

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA.**

**RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS ATIVOS COM ALOCAÇÃO
ÓTIMA DE BATERIA**

RICARDO FRANCISCO ALONSO CARDOZO

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Doutor em Ciências em
Engenharia Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de
Souza**

ITAJUBÁ, DEZEMBRO 2022.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA.**

**RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS ATIVOS COM ALOCAÇÃO
ÓTIMA DE BATERIA**

RICARDO FRANCISCO ALONSO CARDOZO

Tese aprovada por banca examinadora em 09 de Dezembro de 2022, como parte dos requisitos para obtenção do Título de *Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.*

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
(Orientador)

Prof. Dr. Julio Cesar Stachini de Souza

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi

Profª. Dra. Eliane Valença Nascimento de Lorenci

Prof. Dr. Gilney Damm

ITAJUBÁ, DEZEMBRO 2022.

*Dedicado a:
A minha esposa Fati,
aos meus filhos Abi e Ricardin,
e aos meus Pais e irmãos.*

AGRADECIMENTOS

Antes que nada agradeço a Deus pela vida, pela proteção, pela força para andar neste trajeto e por ter me permitido chegar hoje. Toda a honra e a glória para nosso Senhor Deus!!.

A minha querida esposa Fatima, pelos anos de paciência e acompanhamento, por estar comigo os dias bons e também os dias difíceis, por ter-me mostrado o que é a vontade de viver e enfrentar as coisas desta vida sem medo.

Aos meus filhos, pela paciência, por compartilhar comigo esses momentos de sua infância que foram tão necessários para me inspirar e continuar.

Aos meus pais, Pedro e Leli, por generosamente darem suas vidas aos meus irmãos e a mim.

Ao meu orientador e amigo, Professor Antonio Carlos Zambroni de Souza, sem cuja ajuda, paciência, orientação e amizade teria sido impossível chegar hoje e concluir meu doutorado. Foram muitos anos caminhando, pesquisando e descobrindo coisas boas para a engenharia. Muito obrigado por todo.

Aos meus amigos e companheiros de trabalho, em especial a meus colegas da Universidad Nacional de Itapúa, a todos eles muito obrigado.

A meu amigo Rodney, obrigado por essas horas de conversa compartilhando as preocupações e as coisas da engenharia.

A Universidade Federal de Itajubá por ter-me adotado como seu filho, hoje posso dizer: UNIFEI e também minha Alma Mater.

Finalmente, obrigado ao povo irmão do Brasil, ao Estado de Minas Gerais e à Cidade de Itajubá, minha segunda casa, por ter-me recebido, e por estreitar um abraço latino-americano.

EPIGRAFE

*Él sana a los quebrantados de corazón,
Y venda sus heridas.
Salmos 147:3*

Nosotros que vivimos en campos de concentración recordamos a los hombres que iban de barracón en barracón reconfortando a los demás, entregando su último pedazo de pan. Tal vez fueran escasos en número, pero dan pruebas suficientes de que a un hombre se le puede arrebatar todo menos una cosa: la última de las libertades humanas, elegir su propia actitud en cualquier circunstancia; elegir su propio camino.

Victor Frankl

RESUMO

Resiliência dos sistemas elétricos de potência é um paradigma que vem sendo estudado com vista a dar continuidade ao serviço de energia elétrica durante a interrupção da fonte principal.

Isto leva à necessidade de utilizar os recursos existentes na microrrede de maneira inteligente com o intuito de, em primeiro lugar, atender a maior quantidade de usuários possíveis e segundo, durante a maior duração de tempo possível. Então, a questão converte-se num problema de otimização de energia.

Neste contexto, o atendimento das cargas importantes, como hospitais, governo, transporte, iluminação pública e telecomunicações, tem que ser consideradas como prioridade. Neste trabalho, a conexão das cargas prioritárias é feita antes das outras cargas.

O restabelecimento das cargas pode ser feito a partir de um organismo centralizado ou em forma descentralizada. Neste trabalho, será analisado o restabelecimento das cargas de forma centralizada, por intermédio de um órgão supervisor ou Sistema de Gerenciamento de Distribuição, ADMS por suas siglas em inglês (Advantage Distribution Management System).

A metodologia inclui a conexão e desconexão remota de cargas e chaves, assim como a alocação de conjuntos bateria-inversor DC/AC (MTBESS) montados em caminhões em pontos estratégicos escolhidos inteligentemente como o intuito de restabelecer em primeiro lugar a maior quantidade de carga prioritária possível e logo as demais cargas.

Nesse sentido, as MTBESS constituem um ativo muito importante para conseguir esse multi propósito.

Este trabalho propõe uma estratégia para o uso das MTBESS em regimentos de carga e descarga com a ideia de suportar as demais fontes de geração para a atenção das demandas durante o tempo de interrupção.

Os sistemas de distribuição são muito dinâmicos, os cenários variam dependendo da disponibilidade de geração distribuída, horário, dia típico, etc. Então, a alocação de MTBESS, o estado das chaves (abertas ou fechadas) e as cargas conectadas podem variar de acordo com esses cenários.

Palavras-chave: *Geração Distribuída; Sistemas Imunológicos Artificiais; Sistemas de distribuição ilhados; bateria-inversor DC/AC.*

ABSTRACT

Resilience of electrical power systems is a paradigm that has been studied in order to provide continuity to the electrical energy service during the interruption of the main source.

This leads to the need to use the existing resources in the microgrid in an intelligent way in order to, first, serve as many users as possible and second, for the longest possible time. Then the question becomes an energy optimization problem.

In this context, the service of important loads such as hospitals, government, transport, public lighting, and telecommunications has to be considered as a priority. In this work, the connection of priority loads is made before the other loads.

The restoration of loads can be done from a centralized or in a decentralized way. In this work, the reestablishment of loads will be analyzed in a centralized way, from a supervisory organism or Distribution Management System, ADMS for its acronyms in English (Advantage Distribution Management System).

The methodology includes the remote connection and disconnection of loads and switches, as well as the allocation of battery-DC/AC inverter set mounted on trucks (MTBESS) at strategic points intelligently chosen in order to restore the largest amount of priority load possible first and then the other loads.

In this sense, MTBESS are a very important asset to achieve this multipurpose.

This work proposes a strategy for the use of MTBESS in charging and discharging regimes with the idea of supporting the other generation sources to meet the demands during the interruption time.

Distribution systems are very dynamic, scenarios vary depending on distributed generation availability, time of day, typical day, etc. So the allocation of battery trucks, the state of switches (open or closed) and connected loads may vary according to these scenarios.

Keywords: *Distributed Generation; Artificial Immune Systems; Islanded distribution systems; DC/AC battery inverter.*

Sumario

AGRADECIMENTOS	iv
EPIGRAFE	v
RESUMO.....	vi
ABSTRACT	vii
Abreviaturas.....	xiii
Índices e conjuntos	xiv
Parâmetros.	xiv
Variáveis.....	xv
Funções.....	xv
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	3
1.2. Objetivos.	4
1.3. Revisão Literária.....	5
1.4. Estrutura do trabalho.....	10
2. Sistemas de Distribuição e recursos de energia.	11
2.1. Sistemas de Gerenciamento de Distribuição (DMS).....	11
2.2. Cargas prioritárias, não prioritárias e cargas não desligáveis.	13
2.2.1. Classificação dos consumidores.....	13
2.3. Microrredes	14
2.4. Geração distribuída.	17
2.4.1. Energia eólica.....	17
2.4.2. Energia fotovoltaica.....	20
2.4.3. Outras fontes a considerar.....	22
2.5. Transporte de armazenamento de energia baseado em bateria (MTBESS)	24
2.6. Inversores DC/AC	27
2.7. Gestão de operação das MTBESS conectadas à rede ilhada.	29
2.7.1. Modos de operação.....	29
2.8. Fluxo de potência em microrredes com baterias.	33
3. Teoria de Grafos y Otimização Matemática.	38

3.1.	Conceitos sobre grafos.	38
3.1.1.	Matriz de Adjacências.	38
3.1.2.	Reindexado.	39
3.1.3.	Matriz de Alcance.	40
3.2.	Algoritmos para criar arvores geradores mínimos.	40
3.2.1.	Algoritmo de Prim (Chartrand, et al., 2004).	41
3.3.	Métodos de otimização.	44
3.3.1.	Sistemas Imunológicos Artificiais (SIA).	45
3.3.2.	Algoritmos genéticos.	46
4.	Reconfiguração de Sistemas Ativos com Alocação Ótima de Baterias.	48
4.1.	Função objetivo: primeira abordagem.	48
4.2.	Função objetivo: segunda abordagem.	54
4.3.	Fluxograma do algoritmo proposto	55
	Processo de otimização na camada principal.	56
	Processo de otimização na subcamada.	57
5.	Resultados	59
5.1.	Tempo de desconexão conhecido	59
5.2.	Sistema Teste IEEE 123 barras primeira abordagem.	60
5.2.1.	Resultados (sistema IEEE de 123 barras):	63
5.2.2.	Benchmarking: Cenário de chaveamento vs sem chaveamento.	66
5.3.	Tempo de desconexão máximo.	69
5.4.	Sistema Teste IEEE 123 barras segundo abordagem.	72
5.5.	Benchmarking 1: Cenário de chaveamento vs sem chaveamento.	75
5.6.	Benchmarking 2: Algoritmo Genético simples.	78
5.7.	Diferencia entre abordagens.	80
6.	Conclusões e recomendações	80
Apêndice A: Modelo de linhas – Determinação dos parâmetros de linha.		84
A.1	Equações de Carson.	84
A.2	Matriz de Impedância Primitiva	85
A.3	Impedâncias Shunt.	86
A.4	Linhas aéreas convencionais e protegidas com retorno por terra e com cabo de guarda.	88
	Impedância Serie:	88

Impedância Shunt.	90
A.5 Linhas aéreas monofásicas convencionais.	91
A.6 Cabos subterrâneos.	92
Impedância Serie:	92
Admitância Shunt.	95
A.7 Modelo de Linhas de Distribuição.	95
A.8 Modelos de Cargas	96
Modelo ZIP exponencial:	96
Modelo ZIP polinomial.	97
A.9 Dados típicos de linhas (valores em ohm/milhas) (Cardozo, 2015)	97
Linhas Convencionais.	97
Linhas Protegidas.	98
Linhas Monofásicas.	99
Cabos Subterrâneos.	99
Apêndice B: Otimização Multiobjetivo baseados em Sistemas Imunes Artificiais.	100
B.1 Dominância de Pareto:	100
Solução Ótima de Pareto/ Solução Não dominada.	100
Conjunto ótimo de Pareto.	100
Frente de Pareto	100
Esquema de atribuição de Afinidade.	100
B.2 Conjunto de Pareto:	102
Referências Bibliográficas.....	104

Lista de Figuras

Figura 1: Estrutura típica de microrrede. Fonte (Murty & Kumar, 2021).....	16
Figura 2: Deslocamento de carga e redução de pico em taxas de tempo de uso. Fonte (Stadler, et al., 2016).....	16
Figura 3: Distribuição de velocidade do vento, a) histograma, b) Curvas de Weibull com diferentes fatores de forma k. Fonte (Stiebler, 2008).....	18
Figura 4: Resposta da turbina. Fonte: elaboração própria.....	20
Figura 5: Circuito equivalente da célula fotovoltaica. Fonte (Keyhani, 2011).	22
Figura 6: Faixas típicas para diferentes tecnologias “electricity to electricity” (P2E power to energy ratio). Fuente: Moseley et al (Moseley, et al., 2015).....	26
Figura 7: Modo carga. Fonte própria.....	31
Figura 8: Região de operação das baterias em modo injeção de potência ativa e reativa	32
Figura 9: Fluxograma proposto para cálculo de fluxo de potência considerando comissionamento das MTBESS para a v-ésima ilha do intervalo de tempo considerado.....	36
Figura 10: Grafo e seu respectiva Matriz de adjacências.	38
Figura 11: Grafo equivalente e matriz de adjacência para o caso de desconexão da rede principal e criação de ilhas.	39
Figura 12: Operação de microrredes proposta.....	42
Figura 13: Universo das possíveis configurações.....	49
Figura 14: Arranjo de baterias K e candidatos viáveis e não viáveis.	50
Figura 15: Microrrede em estudo com recursos.	54
Figura 16: Algoritmo da subcamada para determinar a melhor configuração de chaves e cargas despacháveis para uma específica alocação de MTBESS.....	56
Figura 17: Algoritmo da camada principal para determinar a melhor alocação de baterias. ..	57
Figura 18: Curvas de Geração PV, Eólico e Diesel.....	60
Figura 19: Caso de estudo: sistema teste de 123 barras.	61
Figura 20: Geração disponível considerada durante a interrupção.....	61
Figura 21: Carga Total considerada.....	62
Figura 22: Carga prioritária considerada.	62
Figura 23: Demanda total e demanda prioritária atendida durante a interrupção.	64
Figura 24: SOC das MTBESS durante a interrupção para os sistema IEEE 123 barras.	65
Figura 25: Microrredes criadas durante a interrupção: a) 0-30’; b) 30-60’; c) 60-90’; d) 90-120’	66
Figura 26: Sistema Teste ANDE de 33 barras.....	67
Figura 27: Evolução do despacho de cargas prioritárias e carga total.....	69
Figura 28: Curva diária de geração e demanda.	70
Figura 29: Utilização dos MTBESS durante a desconexão.....	71
Figura 30: Porcentagem de restituição da carga prioritária.	72
Figura 31: Configurações para os intervalos 4°, 9° e 15°	72
Figura 32: IEEE 123 barras e sistemas Ad Hoc de 5 e 7 barras.	73
Figura 33: Carga Total estimada durante e carga total restabelecida.	73
Figura 34: Evolução do fitness vs número de iterações.	74
Figura 35: Formação de microrredes durante a desconexão.	75
Figura 36: Sistema teste IEEE 34 Barras.....	76
Figura 37: Evolução do fitness vs número de iterações.	78
Figura 38: Evolução do fitness vs número de iterações – Caso AG.....	79

Figura A. 1: Condutores e imagens. Fonte: (Kersting, 2001).....	84
Figura A. 2: Campo elétrico de um condutor carregado.	87
Figura A. 3: Linha Protegida Trifásica.....	89
Figura A. 4: Sistema trifásico com neutro aterrado (Kersting, 2001)	89
Figura A. 5: Linhas Convencionais Trifásicas e Monofásicas.	90
Figura A. 6: Linha monofásica (fase a) com retorno por terra.	91
Figura A. 7: Cabo trifásico com neutro adicional (KERSTING, 2011).	93
Figura A. 8: Cabo com neutro concêntrico (Kersting, 2001)	93
Figura A. 9: Distância entre condutores de fase.	94
Figura A. 10: Cabo com neutro concêntrico.....	95
Figura A. 11: Modelo da linha trifásica.....	96
Figura B. 1: Procedimento de atualização do Conjunto P de Pareto.....	102
Figura B. 2: Fluxograma de SIA aplicado em MOP	103

Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados da geração eólica. Fonte: (Monteiro, 2020)	20
Tabela 2: Visão geral do grupo motor gerador (Mota, 2011).....	24
Tabela 3: Tipos de Consumidor, Prioridade e Ponderação.	55
Tabela 4 SIA Parametrização.	63
Tabela 5: Resultados de otimização para cargas prioritárias e totais.	63
Tabela 6: Uso das MTBESS durante a interrupção.	64
Tabela 7: Sistema teste IEEE 123 barras: detalhe do despacho de cargas (nodos com carga conectada), durante a interrupção.	66
Tabela 8: ANDE 33 barras – Folha de Dados.	67
Tabela 9: Bloques de carga do sistema IEEE 34 barras modificado.	76
Tabela 10: Benchmarking entre as metodologias NSMP e ERODBS	77
Tabela 11: Benchmarking entre as metodologias AG e ERODBS	79
Tabela A. 1: Valores Típicos de parâmetros do modelo ZIP exponencial.	97

Abreviaturas.

AC/DC	<i>Alternating Current / Direct Current</i>
AP	Algoritmo de Prim
BESS	<i>Battery Energy Storage System.</i>
BEST	<i>Battery-based Energy Storage Transportation</i>
BFS	<i>Backward-Fordward Sweep</i>
DC-DC	<i>Direct Current – Direct Current</i>
DMS	<i>Distribution Management Systems</i>
ERODMS	<i>Enhanced Resilience based on Optimal load Dispatching with MTBESS and Switching management Methodology.</i>
GD	Geração Distribuída
GMD	Grupo Motor Gerador
G2V	<i>Grid to vehicle.</i>
IA	Inteligência Artificial
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IoT	<i>Internet of Things.</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
MTBESS	<i>Mounted on Trucks Battery Energy Storage System-DC/AC inverter set</i>
MINLP	<i>Mixed Integer Nonlinear Programming.</i>
NSMP	<i>Not Switching Management Procedure</i>
PAC	Ponto de Acople Comum.
PEV	<i>Plug-in Electric Vehicles.</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PV	<i>Photovoltaic source</i>
RMG	Radio médio geométrico.
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SIA	Sistemas Imunológicos Artificiais.
SOC	<i>State of Charge.</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
V2G	<i>Vehicle to Grid.</i>

Índices e conjuntos

$g \in \mathcal{G}$	Conjunto de geradores.
$g \in \mathcal{G}$ and $\mathcal{G} \subseteq \mathcal{G}$	Subconjunto de geradores do v-ésima microrrede.
$n \in \mathcal{P}$	Conjunto de nodos com carga.
$n \in \mathcal{N}$ and $\mathcal{N} \subseteq \mathcal{P}$	Subconjunto de cargas pertencentes á v-ésima microrrede.
$k \in \mathcal{K}$	Conjunto de Caminhões Bateria.
$k \in \mathcal{K}$ and $\mathcal{K} \subseteq \mathcal{K}$	Subconjunto de Caminhões bateria pertencentes á v-ésima microrrede.
$b \in \mathcal{B}$	Conjunto de nodos.
$l \in \mathcal{L}$	Conjunto de linhas de distribuição.
$t \in \mathcal{T}$	Conjunto de intervalos de tempo considerados.
i	Índice “de” dos ramais.
j	Índice “para” dos ramais.
v	Índice da microrrede criada.

Parâmetros.

Y	Matriz de Admitância.
k	Número de caminhões bateria disponíveis.
T_{out}	Tempo de desconexão da rede principal.
tol_b	Mismatch de potência.
SOC	Battery State of Charge
Et	Máxima energia acumulada na bateria.
T_{desc}	Tempo de carga o descarga das baterias. Charging or discharging BESS time
$P_{Gg_{max}}$	Potencia Ativa Máxima do g-ésimo gerador.
$Q_{Gg_{max}}$	Potencia Reativa Máxima do g-ésimo gerador.
v_{min}, v_{max}	Mínima e máxima variação de tensão permitida.
$Sbat_{k_{maxD}}$	Intercambio máximo de potência em modo descarga para a k-ésima bateria.
$Sbat_{k_{maxC}}$	Intercambio máximo de potência em modo carga para a k-ésima bateria.

Variáveis.

I_{bus}	Corrente nodal.
I_{branch}	Corrente do ramal.
K	Matriz de Incidência Nodal.
$I_{ij}(I_i)$	Corrente do ramal (Nodal).
$V_i(V_j)$	Tensão Nodal
ΔS_v	<i>Mismatch</i> de Potência.
ST_v	Fluxo de Potência de rede do nodo de cabeceira do v-ésima microrrede.
$Sger_v$	Potencia Nominal disponível na cabeceira da v-ésima microrrede.
$Sbat$	Contribuição de potência do caminhão bateria.
P_{mgv_n}, Q_{mgv_n}	Carga ativa e reativa pertencente ao v-ésima microrrede.
P_{G_ϕ}, Q_{G_ϕ}	Geração Ativa e reativa.
P_{loss_v}	Perda elétrica da v-ésima microrrede.
c_m	Estado da m-ésima chave.
l_p	Estado da p-ésima carga.
c	Vector de estado de chaves.
l	Vector de estado de cargas.
b	Alocação de caminhão bateria.
$S_{prior_{mgv}}$	Potência Aparente de cargas prioritárias pertencentes à v-ésima microrrede no t-ésimo intervalo de interrupção.
$S_{T_{mgv}}$	Potência Aparente de cargas totais pertencentes à v-ésima microrrede no t-ésimo intervalo de interrupção.

Funções.

F	Função de Capacidade das microrrede.
f	Função de despacho de Cargas (prioritárias e não prioritárias).
g, h	Restrições técnicas e operativas.
f_1, f_2	Função de energia de cargas prioritárias e não prioritárias respectivamente.
$\mathcal{H}(\bar{x})$	Método (grafo) que cria configurações radiais.

1. Introdução.

Hoje em dia, distribuir energia elétrica com continuidade e qualidade são premissas cada vez mais solicitadas. As agências reguladoras impulsionam ações para que as distribuidoras cumpram com esse propósito, mediante penalidades, revisões periódicas das concessões e reavaliações da tarifa.

Por sua vez estas ações levam as distribuidoras a desenvolver estratégias e investir em tecnologia e recursos para assegurar a continuidade do serviço e reforçar a resiliência do sistema elétrico de distribuição.

Resiliência é um conceito vital em engenharia, negócios e ciências naturais, e é uma medida da capacidade de uma entidade de resistir a eventos de alto impacto e baixa probabilidade (Skarvelis-Kazakos, et al., 2022). O Grupo de Trabalho CIGRE C4.47 associa o conceito de resiliência à capacidade do sistema de limitar a extensão, gravidade e duração da degradação do sistema após um evento (Skarvelis-Kazakos, et al., 2022).

Em (Plotnek & Jill, 2021) resiliência é definida como: a capacidade recorrente de um sistema de energia para antecipar, sobreviver, sustentar, recuperar e se adaptar a eventos de baixa frequência e de alto impacto.

A resiliência do sistema elétrico de distribuição é posta à prova durante, por exemplo, a desconexão desse sistema das instalações de transmissão. A desconexão da rede principal, seja por situações emergenciais como desligamento das fontes de geração, falha nos circuitos de alta tensão que chegam até as subestações transformadoras ou em caso de trabalhos programados, leva à interrupção do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final.

Para diminuir o efeito destas interrupções (melhora na resiliência), as distribuidoras tem que desenvolver um plano de contingência para cada situação. Estes planos, por exemplo, consistem em transferir as cargas afetadas sobre outros centros de distribuição próximos, eventualmente utilizar Geração Distribuída (GD) como suporte nesta estratégia, ou que toda ou parte da carga possa ser atendida pela GD em modo ilhado.

Transferir carga, desligar ramais ou separar a microrrede em ilhas consiste em modificar o estado das conexões entre estes ramais. Para isso, o alimentador de distribuição possui várias chaves normalmente fechadas que dividem topologicamente o circuito em ramais, e também chaves normalmente abertas que são utilizadas para conectar um ramal a outro alimentador.

Atender toda a carga desligada por meio de GD traz conflito de custos, isto significa que o sistema agora ilhado, não poderá ser atendido unicamente pela GD disponível, e possivelmente

haverá cargas que não serão supridas durante a interrupção. Aqui então surge a necessidade de priorizar as cargas, as quais pela sua importância, devem ser atendidas antes que as demais.

Para complementar as ações de transferência de carga e despacho de GD mencionadas anteriormente, pode-se dispor de fontes auxiliares moveis de geração, e.g. geração renovável móvel como em (Monteiro, et al., 2020) e também, como será analisado neste trabalho, dispor de um lote de caminhões baterias (MTBESS) que poderão ser instalados em pontos estratégicos para ajudar a restituir a maior carga possível, adicionalmente àquela que só poderia ser atendida com a GD disponível no sistema de distribuição.

Estas ações mencionadas requerem infraestrutura e instalações para a operação. Geralmente, estas operações (de conexão e desconexão de cargas), transferências e despacho de GD são realizadas de maneira centralizada por intermédio do sistema supervisor (SCADA). Isto faz com que a instalação de dispositivos inteligentes (e.g. chaves telecomandadas) no sistema elétrico de distribuição, seja um fator muito importante no desempenho de qualquer estratégia de otimização na operação. Quanto mais dispositivos inteligentes estiverem disponíveis para a manobra, medição e estimação de estados, as melhorias na resiliência também serão mais notáveis, comparadas com o mesmo sistema de distribuição com uma menor quantidade de dispositivos inteligentes disponíveis ou instalados.

A dependência destes dispositivos inteligentes das comunicações é um fator importante. Da continuidade dos enlaces de comunicação entre o *front-end* do SCADA do centro de controle e o dispositivo inteligente dependerá que este último seja útil durante a interrupção. Isto definirá se o dispositivo será considerado na otimização. Previamente, então, o SCADA, mediante a análise das estatísticas da base de dados de eventos históricos, (consulta (*ping*) nos endereços IP dos dispositivos), estabelecerá quais dispositivos estarão disponíveis para a operação.

Outra questão a considerar, em relação ao parágrafo anterior é que a perda de comunicação pode ocasionar que algumas cargas não possam ser desligadas pelo centro de controle, mesma situação pode acontecer com os equipamentos de manobra (interruptores ou chaves telecomandadas). Isto pode acarretar um problema na hora de gerenciar o sistema e a operação em tempo real.

Surgem em consequência estas possíveis situações:

- a. Existem cargas que não dispõem de tecnologia de desconexão remota.
- b. A perda de comunicação entre os equipamentos de manobra associados às cargas leva a que as mesmas sejam consideradas como não desligáveis.
- c. Mesma situação pode acontecer com as chaves telecomandadas.

- d. Em conclusão, se não há quantidade suficiente de equipamentos inteligentes instalados na rede, haverá cargas que deverão ser consideradas não desligáveis.

Também quanto à perda de comunicação, é importante lembrar que todos os sítios de processamento de sinais provenientes dos IED's estão conectados à mesma infraestrutura elétrica (a qual fica desligada) e começam a operar num modo degradado (Portelinha Junior, et al., 2017). Isto leva a considerar que as instalações que atendem a infraestrutura de comunicação também sejam prioritárias.

Se pode concluir até aqui que, previamente o sistema de supervisão tem que coletar a informação das equipamentos disponíveis para a operação remota, e logo, o algoritmo de otimização deverá assumir essa informação para procurar a solução mais viável.

Destas premissas de estudo, surge a ideia que ligar e desligar chaves telecomandadas da rede pode permitir desconectar ramais com cargas não desligáveis e favorecer o despacho de cargas prioritárias.

Também pode acontecer que, as cargas conectadas (prioritárias, não prioritárias e entre estas as não desligáveis), e em geral, a topologia da rede, produzam quedas de tensão ou condições não adequadas (por exemplo quanto a capacidade de condução dos cabos dos ramais das microrredes é superada), ou seja, os valores das variáveis ultrapassem as restrições operativas. Isto pode acontecer ainda que exista margem de geração nas microrredes.

A abertura de uma chave telecomandada que desligue as cargas que estão ocasionando estas violações das restrições operativas então, vai a contribuir à procura de um ótimo global de despacho de cargas prioritárias (e não prioritárias).

Para esta tese, entenda-se como microrrede, um alimentador de distribuição desligado da rede principal, e/ou uma rede de distribuição isolada ativa, ou seja, que dispõe de unidades geradoras que podem atender parte ou toda a demanda dos consumidores conectados a essa infraestrutura elétrica.

1.1. Motivação.

A inserção de GD's nos sistemas elétricos de distribuição resulta ser muito útil, agregando valor às cada vez mais urgentes necessidades dos consumidores, podendo esses valores agregados contribuir na estabilidade do sistema (Marujo, 2017) (Mohandas, et al., 2015), na resiliência do sistema (Monteiro, et al., 2020) (Mohamad, et al., 2021) e portanto ao estado de bem-estar da sociedade.

Nos trabalhos precedentes, como em (Monteiro, et al., 2020), não foi considerada a possibilidade de abertura e fechamento das chaves como alternativa para a operação ilhada da

rede de distribuição, por outro lado em trabalhos como (Kim & Dvorkin, 2019) são consideradas a formação de ilhas, mas sem uma forte verificação topológica. Esta última condição pode levar a soluções não viáveis em sistemas de distribuição realistas. A abertura de chaves telecomandadas, e portanto, a criação de várias ilhas como foi mencionado na introdução, pode introduzir uma melhora importante na atenção das cargas prioritárias, pois isso permitirá desconectar ramos com cargas que não podem ser desligadas remotamente durante o desligamento da rede principal. Separar essas cargas por meio do desligamento do ramal onde ela está inserida será uma alternativa para conseguir o equilíbrio entre a demanda e a geração, como também eventualmente, evitar as restrições operativas que possam se apresentar por consequência. Essas restrições operativas por exemplo podem ser os desvios de tensões toleráveis e também a sobrecarga dos condutores de energia elétrica dos ramais da microrrede. Gerenciar a operação, despacho e alocação das baterias é uma questão que deve ser revisada. As baterias apresentam muita flexibilidade operativa, podendo ser carregadas ou descarregadas dependendo do ponto operativo do sistema de distribuição. Isto permite uma otimização do uso da energia disponível no sistema.

A verificação topológica da rede como já adiantamos no parágrafo anterior, é uma necessidade para manter a radialidade. Especificamente diante de sistemas de distribuição fracamente malhados, a possibilidade de criação de anéis depois do fechamento de uma chave, pode constituir um problema. Então, será também necessário um procedimento que elimine possíveis soluções não viáveis que não satisfaçam essas condições de radialidade.

Contextualizando e resumindo, a motivação deste trabalho é a necessidade de introduzir melhoras na resiliência do sistema elétrico de distribuição submetido à desconexão da rede principal, por meio da incorporação no estado da arte de uma ferramenta que permita a criação de ilhas de maneira inteligente, o gerenciamento de baterias moveis (alocação e despacho) como suporte na conexão e desconexão de cargas prioritárias e não prioritárias e uma verificação robusta da radialidade. Estas questões, como já foi mencionado, não estão ainda sendo consideradas ao mesmo tempo, segundo evidencia a literatura consultada.

1.2. Objetivos.

O objetivo da tese é procurar, desenvolver e testar uma metodologia para atender a maior quantidade de carga prioritária em primer lugar e logo a não prioritária, num sistema de distribuição ilhado depois da desconexão deste da rede principal, durante um intervalo de tempo conhecido.

Para atingir o objetivo principal, os seguintes objetivos individuais são elencados:

- ✓ Desenvolver uma metodologia de alocação de conjunto baterias-inversores DC/AC moveis (montados em caminhões).
- ✓ Desenvolver uma metodologia de gerenciamento de carga e descarga das MTBESS.
- ✓ Desenvolver uma metodologia de despacho de cargas (prioritárias e não prioritárias) mediante a conexão e desconexão de cargas e mediante a operação (abertura e fechamento) de chaves telecomandadas.
- ✓ Procurar uma meta heurística para atingir esses objetivos acima assinalados.

Uma vez desenvolvidas essas metodologias, sistemas testes conhecidos e um sistema teste real, foram utilizados para provar a coerência da proposta.

1.3. Revisão Literária.

Esta subseção apresenta uma revisão do estado da arte das metodologias para melhoria da resiliência dos sistemas de distribuição, introduzindo os conceitos de geração distribuída, despacho ótimo de cargas, alocação de caminhões bateria e a verificação da radialidade.

As fontes de geração distribuída constituem os principais elementos da operação em ilhas. Particularmente, a penetração de GD e controle possibilitam o advento de sistemas ativos, que permitem as redes elétricas funcionar ilhadas da rede principal. Por exemplo em (Oliveira, et al., 2017) e (Oliveira Queiroz, 2015) é abordada a operação ilhada de microrredes, considerando cargas prioritárias e utilizando o controle baseado em fuzzy. Esta estratégia procura o melhor modo operacional para equilibrar o fornecimento de geração e a demanda. Quando se opera em modo ilhado, podem aparecer problemas de tensão e frequência no sistema. Estes problemas requerem ações de controle como os feitos em (Nascimento, et al., 2019) e (Sadoudi, et al., 2021); nestes trabalhos, um esquema de deslastre de carga é realizado para prevenir desvios de frequência e tensão. Em (de Nadai Nascimento, et al., 2020), é tratado o problema de controle secundário em microrredes ilhadas. Para isto, uma matriz Jacobiana modificada é utilizada para a proposta de controle unificado de tensão e frequência. O *setpoint* dos geradores é realizado por meio de uma análise de sensibilidade, melhorando a convergência mediante o método de Levenger-Marquart.

A criação de várias microrredes não é analisada em nenhum destes trabalhos. A abertura adicional de chaves seccionadoras pode criar mais de uma microrrede. Essa importante característica é abordada nesta tese.

A gestão da operação das chaves nas redes de distribuição inclui o desligamento de cargas alocadas num ramal, o qual carece de tecnologia de operação remota ou não está disponível devido à perda de comunicação durante o *blecaute*. Isto significa que, para ajudar ao despacho

de cargas prioritárias, pode-se desativar ramais menos importantes (sem tecnologia de *corte de carga*), o que é o mesmo que criar ilhas inativas.

As estratégias até agora mencionadas são desenvolvidas como o intuito de equilibrar a demanda com a oferta de energia. Essa oferta de energia vem das fontes de Geração Distribuída e, eventualmente, dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE). A alocação dos SAE então desempenha um papel muito importante na melhora da resiliência do sistema.

O uso dos Sistemas de Armazenamento Moveis (SAEM) foi considerado em (Kim & Dvorkin, 2018) e (Dugan, et al., 2021) para atender a demanda da rede elétrica dos danos produzidos por eventos extremos como terremotos ou tornados.

(Monteiro, et al., 2020), abordam a alocação de fontes renováveis móveis, enquanto (Mohamad, et al., 2021) propõe uma metodologia de alocação de baterias. Convencionalmente os sistemas de armazenamento são inseridos junto com a fonte fotovoltaica, sem considerar a topologia da rede. Em (Mohamad, et al., 2021) é proposta uma metodologia de alocação ótima em dois passos para armazenar energia proveniente de essas fontes; primeiro, uma alocação ótima é levada adiante, então, uma distribuição otimizada das capacidades das baterias é realizada. A alocação das fontes fotovoltaicas é fixa.

Os Sistemas de armazenamento podem estar baseados em diversas tecnologias, conforme a necessidade e os recursos disponíveis. Por exemplo, (de Souza, et al., 2021) e (Calero, et al., 2022) descrevem vários sistemas de armazenamento baseados em baterias, ar comprimido, armazenamento térmico e *flywheel*.

No entanto, a criação de ilhas para melhora da resiliência foi desenvolvida em (Kim & Dvorkin, 2018) e (Kim & Dvorkin, 2019), onde também incluem as outras estratégias assinaladas, como *corte de carga*, gestão de chaves, alocação ótima de GD e SAE.

A criação de ilhas envolve uma questão crucial: a verificação da radialidade. A característica relevante dos sistemas de distribuição é a topologia radial, embora possa haver numa rede fracamente malhada a possibilidade de *loops*, sempre deverá haver uma chave aberta que impeça o fechamento da malha. Estas verificações não foram consideradas na bibliografia consultada, pelo menos não da forma como será abordada nessa tese.

Outras metodologias similares como a proposta por (Kim & Dvorkin, 2019) são desenvolvidas por (Nassar & Salama, 2016), (Huang, et al., 2017) e (Wang & Wang, 2015) incluído o uso das baterias e alocação de GD. Porém, também não são consideram a verificação topológica.

Além das estratégias apresentadas previamente, técnicas de recomposição dos sistemas de distribuição são sumamente úteis quando uma falta acontece na rede. A recomposição é tratada por exemplo em (Li, et al., 2014); neste trabalho, logo de detectar e isolar a falta, os nodos afetados são reconectados a alimentadores ou as outras redes de distribuição ativas vizinhas. Esta ideia, i.e., transferir setores sem falta sobre outras redes ativas, pode ser combinado com as metodologias mencionadas acima, para melhoria da resiliência da rede.

