stephen G. Nash, 2009), desacoplando as tensões das linhas desenergizadas (CHEN et al., 2018; ARIF et al., 2019). Como definido por Igor Griva, Stephen G. Nash (2009), o símbolo "M" representa um número positivo grande, devendo ser suficientemente grande para liberar a desigualdade imposta pela respectiva restrição, caso a variável (ou variáveis) associada à ele for acionada, mas não tão grande a ponto de ocasionar erros computacionais de arredondamento. No caso das restrições de tensão das Eq. 5.10 e 5.11, o "M" deve receber um valor maior que o maior limite permitido de diferença de tensão entre dois barramentos, sendo neste trabalho " $1,05^2 - 0,93^2 = 0,2376$ p.u.", ou ainda, considerando uma tensão de fase base de 2,4 kV (i.e., $4,16/\sqrt{3}$), o "M" deve ter no mínimo o valor de " $(2,4 \cdot 1,05)^2 - (2,4 \cdot 0,93)^2 = 1,3685$ kV".

As restrições das Eq. 5.10 e 5.11 são expandidas na forma por fase nas Eq. 5.32 e Eq. 5.33, onde \bar{R}_k e \bar{X}_k são respectivamente a resistência e reatância de \bar{Z}_k .

$$U_{i\phi h} - U_{j\phi h} \leq 2(\bar{R}_k^{\phi a} \cdot P_{kah}^K + \bar{R}_k^{\phi b} \cdot P_{kbh}^K + \bar{R}_k^{\phi c} \cdot P_{kch}^K + \bar{X}_k^{\phi a} \cdot Q_{kah}^K + \bar{X}_k^{\phi b} \cdot Q_{kbh}^K + \bar{X}_k^{\phi c} \cdot Q_{kch}^K) + (2 - \tau_{kh}^K - p_{k\phi}) \cdot M, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H, \phi \in \{a, b, c\} \quad (5.32)$$

$$U_{i\phi h} - U_{j\phi h} \geq 2(\bar{R}_k^{\phi a} \cdot P_{kah}^K + \bar{R}_k^{\phi b} \cdot P_{kbh}^K + \bar{R}_k^{\phi c} \cdot P_{kch}^K + \bar{X}_k^{\phi a} \cdot Q_{kah}^K + \bar{X}_k^{\phi b} \cdot Q_{kbh}^K + \bar{X}_k^{\phi c} \cdot Q_{kch}^K) - (2 - \tau_{kh}^K - p_{k\phi}) \cdot M, \forall i \in \Upsilon^B, h \in H, \phi \in \{a, b, c\} \quad (5.33)$$

A restrição da Eq. 5.12 define a faixa permitida de desvios da tensão, neste estudo $\epsilon^- = 7\%$ e $\epsilon^+ = 5\%$ (ANEEL, 2019a).

A restrição da Eq. 5.13 apresenta um modelo de regulador de tensão automático linear, proposto por Arif et al. (2019) e Chen et al. (2018), onde $1 + 0,00625 \cdot TAP$ é a relação de transformação entre a tensão secundária (j) e a primária (i) de cada fase. $TAP \in \{-16, -15, \dots, 15, 16\}$ é o conjunto das posições de TAP e $tap_{kr\phi h}$ é a variável binária usada para indicar a posição no conjunto TAP para cada fase, de modo a regular a tensão de -10% a +10%. A constante "0,00625" é definida de modo a se obter os 20% de variação da tensão (-10% a +10%) considerando as 32 variações de posição de TAP do transformador, além da posição central, sendo "0, 2/32 = 0,00625". Com isso, por exemplo, para " $TAP = -16$ ", obtém-se " $1 + 0,00625 \cdot TAP = 0,9$ ", ou seja, 90% da tensão. A restrição da Eq. 5.14 garante que o tap assuma somente uma posição em cada instante de tempo. Assim como no caso das restrições das Eq. 5.10 e 5.11, o " M " da Eq. 5.13 deve ter no mínimo o valor de 0,2376 ao utilizar unidade da tensão em p.u, ou 1,3685 ao utilizar unidade da tensão em kV para uma tensão base de 2.4 kV.

Os limites dos fluxos de potência nas linhas são definidos pelas restrições das Eq. 5.15 e 5.16, garantindo também que não haja fluxo de potência em uma linha desativada, i.e., seja igual a zero. A restrição das chaves na Eq. 5.17 garante que o estado da linha seja indisponível para as chaves normalmente abertas.

As restrições das Eq. 5.18 e 5.19 garantem os limites de potência ativa/reactiva da subestação (Υ^{SUB}) e das GDs despacháveis (Υ^{GDD}), com a subestação tendo o seu limite mínimo de potência ativa definido como zero e o limite máximo de potência ativa, juntamente com os limites inferior e superior da potência reativa, abertos². As restrições de rampa da Eq. 5.20 determinam o máximo que as potências geradas despacháveis podem ser aumentadas/reduzidas em um determinado intervalo de tempo.

Os limites do estado de carga (do inglês, *state of charge* - SOC) do SAE são definidos pela restrição da Eq. 5.21, para cada barra i , fase ϕ e hora h . Ele refere-se à razão entre a energia residual, ainda disponível para o uso, e a energia nominal. É importante prever o SOC do SAE para controlar o seu processo de carregamento/descarregamento. Neste estudo, assume-se o SOC_i^{min} como 0,2 e SOC_i^{max} como 1 da capacidade nominal, ou seja, o SOC varia entre 20% e 100% da capacidade de energia nominal. As restrições das Eq. 5.22 e 5.23 definem a potência máxima de carregamento e descarregamento do SAE em função da sua potência

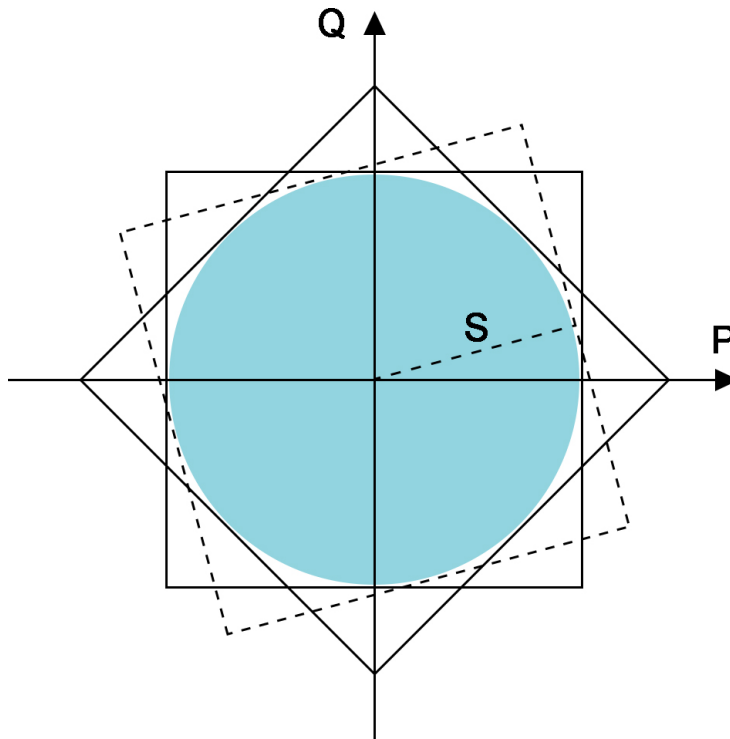
²Na prática, $P_{i\phi}^{G,min} = 0$ e assume-se um valor muito grande para $P_{i\phi}^{G,max}$ e $Q_{i\phi}^{G,max}$.

aparente, linearizando a função circular quadrática da Eq. 5.34.

$$(P_{i\phi h}^{SAE})^2 + (Q_{i\phi h}^{SAE})^2 \leq (S_{i\phi}^{SAE})^2, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi, h \in H \quad (5.34)$$

Para linearizar por partes a Eq. 5.34, foi utilizado o método de linearização de restrição circular introduzido por Chen, Wu e Zhang (2016) e explorado por Arif et al. (2019), Chen et al. (2017) e Chen, Wu e Zhang (2018), sendo um método com implementação relativamente simples e com um nível de precisão adequada para problemas de engenharia (CHEN; WU; ZHANG, 2016). A generalização das equações para qualquer θ é uma proposta deste trabalho, conforme apresentadas pelas restrições das Eq. 5.22 e 5.23. O método utiliza diversas restrições quadradas para se aproximar da restrição circular. Quanto mais quadrados, mais próximo de uma circunferência com raio igual à potência aparente máxima do SAE, como pode ser visto na Fig. 5.1.

Figura 5.1 – Método de linearização circular.



Fonte: Adaptado de Chen, Wu e Zhang (2016).

Quanto mais restrições quadradas forem inseridas, maior a precisão obtida e, por outro lado, maior o tempo computacional necessário, visto que é necessário inserir quatro restrições novas a cada quadrado (caixa) adicionado, i.e., a cada novo ângulo θ considerado. Neste trabalho, são utilizadas duas restrições quadradas ($\theta = 0^\circ$ e $\theta = 45^\circ$) para substituir a restrição não linear da Eq. 5.34, aproximando-a suficiente para aplicações reais de engenharia (CHEN; WU; ZHANG, 2016). Perceba que, na Fig. 5.1, as

duas restrições perpendiculares à P são as restrições de limite tradicionais apresentadas na Eq. 5.35, assim como as restrições perpendiculares à Q são as definidas na Eq. 5.36. As outras restrições perpendiculares, com a caixa com ângulo de 45° na Fig. 5.1, são definidas pelas restrições das Eq. 5.37 e 5.38.

$$-S_{i,\phi}^{SAE} \leq P_{i\phi h}^{SAE} \leq S_{i,\phi}^{SAE}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi, h \in H \quad (5.35)$$

$$-S_{i,\phi}^{SAE} \leq Q_{i\phi h}^{SAE} \leq S_{i,\phi}^{SAE}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi, h \in H \quad (5.36)$$

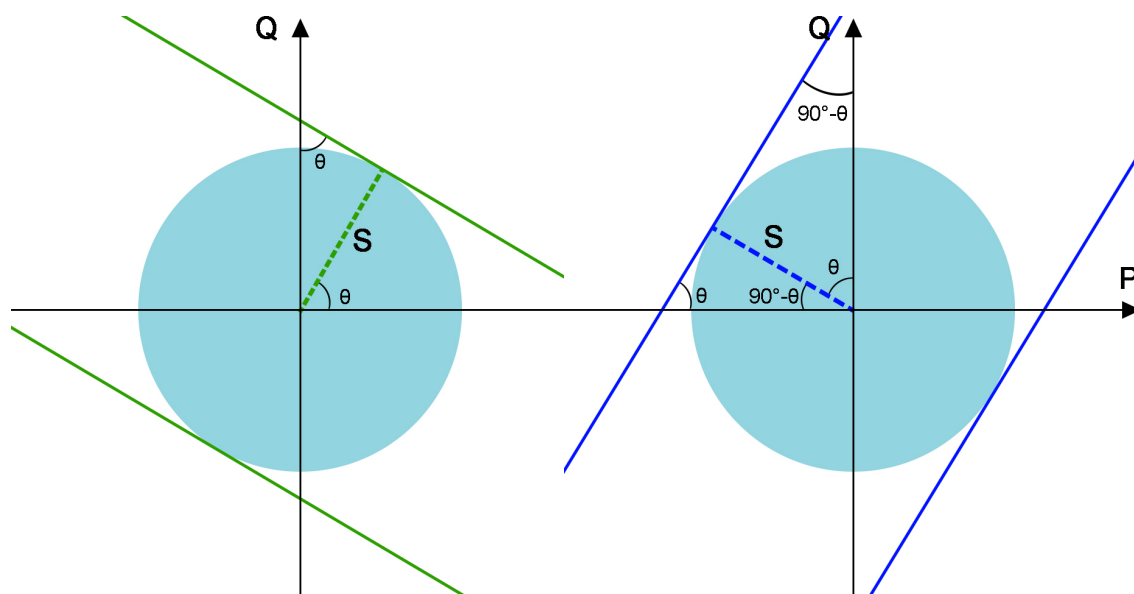
$$|P_{i\phi h}^{SAE} + Q_{i\phi h}^{SAE}| \leq \sqrt{2} \cdot S_{i,\phi}^{SAE}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi, h \in H \quad (5.37)$$

$$|P_{i\phi h}^{SAE} - Q_{i\phi h}^{SAE}| \leq \sqrt{2} \cdot S_{i,\phi}^{SAE}, \forall i \in \Upsilon^{SAE}, \phi, h \in H \quad (5.38)$$

As restrições das Eq. 5.35 a 5.38 utilizadas neste estudo são uma particularidade das Eq. 5.22 e 5.23. Considerar a Eq. 5.22 com o ângulo $\theta = 0^\circ$ resulta na Eq. 5.35, já a Eq. 5.23 com o ângulo $\theta = 0^\circ$ resulta na Eq. 5.36. Considerar a Eq. 5.22 com $\theta = 45^\circ$ resulta na Eq. 5.37 e a Eq. 5.23 com $\theta = 45^\circ$ resulta na Eq. 5.38.

De modo a ilustrar visualmente melhor o comportamento das restrições 5.22 e 5.23, a Fig. 5.2a apresenta as restrições considerando a Eq. 5.22 com $\theta = 60^\circ$ e a Fig. 5.2b a Eq. 5.23 com o mesmo ângulo. Percebe-se que cada novo θ insere duas novas restrições em cada uma das Eq. 5.22 e 5.23, representadas pelas retas verde e azul respectivamente.

Figura 5.2 – Linearização circular para $\theta = 60^\circ$.



(a) Restrição da Eq. 5.22 com $\theta = 60^\circ$.

(b) Restrição da Eq. 5.23 com $\theta = 60^\circ$.

Fonte: Próprio autor.

A restrição da Eq. 5.24 considera o processo de carregamento/descarregamento do SOC do SAE em um período, ser houver algum SAE presente naquela barra e fase.

5.3 RESTRIÇÕES DO AOE

Restrições de tempo de finalização:

$$t_{nc} \geq t_{mc} + TD_{mnc} + TS_n + M(x_{mnc} - 1),$$

$$\forall n \in \Psi_e \cup \Psi_{fim}, m \in \Psi_e \cup \Psi_{inicio}, m \neq n, c \in CR \quad (5.39)$$

$$t_{mc} = 0, \forall m \in \Psi_{inicio}, c \in CR \quad (5.40)$$

$$t_{mc} \geq 0, \forall m \in \Psi_e \cup \Psi_{fim}, c \in CR \quad (5.41)$$

Restrições de sequência de atendimento:

$$\sum_{\forall n \in \Psi_e \cup \Psi_{fim}} \cdot \sum_{\forall c \in CR} x_{mnc} = 1, \forall m \in \Psi_e, m \neq n \quad (5.42)$$

$$\sum_{\forall n \in \Psi_e \cup \Psi_{inicio}} \cdot \sum_{\forall c \in CR} x_{nmc} = 1, \forall m \in \Psi_e, m \neq n \quad (5.43)$$

$$\sum_{\forall m \in \Psi_{inicio}, n \in \Psi_e} x_{mnc} = 1, \forall c \in CR \quad (5.44)$$

$$\sum_{\forall m \in \Psi_e, n \in \Psi_{fim}} x_{mnc} = 1, \forall c \in CR \quad (5.45)$$

$$x_{nnc} = 0, \forall n \in \Psi, c \in CR \quad (5.46)$$

$$\sum_{\forall n \in \Psi_e \cup \Psi_{fim}, m \neq n} x_{mnc} - \sum_{\forall n \in \Psi_e \cup \Psi_{inicio}, m \neq n} x_{nmc} = 0, \forall m \in \Psi_e, c \in CR \quad (5.47)$$

Restrição de tempos de interrupção:

$$t_{nc} \geq h \cdot (1 - \tau_{nh}^K) - M \cdot \sum_{\forall c' \in CR, c' \neq c} t_{nc'}, \forall n \in \Psi_e, c \in CR, h \in H \quad (5.48)$$

$$h - 0.01 + M \cdot (1 - \tau_{nh}^K) \geq \sum_{\forall c \in CR} t_{nc}, \forall n \in \Psi_e, h \in H \quad (5.49)$$

A restrição da Eq. 5.39 estabelece o tempo de finalização do atendimento da OE, i.e., quando a linha danificada n é reparada pela equipe c . Se a equipe não viajar de m até n (i.e., $x_{mnc} = 0$), o método *big-M* desacopla o tempo de chegada em n vindo de m . A restrição da Eq. 5.40 define que os tempos de chegada e serviço são iguais a zero para todos os pontos de partida (Ψ_{inicio}) e a restrição da Eq. 5.41 define o domínio do conjunto para a variável de decisão t_{mc} .

As restrições das Eq. 5.42 e 5.43 garantem que o fluxo de chegada e partida de cada OE seja igual a 1, ou seja, cada ordem é atendida exatamente uma vez e por somente uma equipe de reparo. A Fig. 5.3a ilustra o comportamento evitado pela restrição

da Eq. 5.42 e a Fig. 5.3b ilustra o comportamento evitado pela restrição da Eq. 5.43. As restrições das Eq. 5.44 e 5.45 garantem que cada equipe de reparo inicie e termine a sua rota nos locais específicos de partida ($\Psi_{início}$) e chegada (Ψ_{fim}). A restrição da Eq. 5.46 proíbe associações próprias, como ilustrado na Fig. 5.4a. A restrição da Eq. 5.47 garante o *link* entre duas OEs, sem interrupções na sequência de atendimento pela mesma equipe de reparo, garantindo também que não haja sub-rotas. Por exemplo, considerando a sequência de atendimento $x_{início11}, x_{121}, x_{1fim1} = 1$, a restrição garante que o seguinte não ocorra: $x_{início11}, x_{2fim1} = 1, x_{121} = 0$, quebrando o *link* entre 1 e 2 neste caso, como ilustrado na Fig. 5.4b.

Figura 5.3 – Comportamentos evitados pelas restrições das Eq. 5.42 e 5.43.



(a) Comportamento evitado pela Eq. 5.42.

(b) Comportamento evitado pela Eq. 5.43.

Fonte: Próprio autor.

Figura 5.4 – Comportamentos evitados pelas restrições das Eq. 5.46 e 5.47.



(a) Comportamento evitado pela Eq. 5.46.

(b) Comportamento evitado pela Eq. 5.47.

Fonte: Próprio autor.

As restrições das Eq. 5.48 e 5.49 indicam que as linhas danificadas ficam disponíveis após o reparo e permaneçam disponíveis em todos os períodos subsequentes, conectando os problemas de agendamento das OEs e operação da rede elétrica. A restrição da Eq. 5.48 garante a disponibilidade da linha ($\tau_{nh}^K = 1$) para $h > t_{nc}$. O termo $-M \cdot \sum t_{nc}$ permite que t_{nc} possa ser 0 para as equipes não atribuídas à n , i.e. equipes c' . Dado que para os tempos de viagem e de serviço é usado fração de hora, considera-se o seguinte formato: 1,00 até 1,99 pertence à hora 1. Além disso, como o passo de tempo utilizado nas simulações é de uma hora, se a OE é reparada, por exemplo, em $t_{nc} = 13,7$ (pertencendo à $h = 13$, i.e. 13,00 até 13,99), a linha ficará disponível em $h = 14$ (14,00 até 14,99) e em diante. A restrição da Eq. 5.49 garante que $\tau_{nh}^K = 0$ para $h \leq t_{nc}$. O somatório $\sum t_{nc}$ força a minimização dos tempos t_{nc} das

equipes não atribuídas à n , que na prática acabam sendo definidos como 0, restando somente o tempo de atendimento da equipe designada.

Como definido por Papadimitriou e Steiglitz (1998), a complexidade de um algoritmo é medida como uma função do tamanho da entrada do algoritmo, i.e., o tamanho da instância. Essas entradas do algoritmo são representadas como uma sequência de símbolos, com o tamanho da entrada sendo definida como o tamanho dessa sequência, i.e., o número de símbolos nela. O número de elementos em cada um dos conjuntos de entrada é definido como a sua cardinalidade. Por exemplo, o conjunto $H = \{1, \dots, 24\}$ possui cardinalidade 24, ou seja, $|H| = 24$. Seguindo a teoria de complexidade computacional apresentada em Papadimitriou e Steiglitz (1998), a dimensionalidade do problema é apresentada na Tabela 5.1, com o número de variáveis binárias, variáveis contínuas e conjunto de restrições para o problema de FPOD-BP com AOE.

Ao se analisar a Tabela 5.1, percebe-se que a taxa de crescimento da complexidade computacional do problema modelado, considerando o pior caso e usando a notação Big O, é a seguinte: variáveis binárias = $O(|\Psi|^2 \cdot |CR|)$; variáveis contínuas = $O(|Y^B|)$; restrições de FPOD-BP = $O(|Y^B|)$; restrições de AOE = $O(|\Psi|^2 \cdot |CR|)$. Alguns outros pontos interessantes a se notar na tabela é a influência da característica dinâmica no modelo, envolvendo a grande maioria das variáveis e restrições. Em relação às variáveis binárias, com grande impacto na complexidade computacional, além da dimensão " $|\Psi|^2 \cdot |CR|$ " já mencionada, atrelada à variável " x_{mnc} ", também se destaca o impacto em se adicionar um regulador de tensão automático, associado à variável " $tap_{kr\phi h}$ ", com dimensão " $|Y^{REG}| \cdot |TAP| \cdot 3 \cdot |H|$ ", além das respectivas restrições " $|Y^{REG}| \cdot 3 \cdot |H| \cdot (2 \cdot |TAP| + 1)$ ". Ainda assim, tanto os reguladores de tensão automáticos, quanto os banco de capacitores controláveis, são importantes para manter os níveis de tensão nos limites esperados, principalmente em situações de emergência, quando a topologia da rede sofre grandes alterações, evitando assim a não convergência do modelo.

