

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado

**ALOCÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMAS DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA VISANDO A OPERAÇÃO ECONOMICA EM SISTEMAS DE
ENERGIA COM FONTES INTERMITENTES**



LUIZ RENATO BRAZ PONTES

João Pessoa - PB, Brasil

Maio - 2019

LUIZ RENATO BRAZ PONTES

**ALOCÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMAS DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA VISANDO A OPERAÇÃO ECONOMICA EM SISTEMA DE ENERGIA
COM FONTES INTERMITENTES**

**Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da
Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como
requisito para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez

JOÃO PESSOA

2019

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

P814a Pontes, Luiz Renato Braz.

Alocação e operação ótimas de dispositivos de armazenamento de energia visando a operação econômica em sistemas de energia com fontes intermitentes / Luiz Renato Braz Pontes. - João Pessoa, 2019.

94 f. : il.

Orientação: Yuri Percy Molina Rodriguez.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Sistema de Armazenamento de Energia. 2. Otimização.
3. Alocação Ótima. 4. Despacho Econômico. I. Rodriguez, Yuri Percy Molina. II. Título.

UFPB/BC

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

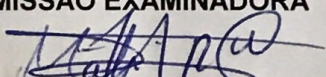
**ALOCÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMAS DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA VISANDO A OPERAÇÃO ECONÔMICA EM SDEE COM FONTES
INTERMITENTES**

Elaborada por

LUIZ RENATO BRAZ PONTES

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA


PROF. DR. YURI PERCY MOLINA RODRIGUEZ (Presidente)


PROF. DR. HELON DAVID DE MACEDO BRAZ


PROF. DR. FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA

João Pessoa, 27 de maio de 2019

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por me darem todo apoio em tudo que estava aos seus alcances. Sempre foram cuidadosos e incentivadores para que eu obtivesse êxito, em tudo que eu fiz.

À minha namorada Karen, por estar sempre ao meu lado. Me ajudando e aguentando as diversas noites de preparação.

Aos companheiros do mestrado, em especial Marcos, Jessica, Louise, Rafa e Vanessa, por todas as contribuições e ideias.

Ao meu orientador Prof. Yuri, que a todo momento estava disponível. Se mostrou também bastante compreensível com as minhas limitações, sendo essencial para que eu conseguisse realizar meu trabalho.

Aos professores membros da banca avaliadora, Dr. Helon Braz e Dr. Franklin Pereira pelas valiosas contribuições a este trabalho.

Por fim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para meu crescimento pessoal e profissional, nessa jornada.

*"Long you live and high you fly
and smiles you will give
and tears you will cry
and all you touch and all you see
is all your life will ever be."*

David Gilmour/ Richard Wright/ Roger Waters

RESUMO

Neste trabalho é proposta uma formulação de programação não-linear inteira mista para alocação e operação ótima de baterias em sistemas de distribuição de energia elétrica com a inclusão de fontes renováveis. Além de determinar seu ciclo ótimo de carga e descarga, também determina o número ótimo a ser alocado. O método proposto respeita as restrições da rede elétrica, como o perfil de tensão dentro dos limites pré-estabelecidos, além da intermitência de fontes renováveis baseadas em energia eólica e solar, representadas por despachos variáveis durante a operação. São apresentadas redes de teste com 5 e 24 barras, que são utilizadas para verificar o desempenho geral do modelo matemático proposto. Os resultados mostram que o método proposto tem a capacidade de prolongar a vida útil das baterias e reduzir o custo de compra de energia elétrica, além de proporcionar uma melhor distribuição do armazenamento de energia no sistema, devido a alocação ótima.

Palavras Chave: Sistema de armazenamento, micro redes, alocação ótima, despacho econômico, otimização.

ABSTRACT

This paper presents a method of allocation and optimal operation of energy storage devices in electric power distribution systems with the inclusion of renewable sources, also determining the optimal number to be allocated and the battery optimal cycle of loading and unloading. The method observes the constraints of the electrical network, such as the voltage profile within preset limits, as well as the intermittency of renewable sources based on wind and solar energy. The proposed method was applied to a hypothetical 5-bus network and the IEEE 24-bus distribution network. The results show that the proposed method can extend the life of the batteries and reduce the cost of purchasing electric energy, also has the capacity to improve the distribution of storage energy in the system, due to the optimal allocation.

Keywords: Storage system, micro grids, optimal allocation, economic dispatch, optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Previsão mundial da capacidade instalada de armazenamento de energia por baterias e receita anual da indústria de baterias.....	16
Figura 2.1 – Conceito de geração distribuída	22
Figura 2.2 – Diagrama conceitual dos estágios de conversão e armazenamento de energia	26
Figura 2.3 – Tecnologias de armazenamento de energia	27
Figura 2.4 – Capacidade de armazenamento instalada no mundo	28
Figura 2.5 – Ilustração da profundidade da descarga versus o ciclo de vida de uma bateria.....	30
Figura 2.6 – Árvore de enumeração: problema com três variáveis binárias (x_1, x_2, x_3).....	39
Figura 2.7 – Árvore de Branch.	39
Figura 2.8 – Efeito de redução do Bound ("Limite").....	41
Figura 3.1 – Modelo π sistema de transmissão.....	45
Figura 4.1 – Diagrama Unifilar - Sistema 5 barras.....	56
Figura 4.2 – Potência fornecida pelas fontes intermitentes.	57
Figura 4.3 – Demanda potência ativa e reativa	58
Figura 4.4 – Estimativa do ciclo de vida do DAE para cada barra.....	62
Figura 4.5 – (a) Potência armazenamento ($p < 0$) e potência injetada na rede ($p > 0$); (b) energia armazenada; (c) potência fornecida pela rede; e (d) potência ativa fornecida pelos componentes do sistema e sua demanda de carga total em cada período.....	63
Figura 4.6 – Variação do preço de energia ao longo do período de planejamento.....	65
Figura 4.7 – (a) Potência armazenamento ($p < 0$) e potência injetada na rede ($p > 0$); (b) energia armazenada; e (c) potência fornecida por todos os componentes do sistema, respectivamente para os casos 3 e 4.....	69
Figura 4.8 – Diagrama Unifilar - Sistema 24 barras.....	70
Figura 4.9 – a) Demandas de potência ativa e reativa; b) potência fornecida pelas fontes intermitentes	72
Figura 4.10 – A) Potência armazenamento ($p < 0$) E Potência injetada na rede ($p > 0$); B) Energia armazenada	76
Figura 4.11 – Perfil da demanda de carga do sistema, mais a potência fornecida por todos os componentes do sistema.....	77
Figura 4.12 – Magnitude de máxima e mínima das tensões e da transferência de potência entre as barras no sistema.	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Categorias de uso e aplicações de DAEs.....	33
Tabela 4.1 – Barra de alocação do DAE para os casos testes do Cenário A	59
Tabela 4.2 – Custos de operação para os casos testes do Cenário A.....	59
Tabela 4.3 – Custos operacional total do sistema para cada barra, que um DAE foi alocado no Cenário A.....	59
Tabela 4.4 – Barra de alocação do DAE para os casos no Cenário B	66
Tabela 4.5 – Custos de operação para os casos no Cenário B	66
Tabela 4.6 – Custos diários de uso do ESS no Cenário B	67
Tabela 4.7 – Alocação de DAEs no Sistema de 24 barras	74
Tabela 4.8 – Resultados dos custos de operação e estimativa de vida útil dos DAEs para os Casos 6.1 e 6.2.....	75
Tabela 4.9 – Tempo computacional necessário para resolver o modelo nos Casos 1,2,3 e 4.	79
Tabela 4.10 – Tempo computacional necessário para resolver o modelo nos Casos 6.2, 7 e 8.	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AML	Algebraic Modeling Language
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BxB	Branch and Bound
DAE	Dispositivo de Armazenamento de Energia
EPRI	Electric Power Research Institute
FC	Fluxo de carga
FO	Função objetivo
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electric and Electronic Engineers</i>
kV	Kilovolts
kVA	Kilovolt-ampère
kW	Kilowatt
LI	Limite Inferior
LS	Limite Superior
Mvar	Megavolt-ampèrereativo
MW	Megawatt
OPF	Fluxo de Potência Ótimo
p.u.	Por unidade
PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programação Não Linear Inteiro Misto
PIE	Produtor Independente de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
R\$	Reais
R\$/W	Reais por watt
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFPB	Universidade Federal da Paraíba
V	Volt

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Ω_t	Conjunto do tempo (24 horas)
Ω_{ESS}	Conjunto de baterias
Ω_d	Conjunto de níveis de demanda
Ω_b	Conjunto de barras.
Ω_S	Conjunto de barras de subestação constantes
Ω_i	Conjunto de barras na vizinhança i

Constantes:

Z_{ij}	Impedância
V_i^{max}	Magnitude de tensão máxima permitida em uma barra
V_i^{min}	Magnitude de tensão mínima permitida em uma barra
c_t	Custo de energia, no tempo t
Δt	Número de horas do nível de demanda d
$P_{i,t}^{solar}$	Injeção de potência ativa do gerador solar na barra i, no tempo t
$P_{i,t}^{eol}$	Injeção de potência ativa do gerador eólico na barra i, no tempo t
$P_{i,t}^d$	Demanda ativa na barra i, no tempo t
$Q_{i,t}^d$	Demanda reativa na barra i, no tempo t
$S_{i,t}$	Limite de potência aparente da subestação na barra i
n_{carga}	Eficiência de carregamento
$n_{descarga}$	Eficiência de descarregamento
$P_{i,min}^{carga}$	Limite mínimo de injeção de energia no DAE na barra i
$P_{i,max}^{carga}$	Limite máximo de injeção de energia DAE na barra i
$P_{i,max}^{descarga}$	Limite máximo de extração de energia DAE na barra i
$P_{i,min}^{descarga}$	Limite mínimo de extração de energia DAE na barra i
$SOC_{i,max}$	Capacidade máxima de armazenamento de energia
$SOC_{i,min}$	Capacidade mínima de armazenamento de energia