Reconfiguração de redes de distribuição é outro objetivo procurado no gerenciamento da rede. Em (Jakus, et al., 2020), a reconfiguração ótima de redes de distribuição usando algoritmo genéticos é avaliada. Aqui, conforme o previamente dito, a radialidade é verificada utilizando o algoritmo de Kruskal.

Estas últimas duas ferramentas podem ser de utilidade para melhora da resiliência, sempre que haja recursos disponíveis. Estes recursos podem ser alimentadores adjacentes e microrredes com disponibilidade de geração.

As restrições de operação consideradas para preservar as condições mínimas de tensão e frequência são estimadas através de uma metodologia de cálculo de fluxo de potência. Nesse sentido, a natureza radial das redes de distribuição representa uma vantagem para cálculos de fluxo de potência. Vários artigos usam o método de varredura direta/inversa (*backward/forward sweep method*- BFS) (Frag, et al., 2011) para este fim. Entretanto, existem outros procedimentos, como o proposto em (Garcia & et al, 2000). Trabalhos futuros poderão combinar a metodologia proposta para controle primário, secundário ou mesmo terciário, conforme desenvolvido em (Chen, 1991) e (de Nadai Nascimento, et al., 2020), mas neste trabalho será considerado um cenário de regime permanente.

Este método (BFS) tem demonstrado boa precisão e comparativamente menor custo computacional. A verificação topológica proposta nessa tese é necessária para atualizar as matrizes de incidência nodal que representam a conectividade da rede e são utilizadas para a apuração do fluxo de potência.

Nos capítulos seguintes será explicada a teoria e os algoritmos propostos. Nesse contexto, outras metodologias de cálculo de fluxo de potência, como as desenvolvidas em (Garcia & et al, 2000) e (Sarmiento, et al., 2019), podem ser utilizadas, sem que isso implique que o algoritmo de otimização precise ser modificado.

O fluxo de carga pelo método citado requer algumas modificações para viabilizar o uso em microrredes ilhadas. Nesta tese, o BFS é utilizado por ser de fácil implementação quando o sistema é radial.

Conforme a configuração de chaves, n-microrredes podem ser criadas usando o Algoritmo de Prim. Este algoritmo é utilizado, por exemplo, para gerenciamento topológico de uma rede de distribuição como em (Alonso, et al., 2015). Para construir as microrredes, o nó com o maior gerador é escolhido como referência em cada microrrede. Este conceito difere ligeiramente do conceito de barra *swing*. Havendo fontes adicionais de geração é possível melhorar a resiliência do sistema. A alocação dessas fontes é uma questão crítica.

De acordo com a bibliografia consultada, métodos determinísticos como programação linear inteira mista (Wang, et al., 2017), algoritmo de cobertura progressivo (Kim & Dvorkin, 2018), programação inteiro misto cônico de segunda ordem (Kim & Dvorkin, 2019) e outros foram usados para resolver estes tipo de problema. No entanto, a variável relativa ao grafo plantea um problema de topologia, e dentro deste problema de topologia, um problema de análise combinatória do tipo NP (não polinomial). Portanto, métodos determinísticos não são apropriados e representa um campo relevante para meta-heurísticas.

O uso de meta-heurísticas em problemas de otimização de distribuição é amplamente discutido e aplicado. Por exemplo, (Abdelaziz, 2017) utiliza o Algoritmo Genético (AG) para resolver um problema de otimização de reconfiguração de distribuição. Em (Karaaom, et al., 2020), *Particle Swarm* é usado para minimizar a perda de energia pelo excesso de desequilíbrio de energia nos sistemas de distribuição. Em contraste, o trabalho de (Zahraoui, et al., 2021) utiliza otimização binária baseada em ensino-aprendizagem para obter a restauração do serviço com comutação ótima de chaves para melhorar a resiliência em sistemas de distribuição de energia. Por fim, (Bosisio, et al., 2022) emprega otimização de busca tabu para restauração de falhas em sistemas de distribuição de energia para melhorar a confiabilidade e a resiliência.

Os Sistemas Imunológicos Artificiais (AIS) também são uma meta-heurística amplamente utilizada em problemas de otimização matemática devido a sua capacidade de buscar soluções quando estão envolvidas variáveis complexas (reais e inteiras) e funções não lineares (de Castro & Von Zuben, 2002). Esta ferramenta tem encontrado aplicações em problemas de otimização elétrica também.

Nesta tese, uma metodologia de alocação de MTBESS é proposta num ambiente de várias microrredes em modo ilhado. Adicionalmente, é abordada uma gestão de modos de operação como o intuito de otimizar a energia total disponível nas microrredes, i.e., as baterias podem carregar ou descarregar segundo a necessidade. O foco do estudo é um problema de otimização de energia. A possibilidade de transferência e reconfiguração de redes também é abordada, i.e., é analisada a incidência de alimentadores ou microrredes ativas vizinhas para melhorar o

atendimento demanda-suprimento. Além disso, uma verificação robusta da radialidade é necessária. Para resolver essa restrição, propõe-se o uso do Algoritmo de Prim (AP) para criar e restringir configurações radiais, como em (Alonso, et al., 2015). Em termos de teoria dos grafos, significa que toda microrrede criada constitui uma floresta, garantindo assim a radialidade. Nenhum dos trabalhos revisados considera todas essas questões concomitantemente agregadas, o que confere a esta proposta uma vantagem competitiva.

Este trabalho aborda a possibilidade de transferência de carga para redes vizinhas ou adjacentes, mas impõe que o processo de otimização não deve afetá-las, ou seja, restrições de operação elétrica devem ser respeitadas.

Por simplicidade, e para fins de cálculo de fluxo de potência, neste trabalho, utilizamos o método BFS, que é modificado para incluir a contribuição de baterias (MTBESS) e fontes renováveis (fotovoltaica, eólica, etc.).

O BFS requer uma fonte de referência, o que se resolve atribuindo como referência o barramento com maior capacidade de geração. Para cada microrrede é atribuído um barramento de referência.

A questão subjacente converte-se num complexo problema matemático de otimização, onde variáveis inteiras coexistem com variáveis complexas e, adicionalmente, com funções não lineares. Isto é um campo propício para o uso de meta heurísticas na procura de uma solução ótima. É proposto o uso do Sistema Imunológico Artificial para abordar o problema apresentado neste trabalho.

Então, o problema de otimização é desenvolvido em duas camadas, a busca de um conjunto ótimo de chaves e o despacho ótimo de cargas (prioritárias e não prioritárias) são realizados na primeira camada. Na camada superior a busca da melhor alocação de caminhões baterias para suprir o déficit de geração possível é realizada.

A resiliência da rede elétrica pode ser aprimorada por meio de planejamento, resposta e restauração.

A etapa de resposta pode ser dividida em respostas preventivas e de emergência, com base se é anterior ou posterior ao evento. Na fase de planejamento, um operador do sistema de distribuição constrói um plano de investimento de longo prazo de recursos de geração e fortalecimento de instalações.

Utilizando tais ativos de rede, o operador de sistema é mais adequado para acomodar condições anormais causadas por desastres naturais (ou seja, adaptação) ou para restaurar a condição normal do sistema (ou seja, recuperação).

Este trabalho fornece um plano de resposta para aplicação de medidas de resiliência com os ativos de geração e MTBESS existentes na rede.

Em resumo, os principais aportes deste trabalho são: uma estratégia de criação de multi-microrredes ilhadas, a abordagem de alocação e gestão do uso das baterias e finalmente a introdução de reconfiguração para melhora da resiliência. A criação de multi-microrredes é realizada mediante uma robusta verificação de radialidade, para de essa forma, obter somente configurações radiais viáveis. É importante assinalar que, o problema abordado é de otimização de energia, i.e., as microrredes ativas criadas devem sobreviver com as fontes de geração disponíveis durante o tempo de desconexão, então, as baterias deveram armazenar a energia em aqueles intervalos de tempo onde houver superávit de geração e quando exista um déficit de geração, as baterias deveram suprir todo ou parte desse déficit.

1.4. Estrutura do trabalho.

Este trabalho está organizado da seguinte maneira: o Capítulo 1, apresenta a introdução, a revisão literária, a motivação e os objetivos. O Capítulo 2 trata sobre os sistemas de gerenciamento de redes de distribuição, cargas prioritárias e classificação dos consumidores, geração distribuída, o transporte e armazenamento de energia baseado em bateria (mais adiante chamado MTBESS - conjuntos bateria-inversor DC/AC montados em caminhões), uma revisão dos inversores e os modos de operação das baterias, e ao final do capítulo, a metodologia de apuração de fluxo de potência. No Capítulo 3, é introduzida a Teoria de Grafos, e como esta ferramenta é utilizada na solução do problema desenvolvido nesta tese. Neste capítulo, também, são introduzidos os métodos de otimização, descreve-se brevemente os Sistemas Imunológicos Artificiais (SIA), que é a meta-heurística que será utilizada na otimização do problema, como assim também, os Algoritmos Genéticos. No Capítulo 4 é abordada a reconfiguração dos sistemas de distribuição, e no Capítulo 5 são mostrados os resultados da implementação da metodologia para sistemas testes.

Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho, assim como as recomendações para futuros trabalhos que possam ser derivados desta tese.

2. Sistemas de Distribuição e recursos de energia.

Este capítulo descreve os principais conceitos relacionados com as redes de distribuição, geração distribuída e sistemas de armazenamento, de maneira a apresentar as características relevantes dos sistemas em estudo.

Em geral, em relação as fontes de energia renováveis, encontra-se a hidráulica, eólica, biomassa e fotovoltaica. Um dos problemas que vem sendo estudado é que a disponibilidade hora por hora dessas fontes nem sempre coincide com as necessidades da demanda, então, é preciso um sistema de armazenamento de energia para utilizar convenientemente esses recursos disponíveis.

2.1. Sistemas de Gerenciamento de Distribuição (DMS).

A cada dia, o gerenciamento da rede se torna mais desafiador. A rede de distribuição está se tornando progressivamente dinâmica, a complexidade está aumentando e o volume de dados que as concessionárias precisam entender e integrar continua crescendo.

Uma rede inteligente é uma rede elétrica que permite o fluxo bidirecional de eletricidade e dados com tecnologia de comunicações digitais e a Internet das coisas (representado em inglês pelas siglas IoT). Estas tecnologias permitem detectar, reagir e pro-atuar diante mudanças no uso da energia e múltiplos problemas técnicos. As redes inteligentes têm a capacidade de autocura e permitem que os clientes se convertam em agentes ativos.

Uns dos componentes principais de todo sistema de gestão de distribuição é o SCADA.

- ✓ SCADA é o sistema de supervisão, operação e aquisição de dados. Em termos gerais é o núcleo que integra hardware, software e sistemas de potência. Geralmente está baseado numa arquitetura Cliente/Servidor e em protocolos abertos como o IEC 60870-5-104 (ou simplesmente IEC 104), DNP3.0, ModBus e outros. Em sistemas elétricos de potência tem muita popularidade o primeiro de eles.

Além do SCADA, existem outros sistemas que contribuem na inteligência da rede, como:

- ✓ GIS (Sistema de informação geográfica): é um sistema que contém os ativos da rede elétrica com suporte geográfico. Estes sistemas contêm a informação da conectividade da rede desde a geração até a distribuição capilar. Toda a informação está contida numa Base de Dados Relacional.

- ✓ AMI (*Automated Metering Infrastructure*): esta tecnologia é o conjunto da aplicação de sistemas de medição com telecomunicação. Permite obter a informação em tempo real do consumo, estado de conexão/desconexão de cada usuário e permite a implementação de ações de contingência, como por exemplo, o *Ripple Control* (controle do lado da demanda) amplamente utilizado em sistemas elétricos avançados.

Os sistemas de gerenciamento de distribuição dos sistemas elétricos de distribuição modernos vão além dos limites tradicionais do SCADA. Nesse sentido, o DMS apareceu como um ambiente dedicado à distribuição, onde convergem a tecnologia de aquisição de dados e as ferramentas e aplicações que suportam a operação em tempo real.

Estas aplicações, por exemplo, são:

- ✓ Otimização de rede.
- ✓ Gerenciamento de operação de chaves.
- ✓ Planejamento e contingência.
- ✓ Localização de falhas.
- ✓ Proteção adaptativa.
- ✓ Estimação de Estado.

As vantagens que oferecem estes sistemas são:

- ✓ Gerenciamento da demanda.
- ✓ Prevenção de perda de energia.
- ✓ *Peak shaving*.
- ✓ Melhora na eficiência operacional.
- ✓ Melhor utilização dos ativos da rede.

Este trabalho propõe uma ferramenta adicional, centralizada e cooperativa, com o intuito de atender a maior quantidade de demanda prioritária ou não, mediante o planejamento de curto prazo da operação de microrredes durante a ocorrência de um evento que implique a desconexão da rede de distribuição da rede de transmissão. Isto em outros palavras significa que o foco em estudo é a resiliência da rede elétrica.

A hipótese principal é que os sistemas em estudo sejam redes elétricas inteligentes, devendo possuir toda a infraestrutura de comunicação, controle e automação necessários para a execução de um esquema de gestão da demanda, por meio da existência de medidores e equipamentos

inteligentes capazes de conectar/desconectar cargas, assim como também chaves telecomandadas que pousam ser conectadas e desconectadas desde o centro de controle a partir de comandos enviados pelo operador do sistema de distribuição.

Para conseguir este objetivo, definir uma metodologia para a apuração de fluxo de potência é de suma importância. Esse tema será abordado a continuação.

2.2. Cargas prioritárias, não prioritárias e cargas não desligáveis.

Essa tese assume que clientes como, assistência médica, transporte, telecomunicações (Portelinho Junior, et al., 2017) e iluminação pública requerem atenção prioritária. Uma vez que essas cargas são atendidas as outras cargas não prioritárias são consideradas, levando em conta o período de desconexão. Portanto, é um cenário de planejamento energético de curto prazo que prioriza as cargas prioritárias.

Iluminação pública e telecomunicações são consideradas relevantes, em particular as telecomunicações (Monteiro, et al., 2020) utilizadas para auxiliar os sistemas de distribuição.

É possível que algumas cargas não possam ser desligadas, em caso de condição de emergência. Isto pode acontecer porque a carga não possui tecnologia para desconexão remota, não é acessível ou há uma perda de comunicação durante a desconexão do sistema de potência. Estes aspectos não tem sido considerados na literatura, embora sejam consideradas nesta tese.

O despacho das cargas é expresso por um vetor binário $\bar{l}_n = [l_1, l_2 \dots \dots, l_i, \dots \dots, l_p]$ de comprimento igual ao número de nós PQ. Então, para cada elemento i de \bar{l}_n , 0 representa a desconexão da i -ésima carga e 1 indica que a carga está conectada.

2.2.1. Classificação dos consumidores

Os critérios para classificação dos consumidores conectados ao sistema elétrico são estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na Resolução Normativa N° 414 (ANEEL, 2012). Nesta resolução, os clientes são classificados de acordo com a tensão de fornecimento em Grupo A, caracterizado por tarifa binômica e composto pelos subgrupos A1 até AS, e em Grupo B, composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado por tarifa monômica e subdividido nos subgrupos B1 a B4.

A ANEEL estabelece ainda que, a concessionária deve classificar a unidade consumidora em relação a atividade exercida pelo consumidor e a finalidade da energia elétrica.

A seguinte classificação resulta dessa recomendação:

- Residencial e seus subgrupos;
- Industrial, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividades Econômicas;
- Comercial e seus subgrupos;
- Rural e seus subgrupos, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividades Econômicas;
- Poder Público;
- Iluminação Pública, e;
- Serviços Públicos.

Esta resolução estabelece também que a concessionária deve considerar a existência de serviços e atividades essenciais as quais devem ser atendidas com prioridade. Estas atividades têm relação a âmbitos como segurança, saúde e outros cuja significância para a sociedade é considerada de interesse primordial.

Pode-se citar:

- Assistência médica e hospitalar;
- Unidades hospitalares, institutos médico-legais, hemocentros e centros de produção, armazenamento e distribuição de vacinas;
- Tratamento de lixo e esgoto;
- Serviço público de telecomunicações;
- Centro de controle público de tráfego aéreo, marítimo e urbano;
- Unidades de segurança pública, como polícia militar, polícia civil e corpo de bombeiros;
- Instalações que atendam ao sistema ferroviário e metroviário.
- Unidade operacional de segurança pública, tais como, polícia militar, polícia civil e corpo de bombeiros.

Essa tese tem como objetivo (Secção 1.2) o gerenciamento de cargas prioritárias conforme seu nível de prioridade. Serão consideradas estas regras para o desenho da otimização.

2.3. Microrredes

Microrrede é um conjunto de cargas, instalações eletromecânicas e unidades de geração distribuída que podem estar conectadas ao sistema elétrico principal ou também estar desligados

deste e operar em modo ilhado. Esta desconexão se deve a condições de contingência e/ou para contribuir, como por exemplo, na estabilidade de tensão do sistema principal.

Estes sistemas possuem geradores de baixa potência e sistemas de armazenamento de energia (Dimeas & Hatziargyriou, 2005).

O controle e comissionamento de máquinas é um problema multiobjetivo onde a programação de energia para despacho econômico em microrredes com integração de fontes de energia renovável resultam tanto do gerenciamento do lado da oferta quanto da demanda, enquanto satisfaz as restrições do sistema, para realizar uma operação econômica, sustentável e confiável da microrrede (Murty & Kumar, 2021).

Trabalhos como Murty e Kumar (2021) tentam o desenvolvimento de um modelo de despacho de energia ideal para microrredes nos modos conectado à rede e fora da rede com fontes de energia híbridas e dispositivos de armazenamento de energia. Para pesquisar o impacto das cargas flexíveis na operação do sistema, a colaboração das estratégias de resposta à demanda é avaliada em detalhes. Neste artigo, uma solução multiobjetivo é formulada como programação linear inteira mista para gerenciamento ótimo de energia de microrredes. A função multiobjetivo consiste em minimizar o custo operacional total, custo de emissões e custo de perda de energia. Na Figura 1 pode-se ver a estrutura típica de uma microrrede, e é também o modelo abstraído neste trabalho. Pode-se ver como diversas fontes de geração, tipos de carga e agentes interagem para administrar a rede. Nessa tese, será considerado em todo momento o desligamento da rede principal a partir da abertura do ponto de acoplamento comum.

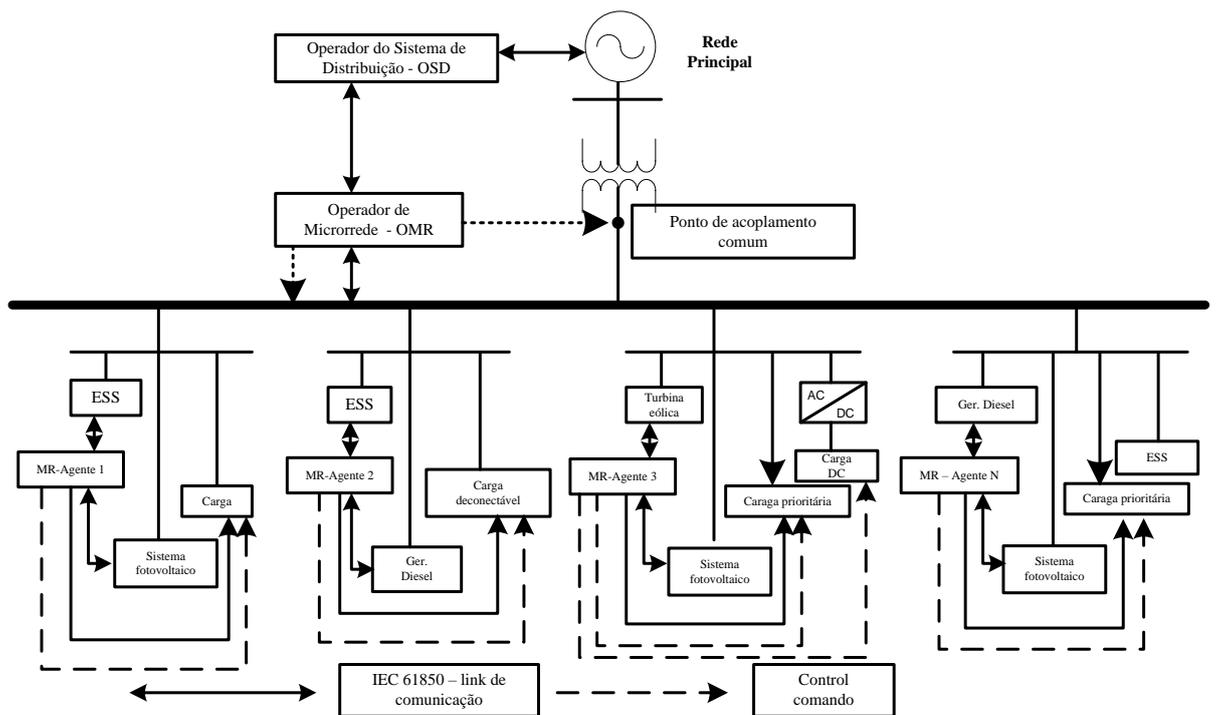


Figura 1: Estrutura típica de microrrede. Fonte (Murty & Kumar, 2021)

Um dos principais benefícios econômicos das microrredes é a participação destas nos programas de preços, dada a capacidade da microrrede de controlar as importações de eletricidade usando recursos de geração e armazenamento local. As implantações de microrrede com recursos de geração ou armazenamento múltiplos podem ser altamente eficazes na captura de fluxos de valor financeiro por meio da redução de pico e nivelamento de carga, que melhoram o desempenho econômico geral e viabilidade (Stadler, et al., 2016). Já foi mencionado, além do expressado previamente, que o armazenamento pode ajudar a otimizar o uso da energia.

Na Figura 2 se pode ver como podem contribuir as fontes renováveis e o armazenamento na melhoria da eficiência da rede.

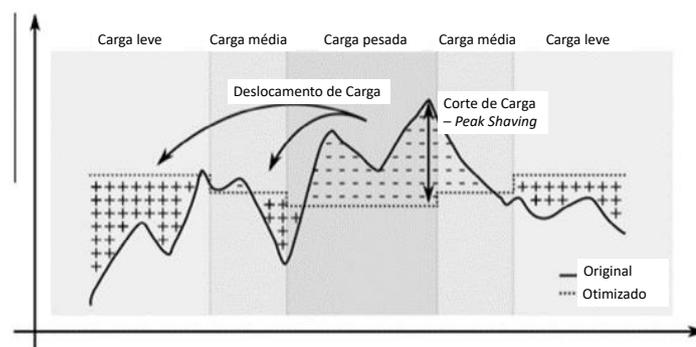


Figura 2: Deslocamento de carga e redução de pico em taxas de tempo de uso. Fonte (Stadler, et al., 2016)

2.4. Geração distribuída.

2.4.1. Energia eólica.

A energia eólica tornou-se uma fonte fundamental de geração de eletricidade para a mudança do modelo energético, mais limpo e sustentável. A tecnologia aprimorada permite que alguns parques eólicos produzam energia elétrica tão barata quanto as usinas de carvão ou de energia atômica. Sem dúvida, esta é uma fonte de energia com suas vantagens e desvantagens, mas as primeiras prevalecem.

A energia eólica é a energia obtida do vento. É um tipo de energia cinética produzida pelo efeito de correntes de ar. Pode-se converter essa energia em eletricidade através de um gerador elétrico. É uma energia renovável, limpa, não poluente e que ajuda a substituir a energia produzida a partir de combustíveis fósseis.

Segundo (Oliveira Queiroz, 2015), o vento pode-se caracterizar em três zonas (de acordo com o domínio da frequência):

- Zona macro meteorológica, caracterizada por frequências baixas correspondentes a períodos de alguns dias, referentes a movimentos de grandes massas de ar.
- Zona micro meteorológica, caracterizada por frequências mais elevadas relacionadas com a turbulência atmosférica, correspondentes a períodos da ordem de segundos.
- Zona de vazio espectral, relacionada com zonas do espectro correspondentes a pouca energia em períodos entre 10 minutos e 2 horas.

O sol e as estações do ano influenciam os ventos, sendo estas características estacionárias. Então, as variações de velocidade podem ser descritas por uma função de distribuição de probabilidade. A função de distribuição que descreve essas velocidades é a função de distribuição de probabilidades de Weibull, dada pela seguinte equação.

$$h(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.1)$$

Onde:

$h(v)$ é a probabilidade de que a velocidade de ventos seja v num intervalo de tempo

c é um parâmetro de escala

k é um parâmetro de forma.

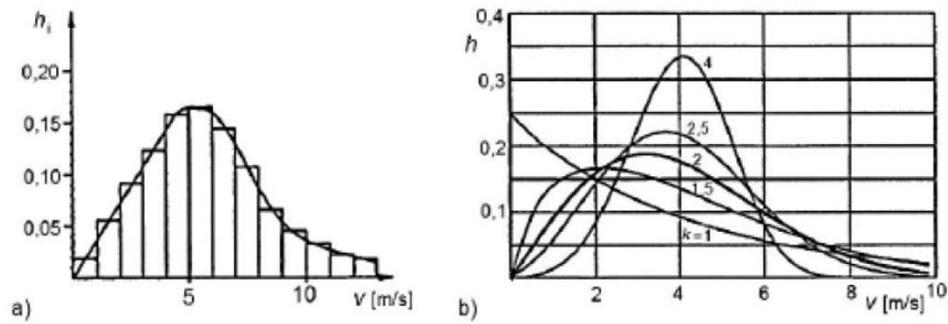


Figura 3: Distribuição de velocidade do vento, a) histograma, b) Curvas de Weibull com diferentes fatores de forma k. Fonte (Stiebler, 2008).

Até a altitude de 100 m, na camada superficial, a velocidade é influenciada pela topografia, representada pela lei de Prandtl.

$$V = v_R \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (2.2)$$

Onde:

V é a velocidade do vento na altura Z ;

v_R é a velocidade do vento na altura de referência Z_0 ;

Z_R é a altura de referência;

Z_0 é o comprimento característico da rugosidade do solo;

Z é a altura de instalação da turbina.

A potência P_w é expressada a partir da expressão da energia cinética; para uma corrente de ar passando uma área A com velocidade v , se tem:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.3)$$

Onde:

ρ é a densidade do ar em kg/m^3 ;

v é a velocidade do vento em m/s ;

A é a área total de contato com as pás da turbina.

Segundo a equação 2.3, a potência é proporcional ao cubo da velocidade do ar, i.e. se a velocidade duplica a potência aumenta em oito vezes. Isto é um sinal muito importante para a definição do local onde instalar as turbinas eólicas.

A densidade do ar [kg/m^3] depende da seguinte expressão:

$$\rho(Z) = \frac{P_0}{RT} e^{\left(\frac{-gZ}{RT}\right)} \quad (2.4)$$

Note-se que a densidade diminui exponencialmente com a altitude.

Aqui:

P_0 é a densidade atmosférica ao nível do mar (1,225 kg/m³)

R é a constante dos gases para o ar (286,05 J/kg.K)

g é a constante de aceleração da gravidade (9,81 m/s²)

T é a temperatura (°K).

Z é a altitude.

A máxima energia possível obtém-se para um rendimento de 59% segundo foi descoberto teoricamente por Betz em 1926. Comumente, designa-se como CP ao rendimento da turbina, então, a potência útil será:

$$P_w = CP \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.5)$$

A relação mostrada entre o aumento de velocidade do vento e o aumento de potência é representada na curva de potência da turbina eólica. Esta curva permite obter informações como a velocidade de *cut-in*, que é a velocidade de início de operação da turbina. Entre 12m/s e 16m/s é atingido o início da operação da turbina. Por outro lado, a velocidade na qual a turbina deixa de produzir energia e se desvia da direção da corrente de vento chama-se *cut-out* e é acima de 25m/s.

A curva de potência da turbina é um dado fornecido pelo fabricante, pode ser calculado ponto a ponto por meio da convolução da curva de potência da turbina com a curva de probabilidade de velocidades do vento (Ackermann, 2005).

A Figura 4 mostra a curva de potência da turbina de potência nominal igual a 10kW e velocidade de *cut-in* e *cut-off* segundo a Tabela 1.

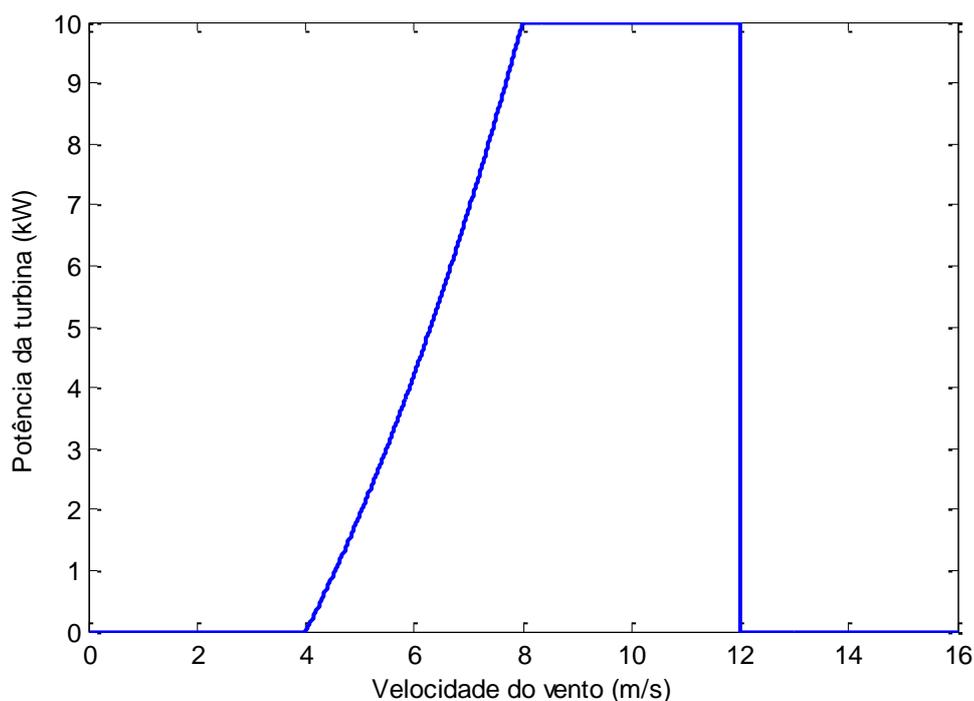


Figura 4: Resposta da turbina. Fonte: elaboração própria.

Tabela 1: Dados da geração eólica. Fonte: (Monteiro, 2020)

Tipo	Velocidade <i>cut-in</i> (ω_i^{ci})(m/s)	Velocidade <i>cut-off</i> (ω_i^{co})(m/s)	Velocidade nominal (ω_i^r)(m/s)
Eólica	4	12	8

2.4.2. Energia fotovoltaica.

Becquerel em 1839 descobriu o efeito fotovoltaico, princípio no qual está baseado a conversão de energia solar em energia elétrica. Basicamente, o experimento que Becquerel observou foi que um feixe de radiação luminosa incidindo sobre um eletrodo mergulhado em uma solução eletrolítica poderia ser convertida em energia elétrica.

A energia fotovoltaica é uma energia abundante na natureza, não produz emissores, tem baixo custo de operação e é modular. Estas características têm claras vantagens sobre outras fontes, talvez a desvantagem principal seja o alto custo inicial.

Entre os componentes dos painéis solares (o principal componente do sistema de conversão de energia solar em energia elétrica) existem várias células fotovoltaicas que se constituem de materiais semicondutores.

Os semicondutores mais utilizados para fabricar os módulos fotovoltaicos são o silício e o arseneto de gálio (GaAs). Também há de películas delgadas como o silício amorfo, cádmio, telúrio, sulfuro de índio, etc. Compostos ternários como CuInSe₂, CuGaSe₂ estão sendo pesquisados e utilizados com sucesso, com eficiências de 6% ao 16%, segundo (Goetzberger & Hoffmann, 2005).

Células fotovoltaicas cristalinas.

A função e eficiência dos componentes dos painéis solares dependem do processo do silício, Existem diferentes células fotovoltaicas:

Monocristalinas: se fabricam a partir de blocos de silício cilíndrico. Para fabricar os blocos, os quatro lados da peça original são cortados do cilindro, com o que é desperdiçado muito material. Embora, os cristais tenham uma pureza elevada, o custo de fabricação é elevado.

Policristalinas: tem um processo de fabricação diferente, no qual o silício é fundido com impurezas e depois vertido num molde quadrado. São ligeiramente menos eficientes, mas são mais econômicos.

Amorfos: quando o silício não é cristalizado.

Tipos de painéis solares.

Nem todos os painéis são iguais, como descrito a seguir:

Células solares fotovoltaicas: transformam a energia solar ou luminosa em energia elétrica.

Painéis solares híbridos: mistura a tecnologia fotovoltaica e a térmica. Este tipo de módulo permite produzir eletricidade e calor ao mesmo tempo.

O potencial mundial da energia solar é teoricamente alto, sua disponibilidade depende da localização geográfica, clima e latitude. É necessário, então, antecipar o comportamento de uma planta fotovoltaica para o desenho dos conversores, e em geral do projeto da central.

Um modelo exponencial simples ou exponencial duplo pode ser realizado para a finalidade de planejamento. Na Figura 5 pode-se ver o circuito equivalente e o modelo matemático do sistema segundo (Keyhani, 2011).

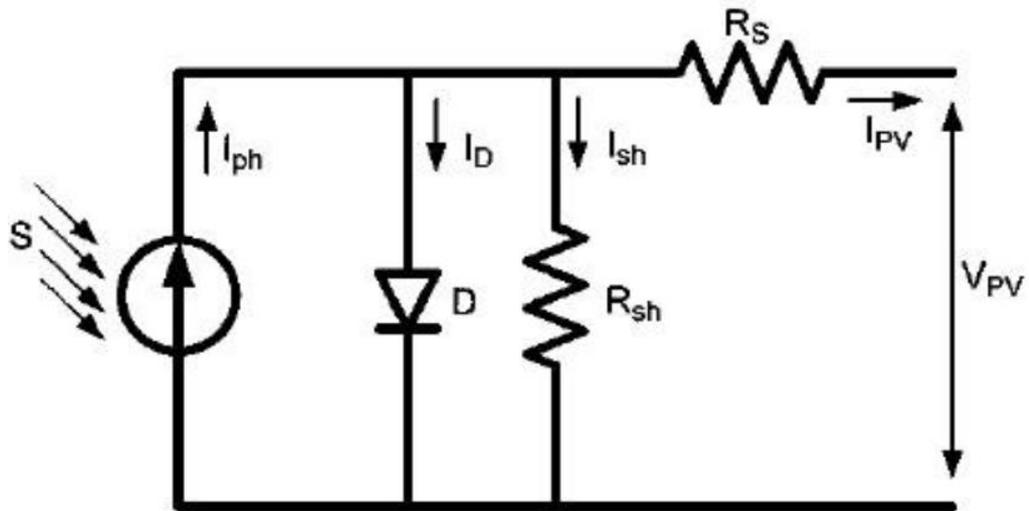


Figura 5: Circuito equivalente da célula fotovoltaica. Fonte (Keyhani, 2011).

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{AK_B T}} \right\} - \frac{V_{PV} + R_S I_{PV}}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

Onde:

I_{PV} é a corrente de carga (A).

I_{ph} é a corrente fotogerada (A).

I_D é a corrente do diodo (A).

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A).

R_S é a resistência serie (Ω).

R_{sh} é a resistência *shunt* (Ω).

V_{PV} é tensão da carga (V).

A é o fator de qualidade da junção p-n.

K_B é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K).

T é a temperatura da junção (K).

q é a carga do elétron (1.602×10^{-19} C).

2.4.3. Outras fontes a considerar.

Cogeração é um processo de produção de calor para processo industrial e para eletricidade. Mediante esta estratégia é possível obter rendimento térmico global de ordem do 60% da queima dos combustíveis.