A análise da dimensionalidade do problema é importante para tratar os pontos mais críticos da modelagem e dos estudos de caso em relação à complexidade computacional. Como relato, inicialmente, ao abordar o problema de AOE de forma individual, modelou-se as restrições de eliminação de sub-rotas, em função de variáveis inteiras não binárias, como pode ser visto em nosso trabalho publicado em Schmitz, Garcia e Bernardon (2019). Ao co-otimizar o problema de AOE com o FPOD-BP, como aqui proposto, não foi possível encontrar uma solução mesmo após 24-h de simulação. Percebeu-se através da análise da dimensionalidade do problema que esse era o ponto de maior complexidade computacional. A partir disso, remodelou-se as restrições de eliminação de sub-rotas, obtendo-se a Eq. 5.47. Neste trabalho, a complexidade

Tabela 5.1 – Dimensionalidade do problema

Variáveis	Número de variáveis
Binárias	
$\tau_{i\phi h}^C + \tau_{i\phi h}^{GDND}$	$(\Upsilon^C + \Upsilon^{GDND}) \cdot 3 \cdot H $
$+ tap_{kr\phi h} + \tau_{kh}^K$	$+ \Upsilon^{REG} \cdot TAP \cdot 3 \cdot H + \Upsilon^K \cdot H $
$+ \tau_{ih}^L + \tau_{ih}^{DIC} + x_{mnc}$	$+ 2 \cdot \Upsilon^L \cdot H + \Psi \cdot \Psi \cdot CR $
Contínuas	
$cc_{ih}^{PEN} + U_{ih}$	$(\Upsilon^L + \Upsilon^B) \cdot H $
$+ P_{k\phi h}^K + Q_{k\phi h}^K$	$+ 2 \cdot \Upsilon^K \cdot 3 \cdot H $
$+ P_{i\phi h}^G + Q_{i\phi h}^G$	$+ 2 \cdot (\Upsilon^{SUB} + \Upsilon^{GDD}) \cdot 3 \cdot H $
$+ P_{i\phi h}^{SAE} + E_{i\phi}^{SAE} + soc_{i\phi h}$	$+ 3 \cdot \Upsilon^{SAE} \cdot 3 + 2 \cdot H $
$+ t_{nc}$	$+ O \cdot CR $
Restrições	Número de restrições
FPOD-BP	
5.3 to 5.6 + 5.8 + 5.9	$4 \cdot \Upsilon^L \cdot H + 2 \cdot \Upsilon^B \cdot 3 \cdot H $
+ 5.10 + 5.11 + 5.12	$+ 2 \cdot (\Upsilon^K - \Upsilon^{REG} + \Upsilon^B) \cdot H \cdot 3$
+ 5.13 + 5.14	$+ \Upsilon^{REG} \cdot 3 \cdot H \cdot (2 \cdot TAP + 1)$
+ 5.15 + 5.16 + 5.17	$+ 4 \cdot \Upsilon^K \cdot 3 \cdot H + \Upsilon^{SWO} \cdot H $
+ 5.18 + 5.19	$+ 4 \cdot (\Upsilon^{SUB} + \Upsilon^{GDD}) \cdot 3 \cdot H $
+ 5.20	$+ 2 \cdot \Upsilon^{GDD} \cdot 3 \cdot H $
+ 5.21 to 5.24	$+ \Upsilon^{ESS} \cdot 3 \cdot H \cdot (3 + 2 \cdot \theta)$
AOE	
5.39	$ \Psi_e \cup \Psi_{fim} \cdot \Psi_e \cup \Psi_{inicio} \cdot CR $
+ 5.40 + 5.41	$+ \Psi \cdot CR $
+ 5.42 to 5.47	$+ 2 \cdot \Psi_e + CR \cdot (2 + \Psi_e + \Psi)$
+ 5.48 + 5.49	$+ \Psi_e \cdot H \cdot (CR + 1)$

Fonte: Próprio autor.

associada a cada cenário, atrelada ao número de OEs, equipes, dimensão da rede e seus componentes, é tratada pelo algoritmo proposto na seção a seguir.

5.4 ALGORITMO DE SOLUÇÃO

De modo a acelerar o processo de busca por uma solução e também realizar múltiplos FPOD-BP conforme o cenário é atualizado com a incidência das OEs³, esta seção apresenta os algoritmos 1 e 2, baseados nos algoritmos apresentados por Arif et al. (2019) e Lei et al. (2018). Como o cenário se altera dinamicamente ao longo do dia, com a incidência de novas OEs e variações nas demandas, gerações e custos, além de

³Na prática, as OEs surgem de forma dinâmica no decorrer do dia.

também variar de acordo com a dimensão e complexidade (e.g., número e tipo de REDs, reguladores de tensão automáticos) da rede em que for aplicado; o algoritmo também realiza o monitoramento da variação da complexidade associada ao cenário e da evolução da solução encontrada, decidindo de forma dinâmica o momento de parada da busca por novas soluções. É importante destacar que o algoritmo não conhece a priori a incidência das OEs ao longo do dia, mas sim reage à elas de acordo com a incidência, de forma dinâmica.

Algorithm 1 Co-otimização dinâmica

```

1: defina mipgap = 0.0001, tempo limite =  $1e^{75}$  s
2: resolva o FPOD-BP usando CPLEX {Operação normal}
    $FO = \min\{\text{Eq. 5.2} \mid \text{s.a. Eq. 5.3 até 5.24}\}$ 
3: for  $h \in H'$  do
4:   if  $|\Psi_e| > 0$  then
5:      $\Psi_e, TD'_{mnc} = \text{pre\_processamento}(TD_{mnc}, h', \Psi_e, TS_n)$  {Algoritmo 2}
6:     defina tempo limite = 200 s
7:     resolva o AOE usando o CPLEX {Pré-agendamento}
        $FO2 = \min\{\text{Eq. 5.50} \mid \text{s.a. Eq. 5.39 até 5.49}\}$ 
8:     obtenha  $x^*, \Psi_c, \forall c$ 
9:     defina  $x^{melhor} = x^*$ , tempo limite = 3600 s, mipgap = 0.05,  $FO = FO^{melhor} = 1e^{75}$ ,  $FO^{prev} = 2 \cdot FO^{melhor}$ ,  $Gap = Gap^{melhor} = 10$ ,  $ss = 2$ , numero_solucoes =  $1e^{75}$ 
10:    defina  $ss^{max} = \max(\sum_{\forall m \in \Psi, n \in \Psi_e} (x_{mnc}^{melhor}), \forall c \in CR)$  {Tamanho da amostra}
11:    while  $ss = 2$  ou  $ss \leq ss^{max}$  do
12:      if  $|\Psi_c| \geq ss$  e  $ss \geq 3$  then
13:        defina  $\Psi_c^* = \text{amostra}(\Psi_c, ss)$ , onde  $\Psi_c^* \subset \Psi_c$ ,  $\Psi_c \subset \Psi$  e  $|\Psi_c^*| = ss_c, \forall c$ 
14:      end if
15:      defina Tempo = 0
16:      while ( $\text{abs}(FO^{melhor}) < \text{abs}(FO^{prev}) \cdot 0.99$  ou ( $\text{tempo\_otimizacao} < \text{tempo limite} \cdot 0.5$  e  $Gap > \text{mipgap}$ )) e  $FO \neq None$  do
17:        defina  $FO^{prev} = FO^{melhor}$ 
18:        resolva o FPOD-BP com AOE usando CPLEX com Pré-agendamento e warmstart
           $FO = \min\{\text{Eq. 5.2} \mid \text{s.a. Eq. 5.3 até 5.49}, x_{mnc} = x_{mnc}^{melhor}, \forall m \in \Psi^*, n \in \Psi^*, c\}$ 
19:        obtenha  $Gap, FO, x_{mnc}^*$  e tempo_otimizacao
20:        defina numero_solucoes = 5, tempo limite = ( $300 \leq \text{tempo\_otimizacao} \cdot 1.2 \leq 900$ ) s
21:        defina Tempo = Tempo + tempo_otimizacao
22:      end while
23:      if  $FO \neq None$  e  $FO < FO^{melhor}$  then
24:         $FO^{melhor} = FO, Gap^{melhor} = Gap, x_{mnc}^{melhor} = x_{mnc}^*$ 
25:      end if
26:      defina  $ss = ss + 1$ , numero_solucoes =  $1e^{75}$ ,  $FO^{prev} = 1e^{75}$ 
27:      defina tempo limite = ( $300 \leq \text{Tempo} \leq 900$ )
28:    end while
29:  end if
30: end for

```

O Algoritmo 1 começa realizando na etapa 2 o FPOD-BP em um horizonte de tempo H' , sem a inclusão das restrições de AOE. O horizonte H' representa o período de simulação que será analisada a evolução do cenário, não devendo ser confundido com o H das restrições das seções 5.2 e 5.3, que é o horizonte de planejamento dos despachos dos problemas de FPOD-BP e AOE. Nos estudos de caso deste trabalho, H' é um horizonte de 24-h, já no dia a dia da concessionária esse processo de otimização é

Algorithm 2 Pré-processamento dos dados de CRs e OEs $\{pre_processamento()\}$

```

1: {Carrega do banco de dados todas as OEs agendadas previamente}
2:  $(\langle x'_{mnc} \rangle, \langle t'_{nc} \rangle, \langle (m, n, c) \rangle | \forall x_{mnc} = 1) \leftarrow database(x_{mnc}, t_{nc})$ 
3:  $TD'_{mnc} = TD_{mnc}$ 
4: for  $\forall \{n, c\}$  do
5:   if  $t'_{nc} \geq h'$  then
6:     if  $t'_{nc} - TS_n \geq h'$  then
7:       {A equipe está se deslocando}
8:        $\Psi_e \leftarrow n$ 
9:       if  $t'_{nc} - h' - TS_n \leq TD_{mnc}$  then
10:        {Verifica se o  $TD'_{mnc}$  restante é menor que o TD original e atualiza}
11:         $TD'_{(início)nc} = t'_{nc} - h' - TS_n$ 
12:        end if
13:      else
14:        {A equipe está reparando}
15:        for  $(\forall n' \in \Psi_e | n \notin \Psi_{início})$  do
16:           $TD'_{(início)n'c} = TD'_{(início)n'c} + t'_{n'c} + h'$ 
17:        end for
18:      end if
19:    end if
20:  end for
21: return  $\Psi_e, TD'_{mnc}$ 

```

realizado de forma contínua. Depois disso, toda vez que o cenário muda, ou seja, ocorre uma OE (etapa 4), o FPOD-BP é executado novamente, considerando também as restrições de AOE.

Após a ocorrência de uma OE, o primeiro passo que deve ser realizado é processar os dados, verificando o progresso dos reparos e a disponibilidade das equipes designadas aos serviços. Dessa forma, a etapa 5 invoca a função $pre_processamento()$ do Algoritmo 2. No Algoritmo 2, a etapa 5 verifica se há alguma equipe ocupada, viajando ou reparando. A etapa 6 verifica se a equipe está em deslocamento, i.e., se o serviço de reparo em n não foi inicializado. Se sim, na etapa 8 esta ordem n é inserida no conjunto Ψ_e para ser agendada novamente. A etapa 9 verifica se o tempo de deslocamento (TD') restante é menor que o tempo de deslocamento (TD) original e o atualiza na etapa 11. Se uma equipe está ocupada reparando, as etapas 15 e 16 adicionam ao TD' o tempo extra necessário para a equipe c finalizar o reparo.

Voltando ao Algoritmo 1, na etapa 7 o *Pré-agendamento* é realizado, com um tempo limitado de 200 s, definido empiricamente, buscando um equilíbrio entre tempo computacional e um agendamento satisfatório. O *Pré-agendamento* minimiza a FO2⁴ na Eq. 5.50, considerando as restrições de AOE e desconsiderando as restrições de FPOD-BP. Com isso, obtém-se na etapa 8 os valores da variável binária x_{mnc}^* , com a melhor sequência de atendimento e a respectiva equipe, obtendo-se com isso o conjunto de OEs designadas à cada equipe ($\Psi_c, \forall c$). A função de *Pré-agendamento* visa reduzir posteriormente, na etapa de co-otimização, a complexidade computacional associada ao

⁴A FO2 minimiza o tempo de interrupção total das OEs.

problema de AOE, como já apresentado na Tabela 5.1.

$$FO2 = \min \sum_{\forall n \in \Psi_e} \cdot \sum_{\forall h \in H} \cdot (1 - \tau_{nh}^K) \quad (5.50)$$

Na etapa 9 alguns parâmetros são definidos e na etapa 10 o tamanho máximo dos conjuntos de OEs atribuídas a cada equipe é obtido, considerando todas as equipes. A etapa 11 garante que as etapas 12 à 27 se repitam até que alguma das seguintes condições sejam alcançadas: " $ss = 2$ " (definido na etapa 9) garante que o problema seja resolvido ao menos uma vez; " $ss = ss^{max}$ " indica que todas as OEs já tiveram o seu pré-agendamento liberado (liberando a sua posição na rota de atendimentos) e não há mais possibilidades de melhora da solução. A liberação de uma única OE do pré-agendamento realizado não permite nenhuma otimização adicional no agendamento, e a liberação de duas OEs permite pouca melhoria. Dessa forma, a etapa 12 verifica se o tamanho da amostra " ss " é maior ou igual à 3; além de verificar se o número de OEs (tamanho da amostra) a terem o seu agendamento liberado já não alcançou o tamanho total do conjunto das OEs da respectiva equipe analisada. A etapa 13 define o subconjunto Ψ^* , selecionando aleatoriamente uma amostra de OEs de tamanho ss , designadas a cada equipe (Ψ_c) para ter a sua sequência de agendamento liberada. Nas próximas etapas o FPOD-BP é resolvido considerando as restrições do FPOD-BP e AOE e também o *Pré-agendamento*.

Na primeira iteração da etapa 11, a etapa 13 não libera nenhuma OE do *Pré-agendamento*, visto que o ss é definido como 2 na etapa 9 e a condição da etapa 12 só permite liberar a rota a partir de $ss \geq 3$, como já detalhado. Com isso, nesta primeira iteração das etapas 11 e 16, a otimização da etapa 18 é realizadas com o modelo parametrizado⁵ com uma tolerância de *Gap* de otimalidade de 5%, tempo limite de 1-h e sem limite de número de soluções, definidos na etapa 9. A ideia da lógica implementada é colocar mais esforço para encontrar mais soluções na primeira iteração, que é mais fácil por ter o problema de agendamento já totalmente resolvido pela etapa de *Pré-agendamento*. A melhor solução encontrada até o momento (solução incumbente), será usada como *warmstart*⁶ pelas próximas iterações, acelerando a busca por novas soluções.

No início da otimização, novas soluções são facilmente encontradas. Contudo, conforme o tempo de otimização passa, encontrar novas soluções tende a se tornar cada vez mais difícil. Por este motivo, uma análise da evolução da busca por novas soluções em intervalos de tempo menores se torna interessante. Dessa forma, após a primeira iteração da etapa 16, o número de soluções MIP é definido como 5 na etapa 20, sendo 1

⁵Esses parâmetros são definidos empiricamente buscando um equilíbrio entre qualidade da solução e redução do tempo computacional.

⁶Possível solução parcial a ser usada como ponto de partida para um PIM.

solução fornecida pelo *warmstart*, mais 4 novas soluções encontradas a cada iteração da etapa 16. Se o acompanhamento for feito a cada nova solução encontrada, a evolução da qualidade da solução pode ser pequena, encerrando a busca de forma precoce (verificado na etapa 16). Contudo, quatro novas soluções com um avanço na qualidade <1% (passo 16) indica uma forte redução na melhora da qualidade. Em cada iteração, a etapa 18 fornece uma solução que será usada como *warmstart* nas próximas iterações, acelerando o processo. O tempo limite também é atualizado a cada iteração, acompanhando a evolução da complexidade. Isso é feito na etapa 20, definindo o novo tempo limite como o tempo da simulação anterior acrescido por 20% (definido empiricamente) de modo a compensar o aumento da complexidade, garantindo também que este novo limite de tempo esteja entre 300 e 900 s. Colocar um limite no número de soluções também evita que o tempo cresça sempre até o limite máximo definido de 900 s.

O laço da etapa 16 ocorre enquanto a expressão "(i ou (ii e iii)) e iv" for verdadeira, com os termos "i, ii, iii, iv" representando as condições da etapa 16 e sendo definidos como segue:

- i. a solução melhorou pelo menos 1%;
- ii. o "tempo_otimizacao" é menor que 50% do tempo limite;
- iii. o *Gap* atual é maior que o limite de *Gap* definido;
- iv. a otimização encontrou alguma solução.

O operador "e" da expressão "(i ou (ii e iii)) e iv" indica que, os dois termos devem ser verdadeiros para a expressão ser verdadeira. Já o termo "ou" indica que, basta um dos termos ser verdadeiro para que a expressão seja verdadeira. A condição "ii" evita interromper a busca de forma precoce nos casos em que as soluções são encontradas muito rapidamente. A condição "iii" da expressão "ii e iii" evita laço infinito devido à condição "ii", visto que a otimização seria encerrada logo após o início por já ter alcançado o *Gap* desejado. A condição "iv" evita continuar a otimização para outros valores de *ss* se nenhuma solução foi encontrada, visto que o problema se tornará cada vez mais complexo.

A etapa 23 verifica se uma solução foi encontrada e se o novo valor da *FO* é melhor que o da solução incumbente (OF^{melhor}). Se a solução melhorou, *OF* e x_{mnc}^* são definidos como soluções incumbentes, o novo *Gap* é armazenado e *ss* é acrescido de 1. Para $ss > 2$, cada iteração da etapa 11, terá o tempo limite definido como o tempo total da otimização da iteração anterior da etapa 11, definido nas etapas 21 e 27, sendo limitado por 300 e 900 s. A etapa 26 também define que, novamente, a nova primeira iteração da etapa 16 não terá limite no número de soluções. Após a primeira iteração da etapa 16, o progresso da otimização é novamente monitorado de perto. Com $ss > 2$, o pré-agendamento começa a ser liberado nas etapas 12 e 13, aumentando a complexidade do problema a cada iteração.

O acompanhamento dinâmico da solução, feito no processo do laço da etapa 16, evita longos tempos computacionais⁷ sem encontrar novas soluções, adaptando os critérios de parada de acordo com a complexidade de cada cenário, envolvendo número de equipes e OEs, tipo e número de gerações e configuração da rede. Essa lógica auxilia a reduzir tanto a complexidade nas etapas finais da otimização, à medida que o *Gap* se torna mais baixo, quanto a complexidade associada à liberação do pré-agendamento.

As principais contribuições deste algoritmo em relação aos apresentados por Arif et al. (2019) e Lei et al. (2018) são as seguintes:

- o algoritmo aqui proposto considera múltiplos despachos de OEs ao longo do dia, como ocorre no mundo real, verificando ainda o estado das equipes de reparo (em deslocamento ou em reparo) apresentado pelo Algoritmo 2;
- o acompanhamento do progresso da solução, com a interrupção da busca por novas soluções, varia dinamicamente de acordo com a complexidade da instância (rede, equipes e OEs). Nos algoritmos Arif et al. (2019) e Lei et al. (2018), esse acompanhamento ocorre apenas em função do número de OEs, liberando o pré-agendamento;
- no algoritmo de Arif et al. (2019) e Lei et al. (2018), o processo de busca por novas soluções é interrompido após 6 iterações sem melhora na função objetivo. Para problemas complexos, isso pode significar tempos computacionais muito elevados, e caso haja uma pequena melhoria, mesmo que extremamente pequena, esse processo se prolonga ainda mais. Além disso, ter como o único critério de parada da otimização um tempo limite fixo, torna difícil a generalização do algoritmo para cenários diferentes. Por exemplo, um cenário mais complexo pode levar o algoritmo a não obter uma solução no tempo definido. Em outros casos esse tempo pode ser demasiadamente elevado, com a otimização dedicando muito tempo para pouca melhoria. Essa grande possibilidade de variação da instância foi um dos problemas encontrados neste trabalho, na etapa de elaboração do algoritmo para o problema aqui proposto, sendo este o motivo da implementação de um monitoramento dinâmico da solução;
- no algoritmo de Arif et al. (2019) e Lei et al. (2018), sempre é analisada três vezes a evolução da solução para cada liberação de OE do pré-agendamento, variando aleatoriamente as OEs liberadas. No algoritmo aqui proposto, cada iteração da etapa 11 libera aleatoriamente uma nova OE. Com isso evita-se elevados tempos computacionais na busca por pequenas melhorias na solução para o mesmo

⁷Para acelerar a otimização ainda mais, no *solver*, prioridades maiores podem ser definidas às variáveis mais críticas, como τ^k , τ^L e x , em relação às outras, e.g. tap e τ^C .

número de OEs liberadas do pré-agendamento, visto que cenários complexos demandam um tempo computacional significativo em cada iteração desta etapa.

6 ESTUDOS DE CASO

Esta seção apresenta 5 estudos de caso com a modelagem e algoritmo propostos e 6 estudos de caso de *benchmark* considerando duas variações do algoritmo proposto, uma tratando o problema de forma desacoplada e outra com co-otimização total. Os estudos de caso são realizados nos sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados IEEE 123-barras e IEEE 8500-nós¹, ambos modificados com a adição de 13 REDs (1 EOL, 4 FV, 5 BM e 3 SAE), de modo a se aproximar de um cenário padrão de rede de distribuição com REDs, como apresentado por Arif et al. (2019). Para os cenários emergenciais foram consideradas contingências de linha, denominadas como ordens emergenciais (OEs). Tanto para o H , utilizado nas otimizações das etapas 2, 7 e 18 do Algoritmo 1, quanto para o H' , utilizado na etapa 3 do Algoritmo 1, utilizou-se um período de tempo de 24-h com o passo de tempo de 1-h ($H = \{1, \dots, 24\}$ e $H' = \{1, \dots, 24\}$). Destaca-se que é utilizado como separador decimal a vírgula “,”.

As simulações computacionais são realizadas em um computador com processador Intel i9-9900kS, 4 GHz, 8 núcleos e com 24 GB de memória RAM. A metodologia apresentada foi implementada em ambiente Python (FOUNDATION, 2020a) e resolvida pelo *solver* CPLEX da IBM (IBM, 2020b), que integra ferramentas de modelagem e otimização matemática, otimizando a PLIM por meio da biblioteca DOcplex (IBM, 2020a).

6.1 CONTINGÊNCIAS

Os locais das OEs foram escolhidos aleatoriamente², assim como os tempos de incidência, no intervalo entre 15 e 17-h (i.e., 15 até 17,99-h), com um passo de 0,25. Escolheu-se esse intervalo para analisar o comportamento durante a transição entre os horários normal e de pico, juntamente com as maiores variações das demandas e das gerações FV e EOL, conforme apresentado nas seções a seguir. Analisar um intervalo de 3 horas também permite analisar o comportamento dinâmico dos cenários, com a incidência de novas OEs, permitindo ainda analisar o acúmulo de OEs em cada hora. Os tempos de serviço foram definidos aleatoriamente no intervalo entre 0,5 e 1,5 h, com um passo de 0,25; se aproximando assim de 1,42 h, que é o tempo médio de reparo para a

¹As barras possuem os nós da rede aos quais todos os outros elementos se conectam. Uma barra suprida por uma linha trifásica, por exemplo, possui três pontos de conexão (nós), podendo suprir cargas em cada uma das três fases.

²Para obter os conjuntos aleatórios, utilizou-se a biblioteca *random* do Python (FOUNDATION, 2020b), a qual se baseia em distribuição de probabilidade uniforme, utilizando o gerador de números pseudo-aleatórios Mersenne Twister.