Variáveis Contínuas:

$P_{i,t}^{carga}$	Extração de potência ativa dos DAE na barra i, no tempo t
$P_{i,t}^{descarga}$	Injeção de potência ativa dos DAEo na barra i, no tempo t
$SOC_{i,t}$	Energia armazenada no DAE na barra i, no tempo t
$P_{i,t}^s$	Potência ativa fornecida pela subestação na barra i, no tempo t
$Q_{i,t}^s$	Potência reativa fornecida pela subestação na barra i, no tempo t
OF	Função Objetivo

Variáveis Binárias:

N_i^{ESS}	Estado de operação do dispositivo de DAE na barra i, no nível de demanda.
-------------	---

SUMÁRIO

SUMÁRIO	XI
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 MOTIVAÇÃO	16
1.2 OBJETIVO GERAL	17
1.2.1 Objetivos Específicos	17
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
2 FUNDAMENTAÇÃO BÁSICA	22
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	22
2.1.1 Classificações de GD	24
2.1.2 Mercado Regulatório de Energia.....	25
2.2 DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (DAE).....	26
2.2.1 Classificação das Tecnologias de Armazenamento de Energia.....	26
2.2.2 Características dos Dispositivos de Armazenamento de Energia Proveniente das Baterias	29
2.2.3 Determinação do Ciclo de Vida da Bateria.....	31
2.2.4 Aplicações em Sistemas de Distribuição de Energia	32
2.3 O PROBLEMA DO FLUXO ÓTIMO DE POTÊNCIA	33
2.3.1 Fluxo de Potência.....	34
2.4 O SOFTWARE GAMS.....	36
2.5 TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO	37
2.5.1 <i>Branch and Bound</i>	38
3 MÉTODO PROPOSTO	43
3.1 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA	43
3.1.1 Modelo Não-linear para Fluxo de Potência	44
3.1.1.1 Restrições de Operação.....	48
3.1.2 Fontes Renováveis Intermitentes	48
3.1.3 Dispositivos de Armazenamento de Energia.....	49
3.1.3.1 Equações para Alocação do DAE	49
3.1.3.2 Equações para Operação do DAE	50
3.2 MODELO NÃO-LINEAR INTEIRO MISTO DO MÉTODO PROPOSTO	52
3.2.1 Função Objetivo	52

4	RESULTADOS.....	56
4.1	SISTEMA TESTE DE 5 BARRAS	56
4.2	SIMULAÇÕES.....	58
4.2.1	Cenário A: Tarifa Única	58
4.2.1.1	Resultados da alocação e operação ótima do DAE	59
4.2.2	Casos testes para o Cenário B: Tarifa horo-sazonal.....	65
4.2.2.1	Resultados da alocação e operação ótima do DAE	66
4.3	SISTEMA TESTE DE 24 BARRAS	71
4.3.1	Simulações para o sistema de 24 barras	73
4.3.2	Resultados de alocação e operação do DAE	74
4.4	DESEMPENHO COMPUTACIONAL.....	80
5	CONCLUSÃO	84
5.1	TRABALHOS FUTUROS	85
	REFERÊNCIAS.....	86

1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica viveu uma expansão e crescimento significativos ao longo das últimas duas décadas. A penetração de fontes renováveis, como eólica, hídrica e solar é aumentada pelas exigências dos governos para atingir metas relacionadas a redução de emissões e independência energética através da geração distribuída. No entanto, sua natureza intermitente pode ter efeitos negativos em toda a rede. Uma das soluções viáveis é a integração dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), que mitigam as flutuações na geração e no fornecimento [1].

Em diversos países é observado uma preocupação na transparência e acessibilidade do processo comercial e regulatório para as tecnologias de armazenamento energético. Nos Estados Unidos, por exemplo, órgãos governamentais têm se empenhado na criação de condições regulatórias para viabilizar o uso das tecnologias de armazenamento [2], [3]. Países como Alemanha, Inglaterra, Itália e Japão possuem projetos utilizando diversos tipos de tecnologias em diferentes estágios de maturidade.

No Brasil, o uso de armazenamento de energia está em estágio bastante inicial, entretanto, por se tratar de um tema estratégico, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem incentivado projetos de pesquisa que envolve a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro [4]. Dado que o custo de aquisição dos dispositivos é ainda bastante elevado, no contexto nacional, a aplicação desses dispositivos tem se limitado a programas de pesquisa e desenvolvimento realizados através da parceria entre a ANEEL e empresas distribuidoras de energia.

Uma restrição fundamental nas operações do sistema de energia elétrica é a necessidade de manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda, instantaneamente e em todos os momentos, pois se a magnitude de tensão ultrapassar esses limites, a concessionária será penalizada por tal ato.

Os sistemas de armazenamento de energia apresentam uma oportunidade para trazer o equilíbrio de energia, permitindo que a energia seja armazenada e liberada em diferentes momentos. As potenciais aplicações de sistemas integrados de baterias abrangem toda a cadeia de fornecimento de energia elétrica, da geração

ao uso final, e os benefícios potenciais variam de melhor regulação de frequência e estabilidade dinâmica a utilização superior de recursos energéticos renováveis e distribuídos [5].

O armazenamento de energia pode melhorar o gerenciamento de energia em sistemas elétricos que incluem fontes de energia renováveis, podendo aliviar os problemas que a incerteza e variabilidade associada a fontes de energia como o vento e a energia solar criam em sistemas de energia. O uso destes dispositivos proporciona serviços auxiliares e aumenta a eficiência e flexibilidade do sistema [6].

Sendo assim, deve-se levar em consideração a forma com que o sistema de armazenamento de energia contendo baterias é operado, com o propósito de aproveitar da melhor forma os benefícios provenientes desta tecnologia, minimizando a quantidade de recursos utilizada [7].

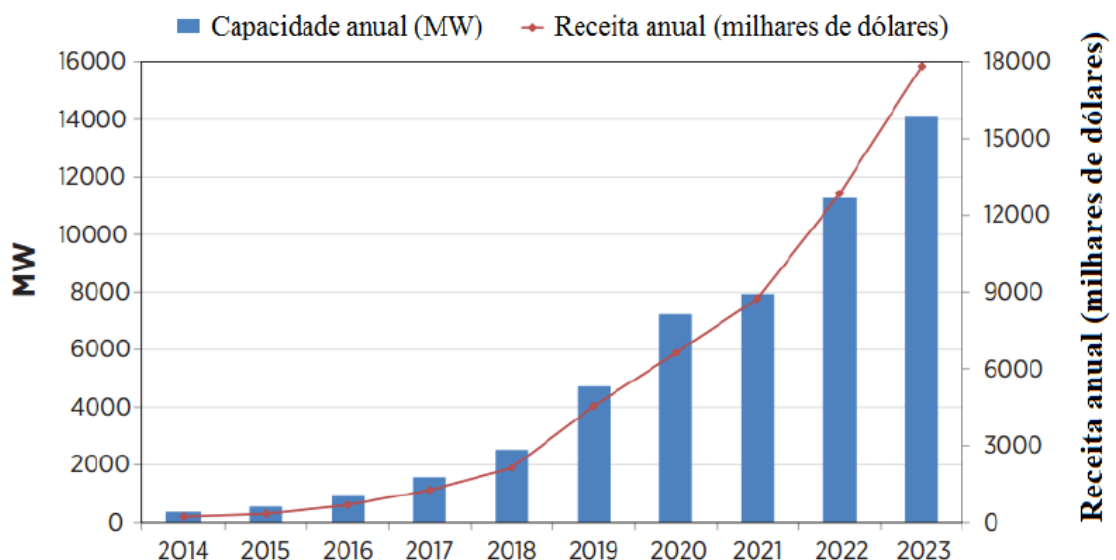
A proposta desse trabalho é apresentar a implementação de um modelo matemático de programação não-linear inteira mista, utilizando técnica de otimização *Branch and Bound* para o problema do Fluxo de Potência Ótimo (OPF), usando o software GAMS, com o objetivo de resolver o problema de alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia com foco em baterias, em sistemas de energia elétrica com a inserção de fontes renováveis. O método proposto determina a quantidade e os locais em que os dispositivos devem ser instalados, bem como seu ciclo ótimo de carga e descarga dos dispositivos, visando à extensão de sua vida útil e também visa a minimização do custo de compra de energia. O método proposto observa as restrições da rede elétrica, como por exemplo, a manutenção das tensões dentro de limites preestabelecidos, bem como a intermitência de fontes renováveis baseadas em energia eólica e solar, representadas por despachos variáveis ao longo do dia. Para demonstrar a exatidão do modelo matemático desenvolvido e a eficiência das técnicas de solução foram utilizados dois sistemas teste de 5 e 24 barras em um período de 24 horas.

1.1 MOTIVAÇÃO

O crescimento contínuo da demanda de energia elétrica, torna-se importante para motivar estudos de novas formas de geração e armazenamento de energia. Nesse contexto, cresceu a necessidade do uso de modelos matemáticos para resolver problemas de expansão e planejamento da operação de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). As tecnologias de geração distribuída mais empregadas são a energia solar fotovoltaica e/ou eólica nos sistemas de distribuição. Entretanto, devido às suas características de geração intermitente não é possível se ter aproveitamento completo, sem a utilização de sistemas de armazenamento de energia.

A penetração do armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica tem crescido nos últimos anos [8], entretanto, os estudos sobre o impacto dessa tecnologia ainda estão em fase inicial e há poucos resultados bem estabelecidos sobre o assunto (Figura 1.1).