A geração elétrica a partir de bagaço de cana e outros resíduos agrícolas foi defendida em audiência pública no ano 2007 pela Subcomissão Permanente de Biocombustíveis no Brasil.

O uso de caldeiras de alta pressão, secador de bagaço e turbo compressores de condensação faz possível converter o bagaço em eletricidade de forma vantajosa (Rodriguez, et al., 2010).

Nestes processos os excedentes de biomassa são queimados em estas caldeiras de alta pressão para produzir vapor, que logo são utilizados, uma parte para o processo, e a outra parte para produzir energia mecânica em turbinas de vapor e finalmente produzir energia elétrica.

Ciclo combinado se refere à coexistência de dois ciclos termodinâmicos num mesmo sistema. Um deles pode ser um ciclo correspondente a uma turbina de gás (ciclo Brayton) e o outro um ciclo de vapor (ciclo Rankine).

Comparando a eficiência e os níveis de emissão de CO₂ de todos os tipos de usinas de energia fóssil, essas usinas de ciclo combinado baseadas em turbinas a gás são a tecnologia de geração de energia mais sustentável, previsível e confiável disponível no momento (Willnow, 2013).

As usinas de ciclo combinado podem atingir uma eficiência térmica superior a 60% hoje, em comparação com as usinas de ciclo único a gás que estão limitadas a eficiências de cerca de 35 a 42% (Willnow, 2013).

Grupo Motor Gerador: O Grupo Motor Gerador (GMD) pode transformar a energia mecânica, produto da combustão de gases ou combustíveis líquidos, em energia elétrica. Estes geradores podem manter estável a tensão e velocidade independentemente da variação de carga. Apresentam boas características de confiabilidade, e rápida resposta em caso de desligamento da rede principal. Embora as questões ambientais como a poluição sonora e emissão de gases seja uma desvantagem, podem ser utilizados para melhora da confiabilidade da rede e melhora dos níveis e estabilidade de tensão (Alonso & Chávez, 2017) .

Classificação dos GMD (Mota, 2011):

- a. *Stand-By*: o gerador neste caso é utilizado em situações de emergências, devido a desligamento do consumidor ou a microrrede da rede principal. Em caso de consumidores industriais, o tamanho do gerador é estimado levando-se em conta as cargas prioritárias, as quais não podem prescindir do fornecimento elétrico. O tempo de utilização é geralmente curto.
- b. *Prime*: este sistema está desenhado para ser utilizado até por longos períodos, para demandas que devem ser atendidas independente do fornecimento de energia pela distribuidora. É utilizado para cobrir o horário de ponta, onde os preços sejam atrativos.

- c. *Contínuo*: neste caso o sistema de geração é utilizado por longos períodos em locais onde não há fornecimento de energia elétrica por meio de uma rede de distribuição.

Na Tabela 2 pode-se ver as características ressaltantes dos sistemas deste tipo.

Tabela 2: Visão geral do grupo motor gerador (Mota, 2011)

Faixa de Capacidades	5 kW a 30 MW ou maiores
Combustível	Gás natural, óleo diesel, gás de aterro sanitário, etc.
Eficiência	25 a 45%
Emissões de Poluentes	Podem necessitar de controle das emissões para NO _x e CO
Emissão total de CO ₂ (g/CO ₂)	443 – 1005 por kW
Outras Características	Adequação aos sistemas de cogeração (a eficiência pode ultrapassar 80%)

2.5. Transporte de armazenamento de energia baseado em bateria (MTBESS)

Os conceitos como *smart grids*, *smart microgrids* e *smart cities* estão redefinindo os sistemas elétricos de potência, particularmente ao nível de distribuição (Rodrigues, et al., 2018). Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia terão um papel importante na utilização principalmente das energias renováveis. É sabido que o paradigma principal hoje em dia é que a energia produzida tem que ser consumida totalmente, ou seja, a demanda é exatamente igual à oferta de geração. Se existe um excesso de geração, esta não pode ser aproveitada e é descartada.

Nesse sentido, surge a ideia de aproveitar os recursos (principalmente renováveis) mediante o armazenamento dos excedentes da microrrede para a utilização inteligente dessa energia.

Nesta tese definimos o MTBESS como o sistema de armazenamento de energia montado em caminhões transportadores e inversor DC/AC, o que permite a conexão destes equipamentos em lugares estratégicos onde a topologia permita o máximo aproveitamento.

A seguir serão descritos os conceitos preliminares de sistemas de armazenamento, inversores, etc.

Os sistemas de armazenamento podem-se classificar em (Moseley, et al., 2015):

a. Elétrico

i. Campos Eletrostáticos.

- ii. Campos Eletrodinâmicos.
- b. Eletroquímico
 - i. Com sistema de armazenamento interno.
 - ii. Com sistema de armazenamento externo.
- c. Mecânico
- d. Térmico.

Referências mais modernas destacam o uso dos sistemas de ar comprimido para acumulação de energia (Calero, et al., 2022; de Souza, et al., 2021), mas nesta tese para aplicações moveis são considerados como mais viáveis os sistemas de armazenamento eletroquímico, i.e., das baterias. Uma classificação desta categoria de armazenamento é (Moseley, et al., 2015):

- a. Chumbo - ácido.
- b. Íon – Lítio.
- c. Níquel – cádmium.
- d. Níquel – hidreto de metal.
- e. Sódio – sulfuro.

Os propósitos de armazenamento de energia podem distinguir-se entre (Moseley, et al., 2015):

- a. Eletricidade para Eletricidade.
- b. Eletricidade para qualquer coisa.
- c. Qualquer coisa para eletricidade.

Eletricidade para eletricidade inclui todos os clássicos sistemas de armazenamento, os quais podem tomar energia elétrica da rede e entregar energia elétrica à rede. A partir do ponto de vista da rede, não há diferença como a energia é armazenada no meio.

Neste trabalho, analisaremos, como foi dito, o caso específico de armazenamento de energia em baterias eletroquímicas.

Há uma crescente expectativa no mundo com respeito às baterias. As potências despacháveis e a energia armazenada experimentaram um grande crescimento, acompanhado também por uma evolução na eletrônica de potência. Pode-se ver na Figura 6 as capacidades recentes comparadas com outras tecnologias de armazenamento.

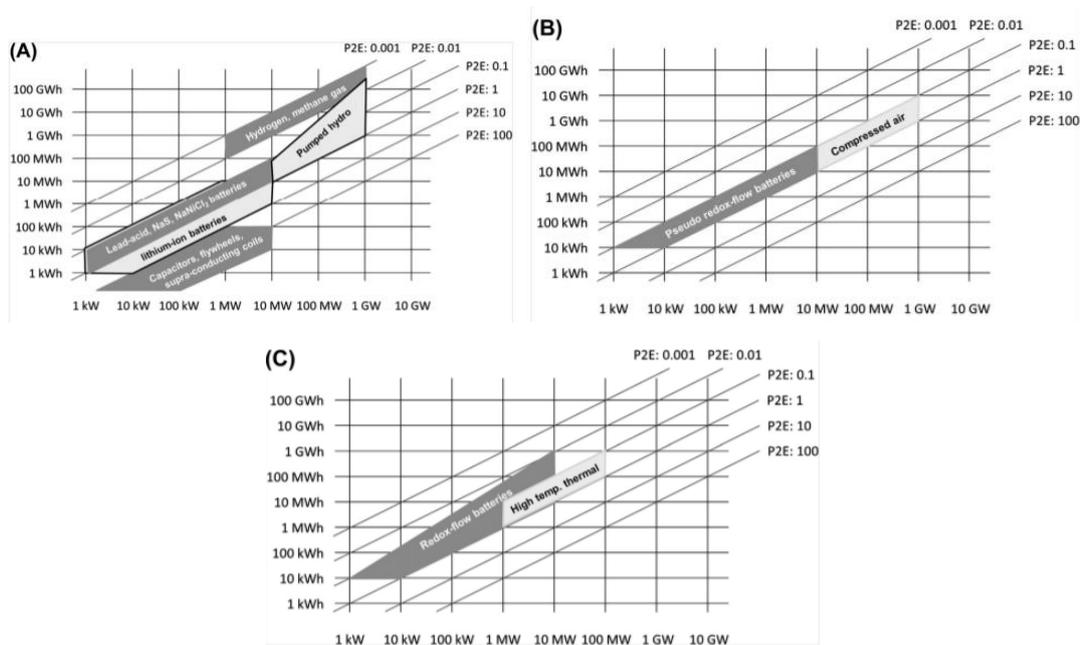


Figura 6: Faixas típicas para diferentes tecnologias “electricity to electricity” (P2E power to energy ratio).
 Fuente: Moseley et al (*Moseley, et al., 2015*).

A inclusão da operação de veículos elétricos no modo G2V e V2G pode significar uma estratégia para operar eficientemente a micro rede, i.e., o PEV em modo G2V pode estar aproveitando os excedentes de geração em horário de menor demanda e colocando logo a energia armazenada à rede em horário de maior demanda, contribuindo assim ao *Peak Shaving* da rede.

A tecnologia V2G pode ser categorizada em abordagem técnica e econômica. As estratégias técnicas buscam suportar a operação do sistema em modo conectado e modo ilhado (Rodrigues, et al., 2018).

Outra maneira de implementar este conceito é por meio de caminhões bateria, i.e., baterias e sistemas inversores montados em containers transportáveis em caminhões.

Hoje em dia há vários fabricantes que têm desenvolvido essa disposição em containers de 20 e 40 pés.

Eles, podem ser configurados para atender aos requisitos de energia e capacidade necessários do cliente a partir de kW/kWh (contêiner único) até MW/MWh (combinação de vários containers). O sistema de armazenamento de energia em container permite instalação rápida, operação segura e condições ambientais controladas.

No sistema de potência, os sistemas de armazenamento eletroquímico de energia eram considerados sistemas estacionários. Ao considerar que estes sistemas de armazenamento de energia podem ser transportados dentro do sistema de potência, o MTBESS melhoraria ainda

mais a economia e a segurança da operação do sistema de energia. Tem havido um número crescente de pesquisas sobre o armazenamento de energia de baterias transportáveis participando da operação do sistema de potência, como em (He, et al., 2021). Este trabalho considera o uso de tecnologia de bateria de fosfato de ferro de lítio para o MTBESS. Esta bateria tem vantagens, como alta eficiência de energia, ciclo de vida longo e ambientalmente amigável.

2.6. Inversores DC/AC

Os inversores fotovoltaicos têm um *design* tecnológico semelhante aos geradores eólicos de conversor completo e estão sendo cada vez mais vendidos com capacidade de energia reativa semelhante. Historicamente, no entanto, os inversores fotovoltaicos foram projetados para implantação no sistema de distribuição. Os inversores para essa aplicação são projetados para operar com fator de potência unitário e são vendidos com uma classificação de quilowatt (kW), em oposição a uma classificação de quilovolt-ampere (kVA). Como geradores eólicos baseados em inversores, os inversores fotovoltaicos são normalmente projetados para operar dentro de 90% a 110% da tensão nominal do terminal. A capacidade de potência reativa do inversor, na medida em que estiver disponível, varia em função da tensão do terminal. Além disso, a tensão de entrada CC também pode afetar a capacidade de potência reativa. Com o aumento do uso de inversores fotovoltaicos na rede de transmissão, a indústria está se movendo em direção à capacidade de fornecer energia reativa. Alguns inversores fotovoltaicos têm a capacidade de absorver ou injetar potência reativa, se necessário, sempre que corrente e tensão terminais não sejam excedidas. Em princípio, os inversores também podem fornecer suporte de potência reativa em potência zero, semelhante a um STATCOM. No entanto, essa funcionalidade não é padrão na indústria. Os inversores fotovoltaicos geralmente são desconectados da rede à noite, caso em que a capacidade de energia reativa baseada no inversor não está disponível. Essa prática pode, é claro, ser modificada, se as condições do local exigirem o uso da capacidade reativa durante os períodos em que a geração está normalmente off-line.

Em Menegheti, et al (2019) é apresentado o seguinte: devido às características não controláveis da geração fotovoltaica, como a intermitência da irradiação solar, há crescentes desafios para a implementação no sistema elétrico de potência quando são consideradas estas fontes na rede. O uso dos sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS por sua sigla em inglês) apresentam uma solução para estes problemas. É possível considerar diversos modos de operação das fontes fotovoltaicas, incluídas a compensação de potência reativa. A recarga das baterias pode ser promovida pelos excedentes da rede ou da geração fotovoltaica.

Em Menegheti, et al (2019) é apresentado um sistema de geração distribuída fotovoltaica composto por um inversor trifásico e um BESS. Mediante este sistema e diferentes modos de operação, é proposta uma estratégia para fornecer potência a diferentes tipos de carga e compensar potência reativa. Como principal contribuição é proposto um gerenciamento de energia feito localmente no inversor.

É interessante notar, adicionalmente à questão de resiliência, que os sistemas de armazenamento de energia podem contribuir na economia do sistema elétrico, de modo que as baterias possam armazenar energia em períodos de preço baixo e injetar ao sistema em períodos de preço maior.

Os veículos elétricos (PEV) podem também contribuir com compensação de potência reativa. Em Latifi, et al (2018), um modelo matemático de um sistema de compensação de potência reativa usando a bateria do PEV foi derivado e analisado. A partir deste modelo e das equações derivadas, foi proposto um novo controlador de compensação de potência reativa baseado em malha de bloqueio de fase, que é mais rápido e fácil de implementar em casos práticos em comparação com métodos anteriores.

As características dos inversores são (Green & Prodanovic, 2006):

- a. Operam como fontes de tensão (também podem operar como fontes de corrente) com controle quase instantâneo e independente da magnitude de cada fase.
- b. A tensão de onda senoidal pode ser alcançada através do uso de uma forma de onda e modulador de referência adequados, mas qualquer forma pode ser usada à vontade. Alternativamente, a regulação de corrente em malha fechada pode ser aplicada para obter várias formas de onda de corrente.
- c. A corrente de curto-circuito potencial é alta, mas a proteção contra ela deve ser fornecida na forma de ação de limitação de corrente.
- d. A troca de potência ativa é ditada pelas referências aplicadas ao sistema de controle (sujeito ao link CC ser capaz de fornecer ou dissipar essa potência).

Enquanto a tarefa no modo conectado à rede, é controlar a corrente em uma tensão estabelecida, a tarefa no modo ilha é estabelecer essa tensão (Green & Prodanovic, 2006).

A operação dos inversores no modo ilhado representa uma área de estudo específica. Nesta tese, serão estabelecidas os modos de operação das MTBESS'. A eletrônica e os controladores estão fora do alcance deste trabalho. Questões como transitórios eletromagnéticos, os sistemas de controle de intercambio de potência ativa e reativa merecem um estudo ad hoc.

2.7. Gestão de operação das MTBESS conectadas à rede ilhada.

Nesta subsecção é proposto o sistema de gestão das MTBESS conectadas à rede ilhada. Para ser mais realista, as baterias são transportadas e ligadas a pontos disponíveis na rede para esse fim. A eleição dos nós (pontos) disponíveis para a conexão das baterias, assim como o número de baterias transportáveis, não está dentro do alcance desta tese, podendo ser objeto de um estudo posterior. Para efeitos de estudo, esses dados são estabelecidos previamente, e restringidos a pontos (nós) de conexão trifásicos.

Os Sistemas de Armazenamento Móvel foram desenvolvidos para diversas aplicações. Por exemplo, a Nomad Transportable Power System implantou contêineres MTBESS com capacidade de saída de energia de 250kW/660kWh a 1MW/2MWh (NOMAD, 2022). Outras empresas, como a Power Edison, desenvolveram o MTBESS com características semelhantes (Edison, 2022). No entanto, esta tecnologia ainda está em constante desenvolvimento.

2.7.1. Modos de operação.

As variáveis que definem o estado das baterias são

- i. *State of Charge* (SOC), é a quantidade em por unidade do armazenamento disponível na bateria.
- ii. Energia Total (E_t), é a quantidade de energia em kWh que a bateria pode armazenar.
- iii. Intervalo de tempo de desconexão (T_{desc}), e o intervalo de tempo mínimo considerado pelas regulações. O ONS (Operador Nacional do Sistema), sugere que os intervalos de tempo de estudo sejam equivalentes a 30 min (ONS, 2020).
- iv. Potência máxima em carga e descarga (S_{max}), é a quantidade máxima de potência aparente que a bateria pode entregar ou absorver da rede. Para o caso de descarga ou injeção de potência, é igual à capacidade máxima de saída do inversor ou à capacidade máxima disponível que dependerá do SOC da bateria (Equação 2.7a) ou do conjunto de baterias pertencentes à mesma ilha (Equação 2.7b). Para o modo de carga, S_{max} é igual a capacidade máxima do retificador ou as máximas demandas dadas pela Equação 2.7c (uma única bateria conectada na ilha) e a Equação 2.7d (várias baterias conectadas na mesma ilha)

$$\left(S_{max_i} = \frac{(SOC_i^{(t)}) \times E_{t_i}}{T_{desc}} \right) \quad (2.7a)$$

$$\left(S_{max} = \sum_i^n \frac{(SOC_i^{(t)}) \times Et_i}{T_{desc}} \right) \quad (2.7b)$$

$$\left(S_{max_i} = \frac{(1 - SOC_i^{(t)}) \times Et_i}{T_{desc}} \right) \quad (2.7c)$$

$$\left(S_{max} = \sum_i^n \frac{(1 - SOC_i^{(t)}) \times Et_i}{T_{desc}} \right) \quad (2.7d)$$

Para melhor compreensão das equações 2.7a, 2.7b, 2.7c, 2.7d, mostra-se o seguinte exemplo numérico:

Seja a máxima injeção possível do retificador igual a 500kW, a capacidade de armazenamento da bateria igual a 1MWh, o intervalo de desconexão igual a 30 min e o SOC_i da bateria igual a 0,1258. Segundo a Equação 2.7a:

$$S_{max_i} = \frac{0,1258 \times 1MWh \times \frac{1000kWh}{1MWh}}{30min \times \frac{1h}{60min}} = 251,6 kW$$

Isto significa que para a estado de descarga no intervalo de tempo (t) ($SOC_i^{(t)}$), não existe energia suficiente para injetar potência igual à capacidade máxima do inversor durante todo o intervalo considerado (30min). Então, a capacidade máxima para o modo de injeção de potência será de 251, 6 kW em lugar de 500kW.

- v. Potência instantânea (S_{bat}), é a potência instantânea despachada (modo descarga) ou a carga conectada (modo carga), considerada para uma bateria dada, durante a solução do fluxo de potência. O valor de S_{bat} , utilizado durante a solução do fluxo de potência, deve satisfazer a seguinte regra:

$$\{se S_{bat} \leq S_{max} \Rightarrow S_{bat} = S_{bat}, em caso contrario S_{bat} = S_{max}\}$$

S_{max} é calculado pelas equações 2.7a e 2.7b para o modo descarga; 2.7c e 2.7d para o modo carga.

Modo carga – Modo 1.

Neste modo, a bateria sempre consome potência ativa.

Este modo de operação pode aparecer devido a duas condições.

- a. A microrrede tem excesso de geração e a demanda total tem sido satisfeita.
- b. Numa microrrede, há ramais que devem ser desconectados devido a que a geração não conseguiu atender a demanda correspondente a estas. Então, as fontes pertencentes a essas microrredes, podem ter em consequência excedentes disponíveis. Na sequência é possível ver um exemplo.

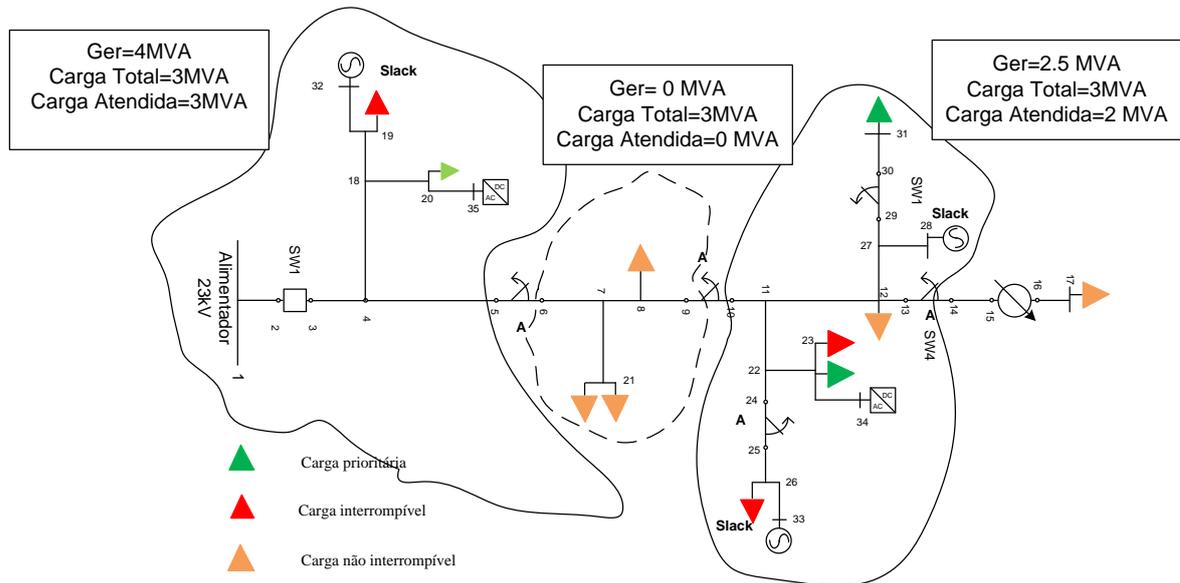


Figura 7: Modo carga. Fonte própria

Na (Figura 7) a ilha contida dentro do traço descontínuo, não pode ser atendida nem pela microrrede à direita nem esquerda, o que pode originar um excesso de geração disponível nas microrredes. Essa situação se deve a que as cargas do ramo não podem ser desconectadas porque não possuem a tecnologia para isso, no instante da desconexão não está disponível o sistema de comunicação ou simplesmente porque não é acessível o equipamento de manobra. A solução que eventualmente deve encontrar o algoritmo de otimização, então consiste na abertura das chaves limítrofes desse ramo.

Essa situação dá margem para que o excedente de geração seja utilizado para carregar as baterias, cuja energia poderia ser utilizada no seguinte intervalo de tempo quando a geração da microrrede não esteja disponível.

É importante assinalar que o algoritmo de otimização considera que as baterias entregam 100% (segundo a Equação 2.7) de sua capacidade disponível para a procura de uma solução ótima.

Modo descarga (só potência ativa) – Modo 2.

Neste modo, a bateria injeta somente potência ativa. A distribuição é feita de forma proporcional à potência máxima disponível num instante t , de acordo com a Equação 2.8.

Previamente é necessário estimar o déficit de geração: $\Delta S_v = Sger_v - St_v$, onde ΔS_v é o Mismatch entre a demanda e a geração sem baterias na v -ésima ilha, $Sger_v$ é a geração disponível na barra de referência escolhida para a v -ésima microrrede, e St_v é o fluxo obtido pelo método da varredura direta inversa para a mesma microrrede.

Tem-se n baterias ($i = 1, \dots, n$) presentes na v -ésima ilha, e a distribuição de injeção de potência ativa é:

$$P_i = \frac{\Delta S_v \times Sbat_i}{\sum_1^n Sbat_i} \quad (2.8)$$

Onde P_i é o aporte da i -ésima bateria pertencente à v -ésima ilha.

Pode ser possível como resultado do processo de alocação da demanda que esta seja superior à geração (incluído o aporte das baterias), neste caso o resultado deverá ser descartado do conjunto de soluções viáveis.

Modo descarga (potência ativa e reativa) – Modo 3.

Neste modo de operação, potência ativa e reativa são injetadas na rede. Das baterias disponíveis é definida uma curva de operação conforme o gráfico da Figura 8.

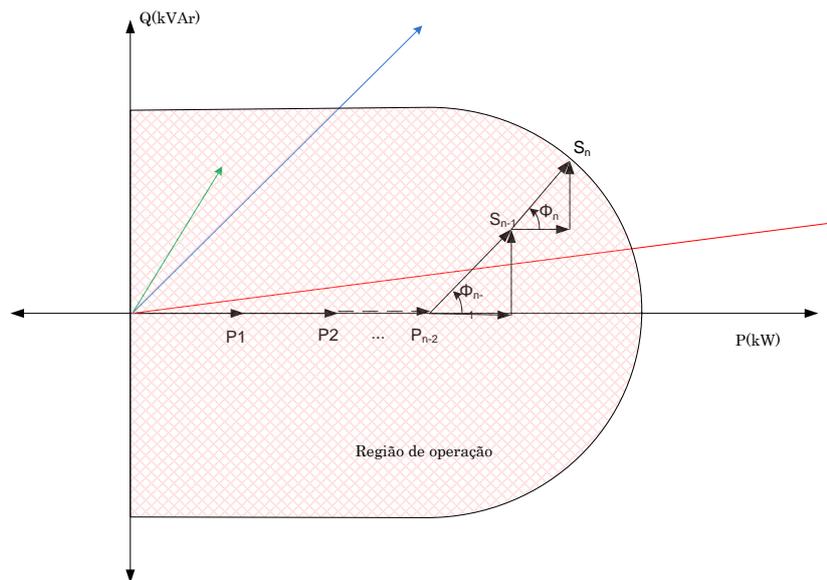


Figura 8: Região de operação das baterias em modo injeção de potência ativa e reativa

A região sombreada corresponde à região de operação das MTBESS' da k -ésima ilha. As baterias $P1, P2, \dots, Pn-2$ somente injetam potência ativa, enquanto que $Sn-1$ e Sn injetam potência ativa e reativa com um fator de potência nominal $\cos(\Phi_{n-1})$ e $\cos(\Phi_n)$.

Os vetores em vermelho, azul e verde, representam alguns exemplos de *Mismatches* (ΔS_v) de potência possíveis. As baterias tentam balancear o déficit de geração, portanto, somente para o caso do vetor verde, as baterias conseguiram esse propósito. Isso não é problema para a solução do problema de fluxo de potência, mas é indicativo de que a geração disponível na ilha não irá suportar sua demanda total.

Os sub modos de operação podem, então, se dividir em:

- a. Modo 3.1: se distribui primeiro a potência ativa, e depois a reativa.
- b. Modo 3.2: se distribui primeiro a potência reativa, e depois a ativa.
- c. Modo 3.3: se distribui somente potência reativa.

2.8. Fluxo de potência em microrredes com baterias.

A alta relação R/X dos sistemas de distribuição, a topologia radial, e o desequilíbrio de fases ativas restringem a viabilidade do uso dos métodos baseados em Newton-Raphson convencional.

Existem outros métodos disponíveis, como a matriz Z-Bus, onde a formulação decrece a relação R/X mediante uma rotação geométrica de eixos, permitindo a aplicação do método de Newton-Raphson. Esta solução surgiu no ano 1984 com o trabalho de Garcia e Monticelli (Garcia & Monticelli, 1984).

Existem métodos baseados na matriz de impedância nodal, que utilizam uma formulação adequada para sistemas malhados, baseados na fatoração da matriz de admitância nodal e injeções de corrente para a solução no fluxo de potência (Chen, 1991; Garcia et al, 2000).

Almeida (2015), propõe um modelo unificado de fluxo de potência em redes de transmissão e distribuição, onde a característica balanceada dos sistemas de transmissão e a característica desbalanceada do sistema de distribuição são preservadas. Neste trabalho, é considerada, na formulação, a injeção de potência no sistema de transmissão e a injeção de corrente no sistema de distribuição, como em Maninho e Taranto (2008).

Sarmiento et al (2019), também analisam uma solução do fluxo de potência trifásico para redes radiais utilizando a matriz de incidência para evitar modelos complexos de elementos em série, o que permite uma solução de alta performance que possa ser aplicada a problemas onde são requeridas soluções de baixa tensão. Outro método muito prático e utilizado, é o método de varredura direta-inversa (*backward-forward sweep* / BFS).

Nesta tese BFS é usado aplicando uma correção para fazer o comissionamento das MTBESS e lograr assim o balanço entre geração e demanda.

BFS está baseado na relação entre as correntes injetadas no barramento desde os ramais (Farag, et al., 2011), i.e., para cada barra M do sistema de distribuição radial, há M-1 elementos. Então as correntes de ramal são expressas por:

$$I_{bus} = K \cdot I_{branch} \quad (2.9)$$

$$I_{branch} = K^{-1} \cdot I_{bus} \quad (2.10)$$

Onde K é a matriz de incidência de elementos de ordem (M-1) que representa a topologia da rede.

A construção desta matriz é feita de na seguinte sequência: para um elemento “ij”

- a diagonal da matriz K (com i=j) são todos unitarios, i.e., $K(j,i)=1$;
- $K(j,m(j))=-1$ (com i diferente de j), onde m(j) é um conjunto de elementos conectados ao j-ésimo elemento.
- a matriz K é completada com os demais elementos iguais a zero.

O método de solução do fluxo de potência tem dois processos iterativos. No passo a montante, a metodologia avalia as correntes em todos os ramais, desde o nó inferior até o superior. Neste passo, a carga nodal e a matriz de incidência são utilizadas. Então, no processo a jusante, as tensões nodais são atualizadas de acordo com a queda de tensão no ramal, desde o nó superior até o nó inferior.

O processo finaliza quando a variação de tensões entre iterações está dentro de uma tolerância especificada.

As seguintes equações mostram a relação entre correntes e tensões nodais, onde V_i e V_j são as tensões nodais.

$$[I_{ij}]^T - K^{-1} \cdot [I_i]^T = 0 \quad (2.11)$$

$$V_j - (V_i - Y_{ij}^{-1} \cdot I_{ij}) = 0 \quad (2.12)$$

Neste trabalho, adicionalmente é incluída uma metodologia para fazer o comissionamento das MTBESS. Estas fontes fornecem a potência necessária para compensar o déficit entre a geração e a demanda; o que será detalhado a seguir.

É importante reiterar que todas as microrredes analisadas estão em modo ilhado. Portanto, um ajuste foi feito no algoritmo BFS para considerar esta condição. A Seção 3 explica como os dados da microrrede são reindexados considerando os nós com geradores ativos como fontes de cada microrrede criada.

A seguir o método de solução de fluxo de carga que é mostrado na Figura 9 é explicado:

Passo a passo.

- i. Considera-se que as ilhas já estão definidas. Então, são carregados os dados do sistema ilhado, i.e., até aqui foi considerada que a contingência aconteceu, o sistema foi desligado do ponto de acoplamento comum e o sistema foi ilhado; seguidamente os dados são reindexados segundo a Secção 3.
- ii. Calcula-se o fluxo de potência sem considerar o aporte das MTBESS. Isto é necessário, uma vez que nos passos seguintes o aporte das baterias será ajustado com precisão.
- iii. Se o SOC total é igual a 0, ir ao passo v, e fazer $\Delta S_v = 0$
- iv. Determina-se o *Mismatch* de potência ΔS_v da v-ésima ilha ativa como: $\Delta S_v = ST_v - Sger_v$, onde ST_v é a injeção líquida no nó fonte, e $Sger_v$ é a potência disponível neste nodo (selecionado como cabeceira). Se $\Delta S_v \leq tol_b, \forall v$, onde tol_b é a tolerância, o processo acaba, caso contrário vai para o seguinte passo. A potência disponível corresponde às fontes despacháveis (GD e/ou MTBESS).
- v. É apurado o aporte das MTBESS somando ao aporte inicial das baterias (neste caso igual a 0) o *Mismatch* ΔS_v . Daí resulta $Sbat'_v$, se este valor é igual ou menor que o máximo disponível na MTBESS nesse instante de tempo, será o despacho utilizado no seguinte passo, se não, é utilizado o valor máximo disponível. Então teremos ali $Sbat_{new}$.
- vi. Seguidamente, é apurado o fluxo de potência considerando o aporte das MTBESS segundo o passo anterior. Adicionalmente às MTBESS, é importante lembrar que em cada microrrede, outras fontes de geração podem estar presentes. O algoritmo considera essa possibilidade.
- vii. É calculado novamente o *Mismatch* (ΔS_v) e é determinado o novo aporte das MTBESS adicionando o valor de ΔS_v a $Sbat_{new}$. Neste passo o ajuste do *Mismatch* e o aporte das baterias considerados, são apurados segundo a seguinte regra:

$$Se Sbat'_v \leq Sbat_{max} \Rightarrow Sbat_{new} = Sbat'_v \ e \ \Delta S_v = \Delta S_v$$

Ou

$$\text{Se } Sbat'_v > Sbat_{max} \Rightarrow Sbat_{new} = Sbat_{max} \text{ e } \Delta S_v = \Sigma Sat_{max_i}$$

Onde $\Sigma Sbat_{max_i}$ é a soma das máximas potências disponíveis nas MTBESS da v-ésima ilha.

- viii. O passo vi e logo o passo vii se repetem até $\Delta S_v \leq tol_b$
- ix. Estes processos são levados adiante ao mesmo tempo para cada v-ésima ilha criada em cada intervalo de tempo.

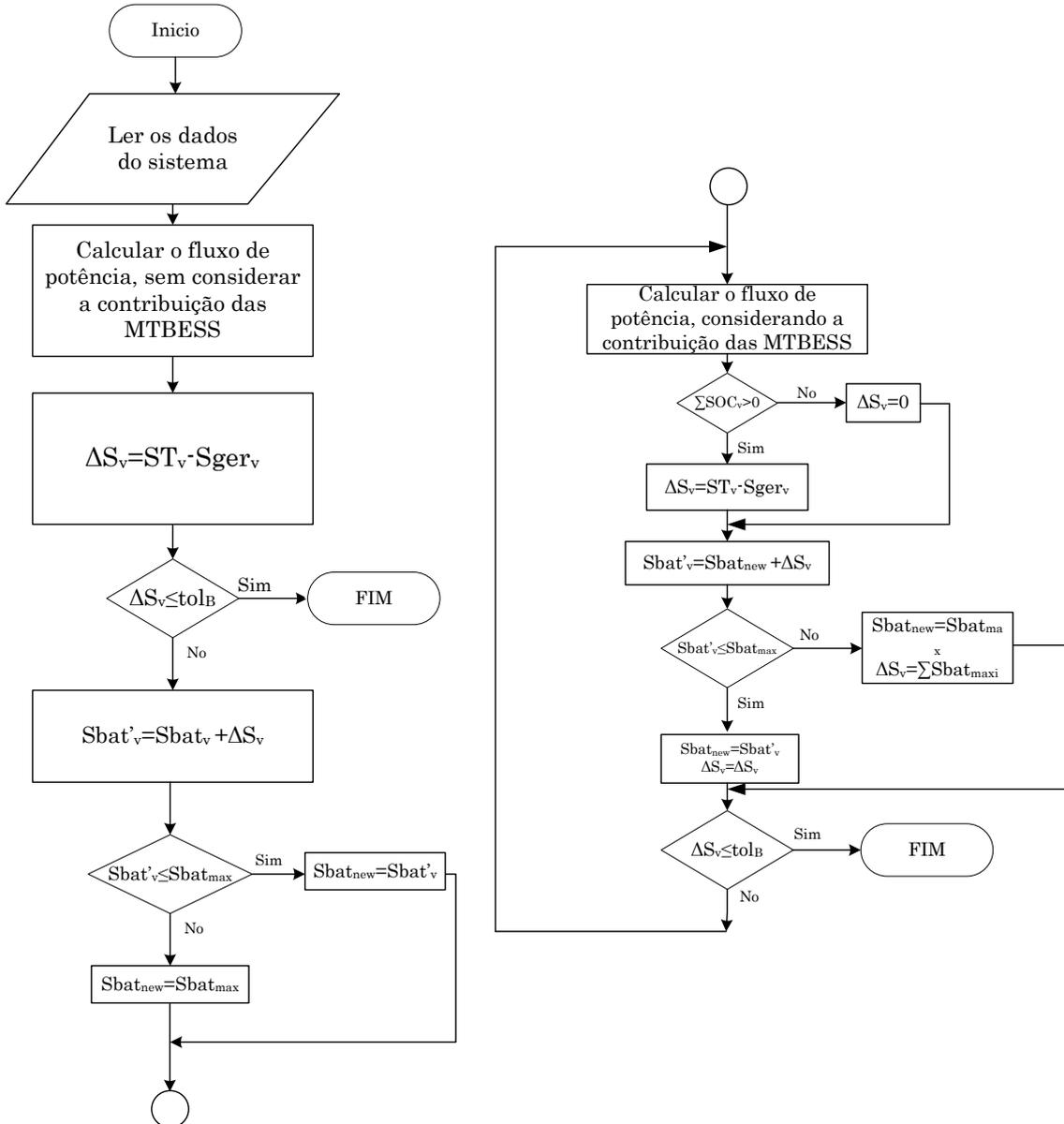


Figura 9: Fluxograma proposto para cálculo de fluxo de potência considerando comissionamento das MTBESS para a v-ésima ilha do intervalo de tempo considerado.