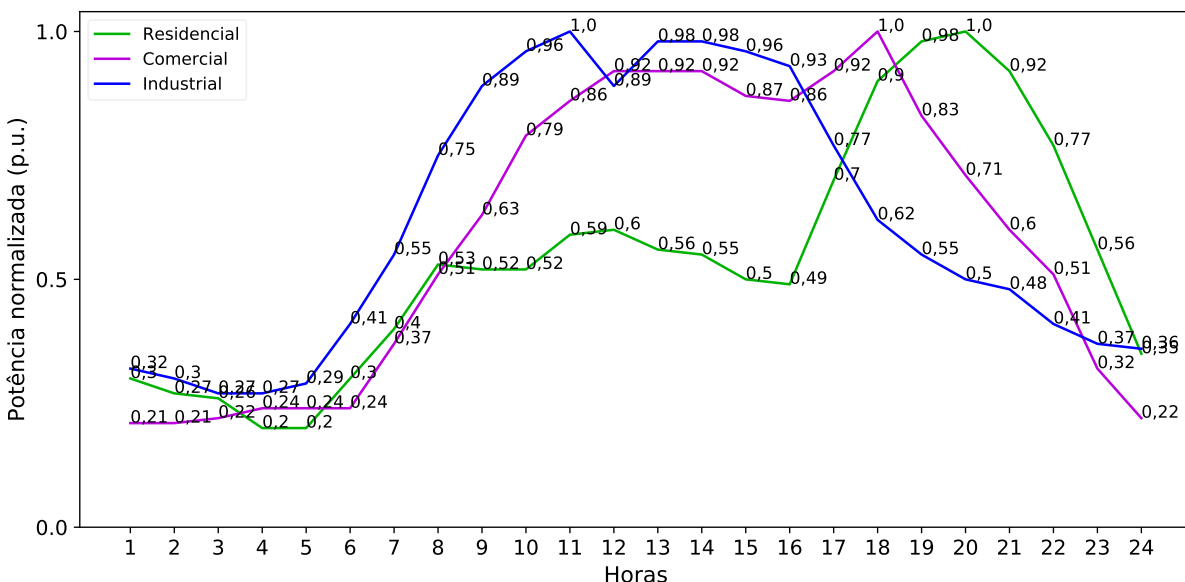
concessionária de energia RGE Sul em 2020 (ANEEL, 2019b).

Os tempos de deslocamento das equipes de reparo foram estimados usando a distância Euclidiana e as coordenadas entre as OEs, que podem ser encontradas em EPRI (2018). Assumiu-se ainda uma velocidade média de 50 km/h para as equipes de reparo.

6.2 DEFINIÇÕES GERAIS DAS CARGAS E REDS

É assumido que as cargas possuem padrões de consumo variáveis no tempo, diferenciando cargas residenciais, industriais e comerciais. São utilizadas neste estudo as curvas de demanda diária normalizadas apresentadas na Fig. 6.1, adaptadas de Logenthiran, Srinivasan e Shun (2012). Representa-se assim os perfis padrão de demanda no sistema de distribuição, com o consumo das cargas industriais e comerciais sendo normalmente mais elevado durante o dia até o final da tarde, momento em que a demanda das cargas residenciais aumentam, com as pessoas indo para as suas casas. O período entre meia noite e 6 horas é o com menor demanda, quando a maior parte da população está dormindo.

Figura 6.1 – Demanda residencial, comercial e industrial normalizadas.



Fonte: Adaptado de Logenthiran, Srinivasan e Shun (2012).

Conforme apresentado por Malekpour e Pahwa (2012), é considerado um fator de coincidência de 0,55 como demanda de carga para calcular o número de consumidores (NC) residenciais em cada barra e fase, considerando que cada consumidor possui uma

demanda de 10 kW. Por exemplo, para uma barra com as cargas [0, 30, 50] kW, i.e., 30 kW na fase A e 50 kW na fase C, o número total de consumidores nesta barra na fase B será $30 \text{ kW}/(0,55 \times 10 \text{ kW})$, resultando em 5,45 consumidores, que é arredondado para 6; e na fase C será $50 \text{ kW}/(0,55 \times 10 \text{ kW})$, resultando em 9,09 consumidores, que é arredondado para 10. Para os consumidores comerciais e industriais, é considerado o número de cargas com potências diferentes instaladas nas fases. Por exemplo, para uma barra com as cargas [50, 75, 75] kW, é considerado 1 consumidor trifásico de 50 kW nas fases ABC e 1 consumidor bifásico de 25 kW nas fases BC. O resultado é $[1/3, 1/3+1/2, 1/3+1/2]$ consumidores por fase, totalizando 2 consumidores nesta barra.

Todos consumidores dos estudos de caso são classificados com o seguinte nível de tensão: ≤ 1 kV para consumidores residenciais; entre 1 e 69 kV para consumidores comerciais e industriais. Com isso, o valor do coeficiente kei é definido como 15 para os consumidores residenciais e 20 para os demais. O limite de interrupção mensal DIC^P é obtido de ANEEL (2020a), referente ao limite de DIC da área urbana da cidade de Santa Maria-RS para o ano de 2020, especificamente a região alimentada pela subestação "Santa Maria 1", sendo 4,71 h.

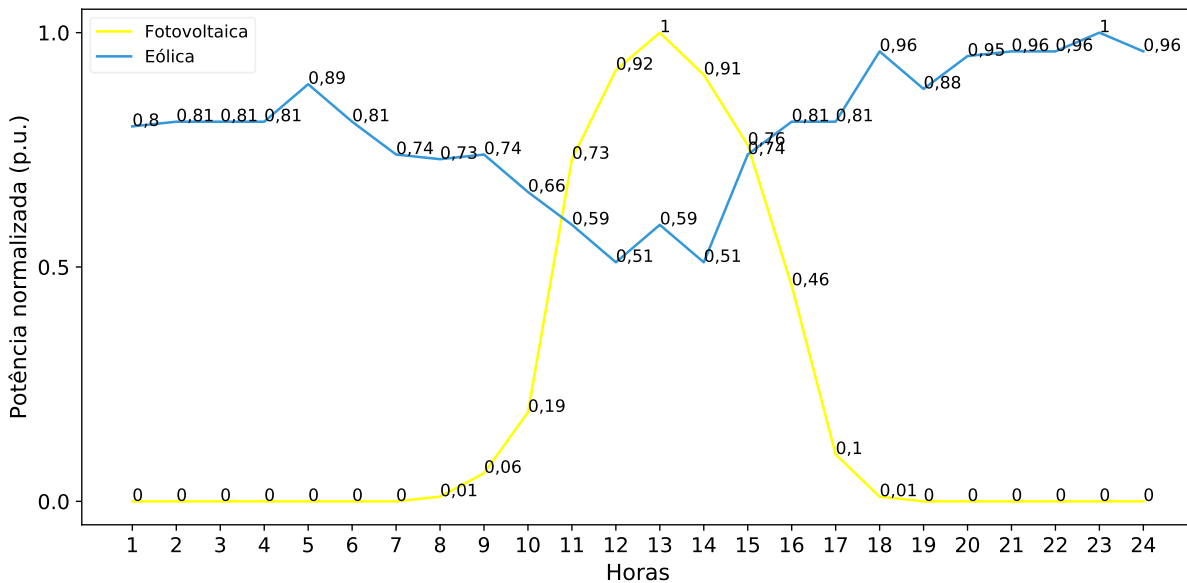
Para as GDs renováveis não despacháveis, é assumido sazonalidade diária³, envolvendo as curvas de geração normalizadas da FV e EOL. Essas curvas são apresentadas na Fig. 6.2, com dados de Motevasel e Seifi (2014) e posteriormente normalizadas. É assumido ainda que as gerações despacháveis, aqui representadas pelas gerações a biomassa (BM), não possuem restrições de consumo de combustível.

6.3 DEFINIÇÃO DOS CUSTOS

Esta seção apresenta os valores monetários relacionados à venda de energia da concessionária aos consumidores e custos da concessionária associados à energia comprada, em leilões para as gerações e no mercado para os SAEs. Todos os valores monetários são apresentados em reais (R\$).

³Neste estudo será considerado apenas a variabilidade, e não a intermitência. A variabilidade é a sazonalidade climática, e.g., irradiação diária nos sistemas FV, já a intermitência são as mudanças na variabilidade, e.g., variação brusca dos ventos, sombreamento de painéis FV por nuvens (ENGELAND et al., 2017).

Figura 6.2 – Gerações fotovoltaica e eólica normalizadas.



Fonte: Adaptado de Motevasel e Seifi (2014).

6.3.1 Tarifa da energia vendida (CC^{TARIFA})

Para os valores de TUSD e TE, são pegos como referência os valores da concessionária de energia elétrica brasileira RGE Sul (ANEEL, 2020c). Os valores de TUSD e TE são apresentados na Tabela 6.1, de acordo com cada tipo de consumidor. Todos os consumidores residenciais são enquadrados na modalidade tarifária convencional monômnia do subgrupo B1 (ANEEL, 2017b). Como nenhum dos clientes tem uma carga maior que 300 kW ou tensão maior que 69 kV, todos os clientes comerciais e industriais são enquadrados na modalidade tarifária verde do subgrupo A4 (2,3 kV a 25 kV) (ANEEL, 2017b).

Tabela 6.1 – Tarifa de energia por tipo de cliente

Tipo de cliente	$CC^{TARIFA}(R\$/kWh)$			
	TUSD		TE	
	P	FP	P	FP
Residencial	0,31497	0,31497	0,27460	0,27460
Comercial	0,90762	0,08577	0,43559	0,25996
Industrial	0,90762	0,08577	0,43559	0,25996

Fonte: ANEEL (2020c).

De acordo com os postos tarifários aplicados pela RGE Sul (ANEEL, 2018a), o Grupo A (tensão excedendo 2,3 kV) tem uma faixa horária de ponta entre 18h00 e 20h59 e fora ponta entre 21h00 e 17h59.

6.3.2 Custo de energia da rede (C^{REDE})

O preço da energia da rede principal (subestação) é baseado no preço definido em leilões de energia elétrica, realizado na CCEE, ou diretamente pela ANEEL, e regulamentado pela ANEEL (CIVIL, 2004b). De acordo com o Decreto nº 5.163, os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras (CIVIL, 2004a). O preço da energia da rede principal é uma composição da energia de contratos vigentes. Contudo, se utilizará para C^{REDE} nos estudos de caso deste trabalho, o resultado do 30º Leilão de Energia Nova A-6⁴ (CCEE, 2019), com início de fornecimento em 1º de janeiro de 2025. Isso porque este mesmo leilão também apresenta os custos de geração a biomassa, utilizada para as GDs despacháveis, tendo assim uma comparação mais fidedigna entre as diferentes fontes. Para representar o custo da energia C^{REDE} , utilizou-se a média dos valores de energia comercializada de usinas hidrelétricas (UHE), com o valor sendo 0,15708 $R\$/kWh$.

6.3.3 Custo das GDs despacháveis (C^{GDD}) e não despacháveis (C^{GDND})

As GDs despacháveis são representadas neste estudo pelas gerações a BM. Os valores representando os contratos entre o operador do SDEE e os donos das GDs despacháveis, foram obtidos do mesmo leilão de onde se obteve o custo de energia da rede, sendo o 30º Leilão de Energia Nova A-6 (CCEE, 2019). Considerou-se a média dos contratos de energia a biomassa negociados no leilão, oriunda do bagaço da cana, obtendo um custo de 0,18825 $R\$/kWh$. Considera-se que os custos fixos das gerações associados à O&M, depreciação e outros fatores, mencionados na seção 3.2.1, já tenham sido contabilizados previamente entre a concessionária e o dono da GD (quando não for a própria concessionária), não sendo considerados nesta etapa de cálculo. Considera-se ainda que as gerações não despacháveis FV e EOL têm zero custo de combustível.

6.3.4 Custo dos SAEs (C^{SAE})

O custo de investimento dos SAEs são baseados no mercado de preços dos EUA para o ano de 2019 no contexto das baterias de íon-lítio para aplicações residenciais, sendo 171,00 $US\$/kWh$ instalado. Considerando uma eficiência de ciclo de 95% e uma degradação da capacidade de armazenamento de 1% ao ano, o custo nivelado é de 0,06700 $US\$/kWh$ (COMELLO; REICHELSTEIN, 2019). Para a conversão para a moeda

⁴Leilão A-6: leilão de energia, onde o número indica o horizonte de contratação desse leilão em anos.

Brasileira, utilizou-se a cotação de 1 US\$ para R\$ 5,6017, obtido em BC (2020) no dia 19/10/2020. Com isso, o custo do SAE é de 0,37531 R\$/kWh.

6.4 TESTES NO SISTEMA IEEE 123-BARRAS

Esta seção apresenta os estudos de caso no sistema de distribuição IEEE 123-barras trifásico desbalanceado com 91 barras de carga, ilustrado na Fig. 6.3. Os detalhes do sistema podem ser acessados em W. H. Kersting (1991) e IEEE PES (2020). A rede é modificada com a adição de 13 REDs, sendo eles: 5 BM (100 kW cada), 4 FV (25 kW cada), 1 EOL (50 kW) e 3 SAE (50 kWh/25 kVA cada). Os locais dos REDs podem ser vistos na Fig. 6.3. A Fig. 6.3 também apresenta a classificação dos clientes, juntamente com as respectivas barras às quais são atribuídos, sendo baseadas no estudo de Satsangi e Kumbhar (2018).

Os limites de potência nas linhas são definidos como o limite máximo da potência aparente: $P_k^{K,max} = Q_k^{K,max} = \sqrt{3} \times V^{nominal} \times I^{max}$. Com $V^{nominal}$ sendo a tensão nominal de linha do sistema e I^{max} a máxima corrente de linha permitida, sendo respectivamente 4,16 kV e 530 A para os condutores aéreos trifásicos (336,400 ACSR) da rede IEEE 123 barras (W. H. Kersting, 1991). Dessa forma, $P_k^{K,max} = Q_k^{K,max} = \sqrt{3} \times 4,16 \times 530 = 3818,82 \text{ kW}$.

Para os dois cenários emergenciais analisados na rede IEEE 123-barras, são consideradas 15 e 20 OEs geradas aleatoriamente, sendo atendidas por 5 equipes de reparo. Considerando o TUSD da Tabela 6.1, o EUSD médio (Eq. 5.7) para os consumidores residenciais, comerciais e industriais é R\$ 6394,0570, R\$ 3192,3674 e R\$ 3205,0320 respectivamente.

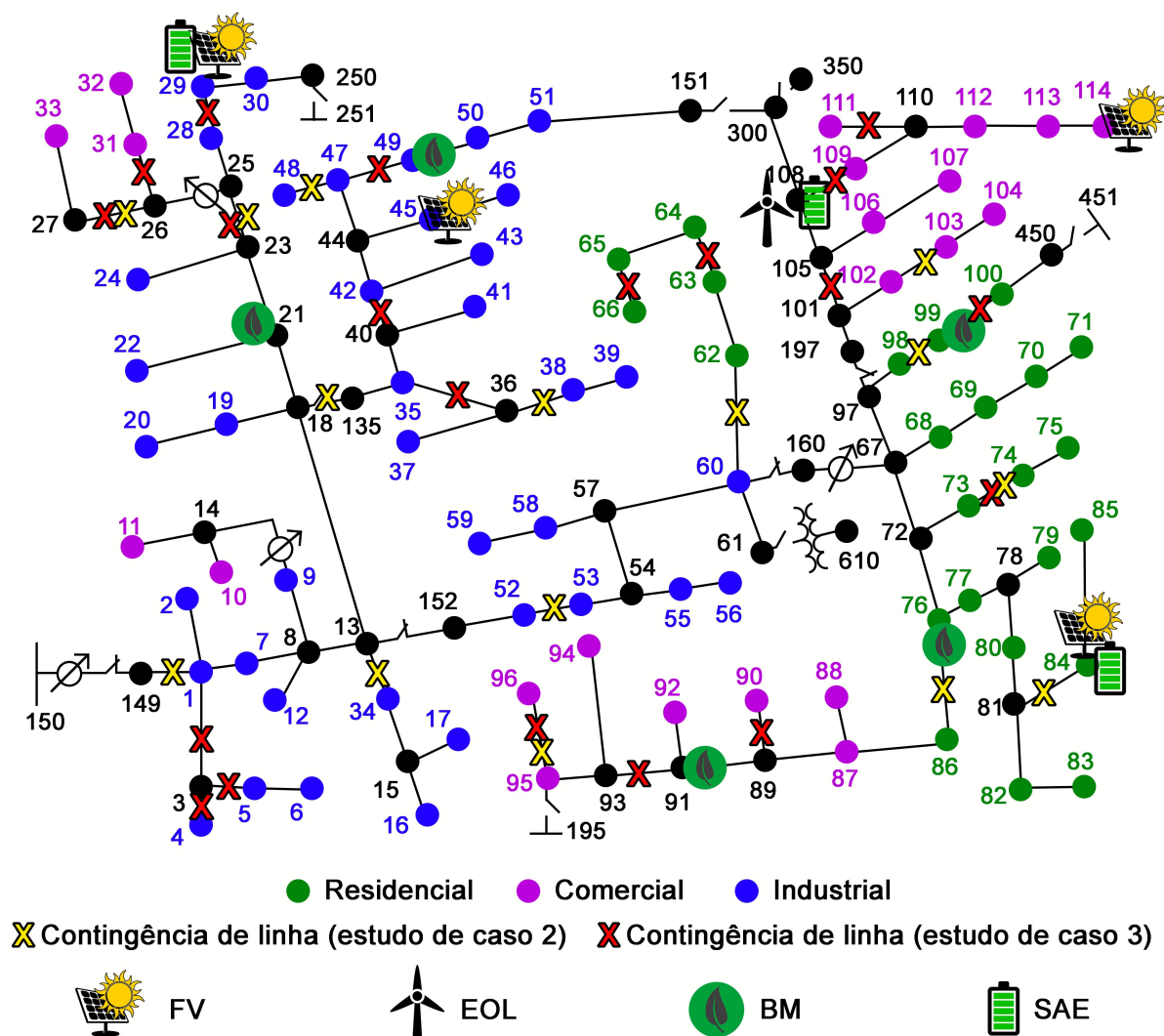
6.4.1 Estudo de caso 1: IEEE 123-barras sem ordens emergenciais

No primeiro estudo de caso, o FPOD-BP é realizado em um cenário sem a incidência de OEs. Este é um cenário de operação normal do sistema, sendo importante para se examinar o impacto das OEs nas demais análises.

No final do horizonte analisado, o FPOD-BP apresentou os seguintes custos:

- custo total: R\$ -17729,88 (lucro);
 - custo de SUB + RED: R\$ 7456,85;
 - custo dos clientes: R\$ -25186,73;

Figura 6.3 – Sistema de distribuição IEEE 123-barras com REDs, clientes e locais de contingência.



Fonte: Adaptado de W. H. Kersting (1991).

* custo com tarifas: R\$ -25186,73 (receita);

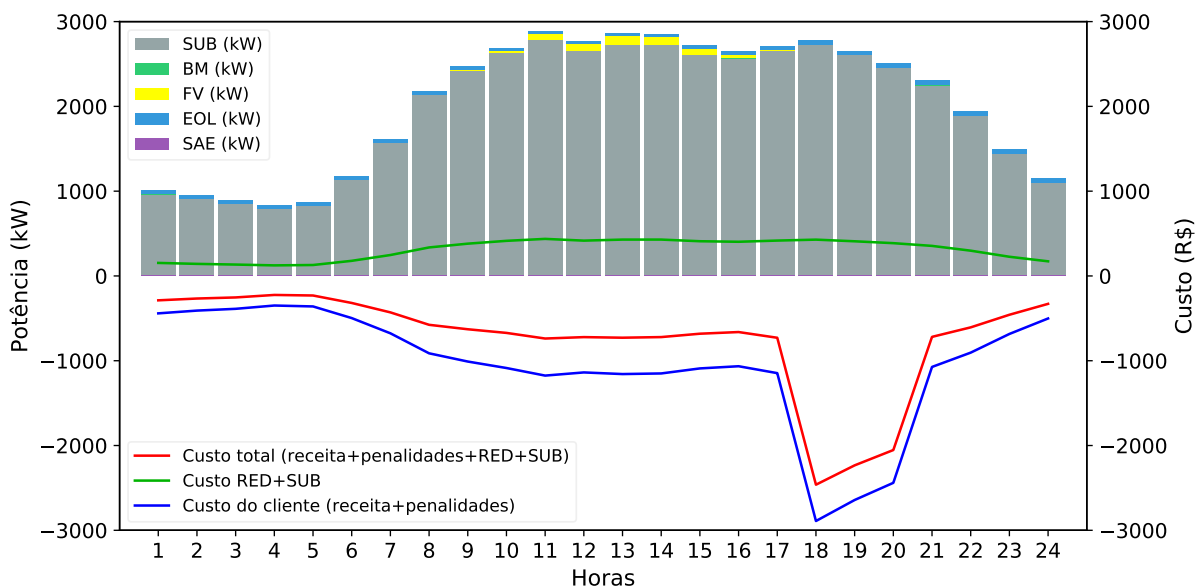
* penalidades: R\$ 0.

Este comportamento com lucro e sem penalidades já era esperado, visto que o sistema está operando em condições normais, i.e., sem perturbações. Nesse cenário, o sistema é projetado para ser rentável, para assim poder operar continuamente. Percebe-se que o custo de geração de energia representa uma parcela significativa do custo total, destacando a importância do despacho econômico. O tempo computacional total é 23,06 s e o *Gap* de otimalidade 0,006%.

A Fig. 6.4 apresenta o despacho das gerações em kW para cada hora de um período de 24 horas, assim como a evolução dos custos no tempo. Percebe-se que as gerações renováveis (FV e EOL) permaneceram conectadas à rede. Já as BMs e os

SAEs, por outro lado, não foram despachadas devido aos custos mais elevados quando comparadas com a rede principal (SUB). Como não há interrupções, o custo associado às penalidades é zero. Mesmo havendo um limite de tolerância de 4,71 horas para contabilizar o custo das penalidades (DIC^P), a interrupção de algum consumidor acarretaria em uma redução de receita para a concessionária, associada à venda de energia. Portanto, não é interessante realizar cortes de carga. O único valor associado aos clientes é a venda de energia, registrada como custo negativo (lucro). Pode-se observar que o lucro aumenta juntamente com a demanda (mais energia sendo vendida). Houve também um aumento acentuado no lucro entre as 18 h e 20 h. Isso se deve aos preços mais elevados das tarifas nesses horários de pico para os clientes comerciais e industriais.