Figura 1.1 -Previsão mundial da capacidade instalada de armazenamento de energia por baterias e receita anual da indústria de baterias



Fonte: [8]

Pode-se ver na Figura 1.1 que o uso de baterias terá um crescimento expressivo. Há tendências de que continuem os avanços técnicos e econômicos nessa área, com redução dos preços futuros, aumentando a penetração desses dispositivos nos SDEE [8]. Existe um grande potencial para que o desenvolvimento

de sistemas de armazenamento de energia ganhe impulso face ao avanço científico e tecnológico alcançado, aliado também a constante necessidade da modernização no sistema elétrico. Nesse contexto, trata-se de um tema bastante em pauta e repleto de oportunidades de pesquisa.

Devido ao crescimento da demanda e à necessidade de atender aos consumidores, respeitando padrões pré-estabelecidos de confiabilidade e qualidade de atendimento, o desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização para resolver o problema de planejamento de SDEE é muito importante para as empresas distribuidoras de energia elétrica. Assim, a utilização de ferramentas computacionais desenvolvidas a partir de técnicas de otimização no processo de planejamento de SDEE pode gerar reduções substanciais nos custos de expansão e operação [9].

1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver uma formulação matemática para resolver o problema de “alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica com a inclusão de fontes renováveis”, visando a minimizar o custo de operação econômica e do custo associado à vida útil das baterias.

1.2.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são listados a seguir:

- Introduzir os conceitos básicos de geração distribuída, dispositivos de armazenamento de energia com foco em baterias, fluxo de potência ótimo.
- Introduzir o conceito da técnica de otimização *Branch and Bound* utilizada pelo Solver BONMIN no algoritmo de PNLIM desenvolvido e programado no software GAMS;
- Apresentar a modelagem matemática dos componentes do sistema;
- Executar o algoritmo PNLIM proposto, visando comprovar sua eficiência na obtenção de parâmetros ótimos, de maneira a minimizar o custo de operação econômica, visando a extensão de sua vida útil;
- Estimar o ciclo de vida das baterias nos casos testes.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguir são destacados alguns trabalhos existentes na área de alocação e operação de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica.

A integração da geração distribuída e armazenamento impõe novos desafios dentro do problema de operação de SDEE. A obtenção das decisões de controle do sistema é um problema difícil, porque as equações de fluxo de carga são não lineares e a geração das fontes renováveis é estocástica [10]. Neste contexto, diversas técnicas de otimização têm sido utilizadas para resolver o problema, ocorrendo o uso estendido de técnicas de Programação Dinâmica.

Em [11], a otimização da operação de carga e descarga da bateria em microredes, ocorre também, através das características da vida útil das baterias. O modelo de otimização proposto é baseado em um algoritmo genético que considera que a utilização da bateria em um determinado instante de tempo implica em desgaste do equipamento, e este desgaste, por sua vez, é proporcional à potência utilizada e corresponde a um custo na função objetivo do modelo de otimização.

Segundo a padronização contida em [12], é recomendado restringir o carregamento mínimo das baterias em 50% do carregamento nominal para, assim, evitar a descarga profunda, que é um comportamento prejudicial a vida das baterias. Além da profundidade da descarga, a temperatura ambiente é outro fator impactante no desempenho de DAEs [13].

Em [14], propõem um estudo sobre predição da vida útil e dimensionamento de baterias para aplicações relacionadas à micro geração. Esse estudo concluiu que a vida útil dos dispositivos depende do cenário de geração e da dimensão das baterias.

Em [10], é apresentado um modelo matemático em programação cônica de segunda ordem inteira mista, para resolver o problema de operação de sistemas de distribuição de energia, considerando dispositivos de armazenamento de energia, através do uso de método de otimização clássica.

Em [15], a capacidade dos DAEs é utilizada para auxiliar a subestação no horário de pico. Os resultados obtidos mostram que a energia em excesso no sistema pode ser armazenada em horários de baixa demanda e, posteriormente ser utilizada

para auxiliar na operação do sistema em momentos em que a demanda de energia é alta.

Em [16], é apresentado um algoritmo genético híbrido para resolver o problema de alocação e dimensionamento de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e bancos de capacitores.

Em [17], é proposto um algoritmo de colônia de abelhas para resolver o problema de alocação e dimensionamento de DAEs. Neste artigo, os DAEs são modelados como cargas controláveis que auxiliam os GDs a obter o despacho ótimo e minimizar perdas elétricas no sistema

Em [18], a técnica de otimização de enxame de partículas é usada para resolver o problema de expansão do sistema. O método obtém numa primeira etapa a expansão do SDEE. Na segunda etapa, o método realiza a alocação de DAEs e GDs tendo como objetivo a minimização do custo operacional do sistema. Embora existam técnicas robustas, flexíveis e que forneçam boas soluções, elas apresentam algumas deficiências, como a alta demanda computacional e a definição de um critério de parada [10].

Em [19] é apresentado um sumário completo, contendo as variáveis de decisão, metodologia de solução, tecnologia de armazenamento, modelo de carga e tipo de função objetivo considerada em diversos artigos analisados.

Por apresentar o equacionamento completo do problema, a referência [10], foi tomada como artigo base para a realização deste trabalho e o método proposto foi reproduzido de forma a fornecer um melhor entendimento do problema, além de apresentar um modelo para alocação ótima. Este trabalho contém equações que proporcionam a alocação ótima e dimensiona a quantidade de dispositivos a serem alocados, além da predição do tempo de vida da bateria.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para um melhor entendimento do trabalho os capítulos estão organizados da seguinte forma:

No capítulo 2, são apresentados conceitos básicos sobre a GD e um panorama geral com relação as características e aplicações dos sistemas de

armazenamento de energia. É apresentada também uma breve abordagem sobre o fluxo potência ótimo e as características do *software* GAMS, além do método de otimização *branch and bound* utilizado nas simulações dos sistemas testes.

No capítulo 3, é apresentado a formulação do modelo de PNLIM utilizado para alocação e operação ótima dos dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia com a presença de fontes intermitentes no problema de FPO, com objetivo de encontrar a operação ótima do ponto de vista econômico, visando a maximização da vida útil do dispositivo de armazenamento.

No capítulo 4, são apresentados resultados que foram obtidos através das simulações computacionais, explorando abordagens diferentes para a resolução do problema de PNLIM. Os resultados são referentes a localização que o dispositivo de armazenamento deve ser conectado e seu ciclo ótimo de carga e descarga de energia, além da estimativa da vida útil do dispositivo. Neste capítulo é apresentado também uma breve discussão sobre a performance computacional do modelo utilizado.

No capítulo 5, são apresentadas as conclusões desta pesquisa.

FUNDAMENTAÇÃO BÁSICA

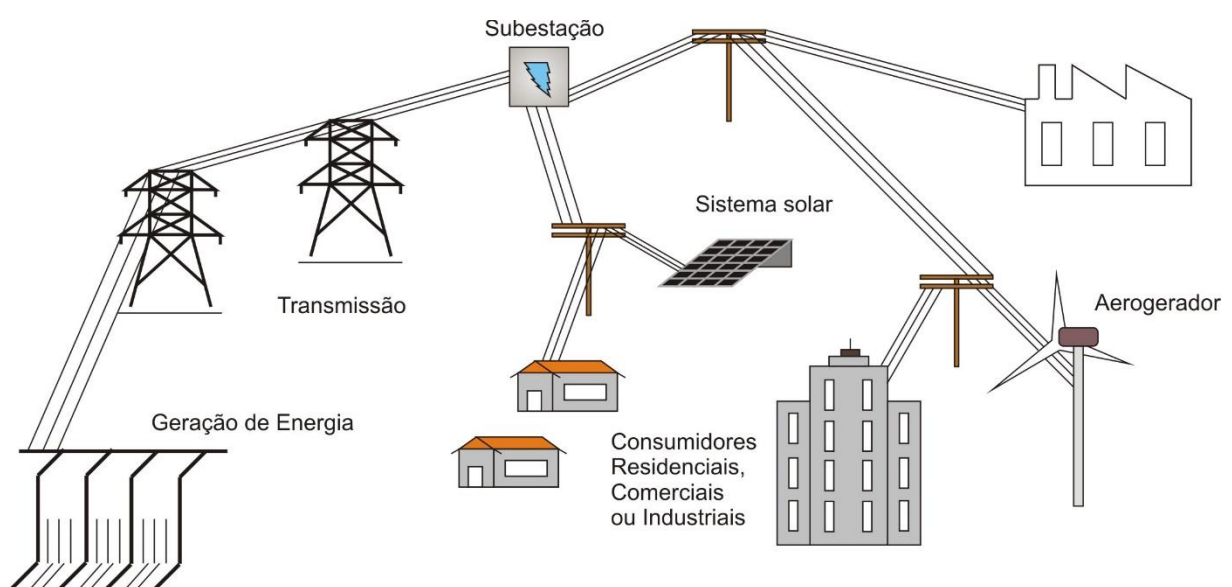
2 FUNDAMENTAÇÃO BÁSICA

Conceitos básicos sobre a Geração Distribuída (GD) e um panorama geral com relação as características e aplicações dos sistemas de armazenamento de energia são aqui apresentados. É apresentada também uma breve abordagem sobre o fluxo de carga e as características do *software* GAMS, além do método de otimização utilizado nas simulações dos sistemas testes.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor, o qual tende a ser uma solução para os sistemas elétricos por ter uma maior eficiência, confiabilidade, menor custo de geração, diminuição impactos ambientais, etc. A implantação da GD feita de forma correta e em locais adequados pode propiciar muitos benefícios aos consumidores, às concessionárias, à sociedade e ao sistema elétrico interligado, em comparação com as opções convencionais de geração. A sua utilização próxima aos centros de consumo traz diversos aspectos positivos (Figura 2.1) [20].

Figura 2.1 - CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA



Fonte: Adaptado [20]

Com relação aos pontos positivos podem ser citados alguns benefícios [20]:

Aos consumidores:

- i. Quando implantadas de forma adequada, as unidades de GD podem ter índices de confiabilidade muito elevados, que podem se aproximar de 100%;
- ii. Em muitos casos a GD pode ser a forma de suprimento elétrico mais viável para mitigar custos, da a energia suprida pelas concessionárias;
- iii. As unidades de GD podem suprir o consumidor com energia de excelente qualidade, em se tratando de frequência, tensão, entre outros indicadores.