O fluxo de potência é o núcleo da metodologia de otimização para conseguir os objetivos desta tese. A metodologia BFS apresenta boas características e suficiente desempenho para este

propósito, embora, qualquer outra metodologia com mesmas ou melhores características pode ser aplicada sem dificuldades.

3. Teoria de Grafos y Otimização Matemática.

3.1. Conceitos sobre grafos.

Com o intuito de estabelecer um mecanismo para manipular as conexões da rede de distribuição, nesta tese, a teoria de grafos contribui com ferramentas de suma utilidade.

Os aspectos principais, para entender a proposta, estão brevemente explicado nesta seção. Os grafos representam a rede elétrica, permitindo gerenciar a sua topologia. Os nós neste grafo representam as cargas, geradores, baterias, etc. As arestas representam as chaves e ramais. Então, os circuitos elétricos de distribuição são representados por uma floresta, e cada microrrede é uma árvore. Adicionalmente, a natureza radial dos circuitos é assegurada.

3.1.1. Matriz de Adjacências.

Um grafo pode-se representar mediante uma matriz quadrada que contém as informações sobre como os vértices desse grafo estão relacionados.

Essas informações representam o estado de adjacência (conexão ou não) entre os vértices de um grafo não direcionado e sem pesos nas arestas; logo, a matriz de adjacências contém 1 se os vértices i e j estão conectados e 0 se não.

Por exemplo, para a , o grafo representa uma rede de distribuição conectada à rede principal, possui 10 barras e dois geradores. Nesta representação, os vértices representam as barras ou nodos onde estão conectadas cargas, geradores, equipes de distribuição, etc., e as arestas representam linhas de distribuição, chaves e interruptores. À direita se mostra a correspondente matriz de adjacências segundo o parágrafo anterior.

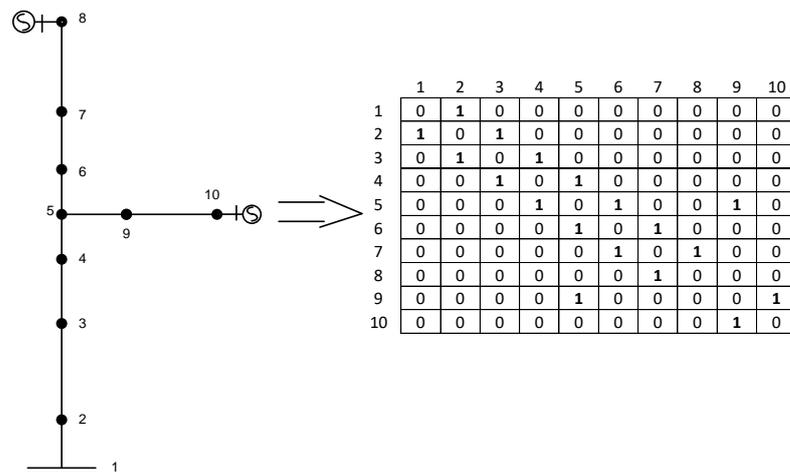


Figura 10: Grafo e seu respetiva Matriz de adjacências.

3.1.2. Reindexado.

Para representar a desconexão da rede principal, modificações na estrutura da matriz de adjacências tem que ser realizadas.

Isto consiste em reindexar os nodos que agora serão as cabeceiras das microrredes. O procedimento consiste em ligar graficamente o nodo associado a rede principal às cabeceiras destas microrredes. O critério de eleição das cabeceiras é tratado mais adiante, embora, nesse momento, a modo de exemplo, considera-se como tal o gerador presente na ilha. É possível ver que as arestas (1,2) e (6,7) estão desconectadas. A primeira corresponde ao ponto de comum acoplamento e o segundo a uma chave intermediária. Esta estratégia é levada em conta com o intuito de estabelecer uma pseudo-referência para os propósitos de cálculo de fluxo de potência (utilizando BFS).

Posteriormente, as novas listas de adjacências são determinadas, como será explicado a continuação, mediante um algoritmo de construção de árvore geradora mínimo.

A Figura 11 resume essa estratégia.

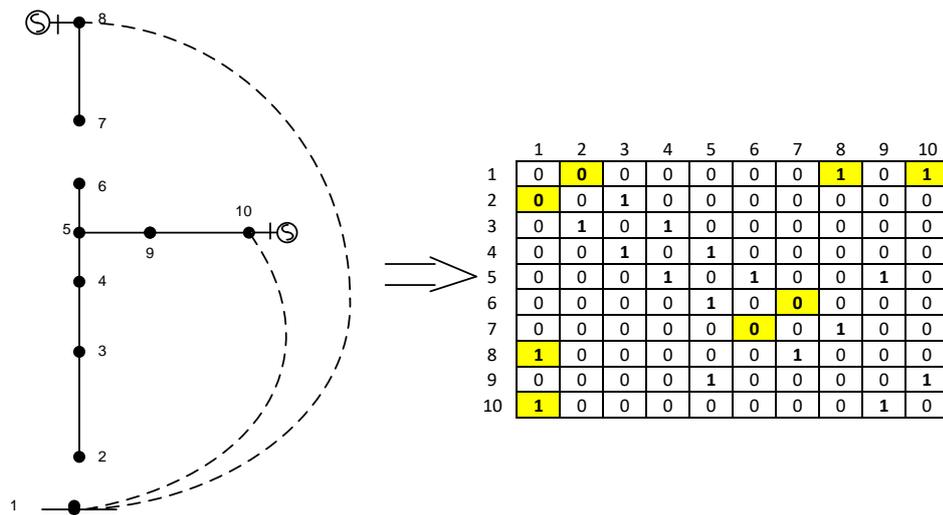


Figura 11: Grafo equivalente e matriz de adjacência para o caso de desconexão da rede principal e criação de ilhas.

Em amarelo são mostradas as modificações decorrentes das operações de abertura do interruptor e uma chave intermediária e a criação das novas conexões segundo a metodologia proposta.

3.1.3. Matriz de Alcance.

Outra informação importante para a metodologia proposta é a Matriz de Alcance, que se define como a matriz quadrada $M = \xi(i, j)$ tal que:

$$\xi(i, j) = \begin{cases} 1 & \text{Se existe um caminho desde } i \text{ até } j. \\ 0 & \text{em outro caso.} \end{cases}$$

Por exemplo para o caso do grafo da , tem-se o seguinte:

$$M = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \hline 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ \hline 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ \hline \end{array}$$

Nesta matriz, o elemento (4,2), é igual a 1, isto quer dizer que há um, e só um caminho desde o nó 4 até o nó 2, e esse caminho é (4, 3, 2). Por outro lado, o elemento (4,7) é igual a 0, isto significa que não há caminho possível entre os nós 4 e 7. Isto é possível verificar na . Também pode-se ver que para as cabeceiras, por exemplo a correspondente ao nó 10, os nós conectados são: (2,3,4,5,6,9) que correspondem-se aos elementos iguais a 1 da fila 10 da matriz M.

Uma vez que tem sido definidas as novas cabeceiras depois da desconexão do ponto de acople comum, é necessário construir as novas microrredes, para isso a teoria de grafos dispõe de algoritmos que constroem arvores geradores mínimos.

Esta matriz constitui a base dos cálculos do procedimento baseado em BFS, portanto, como a configuração muda durante a otimização, ela tem-se que atualizar em cada momento.

Para isso como será visto a continuação, existem algoritmos que podem ser empregados.

3.2. Algoritmos para criar arvores geradores mínimos.

Inicialmente, define-se árvore geradora mínima como um grafo ponderado conectado que tem a menor soma possível de pesos de suas arestas.

A partir desta definição existem vários algoritmos desenvolvidos para este propósito.

Pode citar alguns como:

- a. Algoritmo de Kruskal

- b. Algoritmo de Floyd-Warshall
- c. Algoritmo de Dijkstra.
- d. Algoritmo de Prim.

Nesta tese foi utilizado o Algoritmo de Prim. Não há uma razão para a escolha deste algoritmo, simplesmente deve-se às experiências previas na utilização desta ferramenta, embora seja um algoritmo simples de implementar e com um baixo custo computacional.

3.2.1. Algoritmo de Prim (Chartrand, et al., 2004).

O Algoritmo de Prim (AP) é uma ferramenta da Teoria de Grafos amplamente utilizada em reconfiguração de sistemas de distribuição (Alonso, et al, 2015, 2018; Nikman, 2014) devido a sua capacidade de criar árvores geradoras mínimas. Além disso, este algoritmo está relacionado à geração de configurações radiais viáveis.

Nesta tese, AP é usado para criar microrredes a partir da informação dos estados aberto e fechado das chaves. Então, AP garantirá a construção de árvores conectados a partir da informação do vetor de estado (aberto/fechado). Finalmente, é mandatório que o interruptor de cabeceira do alimentador esteja sempre aberto (desligado da rede principal).

Os passos para criar microrredes a partir da informação do vetor de estado das chaves são:

- i. Abrir o interruptor principal do alimentador.
- ii. Criar aleatoriamente um conjunto de n -vetores $\bar{c} = [c_1, c_2, c_3 \dots \dots, c_i, \dots \dots, c_m]$ (donde c_i representa o estado /aberto=0 fechado=1 da i -ésima chave. O vetor \bar{c} contém o estado de todas as chaves pertencentes à rede de distribuição baixo estudo. São criados n vetores, e portanto n microrredes, para a população inicial necessária para o método de otimização (meta-heurística).
- iii. Reindexar a conectividade entre os nós do sistema tal que os nós de geração sejam as cabeceiras das microrredes. Se existe mais de uma unidade de geração na microrrede, a unidade com maior capacidade é escolhida.
- iv. A microrrede é construída usando AP.

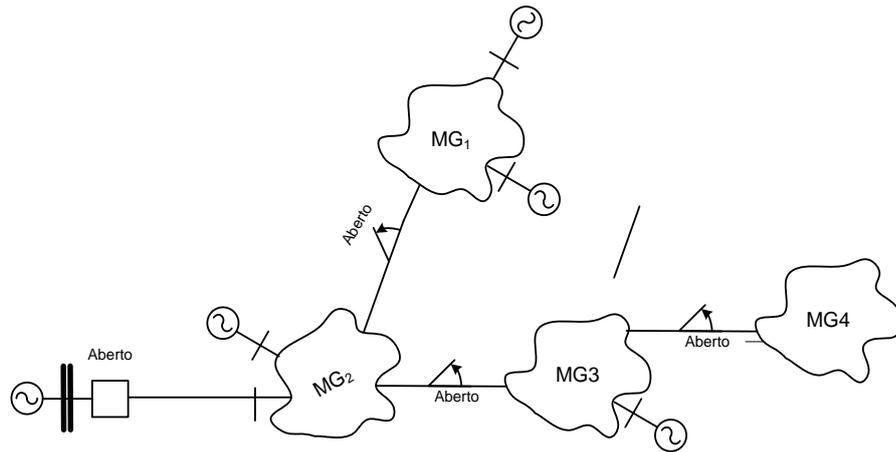


Figura 12: Operação de microrredes proposta.

A mostra um exemplo de operação das microrredes segundo a metodologia proposta; a microrrede 4 não dispõe de gerador, então é candidata para alocar um conjunto de baterias.

A sequência do Algoritmo de Prim pode ser descrita como segue:

- i. Inicializar a árvore com um *simple* vértice (v_0) arbitrariamente escolhido a partir do grafo (conectado).
- ii. Aumente a árvore em uma aresta: das arestas que conectam a árvore aos vértices que ainda não estão na árvore, encontre a aresta de peso mínimo e transfira-a para a árvore.
- iii. Repetir o passo dois até que os vértices estejam na árvore.

No é resumido os passos anteriormente mencionados para o algoritmo de Prim.

Algoritmo 1: Algoritmo de Prim.

Início

//Input w : Grafo conectado com pesos nas arestas $G=(V,E)$

$w \rightarrow \{w\}$ // vetor que contém os pesos das arestas

$E \leftarrow \{E\}$ // arestas iniciais do grafo.

$V \leftarrow \{V\}$ // vértices iniciais do grafo.

//Output: E_T , Conjunto de arestas que compõem a árvore geradora mínima de G .

Paso 1:

$V_T \leftarrow \{v_0\}$ // v_0 pode ser escolhido arbitrariamente

$E_T \leftarrow \emptyset$ // inicializar o conjunto de arestas, (\emptyset é o conjunto vazio)

$dimV$ // número de vértices do grafo.

Paso 2:

for $i \leftarrow 0$ to $dimV - 1$ **do**

Procurar a aresta de peso mínimo (w) - $e^* = (v^*, u^*)$ entre todas as arestas (v, u) tal que v está em V_T e u está em $V - V_T$

```

VT ← VT ∪ {u*}
ET ← ET ∪ {e*}
endfor
return ET
Fim

```

Como exemplo, para o caso de modificação da topologia da Figura 11, tem-se:

Depois de abrir as chaves (3,4) e (6,7), como também o ponto de acoplamento comum (1,2), os pesos das arestas são definidas de esta maneira:

$$\{w\} = \left\{ \begin{array}{l} \text{aresta} \\ \text{peso} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} (1,10) \mid (1,8) \mid (1,2) \mid (2,3) \mid (3,4) \mid (4,5) \mid (5,9) \mid (9,10) \mid (5,6) \mid (6,7) \mid (7,8) \\ 0 \mid 0 \mid M \mid 0 \mid M \mid 0 \mid 0 \mid 0 \mid 0 \mid M \mid 0 \end{array} \right\}$$

São agregadas as cabeceiras novas: (1,10);(1,8).

M é um número positivo grande (correspondente às chaves abertas). Note-se que as arestas ainda não estão corretamente direcionadas. Quando são avaliados os pesos, como exemplo, o peso correspondente à aresta (4,5) será o mesmo que para a aresta definida como (5,4).

Os nos do grafo são $V = \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10\}$

Então, segue-se a sequência do algoritmo 3, e por exemplo, começando do nó (1):

- i. A aresta (1,10) e (1,8) tem o mesmo peso, então uma é agregada e logo a outra. Então, $V_t = \{1,10,8\}$; $V - V_t = \{2, 3, 4, 5, 6, 7, 9\}$
- ii. Os seguintes nós a conectar são 7 e 9. A aresta (8,7) e a aresta (10,9) tem o mesmo peso, são logo conectadas. Assim, $V_t = \{1,10,8,7,9\}$; $V - V_t = \{2, 3, 4, 5, 6\}$.
- iii. Seguidamente os possíveis nós a agregar são o 5 e 6. A aresta (9,5) e conectada, não assim a aresta (7,6) que tem maior peso. Logo, $V_t = \{1,10,8,7,9,5\}$; $V - V_t = \{2, 3, 4, 6\}$.
- iv. Posteriormente, o nó a conectar é o 6, e as possíveis arestas (5,6) e (7,6). A aresta (5,6) e conectada, não assim a aresta (7,6) que tem maior peso. Logo, $V_t = \{1,10,8,7,9,5,6\}$; $V - V_t = \{2, 3, 4\}$.
- v. Logo, a aresta (5,4) e conectada e $V_t = \{1,10,8,7,9,5,6,4\}$; $V - V_t = \{2, 3\}$.
- vi. Então, A aresta (4,3) é conectada, e $V_t = \{1,10,8,7,9,5,6,4,3\}$; $V - V_t = \{2\}$.
- vii. Finalmente a aresta (3,2) e conectada, não ficando nenhum nó desligado.

O Grafo resultante é o seguinte $G = \{(1,10), (1,8), (8,7), (10,9), (9,5), (5,6), (5,4), (4,3), (3,2)\}$.

3.3. Métodos de otimização.

A natureza dos problemas de otimização de sistemas de distribuição é, em termos gerais, não linear. O estudo de tais problemas envolve uma mistura diversificada de álgebra linear, cálculo multivariado, análise numérica e técnicas de computação.

Além da linearidade ou não, a convexidade dos problemas associados é um desafio a levar em conta na hora de desenvolver técnicas de otimização.

Se as funções objetivo e as restrições são convexas, qualquer solução mínima é um mínimo global e chamamos ao anterior problema de otimização convexa (Taylor, 2015).

Pelas características do problema associado a essa tese, podemos dizer com certeza, segundo as equações, restrições e particularidades, que o problema é de Programação não linear inteira mista.

Os problemas de Otimização de redes de distribuição consideram variáveis inteiras da mesma forma que variáveis contínuas. Quando o objetivo e as restrições são todas lineares o problema é de otimização inteira linear mista, mas quando existem restrições ou objetivo não linear, o problema se denomina problema de programação não linear inteira mista (MINLP por suas siglas em inglês). É importante destacar que, além do mencionado previamente, a existência de variáveis binárias, implica um problema combinatório de grande tamanho.

Muitos métodos foram desenvolvidos para a procura de solução a estes tipos de problemas, por exemplo podemos numerar (Zaleta, 2003):

- Decomposição de Benders generalizada.
- Ramificação e delimitação.
- Aproximação externa.
- Proximidade de factibilidade.
- Aproximação externa com relaxamento de igualdades.
- Aproximação externa com relaxamento de igualdades e penalidade aumentada.

Além do mencionado acima, o problema tratado nesta tese é também de topologia, e dentro de este problema de topologia, um problema de análise combinatória do tipo não polinomial.

Estas características levam a considerar as meta-heurísticas como ferramentas mais apropriadas para a procura de uma solução.

3.3.1. Sistemas Imunológicos Artificiais (SIA).

Os Sistemas Imunológicos Artificiais (AIS por suas siglas em inglês), são uma Inteligência Artificial (IA) inspirada por metáforas do sistema imunológico dos vertebrados. A estratégia de busca inclui um descentralizado, paralelo e adaptativo caminho. Estas características fazem do SIA especialmente útil em problemas matemáticos complexos como os correspondentes a este trabalho. SIA utiliza os princípios e padrões observados em sistemas imunológicos. Está baseado no princípio de seleção Clonal (de Castro & Von Zuben, 2002). O operador utilizado nesta IA é denominado hipermutação.

Este operador tem dois passos:

- ✓ Clonagem de anticorpos proporcionalmente a sua afinidade.
- ✓ Mutação inversamente proporcional a sua afinidade.

A clonagem dirige a busca local, e a mutação dirige a busca global. SIA consegue assim um ótimo equilíbrio entre ambos aspectos de busca por meio desta estratégia.

SIA é utilizado em problemas como recarga elétrica de veículos híbridos (Oliveira, et al., 2012), em reconfiguração de sistemas de distribuição (Alonso, et al., 2015; Nikman, 2014; de Oliveira, et al., 2014), recomposição de sistemas (Oliveira, et al., 2015), planificação da demanda (Alonso e Chávez, 2017; Dudek, 2017) e outros.

Nesta tese é proposto o SIA para resolver um problema de otimização em dois níveis: a alocação ótima de MTBESS e o gerenciamento de conexão e desconexão de cargas e chaves telecomandadas.

No **Algoritmo 2** se mostra como é implementado o princípio de Seleção Clonal.

Algoritmo 2: Seleção Clonal

```
start
Paso 1:
//Input: tamanho da população inicial, tamanho de conjunto elite, longitude do anticorpo,
quantidade de clones, probabilidade de mutação.
Paso 2:
// Criar a população inicial
População_inicial ← CreaAnticorposAleatorios(tamanho da populacao inicial)
Paso 3:
iter ← numero de Iterações // critério de parada
População ← População_inicial
while ITER < iter do
  for i ← 1 to (tamanho da População) do
    afinidadei ← afinidade(Abi) // onde Abi ∈ População, Ab é o anticorpo
  endfor
Paso 4:
// Seleção dos anticorpos mais afins.
População_seleção ← Seleção(População, afinidade, tamanho de conjunto elite)
População_clones ← ∅
```

```

Passo 5:
for  $i \leftarrow 1$  to (tamanho da Populaçãoseleção) do
   $População_{clones_i} \leftarrow Clonar(Ab_i, quantidade\ de\ clones)$  // onde  $Ab_i \in População_{seleção}$ 
   $População_{clones} = [População_{clones}; População_{clones_i}]$ 
endfor
Passo 6:
for  $h \leftarrow 1$  to (tamanho da Populaçãoclones) do
   $AbH_h \leftarrow Hipermutação(Ab_h, probabilidade\ de\ mutação)$  // onde  $Ab_h \in População_{clones}$ 
   $afinidade_h \leftarrow afinidade(AbH_h)$  // onde  $AbH_h \in População_{hipermutação}$ 
Endfor
 $População \leftarrow [População_{hipermutação}; População_{seleção}]$  //atualiza a população
 $afinidade \leftarrow [afinidade_h; afinidade]$  //atualiza a afinidade
 $População \leftarrow Seleção(População, afinidade, tamanho\ de\ conjunto\ elite)$ 
 $ITER \leftarrow ITER + 1$ 
endwhile
return  $População$ 
end

```

3.3.2. Algoritmos genéticos.

Os algoritmos genéticos são algoritmos de busca baseados nos mecanismos de seleção natural e genética natural. Combinam a sobrevivência do mais apto entre estruturas de cadeia com um intercâmbio de informação estruturado, mas aleatório, para formar um algoritmo de busca baseado num inovador estilo de busca humana. Em cada geração é criado um novo conjunto de criaturas artificiais utilizando fragmentos dos mais aptos, uma nova peça ocasionalmente é testada para uma boa medida. Embora sejam aleatórios, os algoritmos genéticos não são simplesmente um passeio aleatório. Exploram de maneira eficiente a informação histórica para especular sobre novos pontos de busca com um rendimento melhorado esperado (Goldberg, 1989).

O algoritmo genético simples que dá bons resultados em quase qualquer problema prático esta composto de três operadores:

- Reprodução.
- Cruzamento.
- Mutação.

A reprodução é um processo no qual cadeias de indivíduos são copiadas conforme os valores da função objetivo. Copiar cadeias conforme seu *fitness* significa que cadeias com alto valor da função objetivo tem uma alta probabilidade de contribuir um o mais filhos na próxima geração. Este operador é uma versão artificial na seleção natural, a definição Darwiniana da sobrevivência do mais apto.

O operador de cruzamento permite intercambio de código genético entre os indivíduos, introduzindo, assim, instâncias de novas combinações de genes.

O operador de mutação introduz mudanças aleatórias no código genético. Este operador é necessário porque, embora reprodução e cruzamento efetivamente buscam e recombina os indivíduos na procura do mais apto, ocasionalmente podem-se tornar entusiastas demais e perder algum potencialmente útil material genético.

Todo algoritmo de busca precisa de estabelecer um equilíbrio entre dois fatores: a busca em amplitude, localizando zonas promissoras (busca global) e a busca em profundidade de tais zonas, procurando assim as melhores soluções (busca local).

Nesta tese AG simples é utilizado para comparar os resultados obtidos por meio de esta meta-heurística como os obtidos com o SIA no Capítulo 6. No **Algoritmo 3** se mostra como é implementado o AG simples.

Algoritmo 3: Algoritmo Genético Simples

```

start
Paso 1:
//Input: tamanho da população inicial, longitude do cromossoma, probabilidade de mutação.
Paso 2:
// Criar a população inicial
Populaçãoinicial ← CreaCromossomasAleatorios(tamanho da populacao inicial)
Paso 3:
iter ← número de Iterações // critério de parada
População ← Populaçãoinicial
fitness ← Avaliar(População)
ITER ← 1
Paso 4:
while ITER < iter do
  for i ← 1 to (tamanho da População )/2 do
    //Selecionar dois indivíduos da População com probabilidade proporcional ao fitness de
    cada individuo
    [Ind1, Ind2] ← Seleção(População, fitness)
    Pais ← [Ind1, Ind2]
    //Aplicar cruzamento aos Pais
    [filho1, filho2] ← Cruzamento(Pais)
    [filho1, filho2] ← Filhos
    //Mutação dos filhos gerados com probabilidade pm
    [Muta1, Muta2] ← Mutação (Filhos, pm)
    [Muta1, Muta2] ← Mutate
    //Calcular a função de aptidão
    fitnessM ← Avaliar(Mutate)
    if fitnessM > fitnessP // fitnessP é o fitness original dos indivíduos.
      //Inserir os indivíduos com melhor aptidão na população
    elseif
      //Descartar os indivíduos menos afines.
    endif
  endfor
  ITER ← ITER + 1
endwhile
return Melhor individuo
end

```

4. Reconfiguração de Sistemas Ativos com Alocação Ótima de Baterias.

Nesta seção, serão apresentados os critérios, delineamentos, estratégias e formulação matemática para explicar e sustentar a tese proposta.

Como foi adiantado, a estratégia de gerar várias ilhas pode contribuir à resiliência do sistema elétrico de distribuição. Em termos gerais, nem sempre o tempo de desconexão pode ser conhecido, pois há incertezas e variáveis que não estão disponíveis. Mas, pode ser estimado suficientemente segundo a experiência baseada em eventos prévios.

Nesta tese, o tempo de desconexão é considerado conhecido, os estados prévios antes do *blecaute* também são conhecidos, particularmente o referente à demanda, o SOC das baterias, a geração disponível e outros.

4.1. Função objetivo: primeira abordagem.

Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para suprir à quantidade mais significativa de cargas prioritárias e não prioritárias durante o intervalo de desconexão. Então, o problema consiste em otimização de energia. Nesse sentido, a alocação correta das baterias é uma questão crítica. A diferença entre esta primeira abordagem e a segunda abordagem, consiste em que na segunda abordagem, as cargas são ponderadas. Nesta primeira abordagem, são considerados um conjunto de cargas prioritárias e outro não prioritário.

Assim, o objetivo é alocar baterias para atender o déficit de geração de forma otimizada. A partir dessa alocação ótima da bateria, é proposta uma metodologia para encontrar uma configuração ótima do estado das chaves da microrrede e, ao mesmo tempo, otimização no despacho de cargas prioritárias e não prioritárias.

O descrito no parágrafo anterior, introduz o conceito desenvolvido nesta tese, o qual consiste na metodologia de otimização em duas camadas. Na camada principal é otimizada a alocação das baterias, cuja função objetivo é (para esta abordagem) a maior atenção de demanda prioritária possível. Esta função objetivo, resulta da otimização do despacho de cargas e da criação otimizada de ilhas (por meio da modificação dos estados das chaves do sistema), o qual, é realizada na subcamada.

Deve-se notar que o fluxo de potência pode ser demorado no caso de uma grande quantidade de cenários serem considerados. Portanto, este trabalho propõe um mecanismo para reduzir o uso deste recurso sem descuidar da precisão do método.

Assim, duas etapas são realizadas:

- Etapa 1: Para cada subconjunto $\{c, l, b\}$ o equilíbrio entre geração e demanda é avaliado usando a soma complexa de potência. As perdas são estimadas neste passo. Os elementos $\{c, l, b\}$ que satisfaçam o equilíbrio demanda-geração são ordenados de maior a menor em relação à demanda total servida.
- Etapa 2: Então, os n -melhores candidatos que passaram o estágio prévio, são submetidos ao algoritmo de fluxo de potência. Isto constitui um segundo filtro depois do qual só os casos em que os fluxos nas cabeceiras não ultrapassem os limites disponíveis dos geradores são considerados.

Estas etapas são avaliadas na subcamada. Também é importante assinalar que a frequência do sistema é considerada constante, não assim os níveis de tensão, cujos estados dependem da solução do fluxo de potência avaliado na segunda etapa.

As configurações possíveis podem ser agrupadas por arranjos de MTBESS' correspondentes. Haverá uma configuração (microrrede ou microrredes ilhadas) ideal para cada arranjo possível de MTBESS. Esta configuração compete com as demais, conforme ilustrado na Figura 13

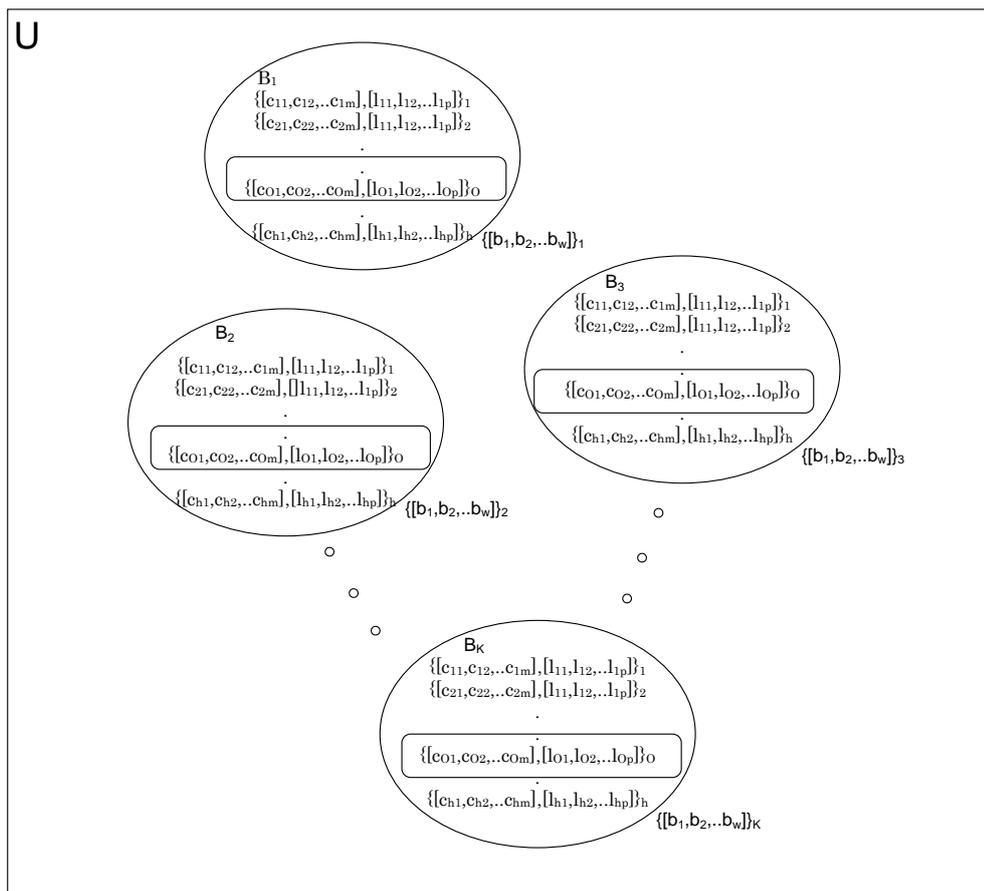


Figura 13: Universo das possíveis configurações.

A Figura 13 mostra o conjunto U que contém todas as possíveis configurações de microrredes viáveis. O subconjunto B_i é o conjunto de microrredes com o mesmo arranjo de MTBESS. Note que a quantidade de baterias e os pontos de conexão possíveis das baterias estão limitados.

A microrrede é definida pelo estado de chaves (aberto/fechado) e os despachos de cargas prioritárias e não prioritárias.

Há uma ótima configuração de microrrede em cada subconjunto B_i , i.e., a configuração no qual o despacho de cargas prioritárias e não prioritárias é máximo. Isto é o papel do algoritmo da subcamada.

Adicionalmente, cada candidato a solução ótima deve satisfazer as restrições elétricas.

Por exemplo $\{[c_{O1}, c_{O2}, \dots, c_{Om}], [l_{O1}, l_{O2}, \dots, l_{Op}]\}_O$ é a configuração para o melhor k -ésimo arranjo de MTBESS ($\{[b_1, b_2, \dots, b_w]\}_K$). Onde o sub índice O apresenta a configuração ótima para o arranjo de MTBESS K.

Em cada subconjunto, os candidatos à melhor solução devem satisfazer a condição de que a capacidade de geração disponível na cabeceira de cada microrrede, seja maior que o fluxo líquido no nodo onde o gerador está instalado. Outras configurações possíveis são descartadas.

Assim, de acordo com o parágrafo anterior, para cada subconjunto B_k mostrado na Figura 14, todos os candidatos satisfazem a condição da etapa 1 :

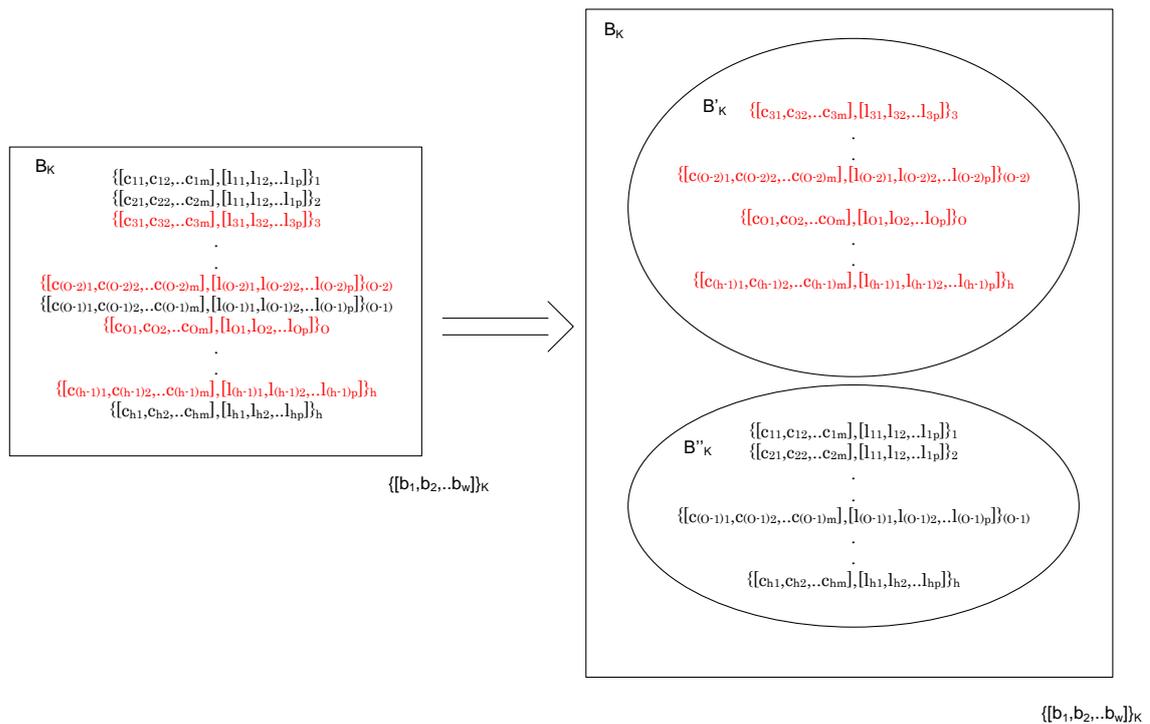


Figura 14: Arranjo de baterias K e candidatos viáveis e não viáveis.