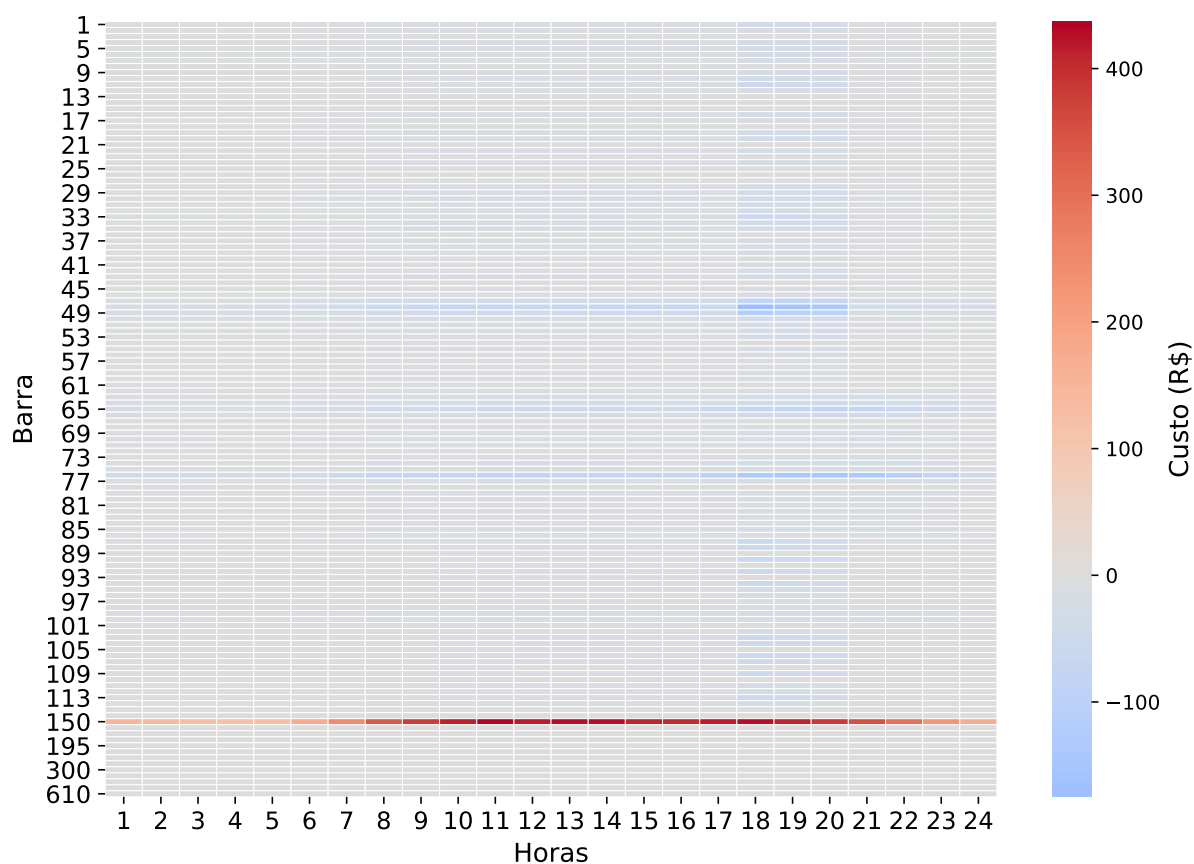
Figura 6.4 – FPOD-BP para a rede IEEE 123-barras sem OEs.



Fonte: Próprio autor.

Por fim, a Fig. 6.5 apresenta um mapa de calor dos custos do sistema para todo o período analisado e para cada barra. Nela se destaca os custos do fornecimento de energia pela subestação (barra 150), com esses custos acompanhando a demanda da carga. Identifica-se também as barras associadas às maiores receitas, dentre elas as barras industriais 47, 48 e 49, especificamente nos horários de pico, e a barra residencial 76, sendo essas prioritárias para a concessionária de energia no critério de receita.

Figura 6.5 – Mapa de calor de custos para a rede IEEE 123-barras sem OEs.



Fonte: Próprio autor.

6.4.2 Estudo de caso 2: IEEE 123-barras com 15 ordens emergenciais

Neste segundo estudo de caso, analisa-se um cenário com incidência de 15 OEs, geradas aleatoriamente. A Tabela 6.2 apresenta os dados das OEs, incluindo os tempos de incidência e os de reparo estimados. Os locais de incidência dessas OEs também podem ser vistos na Fig. 6.3, marcados em amarelo

Tabela 6.2 – Parâmetros de contingência para o estudo de caso 2

Contingência de linha Da barra - Para a barra	Tempo de incidência (horas)	Tempo de reparo (horas)
102-103; 149-1; 47-48; 18-135;	15; 15,25; 15,25; 15,25;	0,75; 0,5; 1,5; 0,75;
81-84; 76-86; 36-38; 52-53;	15,5; 15,75; 16,25; 16,25;	1; 0,5; 0,75; 1;
98-99; 60-62; 26-27; 13-34;	16,25; 16,75; 17; 17;	1,25; 1,25; 0,5; 1,25;
23-25; 95-96; 73-74	17,25; 17,75; 17,75	1,25; 0,5; 1,25

Fonte: Próprio autor.

No final do horizonte analisado, o FPOD-BP apresentou os seguintes custos:

- custo total: R\$ -15320,77 (lucro);

- custo de SUB + RED: R\$ 6511,29;
- custo dos clientes: R\$ -21832,06;
 - * custo com tarifas: R\$ -21832,06 (receita);
 - * penalidades: R\$ 0.

Os tempos computacionais e os *Gaps* para cada hora em que se realizou o FPOD-BP são apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Tempos computacionais e *Gaps* para o estudo de caso 2

Hora	Tempo de CPU	Gap %
1	24,58 s	0,006 %
15	25,52 s	0,088 %
16	17,69 s	0,379 %
17	217,56 s	0,153 %
Total	285,35 s	

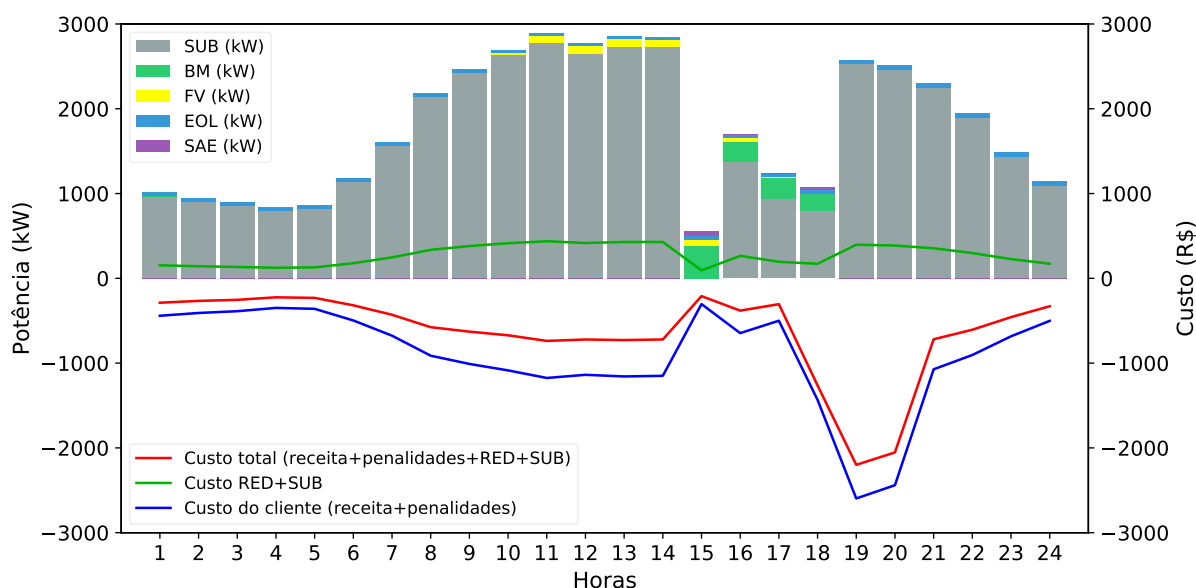
Fonte: Próprio autor.

Quando comparado com o estudo de caso 1, percebe-se o quanto as contingências impactaram financeiramente a operação do sistema, apresentando uma redução de R\$ 2409,11 no lucro, representando 13,59 %. Como visto nos resultados, não houve custos de penalidade, o que significa que o sistema foi capaz de evitar que conjuntos de consumidores permanecessem além de 4,71 h desenergizados. Dessa forma, a redução do lucro se deve à redução de R\$ 3354,67 da receita oriunda da energia vendida aos consumidores por estarem desenergizados. Por ter menos consumidores sendo supridos, o custo de geração de energia foi R\$ 945,56 menor em relação ao estudo de caso 1.

Através da Tabela 6.3 pode-se analisar o impacto que o cenário emergencial ocasionou no tempo computacional, passando de 23,06 s no estudo de caso 1, para 285,35 s no estudo de caso 2. Isso porque no cenário de operação normal, é possível atender todas as cargas pela subestação e, como ela possui um custo menor que os SAEs e GDDs e o corte de carga só tende a aumentar os custos, a solução óbvia acaba sendo não cortar cargas e não despachar os GDD e SAEs, facilitando a tomada de decisão. Apesar do aumento, considera-se que o tempo computacional foi satisfatório para aplicações reais. Ao se analisar os *Gaps*, percebe-se que a otimização alcançou uma solução de boa qualidade, com o maior deles sendo 0,379 %.

A Fig. 6.6 apresenta o FPOD-BP para o cenário analisado, com as potências das gerações despachadas e a evolução dos custos ao longo do tempo. Já a linha temporal dos atendimentos é apresentada na Tabela 6.4.

Figura 6.6 – FPOD-BP para a rede IEEE 123-barras com 15 OEs.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 6.4 – Solução do agendamento de 15 OEs.

Equipe	Agendamento (atendimento, t_{nc} em horas)
0	início → 102-103(15,78) → 81-84(16,79) → 60-62(18,27) → fim
1	início → 149-1(15,75) → 76-86(16,27) → 36-38(17,76) → 52-53(18,77) → fim
2	início → 26-27(17,51) → 23-25(18,77) → fim
3	início → 47-48(16,76) → 98-99(18,27) → 73-74(19,53) → fim
4	início → 18-135(16,01) → 13-34(18,25) → 95-96(18,77) → fim

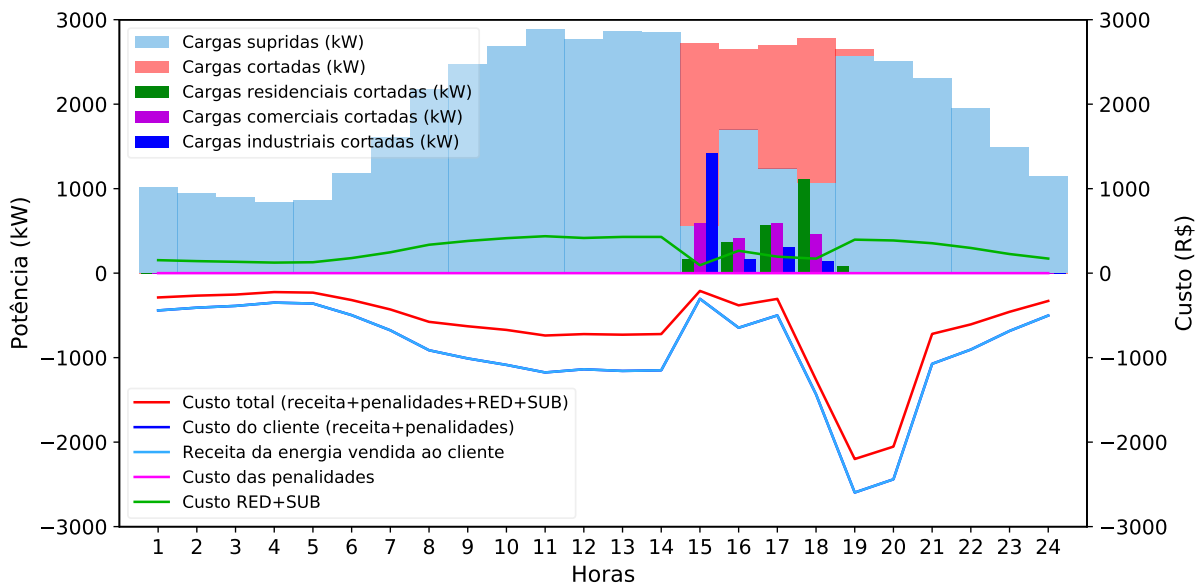
Fonte: Próprio autor.

Quando uma OE ocorre, as BMs e os SAEs se tornam competitivos para serem despachados, haja vista que o custo é menor do que o corte de carga, como pode ser observado na Fig. 6.6. Como pode ser visto na Tabela 6.4, as 15,25 h ocorre uma contingência na linha 149-1, deixando toda a rede desenergizada por um momento. Até que o reparo dela seja efetuado, o que ocorre as 15,75 conforme visto na Tabela 6.4, as cargas são supridas somente pelos REDs, havendo o despacho das BM e SAEs. Mesmo que as BMs e os SAEs possuem um custo mais elevado em relação à subestação, o custo de geração reduziu neste período, visto que grande parte da rede ficou desenergizada. A OE 18-135, que envolve um grande conjunto de consumidores industriais, com consumo de energia elevado neste momento (ver Fig. 6.1), também é prioritária no agendamento, com o reparo sendo realizado pela equipe 4. A partir das 16 h a rede se recupera parcialmente, contudo, os custos permanecem elevados até as 18 h, quando grande parte das OEs já foram reparadas e também o valor da tarifa para os consumidores comerciais e industriais se eleva devido ao horário de pico. A partir das 20

h todas as OEs já foram reparadas e o sistema volta ao seu estado operacional normal.

Os cortes de cargas, estratificados por tipo de carga, são apresentados na Fig. 6.7. Nota-se que na hora 15 h, quando há uma contingência em toda a rede, há um grande corte de cargas, principalmente industriais e comerciais. Neste momento a demanda dessas cargas são muito mais elevadas em comparação às cargas residenciais, como pode ser visto na Fig. 6.1. As 16 h já há um restabelecimento parcial da rede e uma redução nos cortes de carga. Percebe-se também que a potência cortada das cargas residenciais vai crescendo conforme as horas passam, acompanhando o aumento da demanda neste horário. Outro fator que contribui para a redução dos cortes das cargas industriais e comerciais, e o aumento dos cortes residenciais, é o valor da tarifa de pico para os consumidores industriais e comerciais das 18 h às 20h59. As 19 h há dois conjuntos de cargas residenciais ainda sem energia, afetados pela OE 73-74, que é reparada as 19,53, como pode ser visto na Tabela 6.4. É interessante notar pela Fig. 6.7 que neste estudo de caso foi possível evitar custos com penalidades, com as equipes sendo capazes de realizar os reparos antes que alguma OE ficasse mais que 4,71 h interrompida.

Figura 6.7 – Cargas cortadas e custos para a rede IEEE 123-barras com 15 OEs.

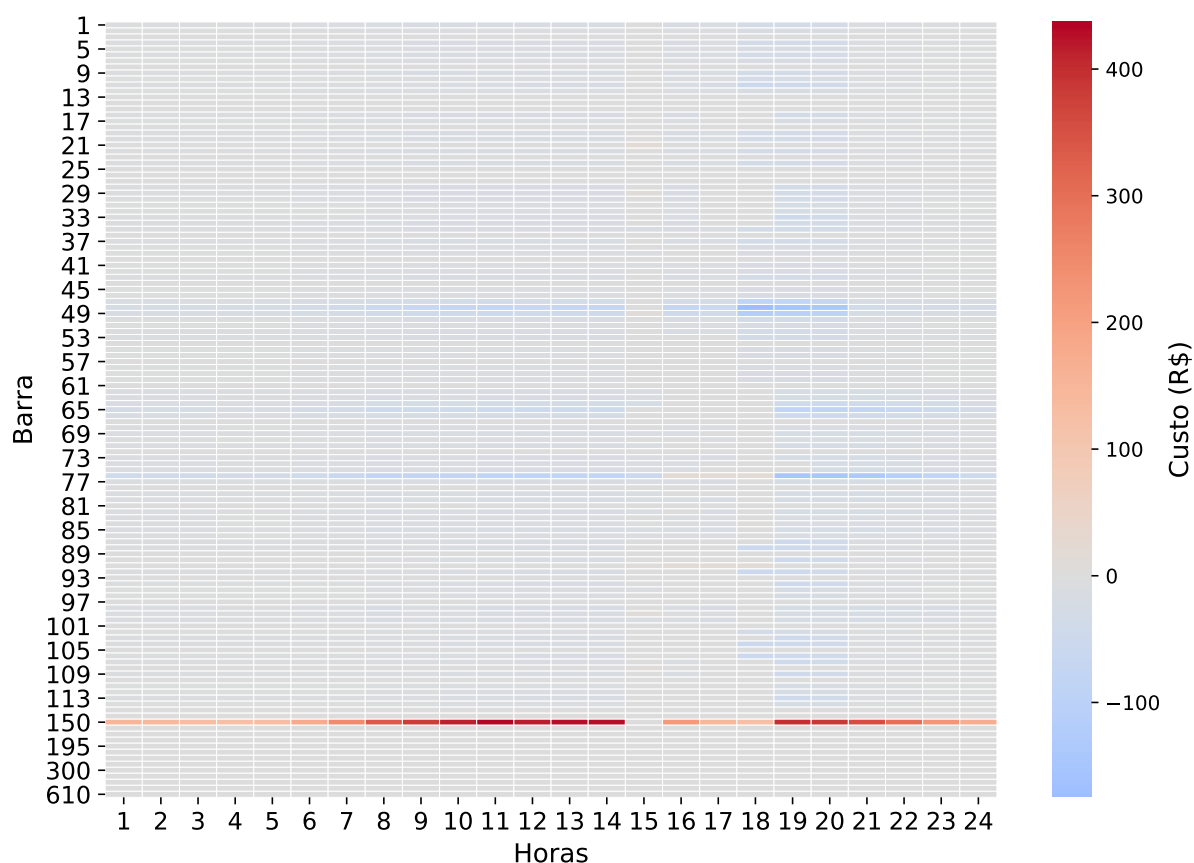


Fonte: Próprio autor.

Finalmente, a Fig. 6.8 apresenta o mapa de calor com os custos de cada barra por hora. É interessante notar que, neste caso, os clientes associados às OEs não apresentaram um custo associado às penalidades, somente queda de receita pela energia não vendida, não sendo portanto marcados com cores quentes no gráfico. É perceptível na Fig. 6.8 a queda da receita, e custos da SUB, no período entre 15 e 18 h,

momento de maior impacto das OEs. Como já visto anteriormente, a carga 48 desenergizada possui uma elevada receita associada, com a OE 47-48 sendo reparada de forma prioritária (Tabela 6.4) por não haver possibilidade de atendimento por RED.

Figura 6.8 – Mapa de calor de custos para a rede IEEE 123-barras com 15 OEs.



Fonte: Próprio autor.

6.4.3 Estudo de caso 3: IEEE 123-barras com 20 ordens emergenciais

Este terceiro estudo de caso apresenta um cenário com 20 OEs geradas aleatoriamente, no mesmo intervalo de tempo do estudo de caso 2. A Tabela 6.5 apresenta os dados das OEs, incluindo os tempos de incidência e os de reparo estimados. Os locais de incidência dessas OEs também podem ser vistos na Fig. 6.3, marcados em vermelho.

No final do horizonte analisado, o FPOD-BP apresentou os seguintes custos:

- custo total: R\$ -14078,50 (lucro);

Tabela 6.5 – Parâmetros de contingência para o estudo de caso 3

Contingência de linha Da barra - Para a barra	Tempo de incidência (horas)	Tempo de reparo (horas)
28-29; 40-42; 89-90; 101-105; 99-100; 65-66; 108-109; 3-4; 47-49; 26-31; 23-25; 1-3; 110-111; 63-64; 26-27; 3-5; 91-93; 95-96; 73-74; 35-36	15,5; 15,5; 15,5; 15,75; 15,75; 15,75; 15,75; 16; 16; 16,25; 16,25; 16,25; 16,25; 16,25; 16,5; 16,75; 17,5; 17,5; 17,5; 17,5	0,75; 1,5; 0,75; 1; 1,5; 0,75; 1,25; 1; 1; 0,75; 1,25; 0,75; 1,25; 1,5; 1,5; 1,5; 1,25; 1; 1,5; 0,75

Fonte: Próprio autor.

- custo de SUB + RED: R\$ 6682,88;
- custo dos clientes: R\$ -20761,38;
 - * custo com tarifas: R\$ -21899,77 (receita);
 - * penalidades: R\$ 1138,39.

Os tempos computacionais e os *Gaps* para cada hora em que se realizou o FPOD-BP podem ser vistos na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Tempos computacionais e *Gaps* para o estudo de caso 3

Hora	Tempo de CPU	Gap %
1	31,83 s	0 %
15	50,80 s	0,274 %
16	251,23 s	0,004 %
17	1708,48 s	14,996 %
Total	2042,34 s	

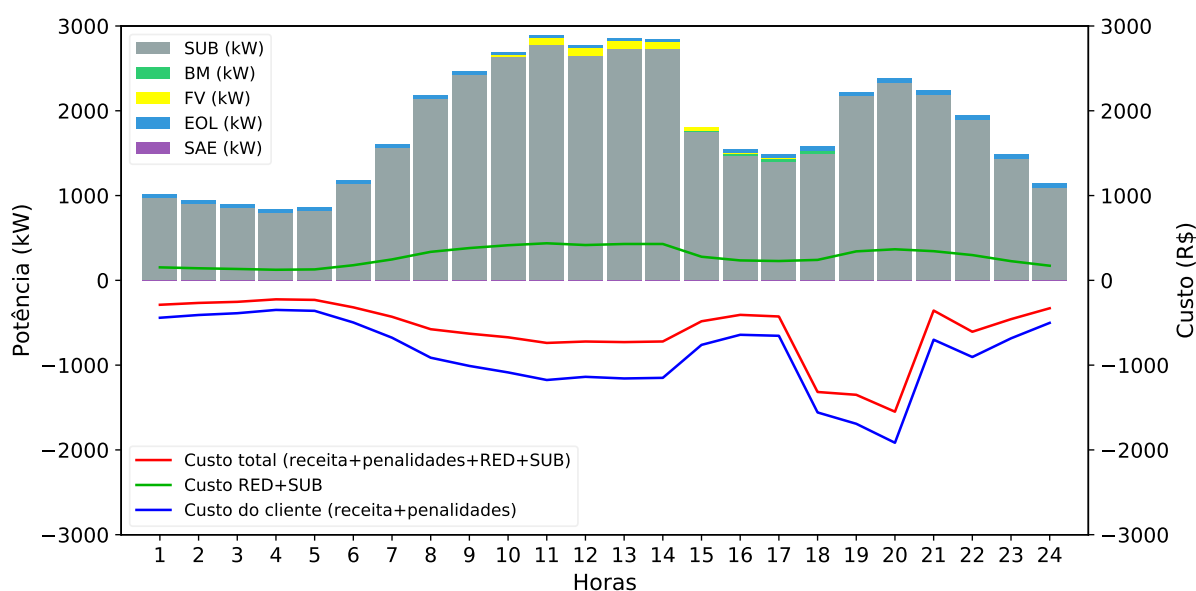
Fonte: Próprio autor.