Ao Sistema Interligado Nacional:

- i. Reduz o carregamento das redes, consequentemente ofertando uma maior flexibilidade operativa;
- ii. Redução das perdas na rede;
- iii. Melhoria do perfil de tensão na rede;
- iv. Maior eficiência energética, quando se opera a GD concomitante com a geração convencional.

À sociedade:

- i. A inserção de fontes de GD diversifica a matriz energética, aumentando a segurança de suprimento energético quando se evita a exclusiva dependência de apenas alguns tipos de recursos;
- ii. A utilização de GD aumenta a competição tanto do ponto de vista tecnológico quanto do mercadológico, o que pode causar impactos positivos na redução das tarifas de energia;
- iii. A GD, quando utiliza fontes renováveis, causa menores impactos ambientais, devido à baixa emissão de poluentes. Com a menor emissão de poluentes, têm-se benefícios de caráter ambiental, o que acaba contribuindo na diminuição dos problemas de aquecimento global, chuvas ácidas e intempéries ambientais. Além disso, a implantação da GD pode trazer benefícios de caráter social, como a redução de doenças respiratórias causadas pela poluição;
- iv. A instalação da GD contribui para atender a eventuais aumento na demanda, evitando a necessidade de novas usinas hidrelétricas, reduzindo o impacto

ambiental e social que sobrevivem como decorrência das grandes áreas alagadas, além de evitar a utilização das usinas termoeletricas.

A concessionaria:

- i. Utilização da GD para complementação da energia contratada, uma vez que a concessionaria pode ser multada caso o fornecimento ultrapasse a demanda contratada pelo SIN.

2.1.1 Classificações de GD

A máxima potência que pode ser conectada a um sistema de distribuição depende de sua capacidade deste, que é vinculada ao nível de tensão nominal. Tendo em vista, que cada sistema de distribuição tem projeto técnico único, devido a diversas peculiaridades dele, nenhuma definição de máxima capacidade de geração, que pode ser conectada a um sistema, pode ser dada em [21], sugerem que unidades geradoras com potências superiores a 100 MW – 150 MW não podem ser conectadas as linhas elétricas de 110 kV, devido a restrições técnicas. Considerando que na maioria dos casos a tensão de 138 kV é o máximo nível de tensão das companhias de distribuição no Brasil, a máxima capacidade para usinas de GD parece estar na faixa de 100 MW a 150 MW [22].

A microgeração distribuída pode ser considerada como toda central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW, variando de acordo com a regulamentação local de cada país. A microgeração de energia elétrica tem como objetivo principal a utilização de fontes renováveis de energia. A minigeração distribuída tem potência instalada maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW [23].

No Brasil, a Resolução Normativa Nº 687 (que alterou a Resolução Nº 482) da ANEEL classifica microgeração distribuída e minigeração distribuída de acordo com a potência instalada da seguinte forma [24]:

- “Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica,

conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.”

- “Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.”

2.1.2 Mercado Regulatório de Energia

Desde o ano de 1996 o setor elétrico do Brasil vem sofrendo reestruturações e mudanças. A reestruturação tem como base legal a Lei 9.074/1995, que estabeleceu normas para outorgar e prorrogar as concessões e permissões dos serviços públicos criando o conceito de Consumidor Livre e o Decreto nº 2/003 de 10/09/1996 regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia (PIE) e por Autoprodução de Energia [23], [25].

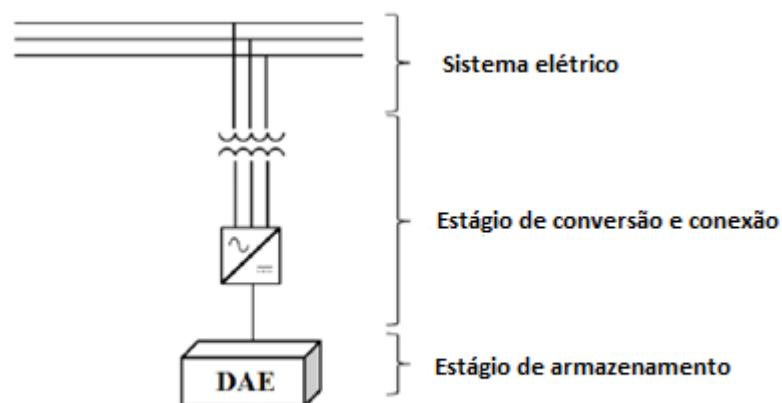
Em dezembro de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012, da ANEEL (alterada pela resolução Nº 687 de 2015), estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, com o intuito de reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, assim como introduzir o sistema de compensação de energia elétrica, além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

O funcionamento desse sistema se dá pelo qual a energia injetada na rede pelo consumidor é posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade ou de outra unidade de mesma titularidade do consumidor, ou na fatura do mês subsequente.

2.2 DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (DAE)

As tecnologias de armazenamento de energia são compostas basicamente por dois estágios: um estágio de conversão e conexão com o sistema elétrico e um estágio de armazenamento de energia [26]. O estágio de conversão é necessário para transformar e transferir a potência trifásica AC para uma forma que possa ser armazenada. A conversão de energia pode ser realizada diretamente através de máquinas elétricas rotativas ou através de conversores eletrônicos. O estágio de armazenamento de energia consiste na utilização de alguma tecnologia que pode armazenar ou injetar potência na rede (Figura 2.2).

Figura 2.2 - Diagrama conceitual dos estágios de conversão e armazenamento de energia

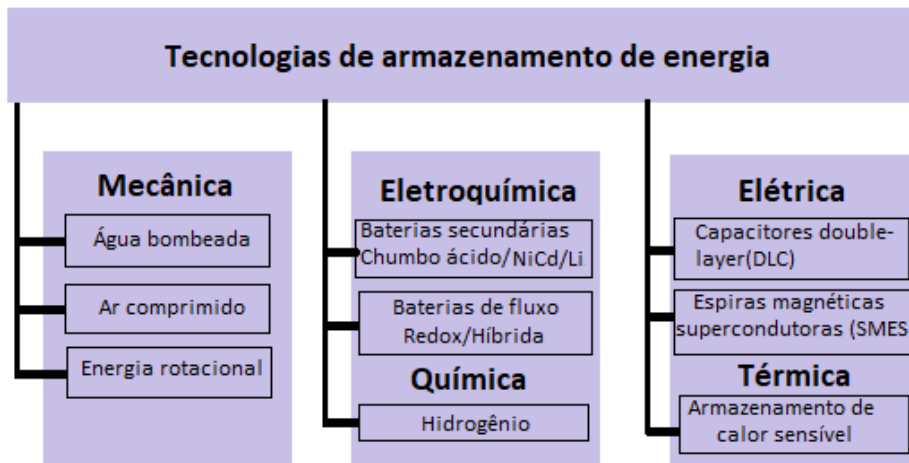


Fonte: [26]

2.2.1 Classificação das Tecnologias de Armazenamento de Energia

Existe uma variedade de opções de tecnologias de armazenamento de energia no setor elétrico, em diferentes estágios de maturidade e com aplicações específicas, cada uma com sua respectiva característica operacional, desempenho, ciclo de operação e durabilidade (Figura 2.3) [27], [29].

Figura 2.3 - Tecnologias de armazenamento de energia



Fonte: [28]

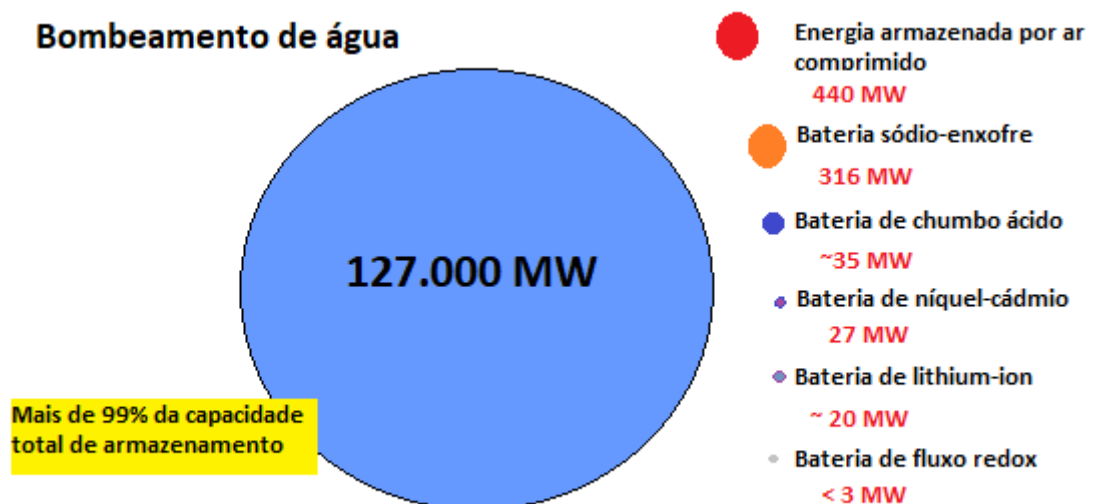
As tecnologias de armazenamento de energia elétrica podem ser classificadas de acordo com a forma que a energia é armazenada [26]:

- *Elétrica*: capacitores armazenam energia diretamente no campo elétrico criado entre placas carregadas (DLC).
- *Eletromagnética*: a energia é armazenada através de campo magnético em espiras supercondutoras (SMES).
- *Térmica*: o armazenamento de calor sensível pode ser convertido em energia elétrica.
- *Química e Eletroquímica*: nas baterias, a energia armazenada envolve o uso de reações químicas para converter energia elétrica em energia potencial química e vice-versa. Baterias possuem alta densidade de energia, alta eficiência, boa capacidade de ciclos, vida útil longa e baixo custo inicial.
- *Mecânica*: o armazenamento de energia mecânica requer a conversão da energia elétrica em mecânica e vice-versa, através de uma máquina rotativa, tal como um gerador síncrono ou uma máquina de indução. A seguir destacam-se as formas mais comuns de armazenamento em forma de energia mecânica:
 - a) Ar comprimido: máquinas elétricas são usadas para comprimir grandes volumes de ar em alta temperatura e pressão. O ar pressurizado é utilizado em turbinas a gás para gerar energia elétrica.