Então, cada subconjunto B_k , pode ser dividido em dois subconjuntos, um deles contém os candidatos $\{B'_k\}$ (que satisfazem também as condições da etapa 2), e o outro as configurações descartadas $\{B''_k\}$.

Generalizando:

$$\{\{\bar{c}\}, \{\bar{l}\}\} \text{ é candidato a solução se } \{\{\bar{c}\}, \{\bar{l}\}\} \subseteq \{B'_k\} \text{ e}$$

$$\{B'_k\} \subseteq \{B_k\} \text{ e } \{B_k\} \subseteq \{U\}$$

e

$$\mathcal{F}(c, l, b) = \max f(c, l, b) \quad (4.1)$$

Aqui, $\bar{c} = [c_1, c_2, c_3 \dots \dots, c_i, \dots \dots, c_m]$, c_i é o estado da m -ésima chave, $\bar{l} = [l_1, l_2, l_3 \dots \dots, l_i, \dots \dots, l_p]$, é o estado de conexão ou desconexão da p -ésima carga (prioritária ou não). $\bar{b} = [b_1, b_2, b_3 \dots \dots, b_i, \dots \dots, b_k]$ é a alocação das baterias.

Logo,

$$c_m = c_m(t) \quad (4.2)$$

$$l = l_p(t) \quad (4.3)$$

$t \in \mathcal{T}$, $\mathcal{T} = \{1, 2, 3, \dots, T\}$ Onde $T = T_{out}/\Delta t$ é o número de intervalos de Δt minutos.

$$l_p(t) \text{ e } c_m(t) \in \{0, 1\}$$

$$b_k \in \mathfrak{B}$$

A cardinalidade de c , l e b são respectivamente m , p e k .

Sujeito as restrições:

$$g(c, l, b) \leq 0$$

$$h(c, l, b) = 0 \quad (4.4)$$

Na Equação 4.1, F é a função de otimização de capacidade (Despacho de cargas, chaveamento e alocação de baterias). Esta função terá um máximo para uma configuração (c, l, b) na qual o despacho de cargas prioritárias e não prioritárias é máximo.

f é a função de despacho de carga (prioritária e não prioritária).

g denota as restrições operacionais dos geradores e baterias, e h as restrições operativas da rede.

As equações relacionadas são mostradas a seguir:

Para as equações de igualdade:

$$\sum_1^n (P_{mgv_n}(t) + jQ_{mgv_n}(t)) + P_{loss_v}(t) - \left(\sum_1^g (P_{G_g}(t) + jQ_{G_g}(t)) \right) \pm \sum_1^k Sbat_{\#}(t) = 0, \quad (4.5)$$

$$\forall t \wedge \forall v$$

Onde:

$\sum_1^g (P_{G_g}(t) + jQ_{G_g}(t))$ é a geração disponível na v-ésima microrrede durante o intervalo t de interrupção, logo: $g \in \mathcal{G}$, e $\mathcal{G} \subseteq \mathcal{G}$

$\sum_1^n (P_{mgv_n}(t) + Q_{mgv_n}(t))$ é o total de carga despachada na v-ésima microrrede durante o intervalo de tempo t de interrupção, logo: $n \in \mathcal{N}$, $\mathcal{N} \subseteq \mathcal{P}$.

$P_{loss_v}(t)$ é a estimacão de perdas elétricas para o v-ésimo intervalo t de interrupção.

$\sum_1^k Sbat_k(t)$ é a contribuicão dos MTBESS' alocados na v-ésima microrrede durante o intervalo de interrupção t, onde: $k \in \mathcal{K}$, and $\mathcal{K} \subseteq \mathcal{K}$.

Para as restrições de desigualdade:

$$P_{G_g} \leq P_{G_g_{max}}, \forall g \in \mathcal{G} \wedge \forall t \quad (4.6)$$

$$Q_{G_g} \leq Q_{G_g_{max}}, \forall g \in \mathcal{G} \wedge \forall t \quad (4.7)$$

$$I_{ij} \leq I_l, \forall l \in \mathcal{L} \wedge \forall t \quad (4.8)$$

$$v_{min} \leq v_b \leq v_{max}, \forall b \in \mathcal{B} \wedge \forall t \quad (4.9)$$

$$Sbat_k \leq Sbat_{k_{max_D}}, \forall k \in \mathcal{K} \wedge \forall t \quad (4.10a)$$

$$Sbat_k \leq Sbat_{k_{max_C}}, \forall k \in \mathcal{K} \wedge \forall t \quad (4.10b)$$

$$0 \leq SOC \leq 1 \quad (4.10c)$$

$$\mathcal{H}(\bar{c}) \text{ é uma floresta} \quad (4.11)$$

A Equacão 4.6 representa a máxima potência ativa disponível no gerador g , enquanto a Equacão 4.7 representa a máxima potência reativa. A Equacão 4.8 representa os limites de carregamento do condutor pertencente ao ramal i-j para cada intervalo t.

A Equacão 4.9 é a variacão de tensão permitida para cada nodo do sistema de distribuicão. As Equacões 4.10a e 4.10b, correspondem à máxima injeçã de potência e à máxima potência conectada nos modos de descarga e carga para a k-ésima MTBESS. A expressã em 4.10c, representa os limites superior e inferior do estado de carga das baterias.

É importante mencionar que, regulacão primaria e secundaria, estã fora do alcance desta teses, ou seja a frequência e considerada constante.

Finalmente, a Equacão 4.11 é uma restrição topológica. $\mathcal{H}(\bar{c})$ é um método cuja saída é um grafo conectado. Este método cria um grafo a partir do estado das chaves $l_p(t)$. Para os sistemas de distribuicão a radialidade é uma imposicão, entã, todos os grafos que representam

as microrredes criadas pelo gerenciamento das chaves devem ser árvores, i.e., todos os grafos formam uma floresta.

$\bar{l} = [l_1, l_2, l_3 \dots \dots, l_i, \dots \dots, l_p]$ contém as cargas ativas de todas as ilhas criadas. Essas cargas poder ser agrupadas por seu pertencia a uma determinada mg_i ilha. Então, para as ilhas ativas ($mg1_t, mg2_t, mg3_t, \dots, mgv_t$), teremos:

$$l = [[l_{mg1_t}(t)][l_{mg2_t}(t)] \dots [l_{mgv_t}(t)]] \quad (4.12)$$

Onde $[l_{mgv_t}(t)]$ é um vetor que contém a carga pertencente à v-ésima microrrede ativa no intervalo de tempo t. Então, a função objetivo (.) a ser maximizada (para cada conjunto $\{c_k, b_k\}$) é igual a:

$$f(c, l, b)_{c_k, b_k} = [f_1(c, l, b)_{c_k, b_k}, f_2(c, l, b)_{c_k, b_k}]^T \quad (4.13)$$

Onde:

$$f_1(c, l, b)_{c_k, b_k} = \sum_1^v \int_0^{t_1} ([S_{prior_{mg1}}(t)] \times [l_{mg1}(t)]^T) dt + \sum_1^v \int_{t_1}^{t_2} ([S_{prior_{mg2}}(t)] \times [l_{mg2}(t)]^T) dt + \dots + \sum_1^v \int_{t_{out-1}}^{t_{out}} ([S_{prior_{mgv}}(t)] \times [l_{mgv}(t)]^T) dt \quad (4.14)$$

$$f_2(c, l, b)_{c_k, b_k} = \sum_1^v \int_0^{t_1} ([S_{T_{mg1}}(t)] \times [l_{mg1}(t)]^T) dt + \sum_1^v \int_{t_1}^{t_2} ([S_{T_{mg2}}(t)] \times [l_{mg2}(t)]^T) dt + \dots + \sum_1^v \int_{t_{out-1}}^{t_{out}} ([S_{T_{mgv}}(t)] \times [l_{mgv}(t)]^T) dt \quad (4.15)$$

t_i é o t_i-ésimo instante de desconexão para o intervalo de tempo considerado.

t_{out} é o tempo total de desconexão.

$S_{prior_{mgv}}(t)$ é um vetor que contém a potência aparente da carga prioritária esperada durante o intervalo t_i-ésimo para a v-ésima microrrede.

$S_{T_{mgv}}(t)$ é um vetor que contém o total da potência aparente pertencente á v-ésima microrrede.

v é o número de microrredes criadas durante o t_i-ésimo intervalo de interrupção. Esta variável v depende do vetor \bar{c} .

A função f_1 representa a energia utilizada pelas cargas prioritárias e f_2 representa a energia consumida pelo total das cargas (incluídas as prioritárias). Ambas as funções f_1 e f_2 são consideradas como funções objetivos simples, então estas funções não são conflitantes, porém

a função f_2 será utilizada como critério de desempate a existência de mais de uma solução com o mesmo patamar de despacho de cargas prioritárias

É importante assinalar que o tempo de desligamento para esta abordagem é conhecido, também o número de MTBESS', e portanto, o alcance está focado num cenário de planejamento resiliente. Embora, o tempo máximo de desligamento, como aproximação do tempo de desconexão desconhecido também seja abordado.

4.2. Função objetivo: segunda abordagem.

Nesta aproximação é considerada a ponderação das cargas por níveis de prioridade. Isto leva a considerar definitivamente uma função mono objetivo. Nesta abordagem também é considerado o aporte de redes de distribuição vizinhas. Estas redes podem ser alimentadores ou microrredes ilhadas com disponibilidade adicional de geração.

Basicamente o modelo de estudo é o mostrado na Figura 15, diferindo significativamente dos problemas tratados na bibliografia consultada (Kim e Dvorkin, 2019; Monteiro, et al., 2020). Um sistema de distribuição ilhado (o PAC é aberto) em estudo e outras microrredes ou alimentadores podem ajudar a melhorar a resiliência.

A diferencia dos modelos considerados nas bibliografias citadas no parágrafo anterior, no modelo da Figura 15, existem chaves que podem fechar um anel, e portanto, comprometer a radialidade do sistema. Nesta tese, este problema é tratado por meio de um procedimento que corrige a radialidade. O uso das MTBESS para a otimização energética, e a existência de cargas não desligáveis, também são questões não tratadas nas bibliografias mencionadas, mas são consideradas nesta tese.

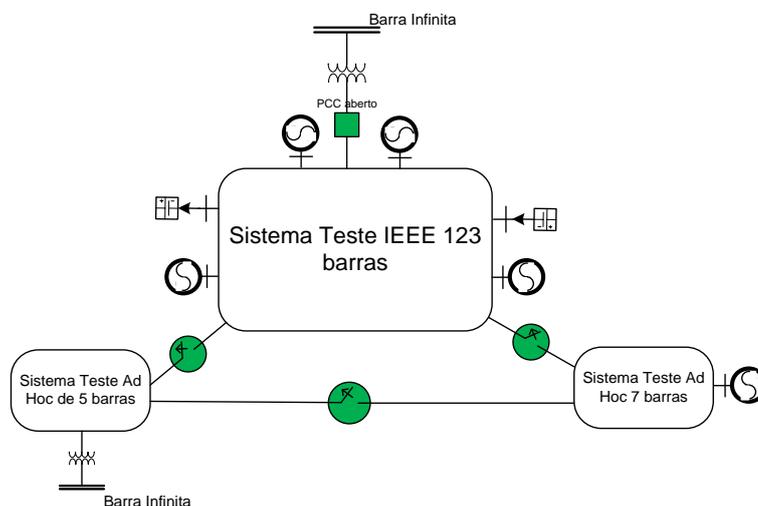


Figura 15: Microrrede em estudo com recursos.

As cargas consideradas para este estudo são ponderadas conforme a Tabela 3

Tabela 3: Tipos de Consumidor, Prioridade e Ponderação.

Ponderação	Tipos de consumidores	Prioridade
3	Assistência Médica, iluminação pública, infraestrutura de comunicação e transporte.	Alta
2	Comercial, Governo.	Média
1	Residencial e rural	Baixa

Para esta abordagem, a função objetivo $f(c,l,b)$ considera as cargas ponderadas conforme a definição de prioridades dada pela Tabela 3.

$$f(\bar{c}, \bar{l}, \bar{b}) = \sqrt{\left(\sum_1^n (P_n \cdot \ell_n \cdot \rho_n)\right)^2 + \left(\sum_1^n (Q_n \cdot \ell_n \cdot \rho_n)\right)^2} \quad (4.16)$$

- P_n e Q_n são as potencias ativas e reativa das cargas pertencentes ao conjunto de cargas, i.e., $\forall n \in \mathcal{P}$
- $\ell_n \in \{0,1\}$ vem da atualização da topologia da rede que depende do vetor de estado de chaves $\{\bar{c}\}$ e do vetor de despacho de cargas $\{\bar{l}\}$.
- ρ_n e o peso ponderado da carga correspondente à tabela 3

4.3. Fluxograma do algoritmo proposto

O processo de otimização é realizado em duas camadas. As baterias são alocadas de forma otimizada na camada superior, enquanto as configurações das microrredes são determinadas na subcamada.

A Figura 16 mostra o fluxograma para a subcamada para determinar a melhor configuração para um conjunto de MTBESS específico. A Figura 17 mostra o fluxograma para determinar o melhor conjunto de MTBESS.

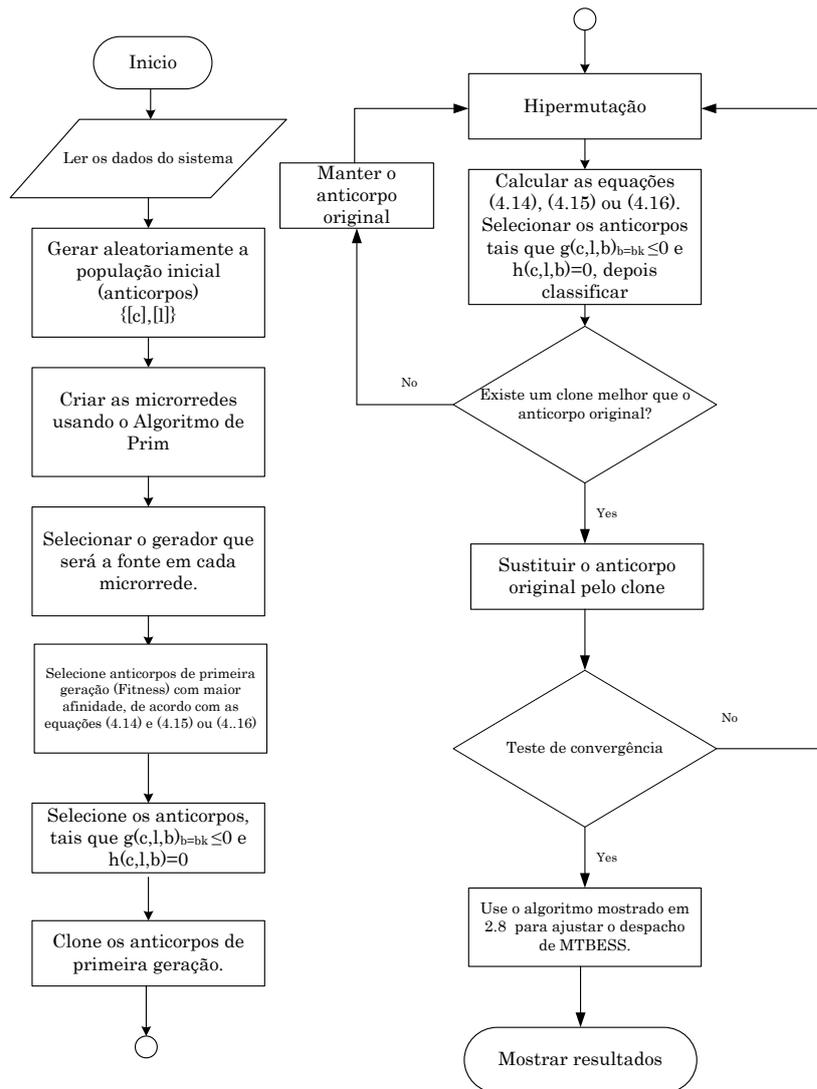


Figura 16: Algoritmo da subcamada para determinar a melhor configuração de chaves e cargas despacháveis para uma específica alocação de MTBESS.

Observe que ambos os processos são executados ao mesmo tempo.

Processo de otimização na camada principal.

- i. Geração aleatória de alocação de n -MTBESS usada como população inicial.
- ii. Na subcamada, o ilhamento é otimizado para atender a maior demanda, priorizando as cargas prioritárias (ou as cargas ponderadas). Neste processo, o SIA é usado para encontrar o ótimo. Este processo é avaliado na subcamada para cada conjunto de MTBESS.
- iii. Na camada principal, o SIA é usado para encontrar o conjunto de MTBESS que maximiza o despacho de cargas prioritárias e não prioritárias. Então, a afinidade de cada conjunto de MTBESS é obtida através da etapa anterior (fluxograma de subcamada).

- iv. Em ambas as camadas, as soluções estão sujeitas ao princípio de seleção clonal através da proliferação das melhores soluções (anticorpos) e hipermutação com probabilidade inversa a sua afinidade.
- v. Por fim, são escolhidos o arranjo de MTBESS e a configuração dos estados das chaves e despachos de carga que maximizam o atendimento das cargas prioritárias no primeiro termo e como critério de desempate para as cargas totais para o primeira abordagem, e a soma ponderada da carga total despachada para o segundo abordagem.

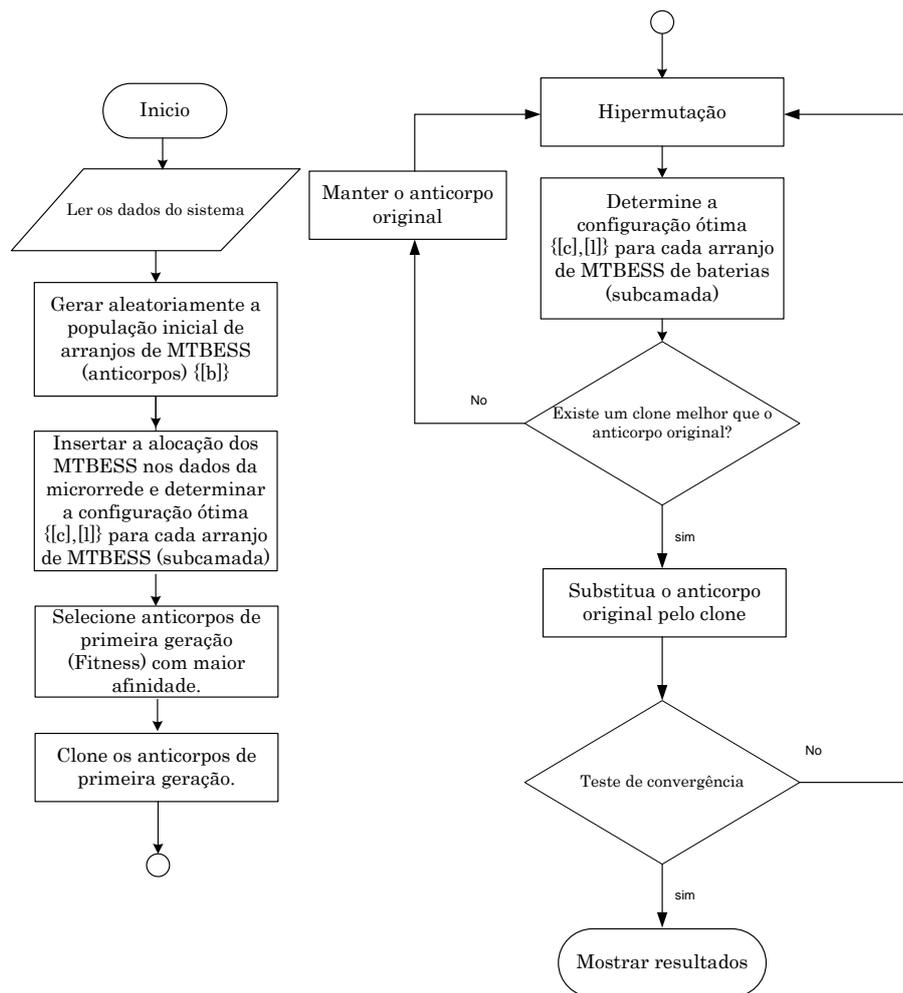


Figura 17: Algoritmo da camada principal para determinar a melhor alocação de baterias.

Processo de otimização na subcamada.

Para cada arranjo de MTBESS, um despacho ótimo de carga prioritária e não prioritária deve ser obtido conforme o fluxograma da Figura 16.

O algoritmo da subcamada gera um conjunto $\{c, l\}$ ótimo para cada arranjo de MTBESS, definido pelo algoritmo da camada principal.

Este processo tem as seguintes etapas:

- i. É gerada uma população inicial para $\{c\}$ e $\{l\}$ e para cada intervalo de interrupção. Então se T é o número de intervalos de interrupção, a longitude do anticorpo (vetor variável do SIA) é $\{(m + p) \times T\}$.
- ii. Para cada anticorpo criado, a função objetivo é avaliada conforme as Secções 4.1 e 4.2. Então, as melhores soluções são selecionadas (elite). Estes anticorpos formam o conjunto de soluções afines.
- iii. Os anticorpos mais afins são submetidos ao processo de proliferação (Clonagem e Hipermutação), com probabilidade de mutação inversa à afinidade individual, i.e., os anticorpos com alta afinidade terão menos probabilidade de mutação e vice versa.
- iv. Os anticorpos resultantes da proliferação são submetidos à função objetivo e novamente selecionadas conforme o passo ii.
- v. Os passos iii e iv, são repetidos até que o critério de convergência seja alcançado.

5. Resultados

5.1. Tempo de desconexão conhecido

Esta seção avalia a eficácia da metodologia proposta. Para isso, primeiramente, é utilizado um sistema de teste IEEE 123 barras modificado, permitindo reproduzir os resultados obtidos. Além disso, diferentes fontes de geração foram incluídas para avaliar a operação em modo ilhado.

O sistema possui sete cargas prioritárias, três cargas não interrompíveis e três geradores fixos. Além disso, quatro baterias podem ser conectadas, restringindo a conexão a nodos trifásicos. O tempo de desconexão é igual a 2:00 h, dividido em quatro intervalos.

Por fim, com o auxílio do sistema ANDE de 33 barras, a metodologia proposta é comparada com o gerenciamento de carga e localização de MTBESS proposto em (Monteiro, et al., 2020). Este é um típico sistema de distribuição paraguaio, escolhido para fins realistas.

Na referência (Monteiro, et al., 2020), é realizado um despacho ótimo de cargas e a alocação ótima de um conjunto de geradores renováveis. Por outro lado, aqui é considerada a alocação ótima de MTBESS, em vez de geração renovável móvel. Para fins de comparação (em igualdade de condições), apenas o MTBESS foi utilizado em ambas as abordagens. Em (Monteiro, et al., 2020) a otimização é realizada em duas camadas, na camada principal a alocação ótima de fontes renováveis é feita empregando PSO. Ao mesmo tempo, na subcamada, o despacho ótimo de carga é realizado usando Programação Dinâmica para operação da microrrede durante o ilhamento programado.

As seguintes diferenças são apontadas em relação ao trabalho mencionado: cargas não desconectáveis são consideradas e o gerenciamento de chaves intermediárias também não é considerado, portanto, várias ilhas não podem ser criadas como proposto nesta tese.

Como mencionado, o foco deste trabalho é o planejamento de resposta preventiva para a melhora da resiliência. Portanto, dados como geração disponível, demanda de carga e tempo de desconexão são conhecidos ou podem ser previstos de acordo com estatísticas históricas. O número de MTBESS disponível é predeterminado.

Por conveniência, para cada gerador é considerada a geração mínima de energia instantânea disponível em cada intervalo (30 minutos). De fato, é possível reduzir esse intervalo, por exemplo, para 15 minutos, mas isso implica em um esforço computacional maior.

Em relação à demanda, diferentemente da geração, considera-se a demanda instantânea máxima em cada intervalo.

5.2. Sistema Teste IEEE 123 barras primeira abordagem.

Este sistema também é considerado pela disponibilidade de seus dados, para que os resultados possam ser reproduzidos. O sistema (inicialmente conectado ao sistema de transmissão) atendia uma demanda de $3490+j1920$ [kVA] (3983kVA) quando uma contingência o desconecta da fonte principal. Então, o sistema é ilhado e conta apenas com as fontes de geração distribuída (GD) presentes na microrrede.

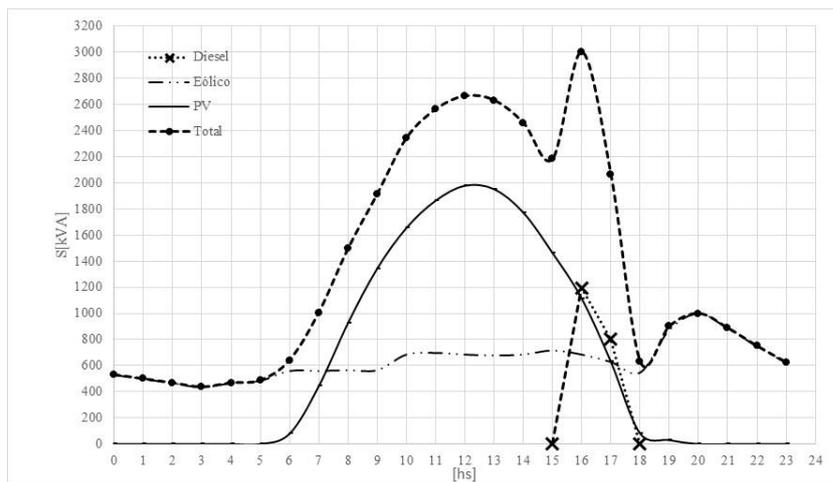


Figura 18: Curvas de Geração PV, Eólico e Diesel

Existem três geradores disponíveis na rede, a Figura 18 mostra a curva de geração de cada gerador disponível. Os geradores estão alocados nos nós 49 (PV), 56 (Eólico) e 83 (Diesel). Essas alocações são predefinidas. O gerador a diesel funciona apenas durante a interrupção. A interrupção ocorre neste exemplo entre 16h e 18h.

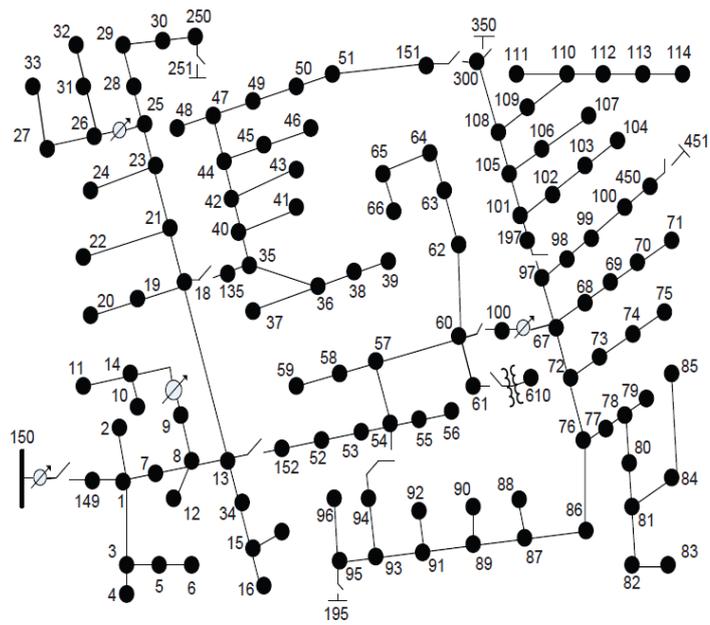


Figura 19: Caso de estudo: sistema teste de 123 barras.

De acordo com essa consideração, inicialmente a quantidade de GD disponível no sistema é $2400+j1650$ [kVA]. Posteriormente, a geração declina, como visto na Figura 20. Observe que, a geração de energia considerada é a máxima de geração instantânea (para cada intervalo de 30 minutos).

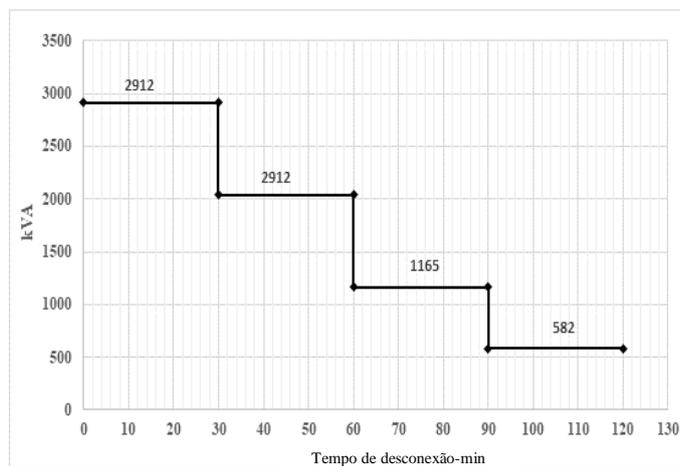


Figura 20: Geração disponível considerada durante a interrupção.

As cargas prioritárias são alocadas nos nós [20, 23, 31, 50, 66, 28, 76]. A Figura 21 mostra como a carga máxima prevista (carga total) varia para cada intervalo (30min) de interrupção.

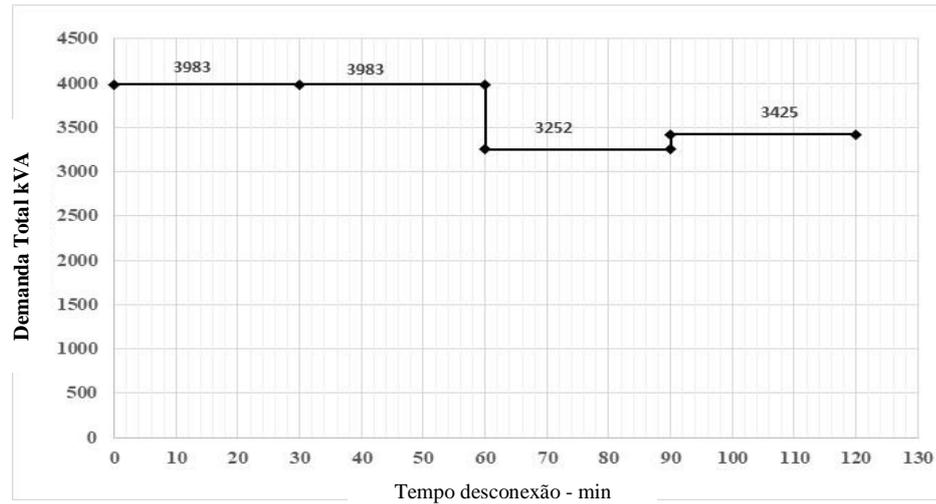


Figura 21: Carga Total considerada.

Da mesma forma, o mesmo é mostrado na Figura 22, mas para cargas prioritárias.

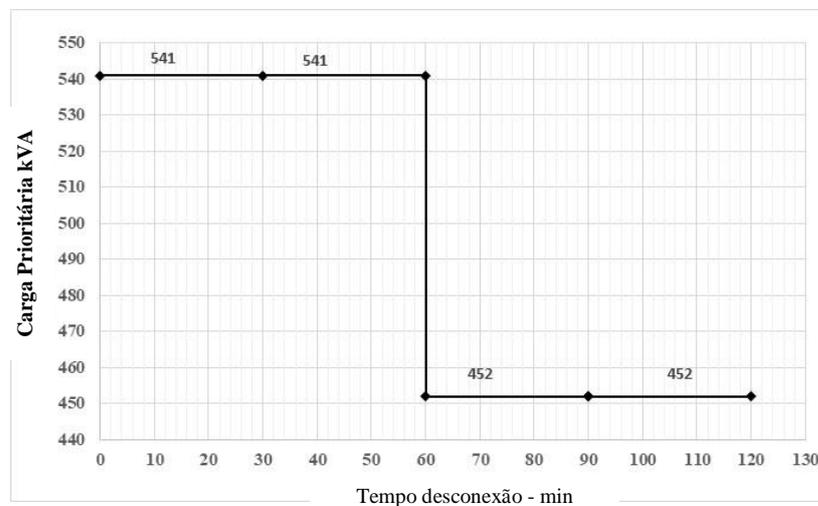


Figura 22: Carga prioritária considerada.

Além disso, quatro MTBESS de 2000kWh (500kW max, fator de potência de 0,6) estão disponíveis para ajudar a microrrede a suprir o déficit de geração. O MTBESS pode operar no modo 3 (modo descarga, potência ativa e reativa). Para o modo de carga, o valor de 500kW é considerado como a demanda máxima de energia.

Este cenário escolhe uma elite das cinco melhores alocações de MTBESS (via metodologia AIS) em cada geração. Em seguida, maximiza-se a carga prioritária e, em seguida, a carga total é selecionada, considerando todo o período de desconexão. Para tanto, além de considerar a geração disponível, a configuração do sistema pode mudar a cada intervalo.

De acordo com a metodologia proposta, são gerados 200 indivíduos para a população inicial para o chaveamento e despacho de carga (subcamada). Em seguida, os cinco melhores

indivíduos são selecionados e submetidos à hipermutação em cada iteração. O mesmo número de indivíduos e clones é atribuído para a camada principal (neste caso, os anticorpos representam a alocação das MTBESS). O processo termina quando dez iterações são alcançadas. A Tabela 4 resume o ajuste na otimização do AIS. Essas configurações utilizadas foram definidas após várias simulações anteriores.

Tabela 4 SIA Parametrização.

Camada	Tamanho da População inicial	Elite de anticorpos	Clones	Probabilidade de Hipermutação (máximo)	Iterações
MTBESS	200	5	5	5%	10
Chaves e cargas.	200	5	5	5%	10

5.2.1. Resultados (sistema IEEE de 123 barras):

As alocações ótimas do MTBESS são os barramentos [7,43,55,85]. A Tabela 5 mostra as cargas prioritárias e não prioritárias conectadas em cada intervalo desses resultados da otimização.

O percentual da energia fornecida é de 53,4% (incluindo cargas prioritárias e não prioritárias). Por outro lado, o percentual da energia fornecida referente à carga prioritária é de 34,7%.

Tabela 5: Resultados de otimização para cargas prioritárias e totais.

Intervalo	0-30'	30-60'	60-90'	90-120'	Energia KVAh
Carga Total [kVA]	2.221,9	1.948,0	1.905,8	1.750,0	3.913
Carga Prioritária [kVA]	194,6	194,6	149,8	149,8	344

A Figura 23 mostra os resultados da Tabela 5. É possível ver qual é a tendência da atenção tanto da carga total como a carga prioritária.

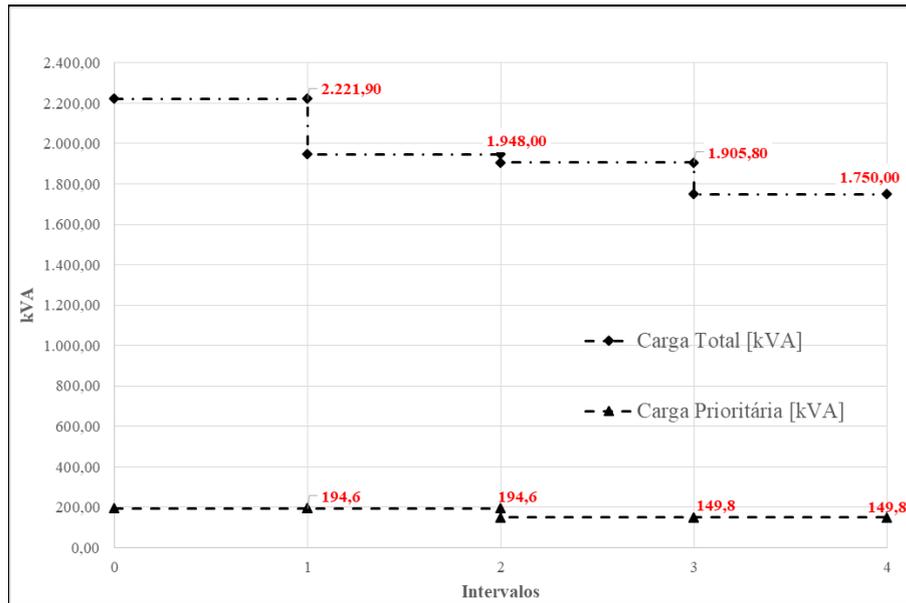


Figura 23: Demanda total e demanda prioritária atendida durante a interrupção.