Ao contrário do estudo de caso 2, neste cenário algumas cargas permaneceram interrompidas por um período maior que o limite de DIC^P (4,71 h). Este fator se deve principalmente pela maior incidência de OEs em comparação ao estudo de caso 2, ocasionando dois fatores: (1) as equipes demoraram mais para finalizar todos os reparos; (2) maior ocorrências de cargas sendo interrompidas múltiplas vezes, i.e., por OEs diferentes, como é o caso das OEs 1-3, 91-93, 23-25, 40-42, 101-105, 108-109 e 63-4 e as respectivas OEs à jusante destas, como pode ser visto na Fig. 6.3. Quando comparado ao estudo de caso 1, o lucro da concessionária reduziu R\$ 3651,38, representando um decréscimo de 20,59 %. Percebe-se o grande impacto financeiro que OEs podem ter na operação do sistema, podendo ser ainda maior se o agendamento não for coordenado com a operação do sistema, como será analisado mais adiante. Destaca-se ainda na comparação com a operação normal, os custos de penalidades de R\$ 1138,39 e a redução da receita de R\$ 3286,96 devido à energia não vendida aos consumidores interrompidos.

Através da Tabela 6.6 pode se perceber o impacto significativo que o aumento do número de OEs pode ter no tempo computacional, se elevando a partir da hora 16. Isso se deve principalmente ao fato de que as OEs ainda não reparadas, são inseridas novamente pelo Algoritmo 2 no conjunto de OEs a serem otimizadas. Esse acúmulo de OEs aumenta a complexidade computacional, principalmente na hora 17, o que levou o algoritmo 1 a interromper a busca por novas soluções ao alcançar um *Gap* de 15%, mantendo dessa forma o tempo computacional relativamente baixo.

A Fig. 6.9 apresenta o FPOD-BP para o cenário analisado, com as potências das gerações despachadas e a evolução dos custos ao longo do tempo. Já a linha temporal dos atendimentos é apresentada na Tabela 6.7.

Figura 6.9 – FPOD-BP para a rede IEEE 123-barras com 20 OEs.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 6.7 – Solução do agendamento de 20 OEs.

Equipe	Agendamento (atendimento, t_{nc} em horas)
0	início → 101-105(16,77) → 40-42(18,51) → 108-109(19,77) → 110-111(21,03) → fim
1	início → 89-90(16,26) → 47-49(18,01) → 73-74(19,53) → 26-27(21,05) → fim
2	início → 23-25(18,26) → 1-3(19,02) → 35-36(19,78) → 3-5(21,29) → fim
3	início → 28-29(16,26) → 99-100(18,52) → 26-31(19,30) → 95-96(20,32) → fim
4	início → 65-66(16,51) → 63-64(18,52) → 3-4(19,53) → 91-93(20,80) → fim

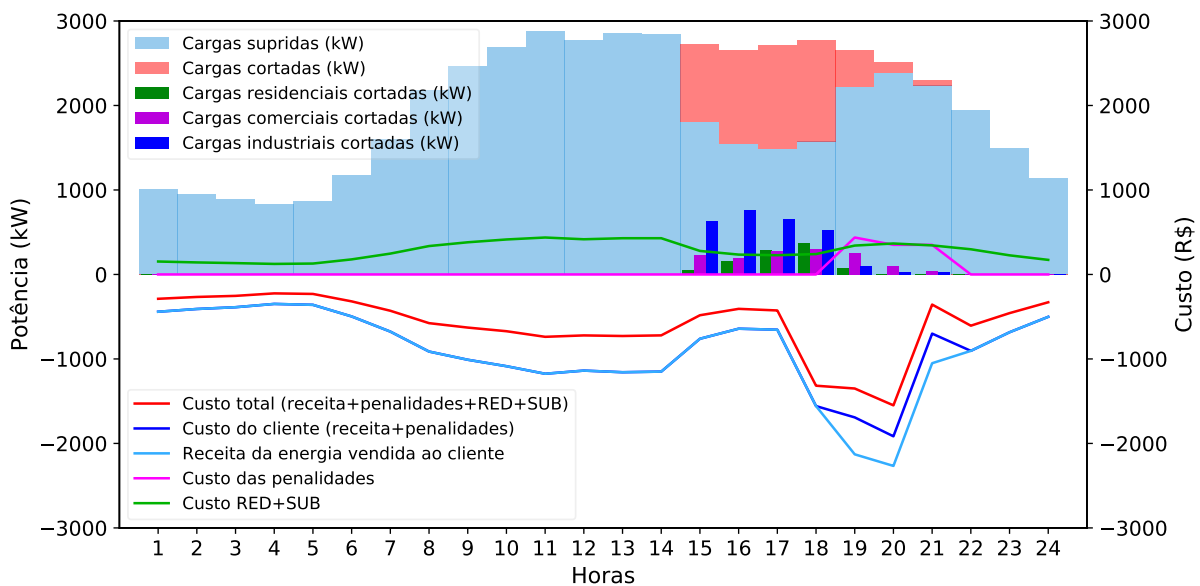
Fonte: Próprio autor.

Ao comparar a Fig. 6.9 com a Fig. 6.6 do estudo de caso 2, percebe-se que neste cenário não houve interrupções tão críticas, como a 149-1 do estudo de caso 1,

não levando a grandes regiões desenergizadas da rede. Contudo, através da Fig. 6.9 é possível perceber que neste cenário, por haver um maior número de OEs, as interrupções se prolongaram por um período maior, afetando a maior receita do período de ponta. A Tabela 6.7 apresenta o agendamento em maiores detalhes, onde é possível ver que os reparos se estenderam até as 21,29 h. Percebe-se ainda na Fig. 6.9 que o despacho dos REDs foi menor, devido à menor incidência de RED na regiões afetadas, se limitando ao despacho da BM da barra 49 das 15 h às 18 h.

A Fig. 6.10 apresenta os cortes de carga, onde pode-se notar uma maior potência cortada das cargas industriais, seguidas das comerciais. Isto é relacionado tanto ao fato de essas cargas possuírem maior demanda no momento das interrupções (Fig. 6.1), quanto por as cargas residenciais apresentarem um maior custo de penalidade, associado ao maior número de consumidores. Percebe-se que, conforme o atendimento vai sendo realizado pelas equipes, o corte de carga vai sendo reduzido, com a redução dos cortes das cargas industriais também acompanhando a redução da demanda ao final da tarde. A redução dos cortes de cargas industriais e comerciais a partir das 19 h também se deve à maior receita das tarifas associada à essas cargas no horário de pico (18-20 h). Como visto, alguns conjuntos de cargas foram afetadas múltiplas vezes por OEs, além de outras OEs terem o seu reparo realizado mais tarde devido ao elevado número de incidências. Isso levou a interrupções maiores que o limite de 4.71 h, acarretando em penalidades a partir das 19 h.

Figura 6.10 – Cargas cortadas e custos para a rede IEEE 123-barras com 20 OEs.

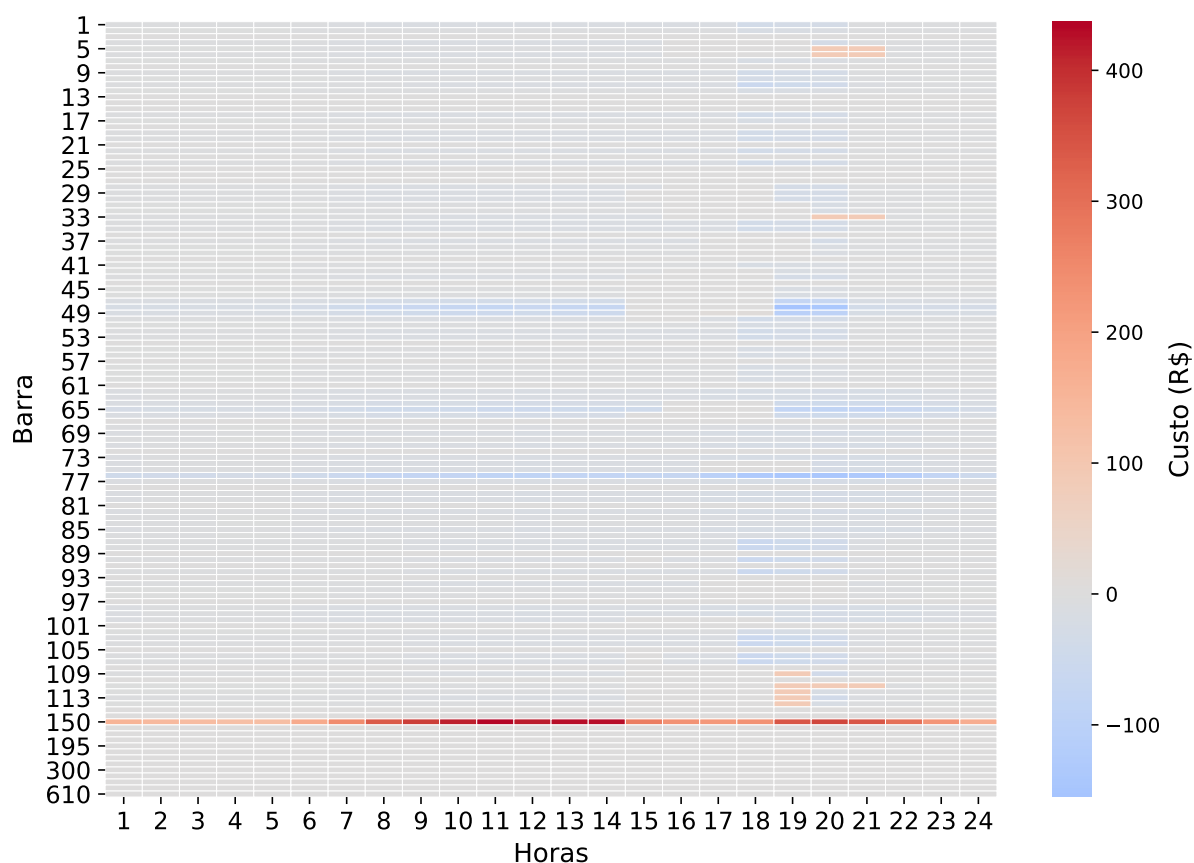


Fonte: Próprio autor.

No mapa de calor dos custos da Fig. 6.11 pode se notar que os maiores custos são

associados às barras 109, 111, 112, 113 e 114 na hora 19, sendo todas comerciais; e às barras industriais 5 e 6 e às comerciais 33 e 111, nas horas 20 e 21. Deve-se ter em mente que estes são os custos após a otimização, com os maiores custos já tendo sido evitados no processo. Esta análise é um indicativo importante um planejamento de aumento de resiliência da rede frente a eventos climáticos severos, podendo ser realizada a alocação de novos REDs no sistema ou reforço da rede, percebendo as cargas mais críticas em cada momento, para o atual cenário emergencial. Identificando que os maiores custos são associados a horários de pouca radiação solar, como neste caso, um sistema FV só seria útil se instalado juntamente com um SAE. Dessa forma, um investimento interessante poderia ser a instalação de um SAE na barra 114. Esta análise indica que um estudo mais aprofundado de alocação de REDs é uma proposta interessante para extensão deste trabalho futuramente.

Figura 6.11 – Mapa de calor de custos para a rede IEEE 123-barras com 20 OEs.

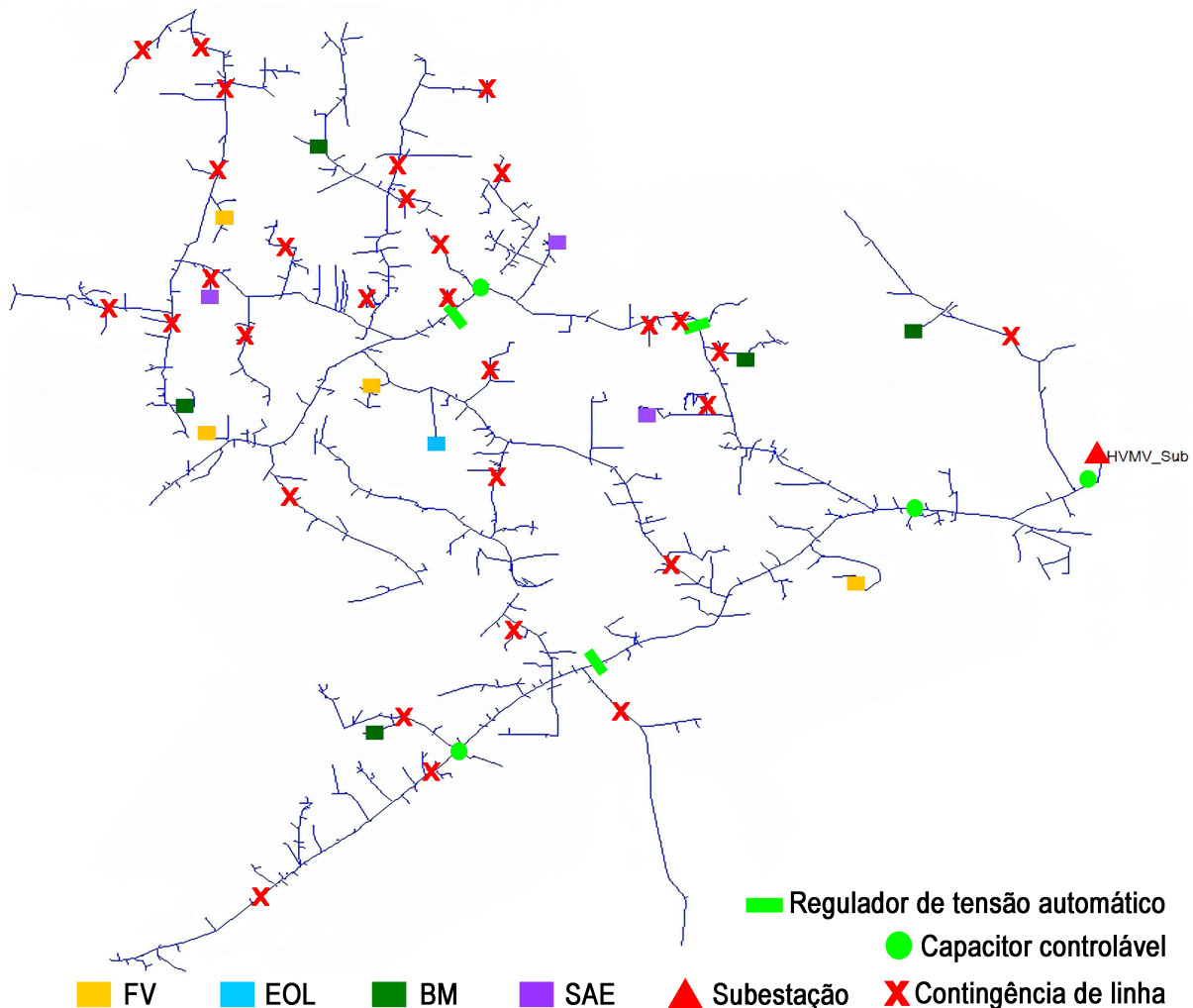


Fonte: Próprio autor.

6.5 TESTE NO SISTEMA IEEE 8500-NÓS

De modo a analisar a escalabilidade do modelo matemático e algoritmo propostos, esta seção apresenta os estudos de caso no sistema de distribuição IEEE 8500-nós trifásico desbalanceado com 1177 nós de carga, ilustrado na Fig. 6.12, sendo considerada uma rede de grande porte. Os detalhes do sistema podem ser acessados em IEEE PES (2020). A rede é modificada com a adição de 13 REDs, sendo eles: 5 BM (100 kW cada), 4 FV (25 kW cada), 1 EOL (50 kW) e 3 SAE (50 kWh/25 kVA cada). Os locais dos REDs podem ser vistos na Fig. 6.12. A classificação dos clientes, juntamente com as respectivas barras às quais são atribuídos, são definidos aleatoriamente.

Figura 6.12 – Sistema de distribuição IEEE 8500-nós com REDs e locais de contingência para o estudo de caso 6.



Fonte: Adaptado de IEEE PES (2020).

A tensão nominal de linha ($V^{nominal}$) do sistema IEEE 8500-nós é 12,47 kV. Utilizou-se para estimativa da corrente, o condutor "397 ACSR" da saída da subestação,

com $I^{max} = 630$ A (IEEE PES, 2020). Dessa forma, os limites de potência são definidos como $P_k^{K,max} = Q_k^{K,max} = \sqrt[2]{3} \times 12,47 \times 630 = 13607,16$ kW. Para o cenário emergencial analisado, são consideradas 30 OEs geradas aleatoriamente, atendidas por 5 equipes de reparo. Considerando o TUSD da Tabela 6.1, o EUSD médio (Eq. 5.7) para os consumidores residenciais, comerciais e industriais é R\$ 1183,7732, R\$ 916,1897 e R\$ 782,0578 respectivamente.

6.5.1 Estudo de caso 4: IEEE 8500-nós sem ordens emergenciais

Neste cenário é analisado o comportamento FPOD-BP em um cenário sem a incidência de OEs, sendo esse um cenário de operação normal do SDEE. No final do horizonte analisado, o FPOD-BP apresentou os seguintes custos:

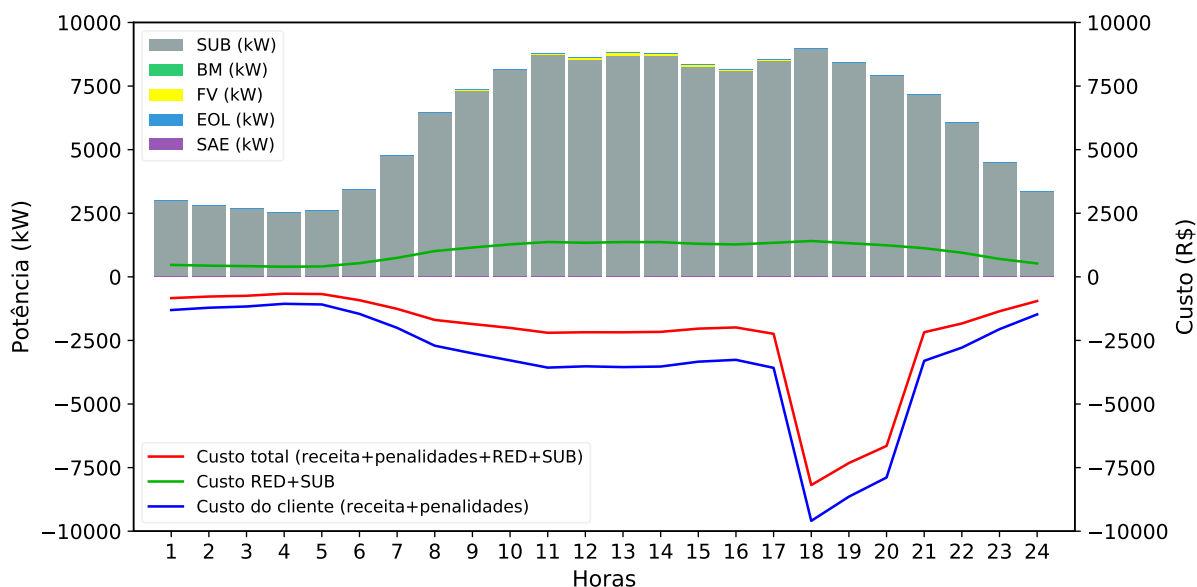
- custo total: R\$ -54887,96 (lucro);
 - custo de SUB + RED: R\$ 23485,79;
 - custo dos clientes: R\$ -78373,75;
 - * custo com tarifas: R\$ -78373,75 (receita);
 - * penalidades: R\$ 0.

O tempo computacional total é 646,63 s e o *Gap* de otimalidade 0%. Quando comparado este estudo de caso com o 1, realizado na rede IEEE 123-barras, percebe-se o impacto que o tamanho da rede elétrica tem na complexidade computacional. Contudo, percebe-se que o uso da modelagem e algoritmo propostos na operação da rede em situação normal não apresenta desafios computacionais significativos para aplicações reais.

A Fig. 6.13 apresenta os despachos dos REDs em kW para cada hora do período analisado, assim como a evolução dos custos no tempo. Como manteve-se o mesmo dimensionamento de potência e número de REDs daquelas aplicadas à rede IEEE 123-barras, as potências dos REDs são menos expressivas neste estudo, dada a maior dimensionalidade da rede. Isso foi realizado de modo a facilitar a comparação entre os estudos de caso. Ainda assim, percebe-se que o comportamento é similar ao do estudo de caso 1, com as gerações FV e EOL permanecendo conectadas à rede e as BM e SAE não sendo despachadas, devido ao maior custo quando comparadas à rede principal (SUB). O custo de penalidades é nulo, visto que não há a necessidade de realizar cortes por não haver interrupções, com a operação visando o fornecimento ininterrupto de modo a maximizar a receita da venda de energia. O único custo da operação é o da geração associada à SUB. A receita oriunda da venda de energia acompanha a demanda das cargas, com um aumento nos horários de pico, associado às maiores tarifas para os

clientes comerciais e industriais. Ressalta-se que optou-se por não apresentar o mapa de calor dos custos para a rede IEEE 8500-nós devido ao elevado número de barras.

Figura 6.13 – FPOD-BP para a rede IEEE 8500-nós sem OEs.



Fonte: Próprio autor.

6.5.2 Estudo de caso 5: IEEE 8500-nós com 30 ordens emergenciais

Este estudo de caso analisa um cenário emergencial com forte incidência de OEs, sendo 30 delas, geradas aleatoriamente. A Tabela 6.8 apresenta os dados das OEs, incluindo os tempos de incidência e de reparo estimados, seguindo as nomenclaturas de IEEE PES (2020). Os locais de incidência dessas OEs também podem ser vistos na Fig. 6.12, marcados em vermelho.

No final do horizonte analisado, o FPOD-BP apresentou os seguintes custos:

- custo total: R\$ -42552,58 (lucro);
 - custo de SUB + RED: R\$ 22055,27;
 - custo dos clientes: R\$ -64607,85;
 - * custo com tarifas: R\$ -71851,18 (receita);
 - * penalidades: R\$ 7243,33.

Já os tempos computacionais e os *Gaps* para cada hora em que se realizou o FPOD-BP podem ser vistos na Tabela 6.9.