- b) Armazenamento mecânico: do uso de máquinas elétricas e eletrônica de potência a energia é armazenada no dispositivo mecânico em forma de energia cinética rotacional.
- c) Água bombeada (usina reversa): a eletricidade é usada para bombear água de uma baixa elevação para uma alta elevação. Posteriormente, a água armazenada é utilizada para acionar turbinas e gerar eletricidade.

Um comparativo global entre a capacidade instalada no mundo para diversas tecnologias de armazenamento de energia está representado na Figura 2.4, [30].

Figura 2.4 - Capacidade de armazenamento instalada no mundo



Fonte: [29]

Cada tipo de tecnologia possui seu próprio custo de capital e custo operacional [13]. Em geral, muitas tecnologias de DAE existentes não são viáveis economicamente e necessitam de mais desenvolvimento para diminuir o custo de capital. A tecnologia de armazenamento de energia mais madura é a de bombeamento de água (usinas reversas), geralmente utilizada em ciclos longos de carga e descarga. O bombeamento de água é a tecnologia mais amplamente usada, representando 99 % do armazenamento no mundo. Em contraste, o armazenamento de energia em baterias é um novo mercado em desenvolvimento. Outras tecnologias

emergentes de armazenamento de energia como armazenamento de energia em ar comprimido, armazenamento eletromecânico e supercapacitores podem ser destacadas [26].

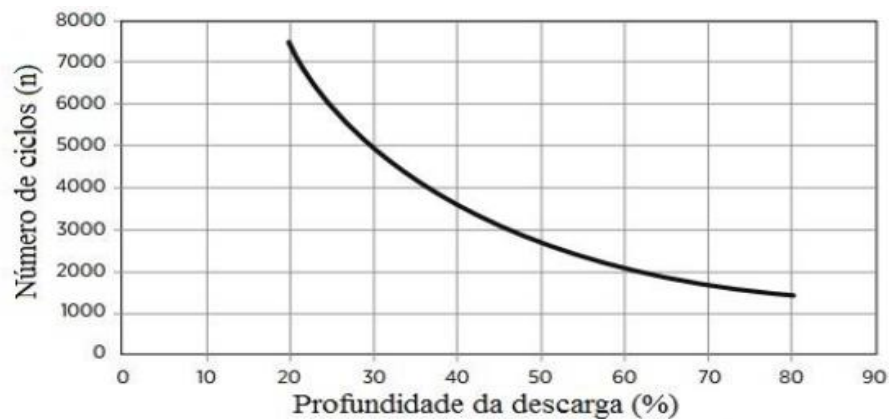
Dentre todas as tecnologias disponíveis para utilização nos SDEE, os bancos de baterias são as mais utilizadas para armazenamento de energia. Logo, a ênfase desse trabalho e nas próximas seções será referente as baterias.

2.2.2 Características dos Dispositivos de Armazenamento de Energia Proveniente das Baterias

As tecnologias usadas para armazenar energia elétrica são bastante diversificadas. Para comparar essas características e discutir suas aplicações, é necessário definir os seguintes termos e parâmetros [26]:

- **Energia disponível:** a quantidade da energia armazenada, que pode ser convertida em energia elétrica.
- **Potência máxima:** a potência nominal que o DAE pode fornecer continuamente.
- **Tempo de descarga:** a duração de tempo que o DAE pode fornecer a potência máxima.
- **Eficiência:** este parâmetro leva em conta as perdas elétricas nos conversores e no armazenamento de energia.
- **Ciclo de vida:** é o número de ciclos de carga e descarga que o equipamento pode operar sem perder seu desempenho. O ciclo de vida de uma bateria é determinado principalmente por dois fatores:
 - *Temperatura:* a temperatura ambiente tem um importante efeito na eficiência de baterias. Ambientes com alta temperatura causam reações internas que diminuem a capacidade do equipamento rapidamente.
 - *Profundidade da descarga:* se refere à porcentagem da capacidade total da bateria que está sendo utilizada. O conceito de descarga profunda da bateria, cuja operação com alta profundidade de descarga, implica num menor número de ciclos na vida útil do equipamento (Figura 2.5), [15].

Figura 2.5 - Ilustração da profundidade da descarga versus o ciclo de vida de uma bateria



Fonte: [13]

Nota-se que um equipamento operado com menor profundidade de descarga apresentará um maior número de ciclos. Em [30], foi recomendado que a profundidade da descarga fosse limitada em 50 % para evitar o fenômeno de descarga profunda, que é extremamente prejudicial à preservação do equipamento.

Mais características e parâmetros dos DAE podem ser considerados dependendo dos objetivos do planejamento realizado. Uma lista completa de características a serem consideradas foram relatados por [31]. Além disso, vários horizontes de tempo podem ser considerados para o planejamento da operação de DAE [32]:

- Supervisão de longo prazo correspondente a uma escala de tempo de um dia;
- Supervisão de médio prazo corresponde a uma escala de tempo de entre 30 minutos e uma hora;
- Supervisão em tempo real, o que corresponde à menor escala de tempo necessária para assegurar o funcionamento do sistema, o qual é suficiente para a sua estabilidade, a realização dos seus objetivos, a tomada em consideração dos riscos, etc. Este prazo pode variar de algumas dezenas de microssegundos há vários minutos.

2.2.3 Determinação do Ciclo de Vida da Bateria

O bom funcionamento de um sistema híbrido com geração de energia renovável depende, sobretudo, do tempo de vida de sua bateria. O regime de operação das baterias normalmente é bem diferente daqueles previstos nos manuais de fabricante. Este novo regime provocará o aceleração dos processos de envelhecimento, de modo que a vida útil da bateria será bem menor do que a prevista pelos manuais dos fabricantes.

Logo, importância do estudo em relação a como determinar de forma precisa este tempo de funcionamento, se torna indispensável.

Na literatura existem diversos modelos para descrever o comportamento dos DAEs. No presente trabalho foi utilizada a metodologia proposta por [33], onde é possível estimar a vida útil de baterias de chumbo-ácido. O algoritmo pode ser usado com dados padronizados dos fabricantes nas estimativas da vida útil em A.h esperado que uma bateria fornecerá ao longo de sua vida útil em determinados estados de cargas (SOCs).

Uma revisão dos dados dos fabricantes para baterias de chumbo-ácido de ciclo profundo, citado por [33], revela uma aproximação de que um tamanho de bateria de Q amperes-horas fornecerá (390*Q) horas de amperes efetivas ao longo de sua vida útil.

Considerando o custo de uso da energia do DAE, basta dividir este valor pela tarifa da energia do DAE, assim é possível obter a quantidade de energia utilizada diariamente pelo equipamento em kWh.

$$Energia = \frac{Custo_{operação\ DAE} (R\$)}{Tarifa_{DAE} (R\$/kWh)} [kWh] \quad (1)$$

Uma vez que se tem a energia utilizada em kWh, pode-se obter o consumo diário do DAE em A.h, expresso pela equação (2):

$$I. tempo = \frac{Energia (kWh)}{\sqrt{3} \times V} [A .h] \quad (2)$$

Assim, baseado na capacidade Q do equipamento tem-se a determinação da estimativa do tempo de vida do DAE em dias:

$$Vida\ útil = \left(\frac{390 \times Q\ (A.h)}{I.\ tempo\ (A.h)} \right) [anos] \quad (3)$$

Com a determinação da vida útil do equipamento é possível realizar a precificação de instalação de um dispositivo de armazenamento baseado em baterias de chumbo-ácido [33], representado pela equação (4):

$$Custo\ diário\ do\ uso\ do\ DAE = \frac{Custo\ Total\ do\ Equipamento}{Vida\ útil \times 365} \left[\frac{R\$}{dia} \right] \quad (4)$$

Dividindo o custo total do equipamento pelo tempo de vida útil estimado foi possível estimar o custo diário que esse equipamento apresenta, devido a sua degradação.

2.2.4 Aplicações em Sistemas de Distribuição de Energia

As aplicações do armazenamento de energia serão provavelmente muito diversificadas no futuro. Em geral, a função dos DAE é auxiliar o sistema a respeitar os limites operacionais e padrões técnicos estabelecidos, tendo em vista sempre algum tipo de interesse econômico. As aplicações do armazenamento de energia podem ser organizadas em três categorias: aplicações de geração, aplicações de transmissão e distribuição e aplicações do usuário final. Algumas dessas aplicações e seus objetivos são apresentados a seguir [29]:

- **Aplicações de geração:** minimizar custo de investimento e operação, incrementar energia firme ao sistema e amenizar variação da produção de fontes renováveis intermitentes.
- **Aplicações de transmissão e distribuição:** minimizar custo de produção, minimizar custo de investimento e de operação, reserva de operação, rampas de geração, expansão do sistema, evitar violações do sistema e aumentar confiabilidade.

- **Aplicações de usuário final:** *backup* de energia, redução de picos e resposta à demanda e casas inteligentes.

Em função da diversidade das possíveis aplicações do uso de DAE, diferentes categorias de tecnologias podem ser usadas. Percebe-se pelos dados da Tabela 2.1 que em algumas dessas categorias a duração do ciclo de carga e descarga dos DAE varia de acordo com o objetivo da aplicação [3].