Os MTBESS injetam e são carregados de acordo com a Tabela 6. No primeiro intervalo, todas as MTBESS exceto a MTBESS 4 estão carregando, no segundo intervalo as MTBESS 1 e 3 estão carregando e 2 e 4 estão descarregando. Finalmente, no terceiro intervalo, todas as MTBESS estão no modo descarregando, assim como injetando energia nas microrredes.

Tabela 6: Uso das MTBESS durante a interrupção.

Intervalo	Battery State of Charge - SOC			
	MTBESS 1	MTBESS 2	MTBESS 3	MTBESS 4
0-30 min	0,8500	0,8500	0,8500	0,7679
30-60 min	0,9000	0,8252	0,9000	0,7179
60-90 min	0,8534	0,7786	0,8534	0,6679
90-120 min	0,8177	0,7429	0,8177	0,6322

Estes resultados são mostrados na Figura 24 podemos ver nesta gráfica a tendência no uso das baterias. Há comportamentos diferentes, como expressa o parágrafo anterior, mas podemos ver que há uma tendência em utilizar a energia acumulada até o final da interrupção.

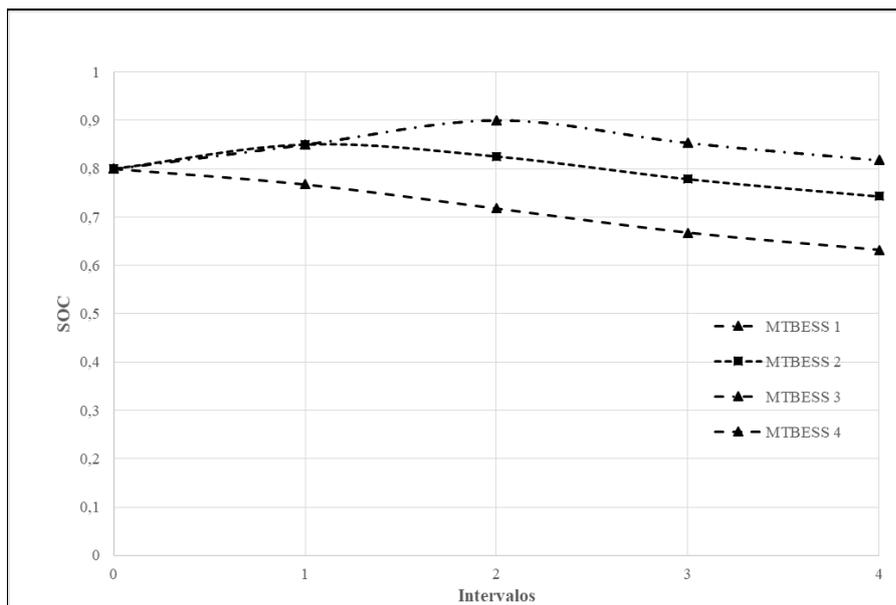
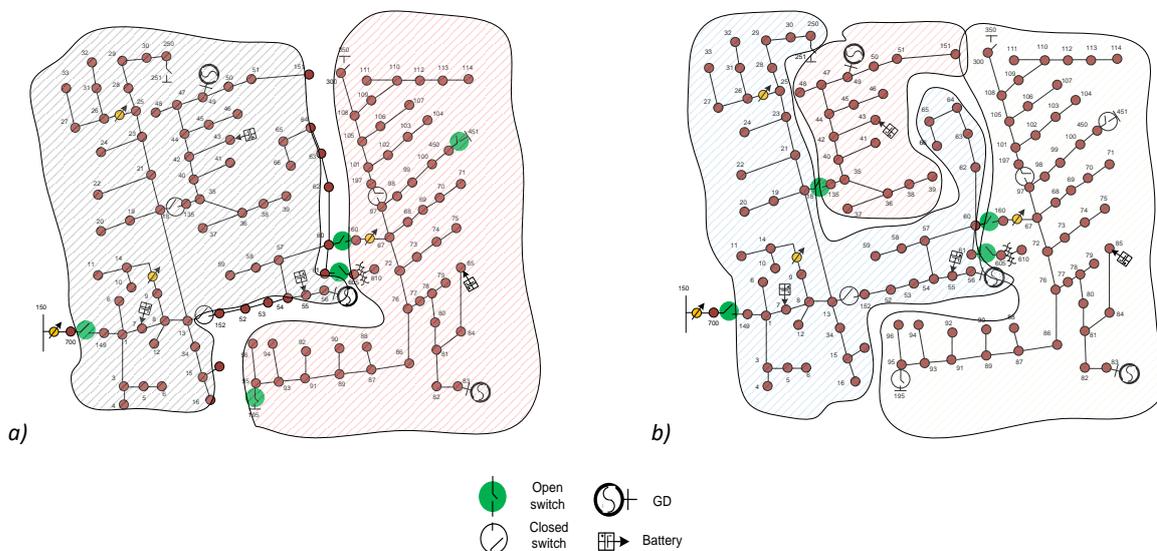


Figura 24: SOC das MTBESS durante a interrupção para os sistema IEEE 123 barras.

A metodologia proposta pode criar um número diferente de microrredes para cada intervalo. Por exemplo, duas microrredes ativas estão disponíveis durante a interrupção no primeiro intervalo, três no segundo, duas no terceiro e apenas uma no último (Figura 25). Tal figura mostra que a metodologia proposta cria diferentes ilhas para cada intervalo de tempo, aproveitando os recursos disponíveis para maximizar o suprimento de carga. Vale ressaltar que a rede também é desativada caso as restrições não sejam atendidas.



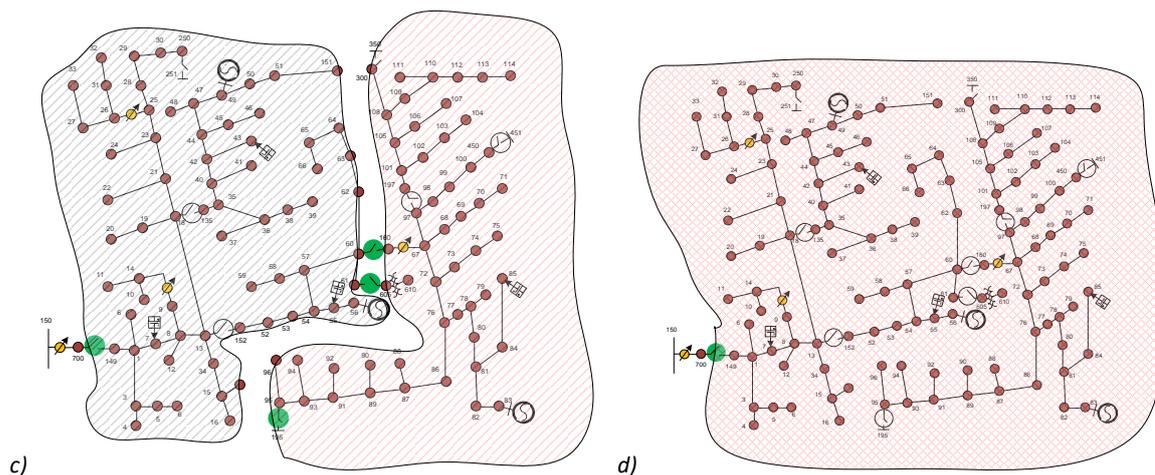


Figura 25: Microrredes criadas durante a interrupção: a) 0-30'; b) 30-60'; c) 60-90'; d) 90-120'

Também é essencial indicar que o algoritmo primeiro escolhe as soluções onde o fornecimento de carga prioritária for maximizado. Caso haja mais de uma solução com a mesma carga prioritária (máxima), o método considera aquela que maximiza o fornecimento da carga total. A Tabela 7 mostra as cargas (nomeadas pelos números dos nodos) conectadas em cada intervalo de tempo.

Tabela 7: Sistema teste IEEE 123 barras: detalhe do despacho de cargas (nodos com carga conectada), durante a interrupção.

0-30 min	30-60 min	60-90 min	90-120 min
1,5,6,7,16,17,20,22,24,29,30,31,32,34,38,39,42,4	1,4,5,6,7,9,11,16,20,22,30,31,35,37,38,39,41,42,4	4,7,9,10,11,28,29,30,32,34,35,37,39,41,45,47,48,	1,2,5,6,7,9,11,12,16,20,22,24,29,34,35,37,38,39,4
3,45,46,47,48,49,50,52,53,55,59,62,63,66,70,71,73,74,77, 80,85,86,94,	3,45,46,48,50,51,52,53,55,58,60,62,63,66,68,69, 70,73,75,76,79	49,50,52,53,56,58,63,64, 66,69,71,73,75,79,80,83, 84,85,86,87,92,95	2,45,46,48,49,50,51,55,56,58,59,60,63,64,66,74,75,76,83,84,90
95,100,102,107,109,112,113,114	,82,83,84,85,86,90,94,96,106,114	,99,100,102,103,104,106,109,111	,92,94,103,104,107,109,112,113

5.2.2. Benchmarking: Cenário de chaveamento vs sem chaveamento.

Após aplicar a ideia em um sistema de teste, um sistema real é empregado. Dois cenários possíveis são analisados:

a. A metodologia proposta.

b. Microrrede desconectada da fonte principal: considera-se apenas a abertura do interruptor da fonte principal (PAC), permanecendo as demais chaves fechadas.

Grid Topology / Branch configuration					
From	To	P	T	Length	Config
1	2	1	0	0.5	300
3	4	1	0	1	300
4	5	1	0	1	300
6	7	1	0	1	300
7	8	1	0	1	300
8	9	1	0	1	300
10	11	1	0	2	300
11	12	1	0	2	300
12	13	1	0	0.5	300
14	15	1	0	1	300
15	16	1	0	0.5	300
16	17	1	0	2	301
4	18	1	0	2	301
18	19	1	0	1	301
18	20	1	0	1	301
7	21	1	0	2	301
11	22	1	0	1	301
22	23	1	0	1	301
22	24	1	0	.5	301
25	26	1	0	.5	301
12	27	1	0	1	301
27	28	1	0	1	301
27	29	1	0	1	301
30	31	1	0	0.5	301
19	32	1	0	0.1	301
26	33	1	0	0.1	301
23	34	1	0	0.1	301
20	35	1	0	0.1	301

Spot Loads								
Node	Y/D	Type Load	A-kW	A-kVAr	B-kW	B-kVAr	C-kW	C-kVAr
8	Y	PQ	100	20	100	20	100	20
12	Y	PQ	100	20	100	20	100	20
17	Y	PQ	100	20	100	20	100	20
19	Y	PQ	100	20	100	20	100	20
20	Y	PQ	150	40	150	40	150	40
21	Y	PQ	20	20	20	20	20	20
23	Y	PQ	100	60	100	60	100	60
26	Y	PQ	50	20	50	20	50	20
31	Y	PQ	50	20	50	20	50	20

Os resultados da simulação do sistema ANDE 33-bus são mostrados abaixo, em cinco intervalos de interrupção de 30 minutos. A ideia é validar a metodologia em um cenário operacional realista.

Na Figura 27, é possível observar que a metodologia proposta possibilita uma maior quantidade de carga prioritária fornecida em cada intervalo do que a outra abordagem considerada. Como mencionado no início desta seção, a metodologia proposta neste artigo é comparada com uma estratégia sem chaveamento (sem criação de multi-ilhas) proposta em (Monteiro, et al., 2020).

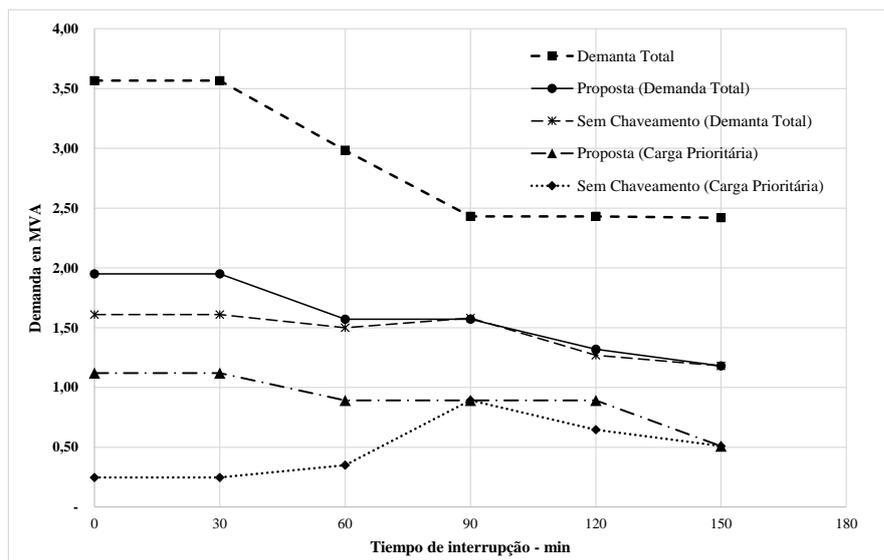


Figura 27: Evolução do despacho de cargas prioritárias e carga total.

Também é possível observar na Figura 27 que a demanda total atendida durante a interrupção pela metodologia proposta é um pouco maior, o que demonstra a eficácia da proposta.

O termo sem chaveamento refere-se à metodologia em que é realizado apenas um despacho ótimo de cargas e a localização ótima de MTBESS, diferentemente da metodologia proposta neste trabalho que também considera a criação de múltiplas ilhas.

5.3. Tempo de desconexão máximo.

A metodologia proposta é robusta para considerar o tempo máximo de desconexão, como uma aproximação do tempo de desligamento desconhecido. Neste caso, um processo de otimização cria ilhas dinamicamente e aloca as MTBESS. Desta vez, no entanto, focamos na sobrevivência de cargas prioritárias para que sejam consideradas apenas cargas prioritárias e não desconectáveis. Neste caso, o tempo de desconexão é uma variável e não mais um parâmetro. Portanto, essas cargas podem ficar gradualmente desacompanhadas se o tempo de desconexão for muito longo. Os resultados obtidos para esta condição são descritos a seguir.

O tempo máximo considerado para simulações, em que não é conhecido o tempo de desconexão, pode ser estimado usando o **Algoritmo 4**.

Para a estimação do tempo, os dados de entrada do algoritmo são, a energia das fontes de GD disponíveis no sistema, que resultam da integração das correspondentes curvas de geração previstas, e também a curva de demanda (prevista) das cargas prioritárias. A curva de demanda fornece duas informações: a demanda prioritária média e a demanda prioritária máxima.

Algoritmo 4: Estimação do tempo resiliente.

Paso 1:

//Input : $\sum G_e(t)$, Curva da suma de geração Eólica.
 $\sum G_{PV}(t)$, Curva da suma de geração Fotovoltaica.
 E_{MTBESS} Energia das MTBEEES antes da interrupção.
 $S_L(t)$, Curva de carga prioritária.
 \bar{S}_L , demanda prioritária média.
 t_o hora de desconexão.
 t_{max} tempo máximo de desconexão considerado.

Paso 2:

If demanda mínima < máxima geração disponível
then

$E_T \leftarrow E_{MTBESS} + \int_t^{t_{max}} (\sum G_e(t) + \sum G_{PV}(t)) dt$; $\max(S_L(t)) \leftarrow S_{Lmax}$

$t_{disc} \leftarrow \frac{E_T}{\bar{S}_L}$

else if demanda mínima > máxima geração disponível.

$t_{disc} \leftarrow 0$ // isto significa que não é possível empatar nenhuma carga em nenhum intervalo.

endif

A Figura 28 mostra a curva de carga diária das fontes eólica e fotovoltaica, a curva de carga prioritária total prevista e a carga prioritária despachada (linha vermelha). Para descrever uma situação realista, a maior parte da geração vem de fontes fotovoltaicas e eólicas. Este último está disponível das 00h00 às 07h00, quando a manutenção programada ocorre.

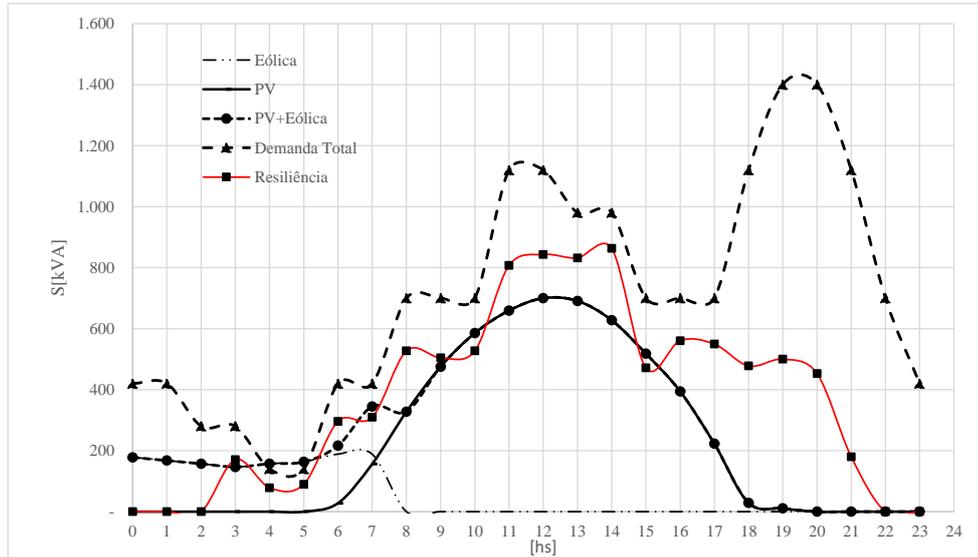


Figura 28: Curva diária de geração e demanda.

Suponha que a desconexão ocorra às 03:00. Ao contrário dos testes anteriores, focamos nas cargas prioritárias, pois o tempo de desconexão é variável.

Então, os seguintes dados são extraídos da Figura 28:

$$\int_3^{24} (\sum G_e(t)) dt = 844kVAh$$

$$\int_3^{24} (\sum G_{PV}(t)) dt = 5.425kVAh$$

A energia armazenada nas 4 MTBEES, antes da interrupção é $E_{MTBESS} = 7962 \text{ kVAh}$.

$$E_{MTBESS} + \int_t^{t^{max}} (\sum G_e(t) + \sum G_{PV}(t)) dt = 14231 \text{ kVAh}$$

$$\max(S_L(t)) = 1400 \text{ kVA}$$

$$\bar{S}_L = 712 \text{ kVA}$$

De acordo com o **Algoritmo 4**, o tempo estimado para a simulação é $\frac{14231 \text{ kVAh}}{712 \text{ kVA}} = 19,98 \text{ hs} \approx 20$ horas. Essa estimativa considera a energia máxima disponível, incluindo armazenamento anterior e a média de energia.

A Figura 29 mostra o uso do MTBESS. Vale ressaltar que os MTBEES suportam a geração disponível durante a interrupção até o gasto da energia total armazenada. Para esta simulação, quatro MTBESS's nos nós [7 55 64 86] foram alocados. Observe que as curvas MTBESS2 e MTBESS3 são sobrepostas, então elas estão descarregando de forma semelhante. A energia total se esgota em 19 horas; a estimativa do tempo de desconexão é uma boa aproximação de acordo com esses resultados.

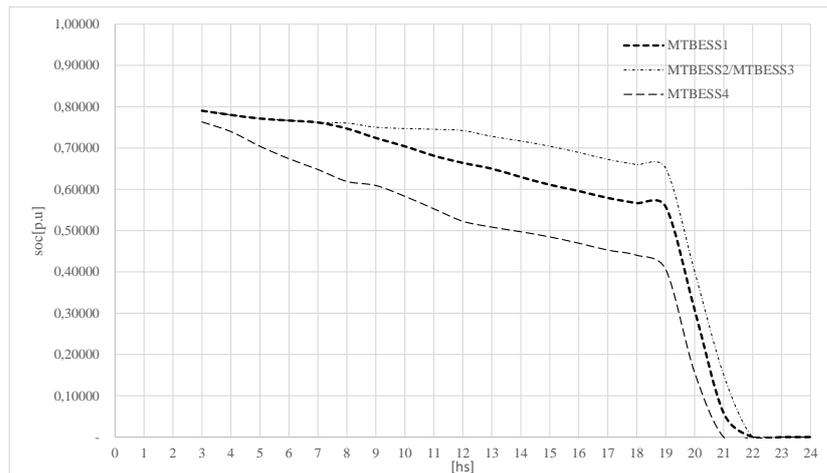


Figura 29: Utilização dos MTBESS durante a desconexão.

A porcentagem de restituição de carga prioritária é mostrada na Figura 30 para cada intervalo de interrupção. No final, a porcentagem cai para zero, pois, a energia disponível diminui completamente. A restituição máxima é de 88%.

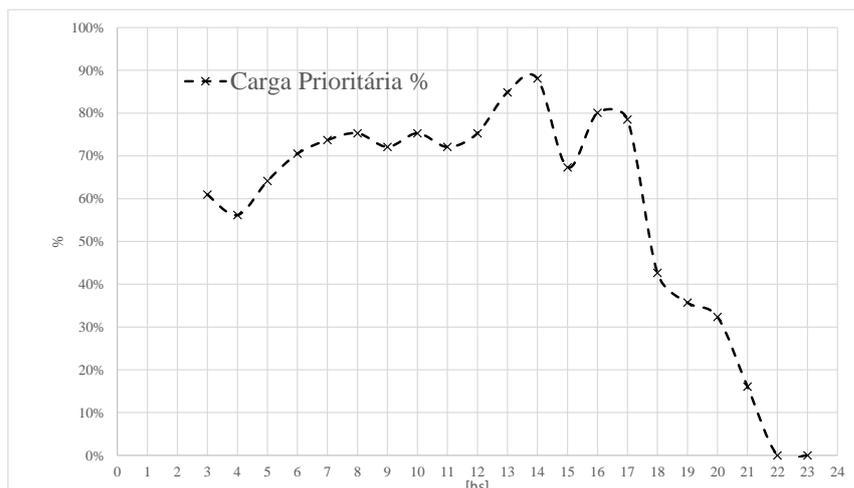


Figura 30: Porcentagem de restituição da carga prioritária.

Finalmente, a Figura 31 mostra três configurações de ilhamento, especificamente para intervalos 4º, 9º e 14º. Essa é uma visão simplificada do sistema de teste IEEE 123 barras. É possível ver como a configuração do ilhamento muda. Os blocos sombreados significam ilhas inativas. Respectivamente, duas, três e uma microrrede ativa são criadas.

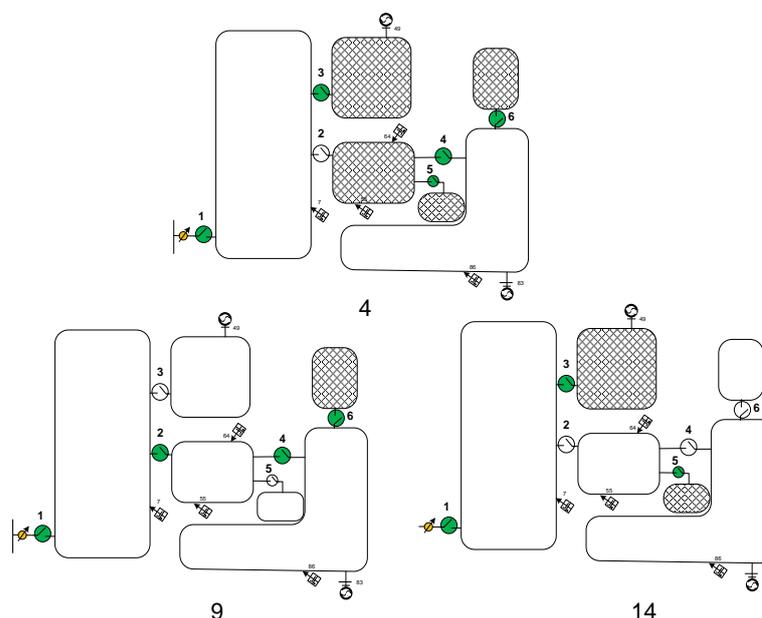


Figura 31: Configurações para os intervalos 4º, 9º e 15º

5.4. Sistema Teste IEEE 123 barras segundo abordagem.

Nesta secção se propõe a otimização da resiliência baseada em chaveamento e despacho de carga ótimo com a metodologia (ERODMS) de gerenciamento e alocação dos MTBESS com o intuito de fornecer a carga mais significativa de acordo com o nível de prioridade durante um tempo de desconexão conhecido.

Além da abordagem mencionada acima são combinadas ditas ações com a reconfiguração do alimentador, ou seja, a ajuda de um alimentador vizinho ou microrrede com sobre oferta de geração com o intuito de melhorar a resiliência.

Então ao sistema teste IEEE 123 barras é adicionada uma rede de distribuição externa para testar a influência de recursos extras no processo de resiliência como se pode ver na Figura 32.

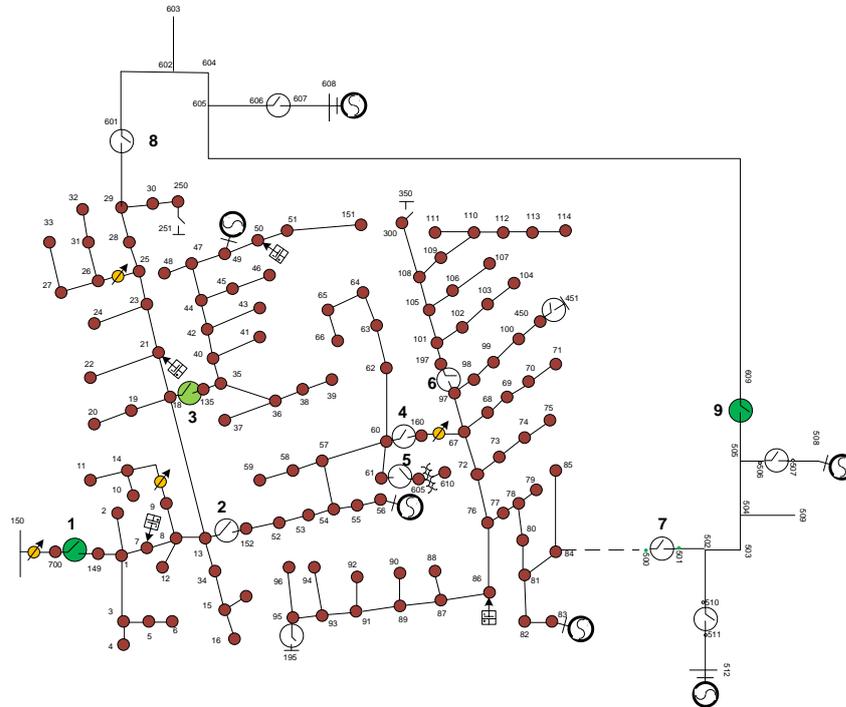


Figura 32: IEEE 123 barras e sistemas Ad Hoc de 5 e 7 barras.

A Figura 33 mostra como a carga estimada muda em cada intervalo e como é restituída parte dela.

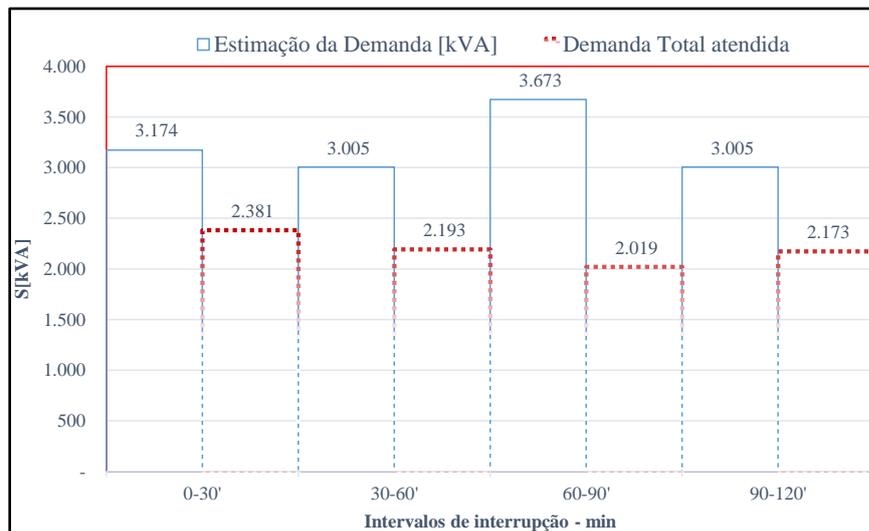


Figura 33: Carga Total estimada durante e carga total restabelecida.

Por meio dessa metodologia, é possível restaurar 68% da carga total, sendo que 51% da carga de alto nível é restaurada. Os MTBESS são alocados nos nodos [7 21 50 86].

Este caso emprega dez interações, 200 indivíduos para populações iniciais, cinco clones, e a elite, dez melhores anticorpos (iguais para ambas as camadas).

A Figura 34 mostra a evolução do processo de convergência para a melhor solução. Isso indica que a metodologia busca uma solução em cada geração.

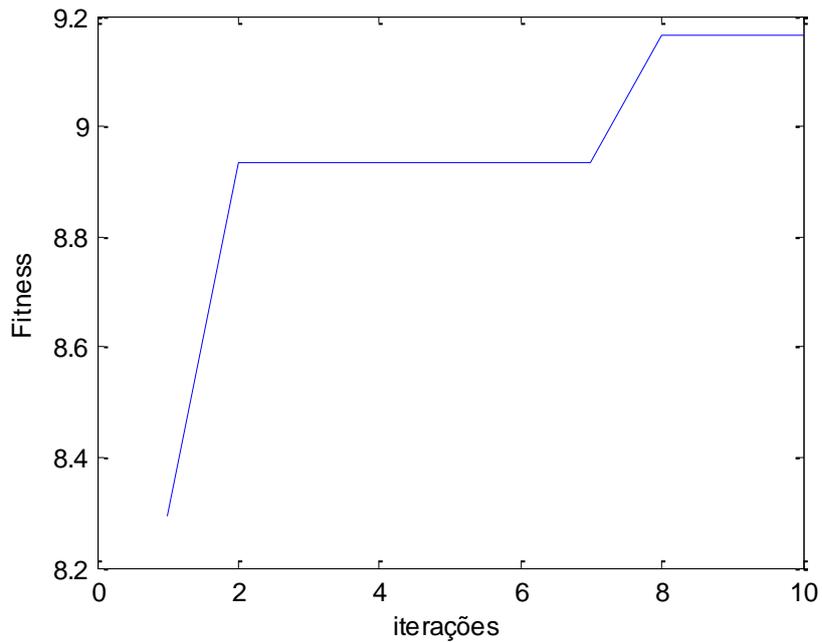


Figura 34: Evolução do fitness vs número de iterações.

A Figura 35 representa a formação das microrredes durante a desconexão. Para simplificar, a Figura 32 é representada por blocos de cargas entre chaves adjacentes. No primeiro intervalo, duas microrredes são formadas e um bloco é inativo. No segundo intervalo, uma microrrede é criada e um bloco ainda está *offline*; no terceiro intervalo, são criadas duas microrredes e, finalmente, uma microrrede é criada no último intervalo.

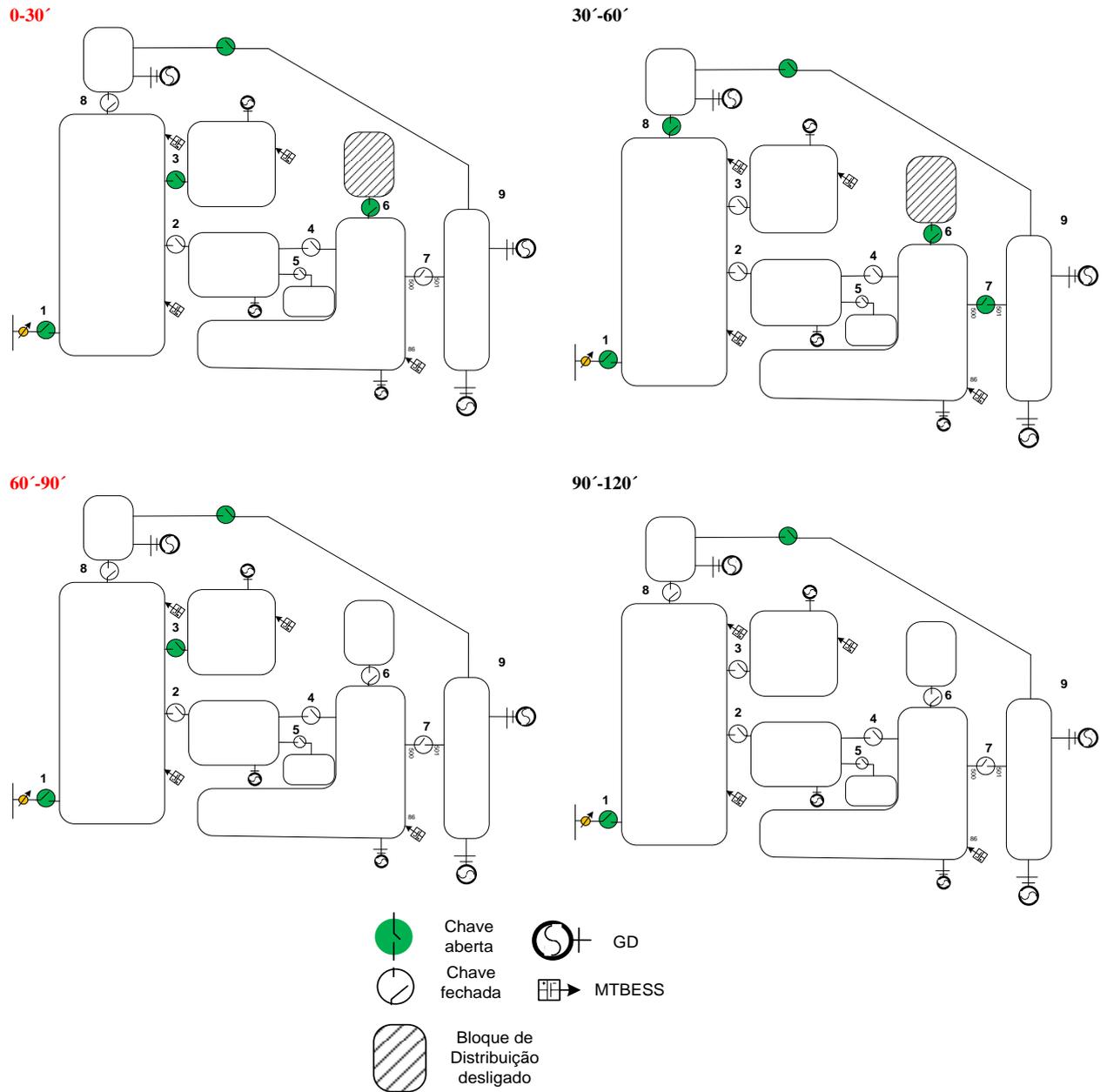


Figura 35: Formação de microrredes durante a desconexão.

5.5. Benchmarking 1: Cenário de chaveamento vs sem chaveamento.

A metodologia proposta é comparada com um procedimento de gerenciamento sem chaveamento (NSMP) semelhante a Monteiro et al (Monteiro, et al., 2020). O sistema teste IEEE de 34 barras modificado e duas microrredes Ad Hoc vizinhas são usadas para este teste.

O sistema teste IEEE 34 barras e uma vista simplificada, são mostradas na Figura 36.