Tabela 6.8 – Parâmetros de contingência para o estudo de caso 5

Contingência de linha	Tempo de incidência (horas)	Tempo de reparo (horas)
LN6350539-1; LN81048089-1; LN6167816-1;	15; 15; 15;	1; 0,5; 0,75;
LN5985378-1; LN5835130-1; LN6411366-1;	15; 15; 15,5;	0,5; 0,75; 0,5;
LN5653455-1; LN5528079-3; LN5926324-1;	15,5; 15,5; 15,75;	1,5; 0,75; 1,25;
LN6047583-1; LN6259982-1; LN6138606-1;	15,75; 15,75; 16;	0,5; 1,25; 1;
LN5835131-1; LN5591703-1; LN5775433-3;	16; 16; 16;	1,5; 1; 1;
LN6380802-1; LN6409797-1; LN5524067-1;	16,25; 16,25; 16,5;	0,75; 0,75; 0,75;
LN6106584-1; LN5985348-1; LN8961800-3;	16,5; 16,5; 16,5;	1; 1,25; 0,5;
LN5714053-1; LN5956465-1; LN6435650-1;	16,5; 16,75; 17,25;	1,5; 1; 1;
LN6380813-1; LN6212942-1; LN5804787-1;	17,5; 17,5; 17,75;	1,25; 1,25; 1,5;
LN5623425-1; LN5532750-1; LN6320332-1	17,75; 17,75; 17,75	1,25; 0,75; 1

Fonte: Próprio autor.

Tabela 6.9 – Tempos computacionais e *Gaps* para o estudo de caso 5

Hora	Tempo de CPU	<i>Gap</i> %
1	624,44 s	0,005 %
15	1167,00 s	0,167 %
16	2111,84 s	38,816 %
17	5012,83 s	25,148 %
Total	8916,11 s (2,48 h)	

Fonte: Próprio autor.

A redução de R\$ 12335,38 do faturamento deixa evidente o impacto que um elevado número de OEs tem na operação no sistema, valor esse que poderia ser ainda maior na falta de uma co-otimização, como será visto mais adiante. No final do período houve ainda um custo de penalidades, o que é esperado dado o elevado número de OEs, com as equipes não conseguindo finalizar todos os atendimentos antes do limite *DIC^P*.

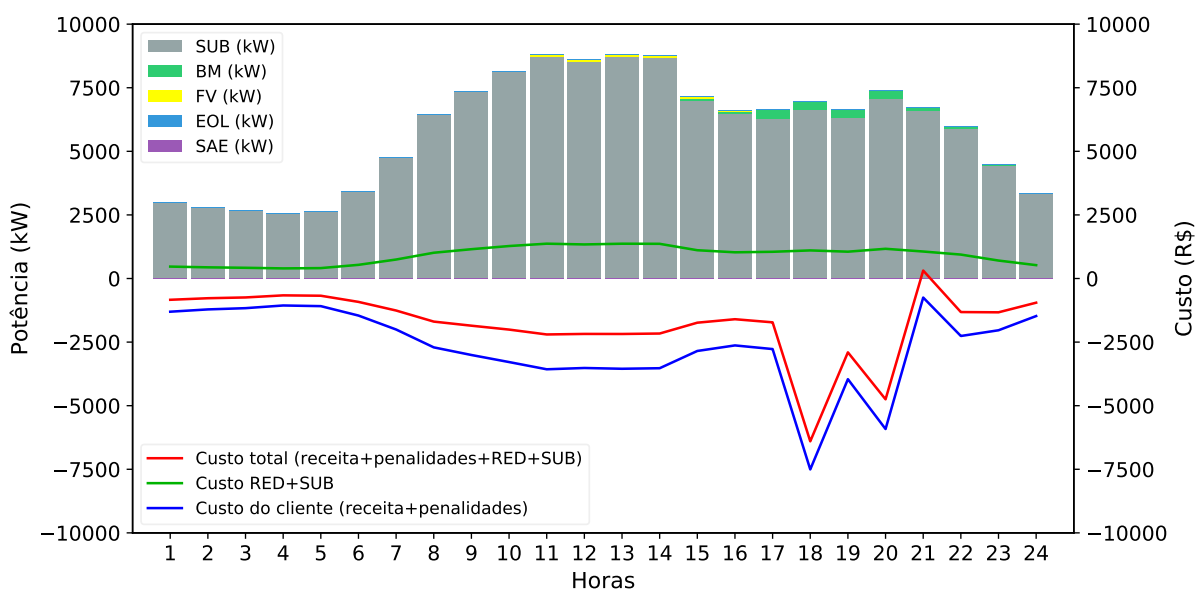
A complexidade associada ao tamanho da rede, a elevada incidência de OEs, o acúmulo das OEs nas horas 16 e 17, i.e., aquelas ainda não finalizadas e reinseridas pelo Algoritmo 2, juntamente com a reotimização realizada por causa da liberação do *Pré-agendamento*, levam aos elevados *Gaps* das horas 16 e 17. Isso tudo aumenta bastante a complexidade, levando a finalizar com *Gaps* elevados, o que indica que ainda há espaço para melhorias, ao custo de um elevado tempo computacional, dado o tempo necessário para atingir o *Gap* atual.

A diferença entre os tempos computacionais deste estudo de caso para os estudos de caso 2 e 3, destacam a diversidade de cenários que podem ser enfrentados pelo operador do sistema. Com o algoritmo implementado, obteve-se uma solução balanceada entre qualidade e tempo computacional, realizando a co-otimização enquanto os tempos computacionais fossem aceitáveis. Isso será visto em maiores detalhes na seção de *benchmark*. Quando comparado com o estudo de caso 4, percebe-se que o impacto

computacional de 30 OEs em uma rede de grande porte é significativo, aumentando de 621,41 s no caso sem OEs, para 2,48 h para este caso. Ainda assim, analisando cada hora individualmente, sendo esse o modo que o algoritmo será executado na vida real, nota-se que os tempos computacionais são aceitáveis, dada a complexidade do problema, visto que foram resolvidos em um computador pessoal padrão.

A Fig. 6.14 apresenta o FPOD-BP para o cenário analisado, com as potências das gerações despachadas e a evolução dos custos ao longo do tempo. Já a linha temporal dos atendimentos é apresentada na Tabela 6.10.

Figura 6.14 – FPOD-BP para a rede IEEE 8500-nós com 30 OEs.



Fonte: Próprio autor.

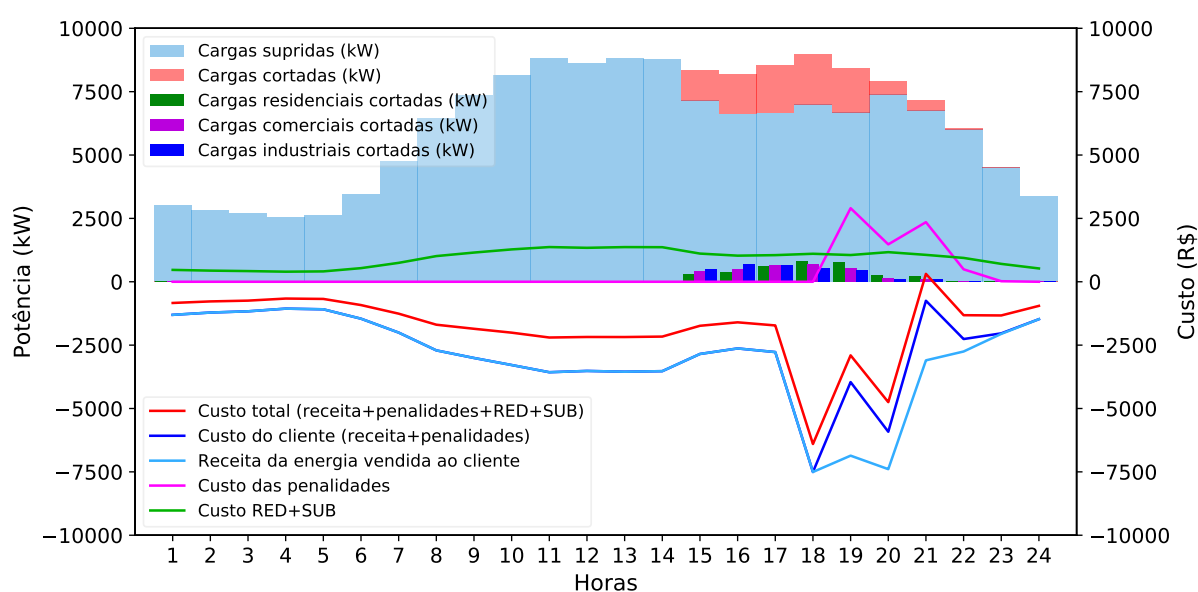
Como os reparos se estenderam por um longo período (Tabela 6.10), o faturamento foi severamente afetado, como pode se perceber na Fig. 6.14, ficando visível a redução de R\$ 12332,43 do faturamento em relação ao cenário sem OEs. Nota-se também na Fig. 6.14 que o despacho das BMs, com maior potência instalada, foram elevados a partir das 17 h, reduzindo as cargas interrompidas através da operação ilhada. É interessante notar como o despacho das GDs influenciou o atendimento apresentado na Tabela 6.10. A OE LN6435650-1, localizada no ramal lateral próximo à subestação, o qual possui uma BM, apesar de ter ocorrido as 17,25 h, foi reparada somente as 23,07 h, sendo a última a ser reparada pela equipe 1. Isso ocorreu por que a BM foi capaz de reduzir o impacto da interrupção. O mesmo ocorreu com a OE LN5775433-3, localizada na ilha suprida pela BM à esquerda da referida anteriormente, sendo a última a ser atendida pela equipe 0, mesmo com incidência as 16 h. Os cortes de cargas, estratificados por tipo de carga, são apresentados na Fig. 6.15.

Tabela 6.10 – Solução do agendamento de 30 OEs.

Equipe	Agendamento (atendimento, t_{nc} em horas)
0	início → LN5985378-1(15,69) → LN6259982-1(16,95) → LN5524067-1(18,53) → LN5985348-1(19,85) → LN5591703-1(20,86) → LN5775433-3(21,93) → fim
1	início → LN6167816-1(15,88) → LN5653455-1(17,47) → LN5528079-3(18,61) → LN5804787-1(20,19) → LN5714053-1(21,86) → LN6435650-1(23,07) → fim
2	início → LN6350539-1(16,17) → LN5956465-1(18,83) → LN6138606-1(19,94) → LN8961800-3(20,53) → LN6380813-1(21,83) → LN6212942-1(23,14) → fim
3	início → LN81048089-1(15,58) → LN6411366-1(16,16) → LN6380802-1(18,56) → LN5623425-1(19,87) → LN6320332-1(20,99) → fim
4	início → LN5835130-1(15,89) → LN5926324-1(17,21) → LN5835131-1(19,30) → LN6047583-1(19,88) → LN5532750-1(20,81) → LN6106584-1(21,83) LN6409797-1(22,59) → fim

Fonte: Próprio autor.

Figura 6.15 – Cargas cortadas e custos para a rede IEEE 8500-nós com 30 OEs.



Fonte: Próprio autor.

Ao se analisar a Fig. 6.15, percebe-se que a grande incidência de OEs acarretou em elevados custos de penalidades e forte redução da receita, chegando ao ponto em que os custos ultrapassaram a receita na hora 21. As penalidades foram ainda agravadas pelas múltiplas incidências de OEs em certos conjuntos de consumidores. É interessante notar que os cortes das cargas residenciais foram reduzidos após o início da contabilização das penalidades, mesmo este sendo o momento de maior demanda residencial. Isso ocorre

tanto para evitar a redução dessa maior receita associada à essa maior demanda neste período, quanto, e principalmente, devido ao fato de essas cargas possuírem um maior número de consumidores (ver seção 6.2) e, com isso, um maior custo de penalidades.

6.6 ESTUDOS DE BENCHMARK

De modo a demonstrar as contribuições da modelagem co-otimizada e do algoritmo propostos, nesta seção, os resultados já obtidos dos casos emergenciais são comparados com os resultados obtidos através de duas variações do método, são elas:

- Benchmark (1): os problemas de FPOD-BP e AOE são resolvidos separadamente. O problema de AOE é resolvido no *Pré-agendamento* da etapa 7 do Algoritmo 1, e o FPOD-BP é resolvido na etapa 18, sem as restrições de AOE;
- Benchmark (2): os problemas de FPOD-BP e AOE são resolvidos de maneira totalmente co-otimizada, ou seja, sem o *Pré-agendamento* da etapa 7 do Algoritmo 1.

Tanto a variação Benchmark (1) quanto Benchmark (2) são resolvidas na primeira iteração do passo 11 do Algoritmo 1. No Benchmark (1) o agendamento não se altera depois da etapa de *Pré-agendamento* e no Benchmark (2) o agendamento já é totalmente liberado, ou seja, não há pré-agendamento. A Tabela 6.11 apresenta os resultados dos estudos, onde "Gap [15,16,17]-h" representa o *Gap* de otimalidade para as horas 15, 16 e 17 respectivamente.

Tabela 6.11 – Resultados dos estudos de *benchmark*.

		Algoritmo 1	Benchmark (1)	Benchmark (2)
Estudo de caso 2	FO	R\$ -15320,77	R\$ -15320,77	R\$ -15314,65
	Gap [15,16,17]-h	[0,09%, 0,38%, 0,15%]	[0,09%, 0,38%, 0,15%]	[3,64%, 3,98%, 10,06%]
	Tempo de CPU	285,35 s	286,98 s	6981,24 s (1,94 h)
Estudo de caso 3	FO	R\$ -14078,50	R\$ -9468,88	R\$ -14218,48
	Gap [15,16,17]-h	[0,27%, 0%, 15%]	[0,08%, 0%, 0%]	[3,89%, 626,22%, 16,96%]
	Tempo de CPU	2042,34 s	556,78 s	8727,12 s (2,42 h)
Estudo de caso 5	FO	R\$ -42552,58	R\$ -36441,87	R\$ -36286,37
	Gap [15,16,17]-h	[0,17%, 38,82%, 25,15%]	[0,09%, 0,74%, 0,01%]	[4,31%, 29,58%, 26,07%]
	Tempo de CPU	8916,11 s (2,48 h)	3873,21 s (1,07 h)	18414,01 s (5,11 h)

Fonte: Próprio autor.

Ao analisar de maneira geral os resultados da Tabela 6.11, percebe-se que o Benchmark (1) apresentou os menores tempos computacionais. Isso se deve ao

desacoplamento dos problemas de FPOD-BP e AOE, sendo essa a forma tradicional de tratar o problema na vida real e em grande parte da literatura. Essa ideia de desacoplamento dos problemas é aplicada de forma parcial na lógica do Algoritmo 1 através da etapa de *Pré-agendamento*, afim de reduzir a complexidade computacional. Por outro lado, os resultados da Tabela 6.11 deixam explícito a perda na qualidade da solução ao realizar tal aproximação, com o Benchmark (1) apresentando os piores valores da FO. Os *Gaps* extremamente baixos também indicam que não há espaço para melhorias, estando estes entre os melhores custos a se obter.

Como o Benchmark (1) não diferencia os tipos de OEs, visando somente reduzir o tempo de interrupção através da Eq. 5.50, ocorre casos como no estudo de caso 3, onde o atendimento da OE 110-111 foi realizado antes da OE 108-109, mesmo com a FV na barra 114 (associada à OE 108-109) não sendo capaz de suprir cargas por não haver mais irradiação solar no momento. Nas comparações no cenário do estudo de caso 2, as três versões do algoritmo apresentaram valores muito próximos para a FO. Isso é devido ao fato de que neste cenário, com poucas OEs, as equipes não tiveram mais do que duas OEs nos seus agendamentos, não sendo realizada a liberação do pré-agendamento na etapa 12 do Algoritmo 1. A pequena variação observada entre o Algoritmo 1 e o Benchmark (1) é devido a pequenas alterações de processamento do computador no momento da simulação. Estabelecendo os resultados da FO do Algoritmo 1 como referência, ao comparar com o Benchmark (1) temos o seguinte: estudo de caso 2, 100 %; estudo de caso 3, 67,25 %; estudo de caso 5, 85,64 %. Vemos que o Benchmark (1) apresentou um lucro menor nos estudos casos 3 e 5, destacando as melhorias da co-otimização realizada pelo Algoritmo 1, liberando o agendamento pré definido.

O Benchmark (2) apresentou um tempo computacional significativamente maior em todos os estudos. Isto demonstra a maior complexidade do problema quando tratado de maneira totalmente co-otimizada. Ao se analisar os *Gaps* da Tabela 6.11, percebe-se que este tempo seria ainda consideravelmente maior caso a busca por novas soluções não fosse interrompida pelo Algoritmo 1. Os *Gaps* elevados também indicam que é possível melhorar as soluções, especialmente para as instâncias maiores, como os estudos de caso 3 e 5. As soluções obtidas e a indicação de que poderiam ainda ser melhores, destacam a possibilidade de se obter uma solução de melhor qualidade ao tratar os problemas de forma co-otimizada, contudo, a um elevado custo computacional, dado os tempos e *Gaps* atuais obtidos.

No estudo de caso 2, o Benchmark (2) alcançou um valor de FO próximo aos demais algoritmos, porém, com um tempo computacional extremamente maior. Neste caso o critério de limite de tempo foi atingido para a hora 17, interrompendo a busca com o *Gap* de 10,06 %. O baixo número de OEs por equipe de reparo e os valores próximos de FO para os três algoritmos, indicam que destinar mais tempo de otimização traria poucas melhorias na qualidade da solução. Este caso destaca o benefício da lógica da

etapa 12 do Algoritmo 1, com a co-otimização completa não apresentando ganhos significativos para poucas OEs por equipe. No estudo de caso 3, o Benchmark (2) apresentou uma solução melhor que os demais, com os elevados *Gaps* indicando haver bastante espaço para melhorias. Contudo, o elevado tempo computacional indica que melhorar a solução seria computacionalmente custoso. No estudo de caso 5, a solução do Benchmark (2) foi próxima à do Benchmark (1), porém, bem inferior à do Algoritmo 1. Comparando o Benchmark (2) com o Algoritmo 1 como referência, têm-se o seguinte: estudo de caso 2, 99,96 %; estudo de caso 3, 100,99 %; estudo de caso 5, 85,27 %.

Apesar de os elevados *Gaps* do Benchmark (2) indicarem possibilidade de melhoria da solução, com os resultados do estudo de caso 3 já apresentando uma solução melhor, os tempos computacionais expressivamente maiores que os dos demais algoritmos indicam que esta abordagem não é prática para aplicações reais. Além disso, percebe-se que a complexidade do Benchmark (2) aumenta consideravelmente com o tamanho da instância. Já o Benchmark (1) apresentou baixos tempos computacionais, mas soluções com qualidade consideravelmente inferior ao Algoritmo 1.

De modo a se ter uma melhor perspectiva da performance computacional dos resultados aqui apresentados, vale a pena retomar o estudo de Kim et al. (2020) com modelo não linear, analisado nas seções 2.1 e 3.5. Kim et al. (2020) apresentam um estudo de FPOD com MGs e REDs, onde, entre os métodos analisados, em dois deles o problema modelado como PNLIM é resolvido pelos *solvers* KNITRO e BONMIN. Nos cenários em uma rede de 15 barras, com 16 REDs e considerando um horizonte de planejamento de 24 horas, o *solver* KNITRO não foi capaz de convergir em um tempo computacional razoável e o *solver* BONMIN conseguiu convergir após 10 h. Ressalta-se que o modelo não abordou o problema de AOE, não realizou múltiplos despachos conforme o cenário se atualiza e nem modelou um sistema trifásico, como nesta tese, além de considerar uma rede menor. Com isso pode-se ter uma ideia da elevada complexidade que o problema pode apresentar se modelado como não linear. Os próprios autores Kim et al. (2020) ainda apresentam uma alternativa com DBG e OCD, decompondo parte do problema como PLIM e outra parte não linear, obtendo ganhos computacionais significativos, ao custo da qualidade da solução.

Os estudos de *benchmark* apresentados na Tabela 6.11 ressaltaram as contribuições da modelagem co-otimizada dos problemas e do algoritmo proposto, com os resultados do Algoritmo 1 apresentando um bom equilíbrio entre performance computacional e qualidade de solução. A performance foi melhorada através da etapa de *Pré-agendamento*, e a qualidade da solução aprimorada através das sucessivas otimizações, com o pré-agendamento sendo gradualmente liberado. Todo esse processo foi ainda monitorado de perto pelo laço da etapa 16 do Algoritmo 1, de modo a evitar uma estagnação na busca por novas soluções e, com isso, longos tempos computacionais. É importante destacar que os parâmetros de limites de tempo e de *Gap* podem ser

facilmente parametrizados de acordo com a estratégia da concessionária, buscando o balanço desejado entre velocidade e qualidade da solução.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1 CONCLUSÕES

Em um mercado cada vez mais competitivo e complexo, com crescente penetração de REDs, é estratégico para as concessionárias de energia o desenvolvimento de um modelo capaz de atender essas demandas e utilizar esses recursos disponíveis de maneira ótima, com o FPOD-BP atendendo tais objetivos. Em adição a isso, dada a ocorrência cada vez mais frequente de eventos climáticos severos, aliado à falhas normais de operação e de desgaste dos equipamentos, a incidência de ordens emergenciais é algo sempre presente nas redes de distribuição, com os seus reparos devendo ser realizados o mais brevemente possível, problema conhecido como AOE. Conforme apresentado neste trabalho, tanto o problema de FPOD-BP quanto o de AOE possuem um elevado nível de complexidade, sendo por isso tradicionalmente tratados de forma desacoplada pela literatura e pelas concessionárias de energia. Contudo, em sistemas reais eles são interdependentes, demandando uma modelagem de co-otimização a fim de se obter uma solução de melhor qualidade.

Nesta Tese de Doutorado foi proposto um modelo matemático para a co-otimização dos problemas de FPOD-BP com reparo de ordens emergenciais. O problema é formulado como programação linear inteira mista, com um modelo de fluxo de potência trifásico desbalanceado linearizado. Desenvolver um modelo trifásico permitiu representar características fortemente presente nas redes de distribuição analisadas, como, por exemplo, cargas e linhas monofásicas e bifásicas, ou trifásicas desequilibradas, REDs e capacitores monofásicos, além de representar nas impedâncias das linhas, as características de linhas laterais monofásicas e alimentadores trifásicos não transpostos. Foram modeladas tecnologias intertemporais e os efeitos do fluxo de potência ótimo dinâmico, como energia armazenada, taxas de rampa, cargas flexíveis e disponibilidade da rede de acordo com o agendamento dos reparos. Outros elementos como reguladores de tensão automáticos, banco de capacitores controláveis, impedâncias de linha, chaves e GDs também foram modelados, além da prioridade dos diferentes tipos de consumidores como custo em função do tempo, considerando o custo de suprimento, receita da energia vendida e as penalidades associadas. A modelagem do problema como sendo baseado em preço, i.e., com a restrição de demanda horária modelada como um serviço ancilar, possibilita gerenciar as cargas de modo a garantir o balanço de potência e limites operacionais nas ilhas, ou ainda, cortar cargas em momentos específicos, em detrimento do atendimento de cargas mais críticas em outros momentos, fazendo uso de SAEs ou GD despachável.