Tabela 2.1 - Categorias de uso e aplicações de DAEs

Categoria/Definição	Horas de Descarga	Uso/Ciclo de Trabalho	Aplicação
Longa duração/ Descarga frequente	4 – 8	1 ciclo/dia 250 dias/ano	Nivelamento de carga, seguimento de carga
Longa duração/ Descarga não frequente	4 – 8	20 vezes/ano	Garantia de geração/ crédito de capacidade
Curta duração/ Descarga frequente	0,25 – 1	1000 ciclos por ano	Regulação de frequência
Curta duração/ Descarga não frequente	0,25 – 1	20 vezes/ano	Qualidade da energia/ faltas temporárias

Fonte: [3]

2.3 O PROBLEMA DO FLUXO ÓTIMO DE POTÊNCIA

Existem, segundo [34], diversos pontos factíveis para um correto funcionamento de um sistema elétrico de potência (SEP), mas alguns pontos de operação são mais vantajosos do que outros dependendo dos aspectos avaliados. Como exemplo, para diminuir as perdas do sistema pode-se distribuir a geração uniformemente pelos geradores do sistema; por outro lado, para minimizar o custo de geração é vantagem que esta distribuição deixe de ser uniforme e passe a se concentrar nos geradores de menor custo.

Para resolver este problema é comumente utilizado o fluxo de potência ótimo (FPO). Por meio de uma função objetivo, o FPO procura encontrar um ponto ótimo de funcionamento para satisfazer um ou mais objetivos, estando o sistema sujeito às restrições físicas, funcionais, de confiabilidade, entre outras. Segundo [35], o fluxo de potência ótimo é um problema de otimização não-linear, não convexo, de grande porte, que calcula um conjunto de variáveis ótimas de estado e controle da rede, a

partir dos dados de carga e dos parâmetros do sistema. O problema de FPO otimiza uma função objetivo; enquanto, satisfaz um conjunto de restrições físicas e operacionais impostas pelas limitações dos equipamentos e exigências de segurança.

O modelo matemático do problema do FPO usado neste trabalho é representado por um problema de otimização formulado nas próximas seção.

2.3.1 Fluxo de Potência

O fluxo de potência (FP) é uma metodologia de cálculo empregada para encontrar o estado e as condições operacionais de uma rede em regime permanente. Além disso, possibilita avaliar seu desempenho, fornecendo subsídios para tornar a operação e o planejamento mais seguros e econômicos [36]. Devido a sua complexidade de resolução, o FP é realizado utilizando-se métodos computacionais desenvolvidos, especificamente para resolução de equações e inequações algébricas que constituem o modelo estático da rede. Os métodos evoluíram seguindo os avanços tecnológicos na capacidade dos computadores digitais, o que permite a difusão de algoritmos para o cálculo de problemas complexos, como o FP, além da possibilidade de testar a eficiência e convergência dos algoritmos por diferentes pesquisadores [37], [36].

É comum encontrar na literatura formulações diferentes para o problema de fluxo de carga. A formulação básica do problema em termos de potência facilita a utilização do método de solução de Newton Raphson, o método mais utilizado nos estudos de fluxo de carga, devido as suas vantagens de convergência, como: necessita apenas de um ponto, para estimativa inicial, além de convergência quadrática.

Em um sistema elétrico, as barras são consideradas condutores com resistência desprezível, pelo menos quando comparadas as impedâncias de linha e transformadores. Assim, elas podem ser representadas como nós elétricos, nos quais a tensão é uma só em todas as partes do condutor. A formulação básica do problema considera quatro variáveis, V , θ , P e Q , em que V e θ são a magnitude e o ângulo de fase da tensão, respectivamente, P a potência ativa e Q a reativa; sendo assim, cada

barra está associada a quatro variáveis, em que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas. Há três tipos de barras: [38].

- Barras de carga, do tipo 1, também conhecidas como PQ , nas quais conhecemos P e Q , restando determinar V e θ ;
- Barra de geração, ou do tipo 2, também conhecidas como do tipo PV , nas quais as grandezas P e V são fixas. Dado que em uma usina hidrelétrica o operador dispõe de recursos para controlar a potência ativa, por meio de controle na turbina, e também da tensão, por meio da excitação dos geradores síncronos. Nessas barras se determina Q e θ ;
- Barra oscilante, do tipo 3, *swing* ou do tipo $V\theta$. Em que se conhece V e θ e determina-se P e Q . A barra $V\theta$ também fornece a referência de ângulo para o sistema. Além disso, é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão não conhecidas antes da solução final do problema.

O conjunto de equações do problema do fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra. Cada uma delas representando o fato de as potências ativas e reativas injetadas em uma barra serem iguais a soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra através de linhas de transmissão, transformadores, etc. Isso corresponde a imposição da primeira lei de Kirchhoff e pode ser expresso matematicamente de acordo com as equações (5) e (6), [38].

$$P_i = \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j) \quad (5)$$

$$Q_i + Q_i^{sh}(V_i) = \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j) \quad (6)$$

Em que:

- i = 1... NB, sendo NB o número de barras da rede;
- Ω_i = Conjunto das barras vizinhas da barra k ;
- V_i, V_j = Magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;
- θ_i, θ_j = Ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;
- P_{ij} = Fluxo de potência ativa no ramo $k - m$;
- Q_{ij} = Fluxo de potência reativa no ramo $k - m$;
- Q_i^{sh} = Componentes da injeção de potência reativa devida ao elemento *shunt* da barra k .

As equações (5) e (6) foram determinadas considerando-se a convenção de sinais: as injeções líquidas de correntes são positivas quando entram na barra, e negativas quando saem da barra. Os fluxos de potências são positivos quando saem da barra e negativos quando entram. A mesma convenção é adotada para os elementos *shunt* das barras.

2.4 O SOFTWARE GAMS

O GAMS foi desenvolvido por *Meerause Brooke* para o Banco Mundial em 1980 [39]. Ele possui uma linguagem de alto nível para a formulação de modelos de otimização, sendo hoje uma das ferramentas, para este campo, mais difundida em todo mundo, suportando um grande número de algoritmos. O GAMS permite especificar a estrutura de um modelo de otimização e calcular dados que fazem parte dele, resolvê-lo e fazer um relatório escrito sobre um modelo [40].

O GAMS facilita e agiliza a elaboração e manipulação de modelos de otimização, pois eles podem ser escritos e alterados sem complicações. O programador pode utilizar diversos algoritmos para a solução de um mesmo modelo. Os dados podem ser alterados e visualizados em arquivos de texto ou planilhas eletrônicas. Isto porque os seguintes princípios são usados para projetar um sistema no GAMS [40]:

- Todos os métodos algorítmicos existentes ficam disponíveis, sem mudar a representação do modelo feita pelo usuário. A introdução de novos métodos, ou de novas implementações dos métodos existentes, deve ser possível sem exigir mudanças nos modelos existentes.
- O problema de otimização pode ser expresso independentemente dos dados que o mesmo utiliza. Essa separação entre lógica e dados permite que os problemas possam crescer em tamanho, sem causar um aumento na complexidade de representação.
- O uso do modelo de dados relacional requer que a alocação dos recursos computacionais seja automatizada. Isso significa que modelos grandes e complexos podem ser construídos sem que o usuário tenha que se preocupar com detalhes como os tamanhos das matrizes, vetores, etc.

O GAMS permite a otimização através de diversos “*solvers*”, como, por exemplo: MINOS, ZOOM, BONMIN, DICOPT e CONOPT3, além de utilizar uma linguagem de alto nível para a representação compacta de modelos grandes e complexos, possibilitando que descrições do modelo sejam independentes dos algoritmos de solução e que alterações sejam feitas nas especificações do modelo de maneira bastante simples. O projeto do GAMS utilizou-se da programação matemática, na maneira de descrever o problema e na infinidade de métodos de resolvê-lo, aliando-se a isso uma estrutura de trabalho para o desenvolvimento da organização geral e transformação de dados, incorporada da teoria dos bancos de dados relacionais [39]. Na elaboração dos scripts no GAMS, utilizou-se Programação Não-Linear Inteira Mista, e empregou-se o *solver* comercial de otimização não-linear BONMIN que utiliza a técnica *Branch and Bound* [41].

Na seção 2.5 são descritos os conceitos básicos de otimização, algumas técnicas utilizadas no cenário atual e a definição do método utilizado neste trabalho.

2.5 TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO

Nesta seção será apresentada de forma breve os principais conceitos de otimização relacionados com as técnicas usadas na modelagem da alocação e a operação do problema, que se trata de um problema de otimização não linear.

A otimização refere-se ao estudo de problemas em que se busca minimizar ou maximizar uma função, pela escolha sistemática dos valores de variáveis reais ou inteiras, dentro de um conjunto viável. Em um problema de otimização temos uma função objetivo e um conjunto de restrições, ambos relacionados às variáveis de decisão. Os valores possíveis às variáveis de decisão são delimitados pelas restrições impostas sobre essas variáveis, formando um conjunto discreto (finito ou não) de soluções factíveis a um problema. O problema pode ser de minimização ou de maximização da função objetivo. A resposta para o problema de otimização, ou seja, o ótimo global, será o menor (ou maior) valor possível para a função objetivo, para o qual o valor atribuído às variáveis não viole nenhuma restrição. Em alguns casos, chegamos a valores cuja alteração discreta não

conduz a resultados melhores, mas que não são também o ótimo global - a essas soluções chamamos de ótimo local [42].

Há muitas classificações possíveis para o problema de otimização, e algumas delas apresentarão métodos exatos e eficientes de resolução. Outras levarão à necessidade de métodos não-exatos (heurísticas), uma vez que sua formulação e/ou resolução exatas levariam a uma complexidade intratável, [42].