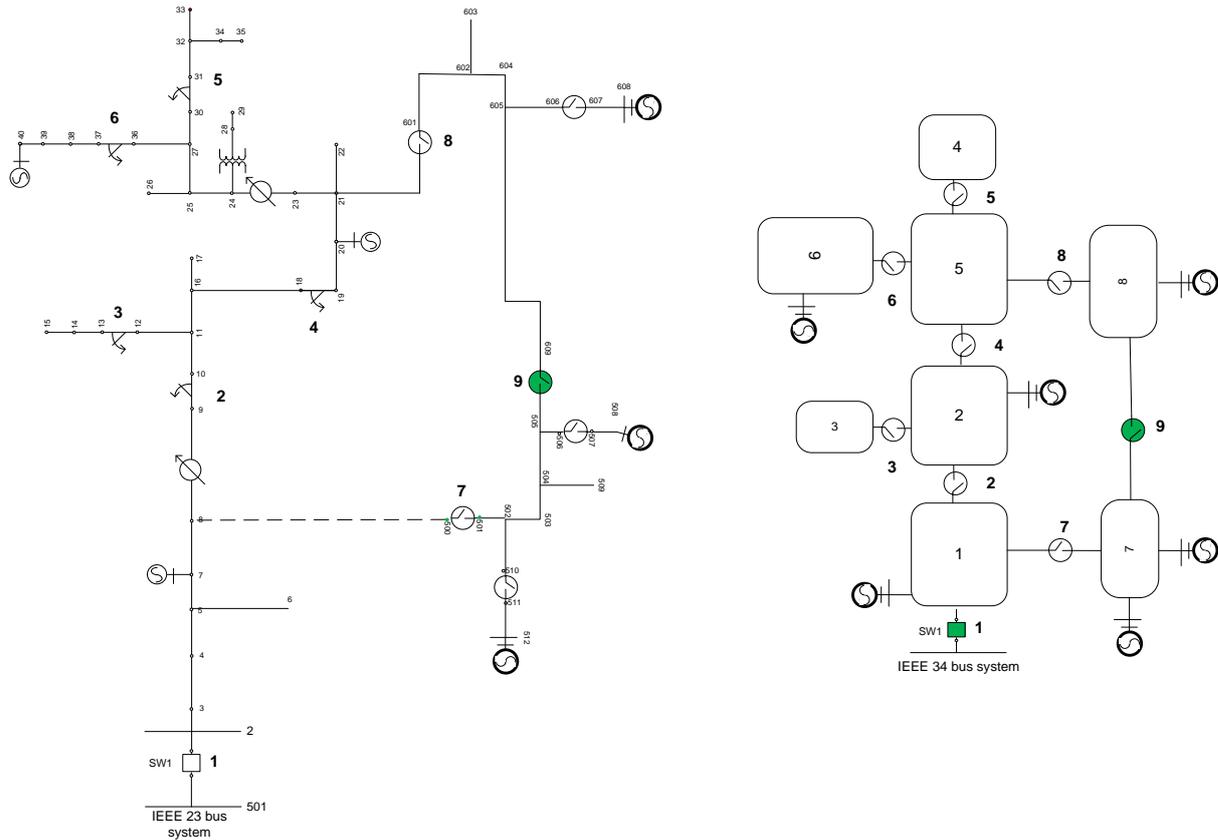


Figura 36: Sistema teste IEEE 34 Barras.

A demanda por este sistema foi levemente modificada conforme Tabela 9.

Tabela 9: Blocos de carga do sistema IEEE 34 barras modificado.

Bloco de carga	Nodos de Carga	P[kW]	Q[kVAr]
1	5,6,19	20	10
2	11,16,17	86	42
3	13,14,15	878	456
4	32,35,33,34	681	198
5	20,24,27,21,22,25,30,26,29	727	383
6	37,38,39,40	475	369
7	502,503,504,509	240	120
8	603,604,605	840	420
Total		<u>3947</u>	<u>1998</u>

As cargas não desligáveis estão alocadas nos nodos [13 14 15 32 33 34 35]. De acordo com os resultados (Tabela 10) é possível verificar que para a metodologia proposta, a atenção das cargas de maior prioridade, es superior que a obtida mediante a metodologia utilizada para avaliação comparativa. Mesma situação acontece em relação ao *fitness*, para a metodologia proposta, a demanda ponderada atendida equivale a 14,3 p.u., contra os 13,21 p.u. da outra metodologia.

As baterias em ambos os dois casos, estão otimamente alocadas nos nós [16,11,27]. As capacidades máximas das baterias são de 500kW (em carga e descarga) e 1MWh de energia acumulável.

Em particular, as cargas pertencentes ao nível de alta prioridade foram totalmente despachadas, ou seja, 100% de restituição foi alcançada para este grupo de cargas.

Tabela 10: Benchmarking entre as metodologias NSMP e ERODMS

NSMP					
Nível de Prioridade	Nodos Intervalo 1	Nodos Intervalo 2	Nodos Intervalo 3	Função Objetivo	Potência Total p.u.
Baixa	10	10	9		6,16
Meia	5	6	5	13,21	0,35
Alta	5	3	2		3,97
ERODMS					
Nível de Prioridade	Nodos Intervalo 1	Nodos Intervalo 2	Nodos Intervalo 3	Função Objetivo	Potência Total p.u.
Baixa	4	2	3		0,16
Meia	4	3	3	14,30	0,35
Alta	5	5	5		4,54

Na seguinte figura podemos ver como evolui o fitness com cada iteração. Isto demonstra que a meta-heurística melhora em cada iteração o *fitness*, não havendo os problemas de estagnação que pode trazer uma implementação errônea da heurística.

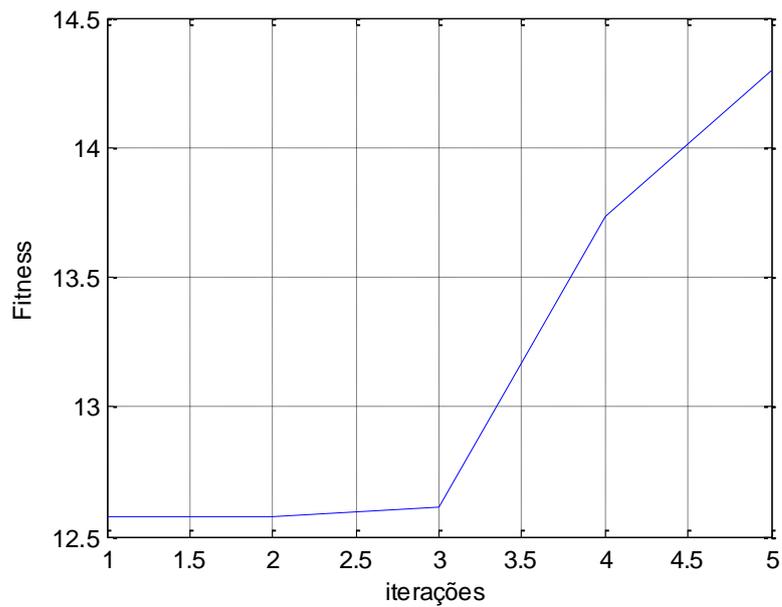


Figura 37: Evolução do fitness vs número de iterações.

5.6. Benchmarking 2: Algoritmo Genético simples.

Finalmente, para comparar o desempenho da heurística escolhida com outra, o algoritmo genético simples foi escolhido para este propósito.

O sistema teste IEEE de 34 barras modificado foi selecionado para testar seu desempenho com AG.

Na Figura 38 podemos ver que a o máximo fitness é alcançado na iteração 8. Na tabela podemos ver o desempenho no AG. Para competir com igualdade de condições a seguinte parametrização foi ajustada:

- Iterações= 10.
- População inicial= 200 indivíduos.
- Elite na Seleção= 10 indivíduos.
- Probabilidade de mutação=5%

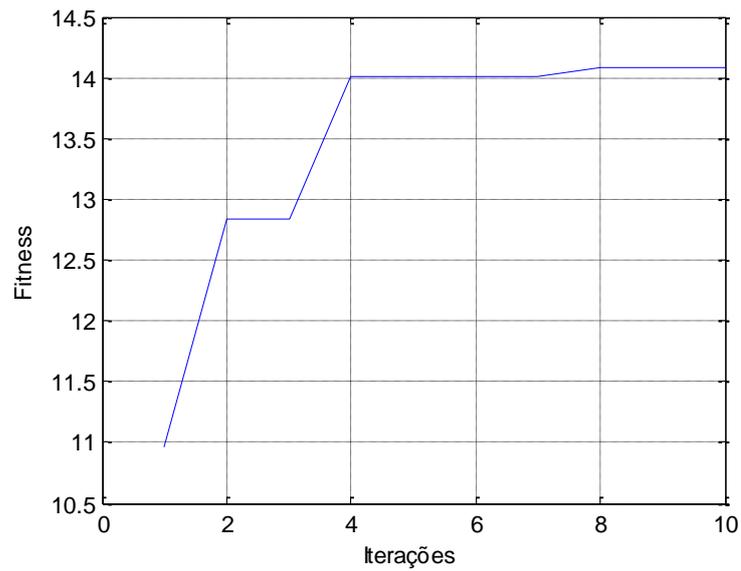


Figura 38: Evolução do fitness vs número de iterações – Caso AG

Podemos ver na Tabela 11 que os resultados utilizando AG são levemente piores que o melhor resultado obtido com a metodologia proposta, a diferença mais significativa resulta na quantidade de iterações necessárias, neste caso 8 versus 5 iterações para a metodologia ERODBS, segundo podemos ver na Figura 38. Se pode concluir que o SIA em média apresenta duas vantagens para este tipo de problemas, primeiro o processo de otimização encontra a melhor solução com menor custo e segundo embora não há muita diferença, também melhores soluções. As baterias também foram alocadas otimamente nos nós [16,11,27].

Tabela 11: Benchmarking entre as metodologias AG e ERODBS

AG					
Nível de Prioridade	Nodos Intervalo 1	Nodos Intervalo 2	Nodos Intervalo 3	Função Objetivo	Potência Total p.u.
Baixa	7	3	2		1,009
Meia	5	4	6	14,1	0,3397
Alta	4	4	5		4,4390
ERODMS					
Nível de Prioridade	Nodos Intervalo 1	Nodos Intervalo 2	Nodos Intervalo 3	Função Objetivo	Potência Total p.u.
Baixa	4	2	3		0,16
Meia	4	3	3	14,30	0,35
Alta	5	5	5		4,54

5.7. Diferencia entre abordagens.

Dos resultados vistos nas simulações, é possível destacar as possíveis aplicações de dos abordagens considerados. Quando, não há uma definição estrita das prioridades dos consumidores, a primeira abordagem resulta pratico, pois não há conflito com os outros tipos de consumidores (prioritários ou não). Mas, se existe um conhecimento mais estrito dos clientes e sua prioridade e regulações mais especificas, a segunda abordagem é mais adequada, pois, permite atender as cargas gradualmente conforme a sua ponderação.

Isto significa, que no segundo abordagem, as cargas com maior ponderação, terão prioridade, e assim até chegar as cargas menos prioritárias. Porém, para isso é preciso um consenso com a sociedade, as leis e as concessionárias, para estabelecer um adequado marco de referência, para definir essas ponderações.

6. Conclusões e recomendações

O chaveamento introduz uma alternativa aos problemas de perda de comunicação e os inconvenientes relacionados com a falta de penetração das redes inteligentes. Foi visto que em sistemas de distribuição reais, seja por uma questão de custos ou por atrasos nos prazos de implementação e instalação de equipamentos inteligentes, as rotinas de conexão e desconexão de cargas podem ser afetadas, dando lugar a um resultado não eficiente na otimização ou incluso a não cumprir com o planejamento resultante. Isto pode acarretar inconvenientes na hora da operação ilhada, pois não será possível comissionar corretamente os geradores distribuídos e conseguir o equilíbrio entre demanda e oferta de geração. As alternativas adicionais como a operação local e manual de equipamentos, neste cenário, não foram analisadas. De fato, hoje em dia é incongruente falar dessa possibilidade, já que, a evolução da técnica, os desenhos dos novos equipamentos, e incluso as regulações e políticas de proteção ao usuário, tem exigido ás concessionarias a investir em tecnologia, desde a automação, medição inteligente, comunicação etc. Além, do arcaico destes métodos de operação manual, eles introduzem um atraso na operativa (devido ao procedimento mesmo, e ao deslocamento dos técnicos eletricitas, desde a base de operação até o ponto de manobra), o que a sua vez afetara a os resultados dos algoritmos de otimização.

Este trabalho demonstra que introduzindo a possibilidade de manobras de chaves, há uma maior flexibilidade e resultados muito promissores. A perspectiva do problema como um sistema multiobjectivo, e logo mediante a ponderação das cargas, permite alocar a maior quantidade de carga prioritária e também não prioritária.

As MTBESS tem demonstrado nesta tese que sua participação na otimização energética é muito significativa. A dinâmica dos consumidores, da rede e também dos processos econômicos de preços fazem que hora a hora mudem os cenários. Por isso, a análise “estático” não é viável, o processo de otimização deve acompanhar essa dinâmica. Neste trabalho se consideram intervalos de 30 minutos onde as condições limite durante esse intervalo são levadas em conta. Nesse cenário, as MTBESS desempenham um papel decisivo, podendo poupar energia proveniente dos excedentes de geração e ser usadas em horários em que os geradores despacháveis tem menor disponibilidade.

É muito importante assinalar que as MTBESS devem ter a possibilidade de injetar reativos, isto leva a uma maior flexibilidade operativa, segundo tem sido demonstrado nas simulações, embora essa possibilidade seja um problema enquanto à técnica. As MTBESS têm que incluso funcionar como única fonte de geração. Neste trabalho foram consideradas as MTBESS como fontes despacháveis, incluso para atender uma ilha sem GD disponível.

O uso de MTBESS’ tem demonstrado ser uma proposta válida para o atendimento de cargas. O fato de que estas fontes podem deslocar-se, permite acompanhar o dinamismo do sistema elétrico de distribuição. Nenhuma alocação de MTBESS será a mesma desde o ponto de vista do estado pré-falha da rede. Neste trabalho, é definida uma alocação determinada para o tempo de desligamento da rede principal, que dependera do ponto de operação prevista das cargas e as fontes de geração. Como o tempo de desligamento (conhecido) é curto, não foi considerado o deslocamento das MTBESS durante a interrupção. Um desenho mais completo da inteligência utilizada, poderia incluir o tempo de deslocamento devido ao tráfico, embora para tempos de interrupção curtos, não é prático deslocar os caminhões de um intervalo de tempo a outro.

Utilizar uma meta heurística é necessário, dada a quantidade de cenários possíveis os quais não podem ser enumerados. Ainda que sejam enumerados, a quantidade de cenários possíveis o custo em tempo e recursos computacionais fazem impossíveis determinar todos os estados a partir de todas as configurações. Além disso, a incerteza sobre a convexidade das

funções e domínios e a existência de restrições não polinomiais, são uma barreira para a utilização de metodologias baseadas em programação não linear.

Daí que o uso do SIA resulta tão vantajoso, suas características provadas no âmbito das IA, tem demonstrado uma alta efetividade na procura de soluções globais. Além disso, a implementação, relativamente simples, anima seu uso em problemas do tipo do tratado nesta tese e também demonstra ser competitivo diante outras meta-heurísticas conhecidas.

A utilização no Algoritmo de Prim é inovadora, e não foi visto na literatura consultada, na aplicação de criação de microrredes ilhadas. AP permite a criação de microrredes ilhadas viáveis, já que, do ponto de vista das redes de distribuição, a operação das mesmas está restringida ao modo radial com recursos. Os recursos, ou seja, as chaves fronteiras com outros alimentadores, podem ser tratados como fontes de geração fixa, e a metodologia seguirá funcionando corretamente como foi provado nas simulações.

A combinação de todas estas ferramentas com as metodologias propostas de chaveamento e os modos de operação de MTBESS propostas são as principais inovações desta tese. Os resultados mostrados nas simulações comparadas com a estratégia de despacho de cargas sem chaveamento, demonstra ser uma opção válida a ser implementada nas políticas de operação resiliente. Estas técnicas podem ser implementadas nos centros de operação como um aplicativo customizado no DMS.

Como recomendações são propostas estas linhas de pesquisa:

Utilização de paradigmas de complexidade computacional como Multiagentes ou computação paralela: a proposta de otimização em duas camadas é aplicável ao paradigma computacional de multiagentes, onde um agente pode ser um arranjo definido de MTBESS. Isto leva a que cada subcamada seja otimizada num processo independente. Então a solução global resultara da competência das soluções locais obtidas a partir de cada agente.

Considerações do tráfego: até agora não foram consideradas as questões relacionadas com o deslocamento dos caminhões e fontes de GD moveis. Se o tempo de interrupção, a dinâmica do sistema de distribuição, e a disponibilidade de informação de tráfego permitem, a informação sobre o deslocamento geográfico, velocidade, etc., podem ser variáveis a serem consideradas no estudo. Isto pode contribuir para a resiliência do sistema e a atenção das cargas prioritárias.

Desenho de inversores: nesta tese foram sugeridos modos de operação, onde, incluso as MTBESS devem funcionar como fontes despacháveis. Isto implica uma revisão do estado da arte no desenho dos inversores de grande porte. Deste modo, as MTBESS devem contribuir ou estar preparados para manter a estabilidade do sistema e as proteções devem estar desenhadas para possíveis falhas na rede e se proteger adequadamente.

Operação conjunta de BESS/MTBESS e outras fontes alternativas: para propósitos de controle secundário e terciário, este estudo é um campo que pode ser explorado, estabelecendo metodologias de operação eficiente e segura. Esta operação pode ser centralizada ou descentralizada, então uma filosofia tem que ser implementada desde os centros de controle de distribuição com o intuito de conseguir um desempenho favorável, levando em conta todos os fatores e formulando finalmente procedimentos de operação nos modos propostos.

Trabalhos decorrentes desta pesquisa.

Além dos diversos trabalhos desenvolvidos ao longo do Doutorado, foram submetidos os seguintes trabalhos:

- “*Enhanced resilience of active networks with optimal mobile energy storage systems management and feeder restoration*” R.F. Alonso, A. C. Zambroni de Souza
- “*Resilience of active networks with optimal mobile energy storage systems management*” R.F. Alonso, A. C. Zambroni de Souza
- “*Enhanced Artificial Immune Systems and Fuzzy Logic for Active Distribution Systems Reconfiguration*” Guillermo Alonso, Ricardo F. Alonso, Antonio Carlos Zambroni De Souza, Walmir Filho. <https://doi.org/10.3390/en15249419>

Apêndice A: Modelo de linhas – Determinação dos parâmetros de linha.

As redes de distribuição geralmente estão constituídas por linhas não traspostas, com retorno por cabo ou por terra. Devido a estas considerações tem-se que ter em conta as assimetrias no cálculo dos parâmetros de linhas.

Nesta seção serão tratadas as equações para a determinação das impedâncias series e shunt como também as impedâncias mutuas para ser empregadas na determinação da matriz de impedância primitiva que forma parte na determinação do fluxo de potência.

A.1 Equações de Carson.

As equações de Carson consideram a influência do retorno por terra na definição dos parâmetros de uma *linha desequilibrada*. Estas equações são referidas á Figura A. 1, e seguem a continuação:

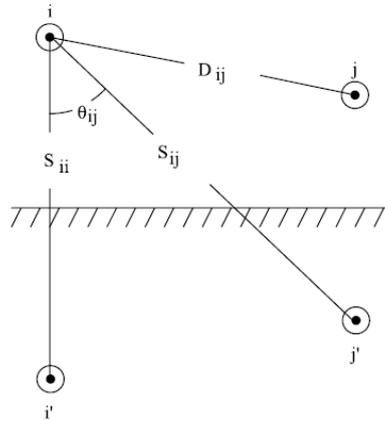


Figura A. 1: Condutores e imagens. Fonte: (Kersting, 2001).

Indutância própria do condutor i:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left(X_i + 2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\omega Q_{ii}G \right) \Omega/mile \quad (A.1)$$

Indutância mutua entre o condutor i e j:

$$\hat{z}_{ij} = 4\omega P_{ij}G + j \left(2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ij}}{RD_{ij}} + 4\omega Q_{ij}G \right) \Omega/mile \quad (A.2)$$

Onde:

\hat{z}_{ii} é a impedância do condutor em $\Omega/mile$

\hat{z}_{ij}	é a impedância mutua entre o condutor i e j em	$\Omega/mile$
r_i	resistência do condutor i em	$\Omega/mile$
$\omega = 2\pi f$	frequência angular do sistema.	
G	$= 0.169344 \times 10^{-3}$	$\Omega/mile$
RD_i	radio do condutor i em	ft.
GMR_i	Radio Médio Geométrico do condutor i em	ft.
f	frequência.	
ρ	resistividade da terra em	$\Omega - meters$
D_{ij}	distancia entre condutores i e j em	ft.
S_{ij}	distancia entre condutores i e a imagem j em	ft.
θ_{ij}	ângulo entre um par de linhas desde o condutor i sua imagem e á imagem do condutor j.	

$$X_i = 2\omega G \cdot \ln \frac{RD_i}{GMR_i} \quad \Omega/mile \quad (A.3)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^2}{16} \cos(2\theta_{ij}) \cdot \left(0.6728 + \ln \frac{2}{k_{ij}} \right) \quad (A.4)$$

$$Q_{ij} = -0.0386 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k_{ij}} + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) \quad (A.5)$$

$$k_{ij} = 8.565 \times 10^{-4} S_{ij} \sqrt{\frac{f}{P}} \quad (A.6)$$

A.2 Matriz de Impedância Primitiva

As equações 2.11 e 2.12 são utilizadas para a determinação dos elementos de uma $N_{cond} \times N_{cond}$ matriz de impedância primitiva.

A matriz primitiva para um sistema trifásico com m neutros será de esta forma:

$$[\hat{Z}] = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \hat{Z}_{an1} & \hat{Z}_{an2} & \hat{Z}_{anm} \\ \hat{Z}_{bn1} & \hat{Z}_{bn2} & \hat{Z}_{bnm} \\ \hat{Z}_{cn1} & \hat{Z}_{cn2} & \hat{Z}_{cnm} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \hat{Z}_{n1a} & \hat{Z}_{n1b} & \hat{Z}_{n1c} \\ \hat{Z}_{n2a} & \hat{Z}_{n2b} & \hat{Z}_{n2c} \\ \hat{Z}_{nma} & \hat{Z}_{nmb} & \hat{Z}_{nmc} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \hat{Z}_{n1n1} & \hat{Z}_{n1n2} & \hat{Z}_{n1nm} \\ \hat{Z}_{n2n1} & \hat{Z}_{n2n2} & \hat{Z}_{n2nm} \\ \hat{Z}_{nmn1} & \hat{Z}_{nmn2} & \hat{Z}_{nmmm} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

Em forma particionada, a Equação A.7 torna-se:

$$[\hat{Z}_{primitive}] = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nm}] \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

A.3 Impedâncias Shunt.

A admitância shunt de uma linha consiste de uma condutância e uma susceptância capacitiva. A condutância é usualmente ignorada porque esta é muito pequena comparada á suscetância capacitiva. A capacitância de uma linha é o resultado do potencial entre dois condutores. Um condutor carregado cria um campo elétrico que emana do centro para fora (Kersting, 2001). Líneas equipotenciais são criadas e são concêntricas ao condutor carregado, como é mostrado na Figura A. 2. Nesta figura a diferencia de potencial entre dois pontos (P₁ e P₂) é o resultado do campo elétrico do condutor carregado. Quando a diferencia de potencial entre dois pontos é conhecida, a capacitância pode ser apurada. Se houver outros condutores carregados nas proximidades, a diferença de potencial entre os dois pontos será uma função da distância aos outros condutores e a carga de cada condutor. O princípio da sobreposição é usado para calcular a queda de tensão total entre dois pontos, e em seguida, a capacitância resultante entre os pontos. Os pontos podem ser pontos no espaço, a superfície de dois condutores, ou a superfície de um condutor e a terra (Kersting, 2001).

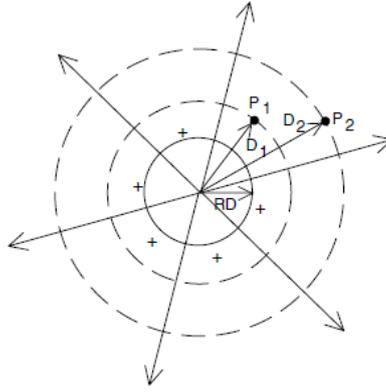


Figura A. 2: Campo elétrico de um condutor carregado.

Para a obtenção das capacidades da linha aérea o procedimento seguido resume-se em: Montagem da matriz [P], dos coeficientes de potencial de Maxwell, cujos termos são:

$$P_{ii} = K \ln \left[\frac{D_{ii'}}{r_i} \right] \quad (\text{A.9})$$

$$P_{ij} = K \ln \left[\frac{D_{ij'}}{D_{ij}} \right] \quad i \neq j \quad (\text{A.10})$$

Onde:

$$K = 2 \times c^2 \times 10^{-4} = 18 \text{ km/uF}$$

c é a velocidade da luz, em km/s.

$D_{ij'}$ é a distancia entre o centro do condutor i e o centro da imagem j' do condutor j .

$D_{ii'}$ é a distancia entre o centro do condutor i e sua imagem i' .

r_i é o radio do condutor i .

A matriz [P], dos coeficientes de potencial, que é montada seguindo-se a ordem de numeração dos condutores, é particionada na linha e coluna correspondente ao último cabo de fase:

$$[P_{\text{primitiva}}] = \begin{bmatrix} \hat{P}_{ij} & \hat{P}_{in} \\ \hat{P}_{nj} & \hat{P}_{nm} \end{bmatrix} \quad (\text{A.11})$$

Onde:

$[\hat{P}_{ij}]$ é a submatriz dos cabos de fase:

$[\hat{P}_{nj}] = [\hat{P}_{in}]^T$ é a submatriz das mutuas entre os cabos de fase e os cabos guarda.

$[\hat{P}_{mn}]$ é a submatriz de cabos de guarda.

Calcula-se pela inversão da matriz $[P]$, a matriz, $[Y]$, das admitâncias nodais.

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{ff} & Y_{fg} \\ Y_{gf} & Y_{gg} \end{bmatrix} = j\omega[P]^{-1} \quad (\text{A.12})$$

$[Y_{ff}]$ é a submatriz das admitâncias dos cabos de fase;

$[Y_{fg}] = [Y_{gf}]$ é a submatriz das admitâncias mutuas entre os cabos de fase e os cabos guarda;

$[Y_{gg}]$ é a submatriz das admitâncias dos cabos de guarda.

Assim o equacionamento da linha é:

$$\begin{bmatrix} I_f \\ I_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ff} & Y_{fg} \\ Y_{gf} & Y_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ V_g \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

Onde I_f e I_g representam, respectivamente, as submatrizes das correntes nos cabos de fase e de guarda (neutro), e V_f e V_g representam, respectivamente, as submatrizes das tensões nos cabos de fase e nos de guarda.

A.4 Linhas aéreas convencionais e protegidas com retorno por terra e com cabo de guarda.

Impedância Serie:

Para aplicações como o cálculo de fluxo de potência, a matriz primitiva tem que reduzir seu ordem a uma matriz de 3 x 3, consistente em impedâncias próprias e mutuas das três fases. O método padrão para reduzir é a Redução de Kron.

Seja o caso das Linhas Protegidas (Figura A. 3), pode observar-se na figura uma configuração de 3 cabos de fase e um cabo de guarda que cumpre ademais a função de suporte mecânico.

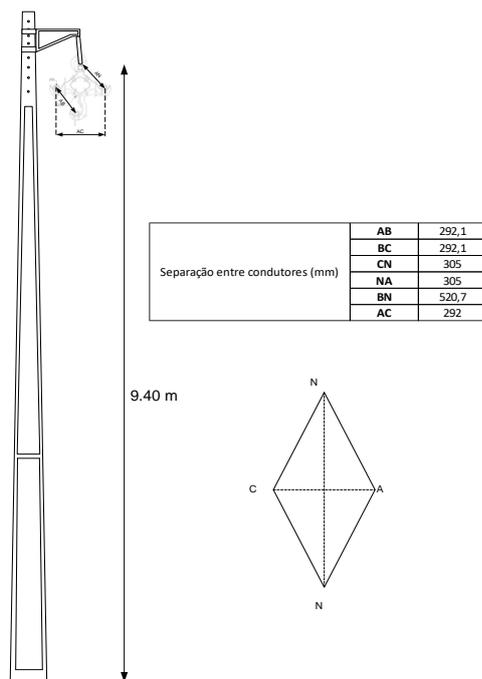


Figura A. 3: Linha Protegida Trifásica

Estes tipos de linhas podem ser representados como mostra a Figura A. 4, ou seja, uma linha com 4 cabos, um de eles o neutro aterrado.

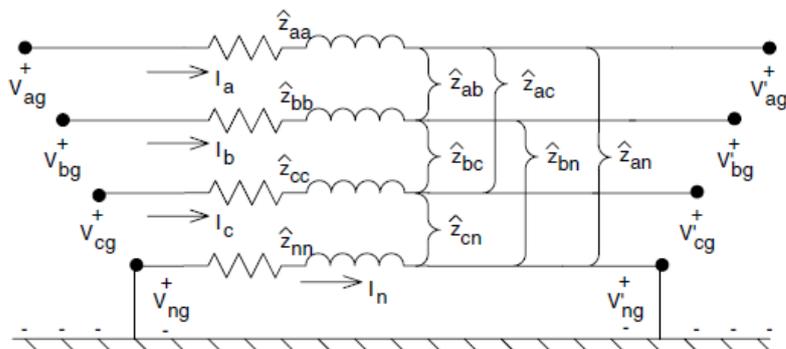


Figura A. 4: Sistema trifásico com neutro aterrado (Kersting, 2001)

Aplicando a lei de Kirchhoff de tensões, considerando a matriz primitiva reduzida, têm-se:

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{abc} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{z}_{ij} \\ \hat{z}_{nj} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (\text{A.14})$$

Já que o neutro está aterrado, as tensões V_{ng} e V'_{ng} são iguais a zero.

i.e.

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [\hat{z}_{ij}] [I_{abc}] + [\hat{z}_{nm}] [I_n] \quad (\text{A.15})$$

$$[0] = [0] + [\hat{z}_{nj}] [I_{abc}] + [\hat{z}_{nm}] [I_n] \quad (\text{A.16})$$

Das equações A.15 e A.16, chega-se a:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + \left([\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nm}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \right) [I_{abc}] \quad (\text{A.17})$$

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [z_{abc}] [I_{abc}] \quad (\text{A.18})$$

Onde:

$$[z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nm}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \quad (\text{A.19})$$

A equação A.19 é a forma final da técnica de redução de Kron.

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{zb} & z_{zc} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.20})$$

La impedância de fases para um alimentador de 3 fios como na Figura A. 5, pode ser determinada por a aplicação das equações de Carson na equação A.20, sem fazer a redução de Kron (Kersting, 2001).

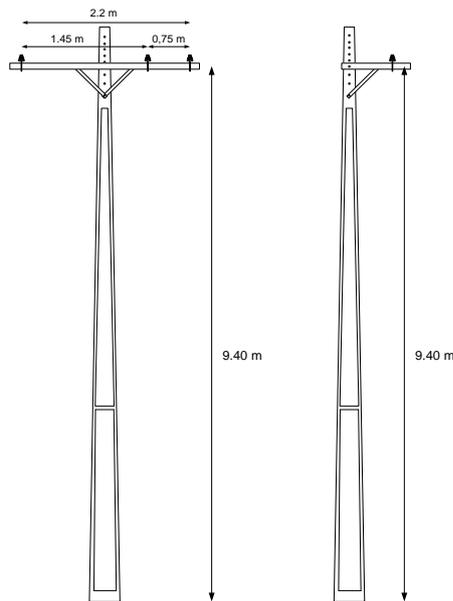


Figura A. 5: Linhas Convencionais Trifásicas e Monofásicas.

Impedância Shunt.

Seja a linha trifásica convencional com retorno por terra (não existem cabos de guarda), a expressão da impedância shunt, será:

$$[P_{primitiva}] = [P_{ij}] \quad (\text{A.21})$$

$$[Y_{abc}] = j\omega [P_{ij}]^{-1} \quad (\text{A.22})$$

Se a linha é monofásica (por exemplo, para a fase b) a expressão fica reduzida a:

$$[Y_{abc}] = j\omega \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & P_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \quad (\text{A.23})$$

No caso da linha trifásica protegida, esta apresenta um cabo de guarda e ademais a tensão de este é zero então a matriz equivalente pode ser calculada por meio da redução de Kron, i.e.:

$$[P_{abc}] = [\hat{P}_{ij}] - [\hat{P}_{in}] \cdot [\hat{P}_{mn}]^{-1} \cdot [\hat{P}_{nj}] \quad (\text{A.24})$$

Com um único cabo de guarda a anterior expressão dará:

$$[P_{abc}] = [\hat{P}_{ij}] - \frac{[\hat{P}_{i4}] \cdot [\hat{P}_{4j}]}{[\hat{P}_{44}]} \quad (\text{A.35})$$

Onde $i=1, 2, 3$ e $j=1, 2, 3$

E finalmente:

$$[Y_{abc}] = j\omega [P_{abc}]^{-1} \quad (\text{A.36})$$

A.5 Linhas aéreas monofásicas convencionais.

Alternativamente às equações de Carson, a impedância de uma linha monofásica com retorno por terra pode ser apurada pelas seguintes expressões:

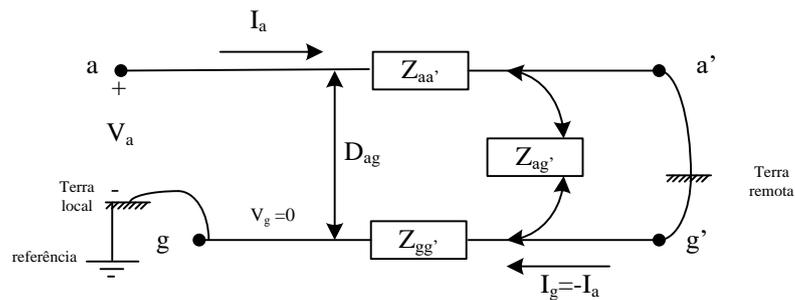


Figura A. 6: Linha monofásica (fase a) com retorno por terra.

Por exemplo, para a linha monofásica conectada na fase a (Figura A. 6).

$$Z_{aa} = (r_a + r_g) + j\omega k(L_a + L_g - 2M_{ag}) \quad (\text{A.27})$$

Onde:

$$L_a = \ln \frac{2S}{D_{sa}} - 1$$

$$L_g = \ln \frac{2S}{D_{sg}} - 1$$

$$M_{ag} = \ln \frac{2S}{D_{ag}} - 1$$

S é a longitude do condutor a.

Somando as indutâncias tem-se:

$$L_a + L_g - 2M_{ag} = \ln \frac{D_{ag}^2}{D_{sa} D_{sg}} \quad (\text{A.28})$$

Sabendo que $D_{sg} = 1$, será definido a constante De como:

$$D_e = \frac{D_{ag}^2}{D_{sa}} \quad (\text{A.29})$$

Substituindo a expressão A.29 e A.28 na equação A.27:

$$Z_{aa} = (r_a + r_g) + j\omega k \ln \left(\frac{D_e}{D_{sa}} \right) \quad (\text{A.30})$$

Onde D_{sa} é o Radio médio geométrico (RMG) do condutor a.

Carson encontro empiricamente o valor das resistências para calcular o efeito do retorno por terra, como foi visto anteriormente, mediante estas equações:

$$r_g = 9.869 \times 10^{-4} f \quad \Omega/km \quad (\text{A.31})$$

Sendo f a frequência em Hz. O calculo da constante De esta dada por:

$$D_e = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (\text{A.32})$$

Onde ρ é a resistividade do solo em $\Omega \cdot m$.