Um algoritmo foi proposto para realizar múltiplos despachos conforme o cenário é atualizado com a incidência de novas OEs. Como o problema é NP-difícil, para lidar com a elevada complexidade computacional associada, duas lógicas foram implementadas no algoritmo: uma realiza um pré-agendamento, que vai sendo sistematicamente liberado; a outra é o acompanhamento da evolução da qualidade da solução, adaptando os critérios de parada de acordo com a complexidade do cenário. O acompanhamento dinâmico da solução é importante para que o algoritmo seja capaz de se adequar à elevada variedade de cenários possíveis e as suas respectivas complexidades, verificadas através dos estudos de caso.

Os estudos de caso destacaram a capacidade do modelo em antecipar e evitar os custos variantes no tempo, minimizando os custos totais de operação. Foi possível ainda verificar a influência do despacho de REDs no agendamento, com algumas regiões capazes de operarem ilhadas tendo o seu reparo postergado. Os resultados também ressaltaram o grande impacto que as OEs tem na operação do sistema quando comparado com a operação normal, tanto nos custos quanto na complexidade computacional. Com isso, evidenciou-se a importância em abordar o problema de forma co-otimizada, considerando assim as particularidades da operação do sistema (e.g., tipo de consumidor, custos e REDs disponíveis no momento e no local afetado) junto na etapa de planejamento do agendamento dos reparos.

Estudos de *benchmark* com duas variações do algoritmo proposto, o Benchmark (1), representando o modelo desacoplado tradicional utilizado pela literatura e concessionárias, e o Benchmark (2), com a co-otimização total do problema; destacaram as contribuições do modelo e algoritmo propostos. O Benchmark (1), apesar de apresentar baixos tempos computacionais, não foi capaz de considerar no agendamento as particularidades das OEs e da operação do SDEE, apresentando custos mais elevados. O Benchmark (2), por outro lado, evidenciou as vantagens financeiras da co-otimização, porém, ao custo de um elevado tempo computacional. Já o algoritmo proposto foi capaz de aliar a velocidade do Benchmark (1) com a qualidade do Benchmark (2), ao tratar o problema como parcialmente desacoplado.

Os ganhos obtidos pelo modelo e algoritmo poderiam ser ainda mais significativos ao se aplicar nas inúmeras áreas de operação das concessionárias, e ainda mais se considerar os ganhos acumulados ao longo de um ano por exemplo, sendo uma ferramenta estratégica para auxiliar o operador do SDEE. Por fim, o Apêndice A apresenta a validação do modelo de fluxo de potência linearizado, demonstrando elevada correlação com resultados da literatura e aplicabilidade na prática, apesar das aproximações assumidas, como a desconsideração das perdas. Dentre os fatores responsáveis por essa elevada correlação, destaca-se a consideração dos reativos, impedância composta por resistência e reatância e variações nas tensões no modelo, elementos desconsiderados pelo tradicional fluxo de potência linear DC.

Apesar da elevada complexidade computacional do problema, apresentada na Tabela 5.1, os estudos de caso na rede de médio porte IEEE 123-barras, com 15 e 20 OEs, e na rede de grande porte IEEE 8500-nós, com 30 OEs, ambas com 13 REDs adicionais, além dos estudos em operação normal da rede, demonstraram que o método proposto foi capaz de executar o FPOD-BP em tempos computacionais satisfatórios para aplicações reais, sendo ainda mais evidenciado nos estudos de *benchmark*. Deixar um operador do SDEE resolver manualmente um problema dessa complexidade que, como visto, cresce significativamente com o tamanho da instância, além de colocar o operador em uma situação de extremo estresse, certamente levará a uma solução de baixa qualidade. Isso pode resultar em perdas financeiras à concessionária, desconforto aos consumidores e, em alguns casos, em risco a equipamentos do sistema por não atender as restrições.

7.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Como resultado deste trabalho, foram realizadas as seguintes publicações:

Capítulos de livro:

1. SCHMITZ, M.; BARRIQUELLO, C. H.; GARCIA, V. J. The Dispatch Problems in Power Distribution Systems. In: Daniel Pinheiro Bernardon; Vinícius Jacques Garcia. (Org.). Smart Operation for Power Distribution Systems. 1ed. **Springer**. 2018, v. 1, p. 93-116.

Artigos Publicados em Periódicos:

1. SCHMITZ, M.; BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; SCHMITZ, W. I.; WOLTER, M.; PFITSCHER, L. L. Price-based dynamic optimal power flow with emergency repair. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE. v. 1, p. 1-14, 2020. ISSN 1949-3053. DOI: 10.1109/tsg.2020.3018640.
2. SCHMITZ, M.; GARCIA, V. J.; BERNARDON, D. P. Matheuristic for emergency response in the electric distribution system with unforeseen islanding. **Electric Power Systems Research**, Elsevier. v. 169, p. 1-17, 2019. ISSN 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2018.12.013.
3. SCHMITZ, W.; SCHMITZ, M. I.; CANHA, L. N.; GARCIA, V. J. Proactive home energy storage management system to severe weather scenarios. **Applied Energy**, Elsevier. v. 279, p. 115797, 2020. ISSN 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115797.

4. GUIMARAES, I. G. ; BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; SCHMITZ, M. ; PFITSCHER, L. L. A decomposition heuristic algorithm for dynamic reconfiguration after contingency situations in distribution systems considering island operations. **Electric Power Systems Research**, Elsevier. v. 1, p. 1, 2020 DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106969

Artigos Publicados em Anais de Congressos:

1. SCHMITZ, M.; BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; SCHMITZ, W. I.; PFITSCHER, L. L.; WOLTER, M. Emergency Response in the Electric Distribution System With Microgrids Considering DG Costs and High Penetration of Residential PV Systems. **IEEE PES LATIN AMERICA. IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA**. v. 1., Gramado, RS, 2019.
2. SCHMITZ, W. I.; SCHMITZ, M.; CANHA, L. N. Study of a Reliability Model for Distribution Systems Applied to the Residential Consumer. **IEEE PES LATIN AMERICA. IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA**. v. 1., Gramado, RS, 2019.

Registro de programa de computador:

1. SCHMITZ, M.; GARCIA, V. J. ; BERNARDON, D. P. . Matheuristic for Emergency Response in the Electric Distribution System with Islanding - MEREDSI. 2018. Patente: Programa de Computador. Número do registro: BR512018001049-0, data de registro: 27/06/2018, título: "Matheuristic for Emergency Response in the Electric Distribution System with Islanding - MEREDSI", Instituição de registro: **INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial**.

7.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para a continuação da pesquisa, sugere-se os seguintes tópicos:

- Integrar ao modelo aqui proposto as perdas e outras características não lineares apresentadas pelas Eq. 3.16 a 3.18, e a Eq. 5.34 para as restrições do SAE, das GDs despacháveis e de limite de potência nas linhas. Como Kim et al. (2020) e O'Neill, Castillo e Cain (2012a) demonstraram que tratar o problema como puramente PNLIM leva a tempos computacionais elevados, podendo não convergir, sugere-se aplicar uma técnica de decomposição como a proposta por Kim et al. (2020), decompondo o PNLIM em um problema de PLIM principal,

resolvendo as variáveis inteiras, e outro subproblema de PNL considerando o fluxo de potência AC para determinar as variáveis contínuas;

- modelagem de reativo de gerações despacháveis em função do fator de potência;
- o impacto do custo dos consumidores no tempo, juntamente com a piorização do atendimento de OE sem REDs, sugerem que investigar a alocação de REDs nos pontos mais críticos da rede para redução de custos em cenários de emergência, juntamente com a reconfiguração da rede considerando chaves telecomandadas e manuais, podem resultar em ganhos financeiros significativos para a concessionária;
- o impacto do custo dos consumidores no tempo também sugere que modelar um controle pelo lado da demanda, com sinal de preço temporal e geográfico, tem grande potencial de redução de custos no cenário emergencial;
- análise de cenário estocástico considerando incertezas de geração, demanda de energia e demanda de serviço das OEs;
- análise financeira e de complexidade computacional considerando o dimensionamento e alocação de equipes de reparo para o problema de FPOD-BP com AOE, modelando os custos horários e de contratação das equipes;
- no algoritmo aqui desenvolvido, a sequência de atendimento definida na etapa de pré-agendamento vai sendo sistematicamente liberada para melhorar a solução na etapa de co-otimização. A escolha da OE a ser liberada da rota pré definida é aleatória. Sugere-se implementar, no algoritmo desenvolvido, um método para analisar a priori as OEs com maior potencial de minimização dos custos na etapa de co-otimização;
- analisar a possibilidade de realizar processamento paralelo a fim de reduzir os tempos computacionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDI, H.; BEIGVAND, S. D.; SCALA, M. L. A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 71, n. December, p. 742–766, 2017. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.102>>.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDERA, L. Distributed Generation : A Definition. **Electric Power Systems Research**, v. 7796, n. August 2016, p. 195–204, 2001.

ADIBI, M. M.; KAFKA, R. J. Power system restoration issues. **Power System Restoration: Methodologies and Implementation Strategies**, n. April, p. 31–36, 2000.

AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; POURESMAEIL, E. Distributed energy resources and benefits to the environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 2, p. 724–734, 2010. ISSN 13640321.

ALSAÇ, O. et al. Further developments in Ip-based optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 3, p. 697–711, 1990. ISSN 15580679.

ANAND, R.; AGGARWAL, D.; KUMAR, V. A comparative analysis of optimization solvers. **Journal of Statistics and Management Systems**, Taylor and Francis, v. 20, n. 4, p. 623–635, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/09720510.2017.1395182>>.

ANEEL. **PRODIST Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. [S.l.], 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4_Revisao_1.pdf>.

_____. **Resolução normativa Nº 414, de 9 de setembro 2010**. [S.l.], 2010. 205 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>.

_____. **Resolução Normativa n. 479**. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>.

_____. **Resolução Normativa n. 687, de 24 de novembro de 2015**. [S.l.], 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

_____. **PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-Modulo3_Revisao7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99>.

_____. **PRORET Sub-módulo 7.1 - Procedimentos gerais**. [S.l.], 2017. 1–18 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf>.

_____. **Nota Técnica nº 09/2018-SGT/ANEEL**. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2018/004/docu-mento/nt_09_2018-et-rtp-rge_sul.pdf>.

_____. **PRODIST Módulo 1 - Introdução**. [S.l.], 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo1_Revisao10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13>.

_____. **PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.], 2019. 76 p. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo_8-Revisao_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>.

_____. **Tempo de Atendimento às Ocorrências Emergenciais**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tempo-de-atendimento-as-ocorrencias>>.

_____. **Limites dos indicadores DIC,FIC,DMIC e DICRI**. 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/>>.

_____. **PRORET Sub-módulo 6.8 - Bandeiras tarifárias**. [S.l.], 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020883_Proret_Submod_6_8_1_9.pdf>.

_____. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2697**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202697ti.pdf>>.

ARAB, A. et al. Proactive Recovery of Electric Power Assets for Resiliency Enhancement. **IEEE Access**, v. 3, p. 99–109, 2015. ISSN 21693536.

_____. Electric Power Grid Restoration Considering Disaster Economics. **IEEE Access**, v. 4, p. 639–649, 2016. ISSN 21693536.

ARIF, A. **Distribution system outage management after extreme weather events**. 2019. 169 p. Tese (Doutorado) — Iowa State University, 2019.

ARIF, A.; CUI, B.; WANG, Z. Switching Device-Cognizant Sequential Distribution System Restoration. p. 1–8, 2020. Disponível em: <<http://arxiv.org/abs/2011.08236>>.

ARIF, A. et al. Optimizing Service Restoration in Distribution Systems with Uncertain Repair Time and Demand. **IEEE Trans. on Power Systems**, IEEE, PP, n. c, p. 1, 2018.

ARIF, A.; WANG, Z. Service restoration in resilient power distribution systems with networked microgrid. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, v. 2016-Novem, 2016. ISSN 19449933.

ARIF, A. et al. Repair and Resource Scheduling in Unbalanced Distribution Systems using Neighborhood Search. **IEEE Trans. on Smart Grid**, p. 1–1, 2019. ISSN 1949-3053.

_____. A Stochastic Multi-Commodity Logistic Model for Disaster Preparation in Distribution Systems. **IEEE Trans. on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 11, n. 1, p. 565–576, jan 2020. ISSN 19493061.

_____. Power Distribution System Outage Management with Co-Optimization of Repairs, Reconfiguration, and DG Dispatch. **IEEE Trans. on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 4109–4118, 2017. ISSN 19493053.

ARTELYS. **Knitro 12.2 User's Manual**. 2020. Disponível em: <<https://www.artelys.com/docs/knitro/>>.

ATTAVIRIYANUPAP, P. et al. A fuzzy-optimization approach to dynamic economic dispatch considering uncertainties. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1299–1307, 2004. ISSN 08858950.

BAHRAMI, M. et al. Multi-step island formation and repair dispatch reinforced by mutual assistance after natural disasters. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 126, n. PA, p. 106572, 2020. ISSN 01420615. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106572>>.

BAKAR, N. N. A. et al. Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 71, n. December, p. 161–169, 2017. ISSN 18790690.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Trans. on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989. ISSN 0885-8977.

_____. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **IEEE Trans. on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 735–743, 1989. ISSN 19374208.

BASAK, P. et al. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 8, p. 5545–5556, 2012. ISSN 13640321.

BAYDAR, B. et al. Resilient Optimal Power Flow with Evolutionary Computation Methods: Short Survey. In: **Power Systems Resilience**. [S.l.]: Springer Verlag, 2019. cap. 7, p. 163–189.

BC, B. C. d. B. **Conversor de Moedas**. 2020. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/conversao>>.

BERNARDON, D. P. et al. Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 81, n. 2, p. 414–420, 2011. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2010.10.010>>.

BHATTARAI, B. P. et al. Optimum aggregation of geographically distributed flexible resources in strategic smart-grid/microgrid locations. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 92, p. 193–201, 2017. ISSN 01420615. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.05.005>>.

BIENSTOCK, D.; MATTIA, S. Using mixed-integer programming to solve power grid blackout problems. **Discrete Optimization**, v. 4, n. 1, p. 115–141, 2007. ISSN 15725286.

BLAZEWICZ, J. et al. Introduction. In: **Handbook on Scheduling: From Theory to Applications**. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 2007. cap. 1. ISBN 978-3-540-32220-7.

BŁAŻEWICZ, J. et al. **Handbook on Scheduling: From Theory to Applications**. 1. ed. [S.l.]: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. 647 p. ISBN 978-3-540-28046-0.

BONAMI, P.; LEE, J. **BONMIN Users' Manual**. [S.l.], 2011. Disponível em: <<https://projects.coin-or.org/Bonmin>>.

BORBA, B. S. et al. A review on optimization methods for workforce planning in electrical distribution utilities. **Computers and Industrial Engineering**, Elsevier, v. 135, n. September 2018, p. 286–298, 2019. ISSN 03608352. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.cie.2019.06.002>>.

BUSHNELL, J. B.; MANSUR, E. T.; SARAIVIA, C. Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured US Electricity Markets. **American Economic Review**, v. 98, n. 1, p. 237–266, mar 2008. Disponível em: <<https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/aer.98.1.237>>.

CAIN, M. B.; ONEILL, R. P.; CASTILLO, A. History of optimal power flow and formulations. **Federal Energy Regulatory Commission**, n. December, p. 1–36, 2012.

CAVDAROGLU, B. et al. Integrating restoration and scheduling decisions for disrupted interdependent infrastructure systems. **Annals of Operations Research**, v. 203, n. 1, p. 279–294, 2011. ISSN 15729338.

CCEE. **Resultado de leilão de energia**. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes>.

_____. **Tipos de Leilões - Entenda como funciona um leilão**. 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado>.

CHAKRABARTY, M.; SARKAR, D.; BASAK, R. A comprehensive literature review report on basic issues of power system restoration planning. **Journal of The Institution of Engineers (India): Series B**, v. 101, n. 3, p. 287–297, 2020. ISSN 2250-2114. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40031-020-00449-6>>.

CHEN, B. et al. Sequential Service Restoration for Unbalanced Distribution Systems and Microgrids. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 1507–1520, 2018. ISSN 08858950.

_____. Toward a Synthetic Model for Distribution System Restoration and Crew Dispatch. **IEEE Trans. on Power Systems**, IEEE, v. 34, n. 3, p. 2228–2239, 2019. ISSN 08858950.

CHEN, C. S.; LIN, C. H.; TSAI, H. Y. A rule-based expert system with colored petri net models for distribution system service restoration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 1073–1080, 2002. ISSN 08858950.

CHEN, X.; WU, W.; ZHANG, B. Robust restoration method for active distribution networks. **IEEE Trans. on Power Systems**, IEEE, v. 31, n. 5, p. 4005–4015, 2016. ISSN 08858950.

_____. Robust Capacity Assessment of Distributed Generation in Unbalanced Distribution Networks Incorporating ANM Techniques. **IEEE Trans. on Sustainable Energy**, v. 9, n. 2, p. 651–663, 2018. ISSN 19493029.

CHEN, X. et al. Data-Driven DG Capacity Assessment Method for Active Distribution Networks. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 3946–3957, 2017. ISSN 08858950.

CIVIL, C. DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>.

_____. **LEI Nº 10.848**. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>.

COFFRIN, C.; Van Hentenryck, P. Transmission system restoration with co-optimization of repairs, load pickups, and generation dispatch. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 72, p. 144–154, mar 2015. ISSN 01420615.

COMELLO, S.; REICHELSTEIN, S. The emergence of cost effective battery storage. **Nature Communications**, Nature Publishing Group, v. 10, n. 1, p. 2038, dec 2019. ISSN 2041-1723.

ĆURČIĆ, S. et al. 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 03787796.

DALL'ANESE, E.; ZHU, H.; GIANNAKIS, G. B. Distributed optimal power flow for smart microgrids. **IEEE Trans. on Smart Grid**, v. 4, n. 3, p. 1464–1475, 2013. ISSN 19493053.

DEB, K. Multi-objective optimization. In: **Search Methodologies: Introductory Tutorials in Optimization and Decision Support Techniques, Second Edition**. Springer US, 2014.

cap. 15, p. 403–450. ISBN 9781461469407. Disponível em: <https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4614-6940-7_15>.

DING, T. et al. Multiperiod Distribution System Restoration with Routing Repair Crews, Mobile Electric Vehicles, and Soft-Open-Point Networked Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 6, p. 4795–4808, 2020. ISSN 19493061.

DRIZARD, T. et al. Islanding of a Commercial District: Nice Grid Project. **CIREC Workshop 2016**, n. June, p. 2014–2017, 2016.

EID, C. et al. Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 64, p. 237–247, oct 2016. ISSN 18790690.

ENGELAND, K. et al. Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 79, n. May 2016, p. 600–617, 2017. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.046>>.

EPRI, D. s. S. **OpenDSS: Redes IEEE**. 2018. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version7/Distrib/IEEETestCases/>>.

FERRERO, R.; SHAHIDEHPOUR, S. Dynamic economic dispatch in deregulated systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier, v. 19, n. 7, p. 433–439, oct 1997. ISSN 0142-0615.

FOUNDATION, P. S. **Python.org | Documentação**. 2020. Disponível em: <<https://www.python.org/doc/>>.

_____. **random — Generate pseudo-random numbers — Python 3.9.1 documentation**. 2020. Disponível em: <<https://docs.python.org/3/library/random.html>>.

FRANK, S.; STEPONAVICE, I.; REBENNACK, S. Optimal power flow: A bibliographic survey I Formulations and deterministic methods. **Energy Systems**, v. 3, n. 3, p. 221–258, sep 2012. ISSN 18683967.

_____. Optimal power flow: A bibliographic survey II Non-deterministic and hybrid methods. **Energy Systems**, v. 3, n. 3, p. 259–289, sep 2012. ISSN 18683967.

FUNABASHI, T. Chapter 1 - Introduction. In: FUNABASHI, T. (Ed.). **Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems**. Nagoya, Japan: Academic Press, 2016. cap. 1, p. 1–14. ISBN 9780128032121.

GAN, L.; LOW, S. H. Convex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks. **Proceedings - 2014 Power Systems Computation Conference, PSCC 2014**, 2014.

GARCIA, V. J. et al. Reliability Assessment by Coordinating Maintenance Vehicles in Electric Power Distribution Systems. **Procedia - Social and Behavioral Sciences**, Elsevier B.V., v. 111, p. 1045–1053, 2014. ISSN 18770428.

_____. A computational intelligence approach to improve the efficiency of repair services in the smart grid context. **Computers and Electrical Engineering**, Elsevier, v. 70, n. May, p. 37–52, 2018. ISSN 00457906. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2018.05.016>>.

GENDREAU, M.; HERTZ, A.; LAPORTE, G. New Insertion and Postoptimization Procedures for the Traveling Salesman Problem. **Operations Research**, v. 40, n. 6, p. 1086–1094, 1992. ISSN 0030-364X.

GILL, S.; KOCKAR, I.; AULT, G. W. Dynamic optimal power flow for active distribution networks. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 121–131, 2014. ISSN 08858950.

GRAHAM, R. L. et al. Optimization and Approximation in Deterministic Sequencing and Scheduling: a Survey. In: HAMMER, P. L.; JOHNSON, E. L.; KORTE, B. H. (Ed.). **Discrete Optimization II**. [S.l.]: Elsevier, 1979, (Annals of Discrete Mathematics, Supplement C). p. 287–326.

HAIDER, R.; KIM, C.-H. **Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems**. [S.l.]: Academic Press, 2016. 157–192 p. ISBN 9780128032121.

HATZIARGYRIOU, N. et al. Microgrids. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 5, n. 4, p. 78–94, 2007. ISSN 15407977.

HENTENRYCK, P. V.; COFFRIN, C.; BENT, R. Vehicle Routing for the Last Mile of Power System Restoration. **17th Power Systems Computation Conference**, v. 836, 2011.

HSU, Y. Y. et al. Distribution system service restoration using a heuristic search approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 2, p. 734–740, 1992. ISSN 19374208.

HUANG, X.; YANG, Y.; TAYLOR, G. A. Service restoration of distribution systems under distributed generation scenarios. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 2, n. 3, p. 43–50, sep 2016. ISSN 20960042.