Seguem abaixo algumas técnicas de otimização:

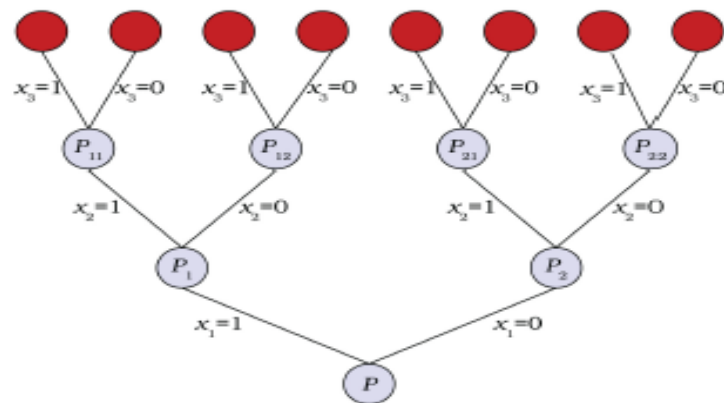
- ***Branch and bound***
- Gradiente reduzido
- Relaxação lagrangeana
- Algoritmos genéticos
- Algoritmo da colônia de formigas
- PSO

Para este trabalho foi escolhido o algoritmo Branch and Bound para o problema de alocação de dispositivos de armazenamento de energia, devido a sua capacidade e velocidade de localização ótima, comparando com soluções, eliminando soluções inviáveis.

2.5.1 Branch and Bound

O princípio do método *Branch and Bound (BxB)* permite enumeração de todas as soluções viáveis dos problemas de otimização combinatória de minimização ou maximização, tal que propriedades ou atributos não compartilhados por qualquer solução ótima são detectados previamente [43]. Um atributo, chamado também de ramo da árvore de enumeração, define um subconjunto do conjunto de todas as soluções viáveis do problema original, no qual cada elemento do subconjunto satisfaz este atributo (Figura 2.6), [44].

Figura 2.6 - Árvore de enumeração: problema com três variáveis binárias (x_1, x_2, x_3)



Fonte: [44]

Apenas uma fração das soluções factíveis é realmente examinada, conforme [33]. O método *BxB* é um algoritmo que busca por uma solução ótima através de uma pesquisa de somente uma pequena parte do número total de possíveis soluções, pois ele trabalha quebrando o espaço de soluções viáveis em subproblemas menores até que uma solução ótima seja alcançada [44].

O termo *branch* refere-se ao fato de que o método efetua partições no espaço das soluções, ou seja, divide um problema em problemas menores. A fixação recursiva de diferentes variáveis cria uma árvore, na qual temos:

- **Nós internos:** esses nós representam todas as soluções que podem ser obtidas respeitando as fixações já feitas;
- **Folhas:** representam soluções completas

Se fosse considerada somente a etapa do branch, teríamos um algoritmo exato, que em um número finito de passos forneceria uma solução ótima para o problema, mas isto na prática é extremamente ineficiente, visto que para n variáveis binárias teríamos 2^n nós a serem explorados, como consequência tem-se um alto custo computacional. Desta maneira, surge o termo bound que ressalta a poda de

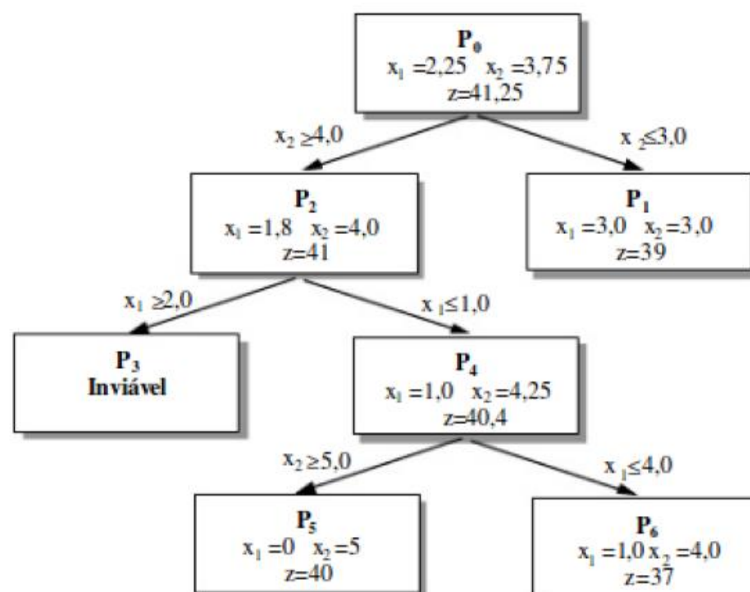
algumas sub-árvores através do uso de limites calculados ao longo da enumeração, que resultará na prova da otimalidade da solução ou da sua infactibilidade [44].

As fases do algoritmo Branch and Bound são as seguintes:

1. Resolver a relaxação linear do problema. Se a solução é inteira, então se obtêm a solução ótima. Caso contrário, cria-se dois novos subproblemas ramificando se uma variável fracionária.
2. Um subproblema não é ramificado quando todas as variáveis na solução são inteiras ou quando a solução do subproblema é inviável.
3. Escolha um subproblema onde há variáveis fracionárias e ramifique sobre uma delas. Repita até que não tenhamos variáveis fracionárias.

A seguir é dado um exemplo para explicar como funciona o algoritmo *BxB*, retirado de [46]. Considere um problema (P) de separação cria novos e mais restritos problemas que normalmente, serão de mais fácil solução. Assim o problema (P) é separado em dois problemas (P_1) e (P_2). A estratégia de separação pode ser reaplicada a esses problemas em função, por exemplo, da variável x^1 . Vamos enumerar através de uma árvore as possibilidades de solução dos problemas que serão gerados pela divisão de (P). Na árvore da Figura 2.7 cada nível representa uma separação ou “branch” em relação a uma variável [46].

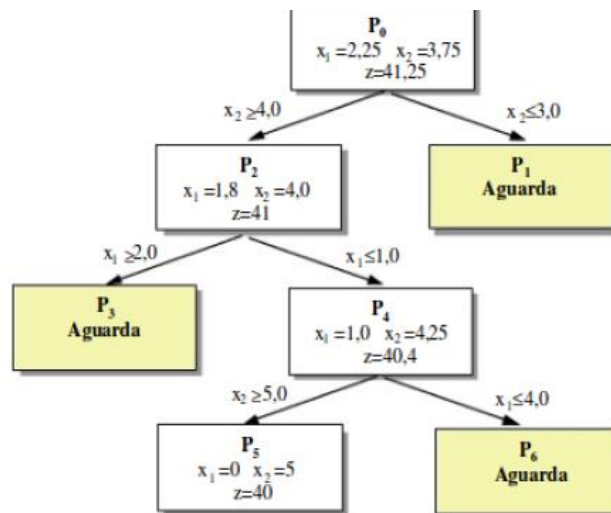
Figura 2.7 - Árvore de Branch



Fonte: [46].

Para entender o efeito do “bound” suponha que tenha sido escolhido a sequência de “branches” da Figura 2.8, deixando de solucionar os problemas marcados.

Figura 2.8 - Efeito de redução do Bound (“Limite”)



Fonte: [46].

As soluções contínuas são um limite superior para o valor de z_0^* , sob as condições estabelecidas nos vértices da árvore, enquanto as soluções inteiras geram um limite inferior. Como (P_4) , um problema com solução contínua possui $z = 40,4$, e (P_5) , um problema com solução inteira, possui $z = 40$, o problema (P_6) não precisa mais ser solucionado, uma vez que entre 40,4 e 40 não existe a possibilidade de uma outra solução inteira melhor que 40 ($40 \leq z_0^* \leq 40,4$) [46].

O problema (P_2) com $z = 41$ pode dar origem, contudo, a um problema com uma solução inteira de valor 41 ($40 \leq z_0^* \leq 41$), o que obriga ao desenvolvimento de (P_3) . De modo semelhante (P_0) com $z = 41,25$ pode dar origem a um problema com a solução também de valor 41 ($40 \leq z_0^* \leq 41,25$), o que obriga ao desenvolvimento de (P_1) . A redução pelo limite inferior (bound) de apenas um vértice da árvore de enumeração do exemplo pode parecer pequena, mas deve-se lembrar que esse problema é pequeno. Em muitos casos reais o poder de simplificação do limite inferior (ou superior no problema de minimização) se mostra dramático, sendo extremamente útil no processo de solução [46].

3 MÉTODO PROPOSTO

3 MÉTODO PROPOSTO

Como visto no capítulo 1, algumas projeções apontam que há uma tendência de aumento de consumo de energia nos próximos anos, dessa forma é de suma importância o estudo de novas formas de gerações e dispositivos de armazenamento de energia. Por outro lado, sabe-se que a inserção de DAEs nos sistemas elétricos pode trazer diversos benefícios, como: minimizar custo de investimento e operação, incrementar energia firme ao sistema e amenizar variação da produção de fontes renováveis intermitentes, tornando sistemas com geração distribuídas mais eficientes.

Apesar de todos os benefícios que o DAE alocado pode trazer a rede elétrica, é preciso identificar o dimensionamento ótimo de potência em uma barra específica desse sistema, sua influência na redução de perdas, e principalmente, se essa escolha permite que os custos de implantação sejam reduzidos.

Neste capítulo, é apresentado o método proposto utilizado para alocação e operação ótima de DAEs em sistemas de distribuição de energia com a presença de fontes intermitentes de energia. Com os objetivos de encontrar a operação ótima do ponto de vista econômico, além de determinar o número ótimo a ser alocado e maximizar a vida útil do dispositivo de armazenamento. No que diz respeito à obtenção do ciclo operativo dos DAEs, adotou-se um modelo bastante completo proposto na literatura por [47].

3.1 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA

Na implementação do método proposto foi utilizado o *software GAMS*, cuja ferramenta é importante para que se possa simular a rede de distribuição a ser estudada, para isso é preciso inserir os componentes das redes e suas respectivas características elétricas. As unidades de geração eólica e solar foram inseridas em alguns barramentos da rede, além de DAEs caracterizados por banco de baterias. O responsável por alocar, dimensionar a quantidade a ser utilizada e obter os ciclos de carga/descarga das baterias é o algoritmo PNLIM aplicado, utilizando a linguagem matemática do *GAMS*.