A.6 Cabos subterrâneos.

Impedância Serie:

Os valores das impedâncias podem ser obtidos por médio da Equação de Carson e por redução da matriz de impedância primitiva resultante usando Redução de Kron.

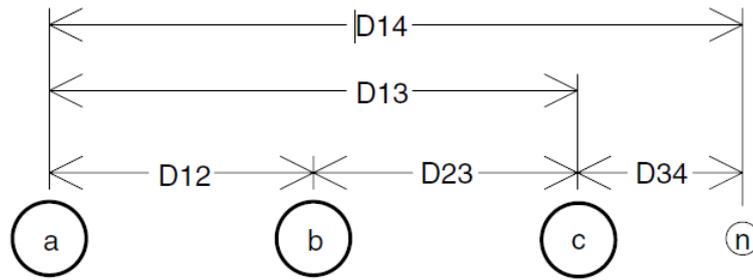


Figura A. 7: Cabo trifásico com neutro adicional (KERSTING, 2011).

Para o caso da Figura A. 7, pode ser aplicada a mesma metodologia para a determinação das constantes por médio da Matriz Impedância primitiva que neste caso é de ordem 7x7. Para circuitos sem neutro adicional esta matriz fica de 6x6.

A Figura A. 8 mostra um dos mais comuns tipos de cabo subterrâneo, como foi dito ao igual que para os cabos aéreos, para aplicar as Equações de Carson, a resistência, o RMG do condutor e o equivalente do neutro devem ser conhecidas.

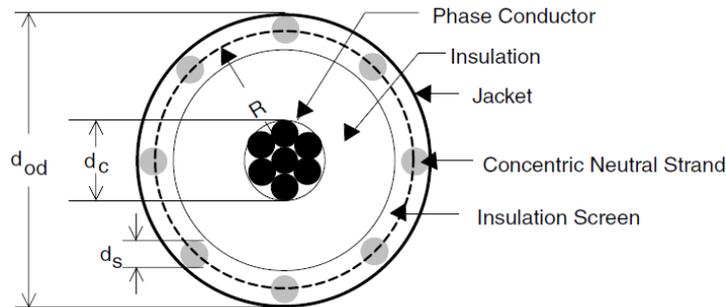


Figura A. 8: Cabo com neutro concêntrico (Kersting, 2001)

Seja:

- d_c diâmetro do condutor.
- d_{od} diâmetro nominal sobre o neutro concêntrico.
- d_s diâmetro do fio do neutro concêntrico.
- GMR_c radio médio geométrico do condutor de fase.
- GMR_s radio médio geométrico do fio do neutro.
- r_c resistência do cabo de fase.
- r_s resistência do neutro concêntrico.
- k número de fios do neutro concêntrico.

Logo o radio médio geométrico do condutor de fase e do fio do neutro é obtido com os dados dos cabos geralmente fornecidos pelos fabricantes e as seguintes equações:

$$GMR_{cn} = \sqrt[k]{GMR_s \cdot k \cdot R^{k-1}} \quad ft \quad (A.33)$$

$$R = \frac{d_{od} - ds}{24} \quad ft \quad (A.34)$$

A resistência equivalente do neutro concêntrico é:

$$r_{cn} = \frac{r_s}{k} \quad \Omega/milla \quad (A.35)$$

Os espaçamentos diferentes entre um neutro concêntrico e os condutores de fase e de outros neutros concêntricos são como segue:

- Neutro concêntrico a seu próprio condutor de fase:

$$D_{ij} = R$$

- Neutro concêntrico ao adjacente neutro concêntrico.

D_{ij} distância de centro a centro ao condutor de fase.

- Neutro concêntrico ao adjacente condutor de fase.

$$D_{ij} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \quad ft$$

Onde D_{nm} é a distância entre centros dos condutores de fase (Figura A. 9).

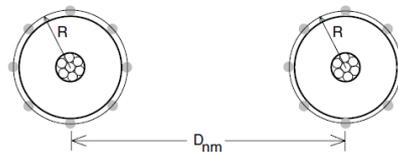


Figura A. 9: Distância entre condutores de fase.

Logo como já foi mostrado nos casos de cabos aéreos são calculados os parâmetros utilizando a Equação de Carson. Neste ponto é importante a numeração dos respectivos cabos e neutros presentes.

Por exemplo, para um cabo subterrâneo trifásico com neutro adicional seria:

- 1= condutor de fase #1.
- 2= condutor de fase #2.
- 3= condutor de fase #3.
- 4= condutor neutro #1
- 5= condutor neutro #2

6= condutor neutro #7

7= condutor neutro adicional (se esteja presente)

Admitância Shunt.

Os fios concêntricos neutros são aterrados de modo que eles estão todos ao mesmo potencial. Por causa da malha, presume-se que o campo criado pela carga sobre a fase será confinada ao limite dos fios concêntricos neutros.

Para o caso da Admitância Shunt dos cabos subterrâneos com neutro concêntrico como e o caso mais geral do sistema de estudo tem-se:

$$Y_{ag} = 0 + j \frac{77,3319}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{k \cdot RD_s}{R_b}} \mu S/milla \quad (A.36)$$

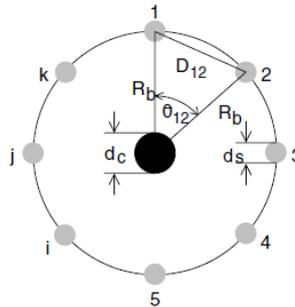


Figura A. 10: Cabo com neutro concêntrico

A admitância de fase para esta linha trifásica subterrânea é então:

$$[Y_{abc}] = \begin{bmatrix} y_{ag} & 0 & 0 \\ 0 & y_{bg} & 0 \\ 0 & 0 & y_{cg} \end{bmatrix} \quad (A.37)$$

A.7 Modelo de Linhas de Distribuição.

O modelo exato de uma linha trifásica, bifásica ou trifásica, seja Aéreo ou subterrâneo é mostrado na Figura A. 11. Quando o segmento de linha é bi ou monofásico, algumas das impedâncias ou admitâncias devem ser Zero.

Lembre-se do apartado anterior, que em todos os casos as matrizes de impedância de fases e matrizes de admitância fase eram de ordem 3x3. Linhas e colunas de zeros indicam fases ausentes correspondentes a linhas bi e monofásicas, respectivamente.

Portanto, um conjunto de equações pode ser desenvolvido para modelar todos os segmentos de linha aérea e subterrânea. Os valores das impedâncias e admitâncias na Figura A.

11 representam as impedâncias totais e admitâncias para a linha. Isto é, a matriz de impedância correspondente foi multiplicada pela longitude do segmento assim também para a matriz de admitâncias.

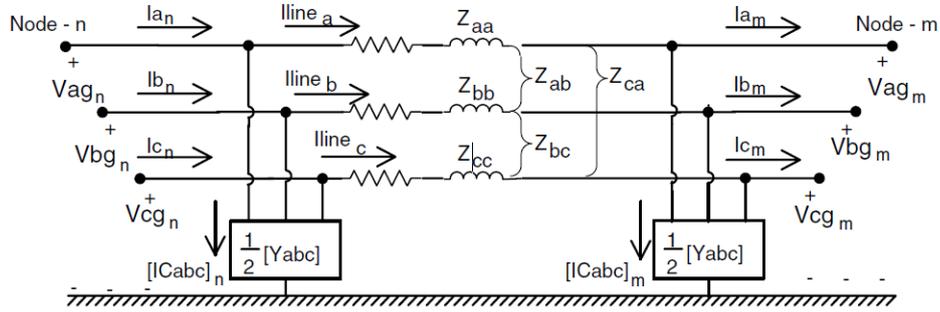


Figura A. 11: Modelo da linha trifásica.

A.8 Modelos de Cargas

Em distribuição existe uma diversidade de tipos de carga como: motores de indução, iluminação, aparatos eletrônicos, entre outros.

É comum modelar as cargas pelo modelo ZIP exponencial ou polinomial.

Modelo ZIP exponencial:

$$P = \left(\frac{V}{V_o} \right)^{\alpha p} P_o \quad (\text{A.38})$$

$$Q = \left(\frac{V}{V_o} \right)^{\alpha q} Q_o \quad (\text{A.39})$$

V_o tensão de referência.

P_o, Q_o Potência ativa e reativa na tensão de referencia.

$\alpha p, \alpha q$ fator de sensibilidade potência ativa/reativa.

Podem-se observar 3 casos para o modelo exponencial.

$\alpha p = \alpha q = 0$ carga de potência constante, denotada por P.

$\alpha p = \alpha q = 1$ carga de corrente constante, denotada por I.

$\alpha p = \alpha q = 2$ carga de impedância constante, denotada por Z.

Modelo ZIP polinomial.

$$P = P_o \left(a_p + b_p \frac{V}{V_0} + c_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (\text{A.40})$$

$$Q = Q_o \left(a_q + b_q \frac{V}{V_0} + c_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (\text{A.51})$$

a_p, a_q parcela de carga ativa/reactiva modelada como potência constante;

b_p, b_q parcela de carga ativa/reactiva modelada como corrente constante;

c_p, c_q parcela de carga ativa/reactiva modelada como impedância constante;

$a_p + b_p + c_p = 1$; $a_q + b_q + c_q = 1$.

Estes parâmetros podem ser apurados mediante análises de medições (Neves, 2008).

Por exemplo, acostuma-se utilizar estes valores como típicos dos grupos de consumo industrial e residencial, ou seja:

Tabela A. 1: Valores Típicos de parâmetros do modelo ZIP exponencial.

Componente de carga	α_p (Potência ativa)	α_q (Potência reativa)
Resistência para aquecimento ambiente	2,00	0,00
Bomba do sistema de aquecimento	0,20	2,50
Bomba de ar condicionado	0,20	2,50
Ar condicionado central	0,20	2,20
Ar condicionado para quartos	0,20	2,50
Aquecedor de água	2,00	0,00
Refrigerador e freezer	0,80	2,50
Lava-louças	1,80	3,50
Máquina de lavar roupas	0,08	1,60
Máquina de secar roupas	2,00	3,30
Lâmpada incandescente	1,54	0,00
Lâmpada fluorescente convencional	2,07	3,21
Lâmpada fluorescente compacta	0,95-1,03	0,31-0,46
Pequenos motores industriais	0,10	0,60
Grandes motores industriais	0,06	0,50
Bomba d'água para irrigação	1,40	1,40

Carga Industrial: 50% Potência constante e 50% Impedância Constante

Carga Residencial: 75% Impedância Constante e 25% Potência Constante.

A.9 Dados típicos de linhas (valores em ohm/milhas) (Cardozo, 2015)

Linhas Convencionais.

Dados 150mm2		Impedâncias Zii	
RMG	0.020026	0.2924 + 0.6811i	0.0462 + 0.3374i 0.0462 + 0.3112i

Raio	0.02592	0.0462 + 0.3374i	0.2924 + 0.6811i	0.0462 + 0.3788i
Resistência	0.396220	0.0462 + 0.3112i	0.0462 + 0.3788i	0.2924 + 0.6811i
Admitâncias Shunt Yabc				
0 + 2.5898i	0 - 0.6730i	0 - 0.4380i		
0 - 0.6730i	0 + 2.8873i	0 - 1.0104i		
0 - 0.4380i	0 - 1.0104i	0 + 2.7865i		

Dados 70mm2		Impedâncias Zii		
RMG	0.013425	0.5738 + 0.7063i	0.0462 + 0.3374i	0.0462 + 0.3112i
Raio	0.017717	0.0462 + 0.3374i	0.5738 + 0.7063i	0.0462 + 0.3788i
Resistência	0.849090	0.0462 + 0.3112i	0.0462 + 0.3788i	0.5738 + 0.7063i
Admitâncias Shunt Yabc				
2.4394i	- 0.6079i	- 0.4036i		
- 0.6079i	2.6894i	- 0.9022i		
- 0.4036i	- 0.9022i	2.6047i		

Dados 35mm2		Impedâncias Zii		
RMG	0.009106	1.1015 + 0.7307i	0.0462 + 0.3374i	0.0462 + 0.3112i
Raio	0.012467	0.0462 + 0.3374i	1.1015 + 0.7307i	0.0462 + 0.3788i
Resistência	1.69818	0.0462 + 0.3112i	0.0462 + 0.3788i	1.1015 + 0.7307i
Admitâncias Shunt Yabc				
2.3159i	- 0.5562i	- 0.3752i		
- 0.5562i	2.5308i	- 0.8179i		
- 0.3752i	- 0.8179i	2.4580i		

Linhas Protegidas.

Dados 185mm2		Impedâncias Zii		
RMG	0.02ft.	0.2528 + 0.4154i	0.0704 + 0.1923i	0.0747 + 0.1723i
Raio	0.027559ft.	0.0704 + 0.1923i	0.2446 + 0.4539i	0.0704 + 0.1923i
Resistência	0.2866	0.0747 + 0.1723i	0.0704 + 0.1923i	0.2528 + 0.4154i
Admitâncias Shunt Yabc				
3.9662i	- 1.1168i	- 0.9560i		
- 1.1168i	3.7287i	- 1.1168i		
- 0.9560i	- 1.1168i	3.9662i		
Dados 70mm2		Impedâncias Zii		
RMG	0.0130	0.6083 + 0.5090i	0.1271 + 0.2533i	0.1354 + 0.2388i
Raio	0.015487ft.	0.1271 + 0.2533i	0.5923 + 0.5368i	0.1271 + 0.2533i
Resistência	0.761	0.1354 + 0.2388i	0.1271 + 0.2533i	0.6083 + 0.5090i
Admitâncias Shunt Yabc				
3.4259i	- 0.9227i	- 0.8086i		
- 0.9227i	3.2520i	- 0.9227i		
- 0.8086i	- 0.9227i	3.4259i		

Linhas Monofásicas.

Dados 35mm²		Impedâncias Zii	Admitância Shunt
RMG	0.009106	1.1015 + 0.7305i	2.0532i
Raio	0.012467		
Resistência	1.69818		

Cabos Subterrâneos.

Dados 240mm² Impedâncias Zii		
0.2993 + 0.1780i	0.0995 - 0.0224i	0.0747 - 0.0386i
0.0995 - 0.0224i	0.2826 + 0.1607i	0.0995 - 0.0224i
0.0747 - 0.0386i	0.0995 - 0.0224i	0.2993 + 0.1780i
Admitâncias Shunt Yabc		
+25.9836i	0	0
0	+25.9836i	0
0	0	+25.9836i

Apêndice B: Otimização Multiobjetivo baseados em Sistemas Imunes Artificiais.

Em (Chun-Hua, et al., 2009) é apresentada uma proposta de aplicação dos SIA nos problemas multiobjectivo. A proposta é muito interessante já que pode estender a metodologia a problemas de recomposição e reconfiguração onde seja importantes análises de mais de um objetivo.

Segundo a proposta, a metodologia está baseada na Dominância de Pareto. A continuação são apresentadas algumas definições ao respeito.

B.1 Dominância de Pareto:

Um vetor $u = \{u_1, u_2, \dots, u_k\}$ é dito que domina ao vetor $v = \{v_1, v_2, \dots, v_k\}$, ou v é inferior a u , se u é parcialmente menor que v , i.e., $u_i \leq v_i, \forall i \in (1, 2, \dots, k) \wedge u_i < v_i, \exists i \in (1, 2, \dots, k)$. Denotada como $u \preceq v$.

Solução Ótima de Pareto/ Solução Não dominada.

$x_u \in \Omega$ variável de decisão é dito solução de Pareto ou solução não dominada se e somente se não existe $x_v \in \Omega$ que satisfaz a relação: $v = f(x_v \in \Omega) = (v_1, v_2, \dots, v_k)$ domina $u = f(x_u \in \Omega) = (u_1, u_2, \dots, u_k), t(P^*)$, nomeadamente,

$$\forall i \in (1, 2, \dots, k) f_i(x_u) \leq f_i(x_v) \wedge \exists i \in (1, 2, \dots, k) f_i(x_u) < f_i(x_v) \quad (\text{B.1})$$

Conjunto ótimo de Pareto.

Para um dado MOP $f(x)$, o Conjunto Ótimo de Pareto (P^*), é definido como:

$$P^* = \{x \in \Omega \mid \neg \exists x' \in \Omega, f(x') \preceq f(x)\} \quad (\text{B.2})$$

Frente de Pareto

Para um dato MOP $f(x)$ e um Conjunto Ótimo de Pareto P^* , o frente de Pareto FP^* e definido como:

$$FP^* = \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x) \mid x \in P^*\} \quad (\text{B.3})$$

Esquema de atribuição de Afinidade.

A afinidade de cada anticorpo indica o nível de correspondência entre anticorpos e antígenos. É uma condição especial para MOP de calcular a afinidade de cada anticorpo, por

existirem várias funções objetivo independentes que necessitam ser satisfeitas simultaneamente.

Uma nova abordagem combinada é desenvolvida para incorporar múltiplos Objetivos em uma função que pode representar as características de cada função objetivo. Dois métodos são envolvidos na abordagem combinada: Método de ponderação aleatória e método de ponderação adaptativo (Chun-Hua, et al., 2009).

Método de Ponderação aleatória: Pode manter a diversidade de anticorpos e melhorar a sua capacidade de reconhecer e eliminar mais tipos de antígenos que outros métodos. A pesquisa é guiada em várias direções ao mesmo tempo que faz com que as soluções de Pareto obtidas possam distribuir ampla e uniformemente o frente Pareto em uma grande região.

$$z = \sum_{k=1}^m w_k f_k(x) \quad (B.4)$$

$$w_k = r_k / (\sum_{j=1}^m r_j), \quad k = 1, 2, \dots, m \quad (B.5)$$

Onde r_k é um não negativo numero aleatório, m é o numero de funções objetivos, $w = \{w_1, w_2, \dots, w_m\}$ é um vetor aleatório de dimensão m , z é a afinidade de algum anticorpo.

Embora o método de ponderação aleatório possa manter a diversidade de anticorpos, mais não pode produzir anticorpos que tenham afinidades elevadas.

Método de Ponderação adaptativa: torna melhor a utilização da informação de anticorpos em curso e ajusta o peso correspondente a cada função objetivo independente, que pode deixar ao anticorpo adquirir elevada afinidade e reconhecer antígeno rapidamente.

$$z^+ = \{z_1^{max}, z_2^{max}, \dots, z_m^{max}\} \quad (B.6)$$

$$z^- = \{z_1^{min}, z_2^{min}, \dots, z_m^{min}\} \quad (B.7)$$

Onde, z_k^{max} e z_k^{min} são o Maximo e mínimo valor do k -ésima função objetivo na população atual. A z^+ e z^- sao o Maximo e mínimo ponto, através da qual um mini-hiperplano é definido incluindo todas as soluções na geração atual. A afinidade é calculada por:

$$z = \sum_{k=1}^m v_k (z_k - z_k^{min}) = \sum_{k=1}^m (z_k - z_k^{min}) / (z_k^{max} - z_k^{min}) \quad (B.8)$$

Dependendo dos anticorpos iniciais e grandemente dos anticorpos atuais, este método tende a convergir para soluções locais não dominadas e não é fácil de preservar a diversidade dos anticorpos.

No início e no meio de iterações, a afinidade é calculada pela ponderação aleatória, para que possa manter a diversidade de anticorpos e deixar a evolução do sistema imunitário, no final da evolução, a afinidade é calculada pelo método de ponderação adaptativa que pode produzir anticorpos e adquirir alto nível de correspondência com antígenos rapidamente. Assim, o esquema de alocação de afinidade combinado é útil para manter a diversidade dos anticorpos e adquirir valor elevado de correspondência entre antígenos e anticorpos.

B.2 Conjunto de Pareto:

Em (Chun-Hua, et al., 2009) propõe-se criar e manter o conjunto de Pareto. Depois de um repertório a ser inicializado antes da iteração, da solução ótima de Pareto no repertório são selecionados de acordo com a definição B.1 e B.2 e copiados no Conjunto de Pareto P; depois de executar a hiper mutação a G2, formando G3, é substituído G4 por G3, e forma a nova população G, G e P são colocados juntos para construir um conjunto temporário GP. As soluções ótimas de Pareto no GP são escolhidas de acordo com definição B.1 e B.2, e alocadas em P1. As soluções em P são substituídas pelas soluções em P1. As soluções em P são todas não dominadas em relação ao conjunto GP.

O máximo tamanho do conjunto P é N_{max} . Se o tamanho N_{cur} de P1 é maior que N_{max} , a distância d_i entre cada solução e outras são calculadas. A mas curta d_i de cada anticorpo é comparada, e a $N_{cur}-N_{max}$ anticorpos com a menor distancia Euclidiana são apagadas de P1.

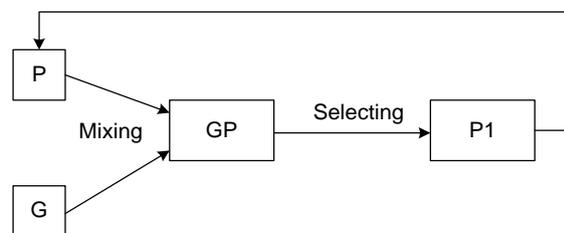


Figura B. 1: Procedimento de atualização do Conjunto P de Pareto.

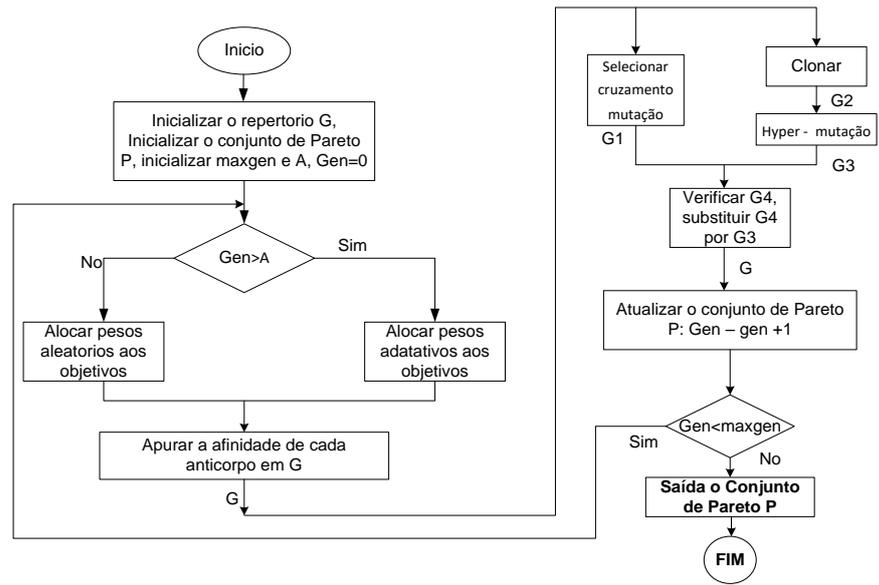


Figura B. 2: Fluxograma de SIA aplicado em MOP

Referências Bibliográficas.

- Abdelaziz, M., 2017. Distribution network reconfiguration using a genetic algorithm with varying population size. *Electric Power Systems Research*, Volume 142, pp. 9-11.
- Ackermann, T., 2005. *Wind Power in Power Systems*. Estocolmo, Suécia: John Wiley & Sons..
- Almeida, A. B. d., 2015. *Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída em Sistemas de Transmissão e Distribuição*. Itajubá(Minas Gerais): UNIFEI.
- Alonso, G., 2018. *Operacao Otima de Sistemas de Distribuicao, utilizando Sistemas Imunologicos Artificiais e Logica Fuzzy, considerando a curva de Carga Diaria*. Itajuba, MG-Brasil: UNIFEI.
- Alonso, R. & Chávez, A., 2017. *Short term load forecast method using artificial neural network with artificial immune systems*. Montevideo, Uruguay, s.n.
- Alonso, R. F., Oliveira, D. & Zambroni, A. C., 2015. Artificial Immune Systems Optimization Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, p. vol. 30.
- ANEEL, A. N. d. E. E. -, 2012. *Resolucao Normativa 414/2010*. Brasilia: ANEEL.
- Bosisio, A. et al., 2022. A Tabu-search-based Algorithm for Distribution Network Restoration to Improve Reliability and Resiliency. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1-11.
- Calero, F. et al., 2022. A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids. *Proceedings of the IEEE*, pp. 1-26.
- Cardozo, R. F. A., 2015. *Dissertação: Reconfiguracao Otima de Sistemas de Distribuicao Radiais Utilizando Sistemas Imunologicos Artificiais*. Itajuba/MG, Brazil: UNIFEI.
- Chartrand, G., Lesniak, L. & Zhang, P., 2004. *Graphs and Digraphs*. 4th ed. Boca Raton: CRC Press.
- Chen, T. e. a., 1991. Distribution systema power flow analysis - a rigid approach.. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 6(3), pp. 1146-1152.
- Chun-Hua, L., Xin-Jan, Z., H., W.-q. & C., G.-Y., 2009. *A novel Multi-Objective Optimization Algorithm Base on Artificial Immune System*. Tianjian, China, s.n.
- de Castro, L. N. & Von Zuben, F. J., 2002. Learning and Optimization Using the Clonal Selection Principle. *IEEE Transactions on Evolucionary Computation*, 6(3), pp. 239-251.
- de Nadai Nascimento, B. et al., 2020. Centralised secondary control for islanded microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 14(9), p. 1502 – 1511.
- de Oliveira, L. W., de Oliveira, E. J. & Gomes, F., 2014. Artificial Immune Systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization.. *Electric Power and Energy Systems*, 30(2), pp. 840-847.

- de Souza, M. F. Z., Cañizares, C. A. & Bhattacharya, K., 2021. Self-Scheduling Models of a CAES Facility Under Uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4), pp. 3607-3617.
- Dimeas, A. & Hatziargyriou, N., 2005. Operation of a multiagent system for microgrid control. *IEEE Transactions on Power System*, 20(3), pp. 1447 - 1455.
- Dudek, G., 2017. Artificial Immune System With Local Feature Selection for Short - Term Load Forecasting. *IEEE Transactions on evolutionary Computation*, 21(1), pp. 116-130.
- Dugan, J., Mohagheghi, S. & Kroposki, B., 2021. Application of Mobile Energy Storage for Enhancing Power Grid Resilience: A Review. *energies*, 14(20), pp. 1-19.
- Edison, P., 2022. <https://www.poweredison.com/>. [Online] Available at: <https://www.poweredison.com/mobile-storage> [Accessed 15 october 2022].
- Farag, H. E., El-Saadany, E., Shatshat, R. E. & Zidan, A., 2011. A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 81(7), pp. 1499-1506.
- Garcia, A. & Monticelli, A., 1984. *Simulacao de Redes de Distribuicao de Energia Elétrica através de Fluxo de Carga Desacoplado Rápido*. Bahia - Brasil. , s.n.
- Garcia, P. & et al, 2000. Three-phase power flow calculations using the current injection method.. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), pp. 508 - 514.
- Goetzberger, A. & Hoffmann, V., 2005. *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Berlin, Alemanha: Springer-Verlag.
- Goldberg, D. E., 1989. *Genetic Algorithms, in search, Optimization and Machine Learning*. Michigan: Addison - Wesley Publishing Company, inc. .
- Green, T. & Prodanovic, M., 2006. Control of inverter-based micro-grids. *Power Systems Research*, Volume 77, pp. 1204-1213.
- He, H. et al., 2021. Enhancing the power grid flexibility with battery energy storage transportation and trasmission switching. *Applied Energy*, Volume 290.
- Huang, G. et al., 2017. Integration of Preventive and Emergency Responses for Power Grid Resilience Enhancement. *IEEE Transactions on power systems*, 32(6), pp. 4451-4463.
- J. Plotnek, J. & Slay, J., 2021. Power systems resilience: Definition and taxonomy with a view towards metrics.. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, Volume 33.
- Jakus, D., Cadenovic, R., Vasilj, J. & Sarajcev, P., 2020. Optimal Reconfiguration of Distribution Networks Using Hybrid Heuristic-Genetic Algorithm. *energies*, 13(7), pp. 1544-1564.
- Karaaom, C., Jirapong, P. & Tantrapon, K., 2020. *Optimal Allocation of Tie Switch in Distribution Systems for Energy Loss Reduction Using Particle Swarm Optimization*. Harbin, China, s.n.
- Kersting, W., 2001. *Distribution System Modeling and Analysis*. London: CRC Press.

- Keyhani, A., 2011. Modeling of Photovoltaic Microgrids for Bulk Power Grid Studies.. *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-6.
- Kim, J. & Dvorkin, Y., 2018. *Enhancing Distribution Resilience with Mobile Energy Storage: A Progressive Hedging Approach*. Portland, OR, USA, s.n.
- Kim, J. & Dvorkin, Y., 2019. Enhancing Distribution System Resilience With Mobile Energy Storage and Microgrids. *IEEE Transactions on smart grid.*, 10(5), pp. 4996-5006.
- Latifi, M., Sabzehgar, R. & Rasouli, M., 2018. *Reactive Power Compensation Using Plugged-In Electric Vehicles for an AC Power Grid*. Washington, DC, USA, s.n.
- Li, J., Ma, X.-Y., Liu, C.-C. & Schneider, K. P., 2014. Distribution System Restoration With Microgrids Using Spanning Tree Search. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6), pp. 3021-3029.
- Marinho, J. & Taranto, G., 2008. A hybrid three-phase single-phase power flow formulation.. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), pp. 1063 - 1070.
- Marujo, D., 2017. *Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com a presença de redes de distribuição ativas*. Itajubá(Minas Gerais): UNIFEI.
- Menegheti, L. H. et al., 2019. *Control Strategy and Power Management for Multifunctional Inverters with BESS and Reactive Power Compensation*. Santos, Brazil, s.n.
- Mohamad, F., Teh, J. & Lai, C.-M., 2021. Optimum allocation of battery energy storage systems for power grid enhanced with solar energy. *Energy*, Volume 223.
- Mohandas, N., Balamurugan, L. & Lakshminarasimman, L., 2015. Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos. *Electrical Power and Energy Systems*, Volume 66, pp. 41-52.
- Monteiro, J. R., 2020. *Alocação de Fontes Renováveis em Redes Ilhadas*. Itajuba, MG/Brazil: UNIFEI.
- Monteiro, J. R. et al., 2020. Intelligent RMPS Allocation for Microgrids Support During Scheduled Islanded Operation. *IEEE ACCES*, Volume 8, pp. 117946 - 117960.
- Moseley, P., Garche, J. & Adelman, P., 2015. *Electrochemical energy storage for renewable sourcer and grid balancing*. Amsterdam: Elsevier.
- Mota, H. d. S., 2011. *Dissertacao: Analise Tecnico economica de unidades geradoras de energia distribuida*. Sao Paulo: Instituto de Pesquisas Energeticas e Nucleares.
- Murty, V. & Kumar, A., 2021. Multi-objective energy management in microgrids with hybrid energy sources and battery energy storage systems. *Protection and Control of Modern Power Systmes*, 5(1), pp. 1-20.
- Nascimento, B. d. N., Zambroni de Souza, A. C., Costa de Carvalho, J. G. & Castilla, M., 2019. Load shedding scheme with under-frequency and undervoltage corrective actions to supply high priority loads in islanded microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 13(11), pp. 1981-1989.

- Nassar, M. & Salama, M. M. A., 2016. Adaptive Self-Adequate Microgrids Using Dynamic Boundaries. *IEEE Transactions on smart grid.*, 7(1), pp. 105-114.
- Neves, M., 2008. *Dissertacao: Modelagem de Carga em Sistemas de Energia Eletrica: Modelo Matemático e sua Validacao com Testes de Campo*. Juiz de Fora/MG-Brazil: Universidade Federal de Juiz de Fora.
- Nikman, A. K.-F. a. N. T., 2014. Optimal Distribution Feeder Reconfiguration for Reliability Improvement Considering Uncertainty. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(3), pp. 1344-1353.
- NOMAD, 2022. <https://www.nomadpower.com/>. [Online] Available at: <https://www.nomadpower.com/the-nomad-system/#two-zero> [Accessed 15 october 2022].
- Oliveira Queiroz, D., 2015. *Sistema de Gerenciamento para Operação Resiliente de Microrredes em modo Ilhado..* Itajubá(Minas Gerais): UNIFEI.
- Oliveira, D. Q., Zambroni de Souza, A. C., B., A. A. & Lopez, B. I. L., 2015. *An Artificial Immune Approach for Service Restoration in Smart Distribution Systems*. Montevideo, Uruguay, s.n.
- Oliveira, D. Q., Zambroni de Souza, A. C. & Naporano Delboni, L. F., 2012. *Optimal plug-in hybrid electric vehicles recharge in distribution power systems*. Venice, Italy, s.n.
- Oliveira, D., Zambroni de Souza, A. C., Santos, M. V. & Saavedra, O. R., 2017. A fuzzy-based approach for microgrids islanded operationA fuzzy-based approach for microgrids islanded operation. *Electric Power Systems Research*, Volume 149, pp. 178-189.
- ONS, 2020. *Sub-module 8.1. Brazilian Independent System Operator*. [Online] Available at: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%208%2FSubm%C3%B3dulo%208.1%2FSubm%C3%B3dulo%208.1%202020.01.pdf> [Accessed 09 June 2020].
- Plotnek, J. & Jill, S., 2021. Power systems resilience: Definition and taxonomy with a view towards metrics. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, Volume 33.
- Portelinha Junior, F. M. et al., 2017. Control Strategies for Improving Energy Efficiency and Reliability in Autonomous Microgrids with Communication Constraints. *Energies*, 10(9).
- Rodrigues, Y., Souza, A. C. Z. d. & Ribeiro, P., 2018. An inclusive methodology for Plug-in electrical vehicle operation with G2V and V2G in smart microgrid environments. *Electrical Power and Energy Systems*, Issue 102, pp. 312-323.
- Rodriguez, P., Lombardi, G., Ometto, A. & Zumalacarregui, L., 2010. Potencialidades de generación de electricidad a partir de Biomasa. *Scientia et Technica.*, XVI(45), pp. 267-271.
- Sadoudi, S., Boudour, M. & Kouba, N. E. Y., 2021. Multi-microgrid intelligent load shedding for optimal power management and coordinated control with energy storage systems. *International Journal of Energy Research*, 45(11), pp. 15857-15878.

- Sarmiento, J. E. et al., 2019. A Complex - Valued Three-Phase Load Flow for Radial Networks: High-Performance and Low-Voltage Solution Capability. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 34(4), pp. 3241-3249.
- Skarvelis-Kazakos, S., Van Harte, M., Panteli, M. & Ciapessoni, E., 2022. Resilience of electric utilities during the COVID-19 pandemic in the framework of the CIGRE definition of Power System Resilience. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Volume 136.
- Stadler, M. et al., 2016. Value streams in microgrids: A literature review.. *Applied Energy*, Volume 162, pp. 980-989.
- Stiebler, M., 2008. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*.. Berlim, Alemanha: Springer - Verlag.
- Taylor, J. A., 2015. *Convex Optimization of Power Systems*. 1rst ed. Cambridge: Cambridge Univesity Press.
- Wang, C. et al., 2017. Resilience Enhancement With Sequentially Proactive Operation Strategies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), pp. 2847-2857.
- Wang, Z. & Wang, J., 2015. Self-Healing Resilient Distribution Systems Based on Sectionalization Into Microgrids. *IEEE Transactions on power systems*., 30(6), pp. 3139-3150.
- Willnow, K., 2013. *Energy Efficiency Technologies ANNEX Technical Report*. s.l., s.n.
- Zahraoui, Y. et al., 2021. Self-healing strategy to enhance microgrid resilience during faults occurrence. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 31(12), pp. 1-12.
- Zaleta, D. C., 2003. *Modelos de Optimización Entera Mixta No Lineal en Sistemas de Transporte de Gas Natural*. s.l.:Universidad Autonoma de Nueva Leon.