IBM. **DOcplex · PyPI**. 2020. Disponível em: <<https://pypi.org/project/docplex/>>.

_____. **Manual do usuário para o CPLEX**. 2020. Disponível em: <https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.8.0/ilog.odms.cplex.help/CPLEX/homepages/usrmanplex.html>.

IEEE. **IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems**. [S.l.: s.n.], 2011. 42 p. ISBN 9780738166889.

IEEE PES. **PES Test Feeder**. 2020. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>.

Igor Griva, Stephen G. Nash, A. S. **Linear and nonlinear optimization**. 2nd ed. ed. [S.l.]: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2009. ISBN 978-0-898716-61-0.

IORI, M.; MARTELLO, S. Scatter Search Algorithms for Identical Parallel Machine Scheduling Problems. In: _____. **Metaheuristics for Scheduling in Industrial and Manufacturing Applications**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2008. cap. 2, p. 41–59. ISBN 978-3-540-78985-7. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-540-78985-7_2>.

IRNICH, S.; TOTH, P.; VIGO, D. Chapter 1: The Family of Vehicle Routing Problems. In: TOTH, P.; VIGO, D. (Ed.). **Vehicle Routing**. Second. [S.l.]: MOS-SIAM Series on Optimization, 2014. p. 1–33. ISBN 978-1-61197-359-4.

JAMALZADEH, R.; HONG, M. Microgrid Optimal Power Flow Using the Generalized Benders Decomposition Approach. **IEEE Trans. on Sustainable Energy**, v. 3029, n. c, 2018. ISSN 19493029.

JIAYI, H.; CHUANWEN, J.; RONG, X. A review on distributed energy resources and MicroGrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 9, p. 2465–2476, 2008. ISSN 13640321.

JOHNS, S. Heuristics to Schedule Service Engineers Within Time Windows. **Journal of the Operational Research Society**, v. 46, n. 3, p. 339–346, 1995. ISSN 0160-5682.

KIM, T. H. et al. A parallel multi-period optimal scheduling algorithm in microgrids with energy storage systems using decomposed inter-temporal constraints. **Energy**, Elsevier Ltd, v. 202, p. 117669, 2020. ISSN 03605442. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117669>>.

LAVAEI, J.; LOW, S. H. Zero duality gap in optimal power flow problem. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 92–107, feb 2012. ISSN 08858950.

LAWLER, E. L. et al. Sequencing and scheduling: Algorithms and complexity. In: **Logistics of Production and Inventory**. [S.l.]: Elsevier, 1993, (Handbooks in Operations Research and Management Science, Supplement C). cap. 9, p. 445–522.

LEE, F. N.; LEMONIDIS, L.; LIU, K. C. Price-based Ramp-rate Model for Dynamic Dispatch and Unit Commitment. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1233–1242, 1994. ISSN 15580679.

LEI, S. et al. Resilient Disaster Recovery Logistics of Distribution Systems: Co-Optimize Service Restoration with Repair Crew and Mobile Power Source Dispatch. **IEEE Trans. on Smart Grid**, IEEE, PP, n. c, p. 1, 2018.

LENSTRA, J. K.; RINNOOY-KAN, A. H. G. Complexity of Vehicle Routing and Scheduling Problems. **Networks**, v. 11, n. 2, p. 221–227, 1981. ISSN 00283045.

LI, T.; SHAHIDEHPOUR, M. Price-Based Unit Commitment : A Case of Lagrangian Constants :. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 2015–2025, 2005.

LIN, Y. et al. A Combined Repair Crew Dispatch Problem for Resilient Electric and Natural Gas System Considering Reconfiguration and DG Islanding. **IEEE Trans. on Power Systems**, IEEE, PP, n. c, p. 1–1, 2019. ISSN 0885-8950.

LINDENMEYER, D.; DOMMEL, H. W.; ADIBI, M. M. Power system restoration - a bibliographical survey. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 23, n. 3, p. 219 – 227, 2001.

LIU, B. et al. Generalized Benders Decomposition based Dynamic Optimal Power Flow Considering Discrete and Continuous Decision Variables. **IEEE Access**, v. 8, p. 1–1, 2020.

LIU, Y.; FAN, R.; TERZIJA, V. Power system restoration: a literature review from 2006 to 2016. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Springer Berlin Heidelberg, v. 4, n. 3, p. 332–341, 2016. ISSN 21965420.

LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; SHUN, T. Z. Demand side management in smart grid using heuristic optimization. **IEEE Trans. on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1244–1252, 2012. ISSN 19493053.

LOPES, J. et al. Control strategies for microgrids emergency operation. **2005 International Conference on Future Power Systems**, v. 2, n. 3, p. 6 pp.–6, 2005.

MA, S.; CHEN, B.; WANG, Z. Resilience enhancement strategy for distribution systems under extreme weather events. **IEEE Trans. on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 2, p. 1442–1451, 2016. ISSN 19493053.

MA, S. et al. Resilience enhancement of distribution grids against extreme weather events. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 33, n. 5, p. 4842–4853, 2018. ISSN 08858950.

MALEKPOUR, A. R.; PAHWA, A. Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems with Photovoltaic Generation. **2012 North American Power Symposium (NAPS)**, IEEE, n. Mv, p. 1–6, 2012.

MOHAMED, A. A.; VENKATESH, B. Line-wise optimal power flow using successive linear optimization technique. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 34, n. 3, p. 2083–2092, 2019. ISSN 08858950.

MOMOH, J. A. **Power System Applications of Optimization**. Second. [S.l.]: CRC Press, 2009. ISBN 9781420065879.

MOREIRA, C. L.; LOPES, J. A. P. MicroGrids Operation and Control under Emergency Conditions. In: KEYHANI, A.; MARWALI, M. (Ed.). **Smart Power Grids 2011**. 1. ed. [S.l.]: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. cap. 12, p. 351–399. ISBN 978-3-642-21578-0.

MOREIRA, C. L.; RESENDE, F. O.; LOPES, J. A. P. Using low voltage MicroGrids for service restoration. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 395–403, 2007. ISSN 08858950.

MORSHEDLOU, N.; GONZÁLEZ, A. D.; BARKER, K. Work crew routing problem for infrastructure network restoration. **Transportation Research Part B: Methodological**, Elsevier Ltd, v. 118, p. 66–89, 2018. ISSN 01912615. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.trb.2018.10.001>>.

MOTEVASEL, M.; SEIFI, A. R. Expert energy management of a micro-grid considering wind energy uncertainty. **Energy Conversion and Management**, Elsevier Ltd, v. 83, p. 58–72, 2014. ISSN 01968904.

NIKMEHR, N.; Najafi Ravadanegh, S. Optimal Power Dispatch of Multi-Microgrids at Future Smart Distribution Grids. **IEEE Trans. on Smart Grid**, v. 6, n. 4, p. 1648–1657, 2015. ISSN 19493053.

NIKNAM, T.; NARIMANI, M. R.; JABBARI, M. Dynamic optimal power flow using hybrid particle swarm optimization and simulated annealing. **International Trans. on Electrical Energy Systems**, John Wiley and Sons Ltd, v. 23, n. 7, p. 975–1001, 2013. ISSN 20507038.

NURRE, S. G. et al. Restoring infrastructure systems: An integrated network design and scheduling (INDS) problem. **European Journal of Operational Research**, Elsevier B.V., v. 223, n. 3, p. 794–806, 2012. ISSN 03772217.

NWULU, N. I.; XIA, X. Implementing a model predictive control strategy on the dynamic economic emission dispatch problem with game theory based demand response programs. **Energy**, Elsevier Ltd, v. 91, p. 404–419, 2015. ISSN 03605442.

OLATUJOYE, O. et al. Co-optimization in power systems. In: **2017 North American Power Symposium, NAPS 2017**. [S.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2017. ISBN 9781538626993.

OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. **IEEE Trans. on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. ISSN 19493053.

OLIVEIRA, D. Q. et al. Microgrid management in emergency scenarios for smart electrical energy usage. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015**, 2015.

O'NEILL, R. P.; CASTILLO, A.; CAIN, M. B. The Computational Testing of ACOPF Power Flow Using the Current Voltage Formulations. **FERC**, n. December, p. 1–61, 2012. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/market-planning/opf-papers/acopf-3-iv-linearization-testing.pdf>>.

_____. The IV formulation and linear approximations of the AC optimal power flow problem (OPF Paper 2). **FERC**, n. December, p. 1–18, 2012. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/market-planning/opf-papers/acopf-2-iv-linearization.pdf>>.

OSTROWSKI, J.; ANJOS, M. F.; VANNELLI, A. Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 39–46, 2012. ISSN 08858950.

PAPADIMITRIOU, C. H.; STEIGLITZ, K. **Combinatorial Optimization: Algorithms and Complexity**. Unabridged. Mineola, New York: Dover Publications, 1998. 513 p. ISBN 9780486402581,0486402584.

PERRIER, N. et al. A survey of models and algorithms for emergency response logistics in electric distribution systems. Part I: Reliability planning with fault considerations. **Computers and Operations Research**, v. 40, n. 7, p. 1895–1906, 2013. ISSN 03050548.

_____. A survey of models and algorithms for emergency response logistics in electric distribution systems. Part II: Contingency planning level. **Computers and Operations Research**, v. 40, n. 7, p. 1907–1922, 2013. ISSN 03050548.

PUDJIANTO, D. et al. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. **Renewable Power Generation, IET**, v. 1, n. 1, p. 10–16, 2007. ISSN 17521416.

RAMASWAMY, P. C. et al. Novel methodology for optimal reconfiguration of distribution networks with distributed energy resources. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 127, p. 165–176, 2015. ISSN 03787796.

REAMS, R. Hadamard inverses, square roots and products of almost semidefinite matrices. **Linear Algebra and Its Applications**, v. 288, n. 1-3, p. 35–43, 1999. ISSN 00243795.

ROBBINS, B. A.; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, A. D. Optimal Reactive Power Dispatch for Voltage Regulation in Unbalanced Distribution Systems. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 2903–2913, 2016. ISSN 08858950.

SARAVANAN, B. et al. A solution to the unit commitment problem-a review. **Frontiers in Energy**, v. 7, n. 2, p. 223–236, 2013. ISSN 20951701.

SATSANGI, S.; KUMBHAR, G. B. Effect of load models on scheduling of VVC devices in a distribution network. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 12, n. 17, p. 3993–4001, 2018. ISSN 1751-8687.

SCHMITZ, M.; BARRIQUELLO, C. H.; GARCIA, V. J. The Dispatch Problems in Power Distribution Systems. In: **Smart Operation for Power Distribution Systems**. Cham: Springer International Publishing, 2018. cap. 7, p. 133–153.

SCHMITZ, M. et al. Price-based dynamic optimal power flow with emergency repair. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 1–14, aug 2020. ISSN 1949-3053.

SCHMITZ, M.; GARCIA, V. J.; BERNARDON, D. P. Matheuristics for emergency response in the electric distribution system with unforeseen islanding. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 169, n. May 2018, p. 1–17, 2019. ISSN 03787796.

SCHMITZ, M. et al. Emergency Response in the Electric Distribution System With Microgrids Considering DG Costs and High Penetration of Residential PV Systems. In: **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America**. [S.l.: s.n.], 2019. v. 1, n. 1, p. 1–6. ISBN 9781538695678.

SHAO, C. et al. An MILP-Based Optimal Power Flow in Multicarrier Energy Systems. **IEEE Trans. on Sustainable Energy**, v. 8, n. 1, p. 239–248, 2017. ISSN 19493029.

SIMON, B.; COFFRIN, C.; Van Hentenryck, P. Randomized Adaptive Vehicle Decomposition for Large-Scale Power Restoration. In: BELDICEANU, N.; JUSSIEN, N.; PINSON, É. (Ed.). **Integration of AI and OR Techniques in Constraint Programming for Combinatorial Optimization Problems**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012. cap. 25, p. 379–394. ISBN 978-3-642-29828-8.

SUDHAKAR, T. D.; SRINIVAS, K. N. Restoration of power network – a bibliographic survey. **European Transactions on Electrical Power**, v. 21, n. 1, p. 635–655, 2011. ISSN 1430-144X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/etep.467>>.

TAN, Y. et al. Scheduling Post-Disaster Repairs in Electricity Distribution Networks. **IEEE Trans. on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 34, n. 4, p. 2611–2621, jul 2019. ISSN 15580679.

THALE, S.; AGARWAL, V. A SMART CONTROL STRATEGY FOR THE BLACK START OF A MICROGRID BASED. In: **37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 2454–2459. ISBN 9781424499656.

Van Hentenryck, P.; COFFRIN, C. Transmission system repair and restoration. **Mathematical Programming**, Springer Verlag, v. 151, n. 1, p. 347–373, jun 2015. ISSN 14364646.

W. H. Kersting. Radial distribution test feeders. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991. ISSN 15580679.

WEINTRAUB, A. et al. An Emergency Vehicle Dispatching System for an Electric Utility in Chile. **Journal of the Operational Research Society**, v. 50, n. 7, p. 690–696, 1999. ISSN 0160-5682.

WOOD, A.; WOLLENBERG, B.; SHEBLE, G. **Power generation, operation, and control**. Third. [S.l.: s.n.], 2014. 632 p. ISBN 0471790559.

WU, H.; LIU, X.; DING, M. Dynamic economic dispatch of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 63, p. 336–346, 2014. ISSN 01420615.

WU, J. S.; LEE, T. E.; CAO, C. H. Intelligent crew and outage scheduling in electrical distribution system by hybrid generic algorithm. **2009 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2009**, p. 96–101, 2009.

XIA, X.; ELAIW, A. M. Optimal dynamic economic dispatch of generation: A review. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 8, p. 975–986, 2010. ISSN 03787796.

XIE, K.; SONG, Y. H. Dynamic optimal power flow by interior point methods. **IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, v. 148, n. 1, p. 76–83, 2001. ISSN 13502360. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20010026>.

XU, N. et al. Optimizing scheduling of post-earthquake electric power restoration tasks. **Earthquake Engineering and Structural Dynamics**, Wiley Online Library, v. 36, n. 2, p. 265–284, 2007. ISSN 1096-9845.

YAMIN, H.; AL-AGTASH, S.; SHAHIDEHPOUR, M. Security-constrained optimal generation scheduling for GENCOs. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1365–1372, 2004. ISSN 08858950.

YANG, Z.; DEGHANIAN, P.; NAZEMI, M. Seismic-Resilient Electric Power Distribution Systems: Harnessing the Mobility of Power Sources. **IEEE Trans. on Industry Applications**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 56, n. 3, p. 2304–2313, may 2020. ISSN 19399367.

YENIAY, Ö. Penalty Function Methods for Constrained Optimization with Genetic Algorithms. **Mathematical and Computational Applications**, Association for Scientific Research, v. 10, n. 1, p. 45–56, apr 2005. ISSN 2297-8747. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/2297-8747/10/1/45>>.

ZHANG, G. et al. Sequential Disaster Recovery Model for Distribution Systems with Co-Optimization of Maintenance and Restoration Crew Dispatch. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 6, p. 4700–4713, 2020. ISSN 19493061.

ZHANG, H.; LI, G.; YUAN, H. Collaborative Optimization of Post-Disaster Damage Repair and Power System Operation. **Energies**, v. 11, n. 10, p. 2611, 2018.

ZHU, J. **Optimization of Power System Operation**. Second. [S.l.]: Wiley, 2015. ISBN 9781118854150.

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. ISSN 19493053.

ZIDAN, A. et al. Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–16, 2016.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. **Matpower**. 2016. Disponível em: <<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>>.

ZOGRAFOS, K. G.; DOULIGERIS, C.; CHAOXI, L. Model for Optimum Deployment of Emergency Repair Trucks : Application in Electric Utility Industry. **Transportation Research Record**, n. 1358, p. 88–94, 1992.

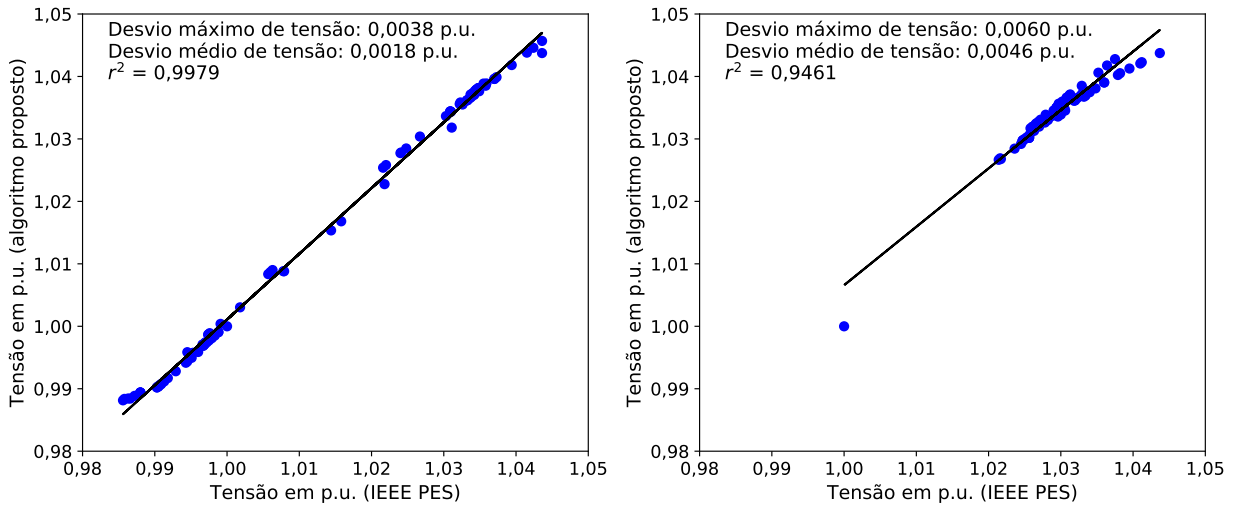
ZOGRAFOS, K. G.; DOULIGERIS, C.; TSOUMPAS, P. An Integrated Framework for Managing Emergency-Response Logistics: The Case of the Electric Utility Companies. **IEEE Trans. on Engineering Management**, v. 45, n. 2, p. 115, 1998. ISSN 00189391.

APÊNDICE A – VALIDAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

A modelagem utilizada para realizar o fluxo de potência, apresentada nas Eq. 5.8 a 5.24, lineariza o fluxo de potência de natureza não linear. Essa aproximação desconsidera, por exemplo, as perdas, a função circular da potência aparente nas baterias e limites nas linhas, e também as tensões quadráticas. De modo a validar o fluxo de potência utilizado na formulação matemática deste trabalho, as tensões de cada barra e fase, são comparadas entre o modelo proposto e o fluxo de potência convergido apresentado em IEEE PES (2020). A análise é realizada na rede IEEE 123-barras com as configurações originais de IEEE PES (2020), i.e., sem modificações adicionais de REDs, com demanda nominal nas cargas e posições de TAPs originais. O gráfico da Fig. A.1 apresenta os resultados de ambos os modelos, com as tensões em p.u.

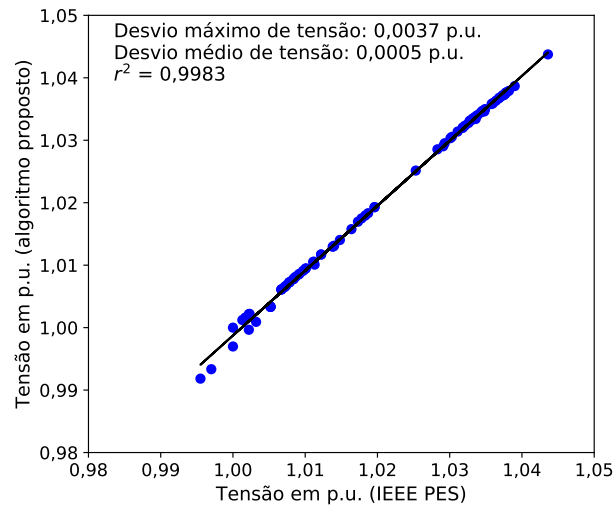
Percebe-se que a correlação é grande, apesar das linearizações assumidas na aproximação do fluxo de potência. O coeficiente de determinação r^2 da regressão linear se mostrou bem elevado nas três fases, indicando que os resultados do algoritmo proposto se ajustaram bem aos do modelo do IEEE PES (2020). Há um pequeno desvio de tensão, associado principalmente à desconsideração das perdas. O erro máximo de desvio de tensão é 0,38 %, 0,60 % e 0,37 % e o erro médio 0,18 %, 0,46 % e 0,05 %, para as fases A, B e C respectivamente. O baixo erro associado em cada fase é devido à consideração dos reativos, impedância composta por resistência e reatância e variações nas tensões no modelo, fatores desconsiderados pelo tradicional fluxo de potência linear DC.

Figura A.1 – Correlação entre tensões do modelo proposto e do IEEE PES (2020).



(a) Fase A.

(b) Fase B.



(c) Fase C.

Fonte: Próprio autor.

ANEXO A – MODALIDADES TARIFÁRIAS

Este anexo apresenta os subgrupos tarifários e as modalidades tarifárias, com as respectivas grandezas de faturamento, na forma de TUSD e de TE.

Tabela A.1 – Tarifas aplicadas aos Subgrupos e Modalidades Tarifárias.

GRUPO	SUBGRUPO	MODALIDADE	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
A ($\geq 2,3$ kV)	A1 (≥ 230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh
	A2 (88 kV a 138kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh
		Distribuição Geração	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh R\$/kW				R\$/MWh
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh
		Distribuição Geração	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh R\$/kW				R\$/MWh
	A3a (30 kV a 44 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW		R\$/MWh		R\$/MWh
	Convencional B. Distribuição Geração					R\$/kW R\$/MWh				R\$/MWh
				R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh
	A4 (2,3 kV a 25 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW		R\$/MWh		R\$/MWh
	Convencional B. Distribuição Geração					R\$/kW R\$/MWh				R\$/MWh
				R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh
	AS ($< 2,3$ kV subterrâneo)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh		R\$/MWh
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW		R\$/MWh		R\$/MWh
		Convencional B.				R\$/kW R\$/MWh				R\$/MWh
B ($< 2,3$ kV)	B1 (residencial)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
	Pré-pagamento					R\$/MWh				R\$/MWh
						R\$/MWh				R\$/MWh
	B2 (rural)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
	Pré-pagamento					R\$/MWh				R\$/MWh
						R\$/MWh				R\$/MWh
B3 (demais classes)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh	
	Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		
Pré-pagamento					R\$/MWh				R\$/MWh	
					R\$/MWh				R\$/MWh	
B4 (IP)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh	
	Distribuição	Distribuição				R\$/MWh			R\$/MWh	
	Geração	Geração				R\$/kW				

Fonte: ANEEL (2017b).