Para que o PNLIM desenvolvido encontre soluções ótimas na alocação dos bancos de baterias e operação do sistema como um todo, foram realizadas as seguintes considerações:

- SDEE está equilibrado e representado pelo equivalente monofásico;
- Para cada instante, as demandas de carga são representadas por um valor constante de potência ativa e reativa;
- O intervalo de tempo considerado foi de um dia (24 horas);
- O horário das [18,20] horas foi considerado horário de ponta, as demais horas do dia foram consideradas horário fora de ponta;
- Foram considerados consumidores hipotéticos;
- A função objetivo é minimizar custos;
- Limites de tensão nos barramentos estabelecidos entre 0,95 e 1,05 p.u;
- Existem limites de transferência de potência entre as barras;
- Geradores fotovoltaicos e eólico alocados no sistema;
- Como medida de segurança, para evitar que o algoritmo execute de forma ininterrupta, o número máximo de iterações permitida foi de 100;

3.1.1 Modelo Não-linear para Fluxo de Potência

Para realizar os cálculos da função objetivo é necessário calcular o fluxo de carga, a partir disso obtêm-se as perdas, perfis de tensão nos barramentos e carregamento das linhas, sendo essas informações fundamentais no cálculo da função objetivo.

As equações básicas do fluxo de carga são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó, ou seja, as potências que entram são iguais às que saem. Isso equivale a determinar a lei de Kirchhoff das correntes aos nós do sistema [48].

Em que:

S_{ij} = Potência aparente da linha ij ;

I_{ij} = Corrente da linha ij ;

E_i = Tensão no terminal da barra i ;

y_{ij} = Admitância da linha ij ;

g_{ij} = Condutância da linha ij ;

b_{ij} = Susceptância da linha ij ;

$P_{i,t}^d$ = Demanda ativa na barra i , no tempo t ;

$Q_{i,t}^d$ = Demanda reativa na barra i , no tempo t ;

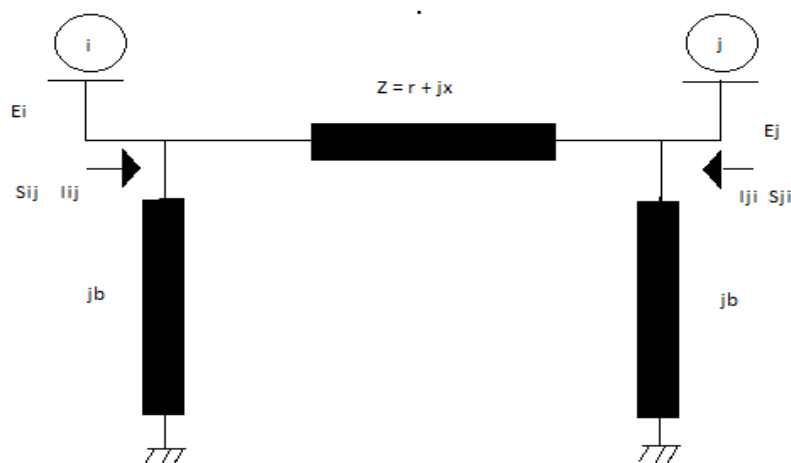
$P_{i,t}^s$ = Potência ativa fornecida pela subestação na barra i , no tempo t ;

$Q_{i,t}^s$ = Potência reativa fornecida pela subestação na barra i , no tempo t ;

b_{ij}^{sh} = Susceptância shunt da linha ij .

O fluxo das potências ativa e reativa saindo da barra i para a j é ilustrado na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Modelo π sistema de transmissão



Fonte: Autoria Própria

Definindo E_i e E_j como as tensões de terminal de cada barra, temos as seguintes equações [48]:

$$I_{ij} = y_{ij}(E_i - E_j) + jb_{ij}^{sh}E_i \quad (8)$$

$$E_i = V_i e^{j\theta_i} \quad E_j = V_j e^{j\theta_j} \quad (9)$$

As expressões para o fluxo de potência ativa e reativa são obtidas a partir da equação de fluxo de potência complexa, como mostra a seguir:

$$S_{ij}^* = P_{ij} - jQ_{ij} = E_i^* I_{ij} \quad (10)$$

Substituindo (8) e (9) em (10):

$$S_{ij}^* = V_i e^{-j\theta_i} [y_{ij}(V_i e^{j\theta_i} - V_j e^{j\theta_j}) + jb_{ij}^{sh} V_i e^{j\theta_i}] \quad (11)$$

$$S_{ij}^* = V_i e^{-j\theta_i} y_{ij} (V_i e^{j\theta_i} - V_j e^{j\theta_j}) + jb_{ij}^{sh} V_i^2 \quad (12)$$

Os fluxos P_{ij} e Q_{ij} identificando-se as partes reais e imaginárias são mostrados em (13) e (14) respectivamente:

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (13)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (14)$$

As expressões P_{ji} e Q_{ji} também podem ser obtidas simplesmente trocando os índices i e j nas expressões de P_{ij} e Q_{ij} e trocando os sinais de susceptância.

A expressão geral das perdas de potência ativa e reativa é dada respectivamente por (15) e (16):

$$P_{perdas} = P_{ij} + P_{ji} = g_{ij}(V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j \cos \theta_{ij}) \quad (15)$$

$$Q_{perdas} = Q_{ij} + Q_{ji} = -b_{ij}^{sh}(V_i^2 + V_j^2) - b_{ij}(V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j \cos \theta_{ij}) \quad (16)$$

As equações convencionais do balanço de carga na barra i são mostradas em (17) e (18):

$$\sum_{j \in \Omega_i} P_{ij, t} = -P_{i, t}^d + P_{i, t}^s \quad (17)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij, t} = -Q_{i, t}^d + Q_{i, t}^s \quad (18)$$

Estas equações representam respectivamente os balanços de potência ativa e reativa e são amplamente usadas nos métodos de Fluxo de Carga *Backward and Forward Sweep*, como em [49], [50].

Utilizando as equações (13) – (18) é possível escrever as equações do fluxo de potência, o qual calcula o ponto de operação em regime permanente de um sistema de distribuição.

3.1.1.1 Restrições de Operação

- As restrições de limites de tensões nas barras e da potência na subestação são dadas pelas equações (19) - (23).

$$S_{i,t} \leq S_i^{max} \quad \forall i, j \in \Omega_s, \forall t \in \Omega_t \quad (19)$$

$$P_{i,j}^{min} \leq P_{i,j,t} \leq P_{i,j}^{max} \quad \forall i, j \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (20)$$

$$Q_{i,j}^{min} \leq Q_{i,j,t} \leq Q_{i,j}^{max} \quad \forall i, j \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (21)$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,t} \leq V_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (22)$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_{i,t} \leq \delta_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (23)$$

Em que:

Ω_s = Conjunto barras de subestação;

Ω_b = Conjunto de barras;

Ω_t = Conjunto do tempo (24 horas).

A restrição (19) limita a máxima potência aparente que a subestação pode fornecer ao sistema. Já as restrições (20) e (21) limitam o fluxo de potência ativa e reativa do ramo ij a capacidade máxima permitida pelo mesmo. A restrição (22) limita as tensões nas barras do sistema aos valores preestabelecidos pela norma vigente do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e a restrição (23) limita o ângulo delta no barramento i que variam entre $[\frac{\pi}{2}, -\frac{\pi}{2}]$, para evitar problemas de estabilidade no sistema de potência.

3.1.2 Fontes Renováveis Intermitentes

A grande expansão dos sistemas de energia baseado em unidades geradoras de grande porte tem aberto espaço para novas propostas baseadas na iminência de novas tecnologias na área de geração.

Nesse contexto a geração distribuída representa uma proposta complementar ao mercado de energia, pois se baseia na geração de pequeno porte, que são geralmente caracterizadas por fontes renováveis, como turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e usinas de biomassa.

No modelo foram consideradas unidades geradoras como eólica e fotovoltaica, representadas por despachos variados de apenas potência ativa, considerando o fator de potência igual a 1, logo não há reativos ($Q = 0$). Para cada fonte renovável alocada na barra i , em cada instante de tempo t , sua respectiva geração é representada por uma injeção de potência ativa $P_{i,t}^{solar}$ (kW) e $P_{i,t}^{eol}$ (kW).

Destaca-se que os valores dessas injeções são considerados neste trabalho como dados de entrada e não variáveis do modelo.

3.1.3 Dispositivos de Armazenamento de Energia

Segundo [38], é apropriado armazenar energia em duas situações: 1) quando a energia oriunda das fontes renováveis está em excesso no sistema e 2) quando o custo de compra de energia da subestação está baixo. A energia armazenada é usada nos horários de pico quando a demanda de energia é alta. Com isso, evita-se uma operação indesejada como, por exemplo, com oscilações de tensão no sistema.

3.1.3.1 Equações para Alocação do DAE

Os dispositivos de armazenamento de energia devem cumprir com as seguintes equações:

$$SOC_{i,min} \times N_i^{DAE} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_{i,max} \times N_i^{DAE} \quad (24)$$

$$\forall i \in \Omega_{DAE}, \forall t \in \Omega_t$$

$$\sum_i N_i^{DAE} \leq N_{max}^{DAE} \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (25)$$

$$SOC_{i,0} = \alpha_0^{DAE} \times SOC_{i,max} \quad (26)$$

$$N_i^{DAE} \in \{0,1\} \quad (27)$$

Em que:

$SOC_{i,t}$ = Energia armazenada no DAE na barra i , no tempo t ;

N_i^{DAE} = Estado de operação do DAE na barra i ;

N_{max}^{DAE} = Número máximo de DAE disponíveis;

Ω_t = Conjunto do tempo (24 horas);

Ω_{DAE} = Conjunto de baterias.

A equação (24) limita a quantidade máxima e mínima de energia que o DAE pode armazenar. Se $N_i^{DAE} = 0$, então $SOC_{i,t} = 0$, ou seja, o dispositivo de armazenamento i está desconectado. Se $N_i^{DAE} = 1$, então $SOC_{i,min} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_{i,max}$, ou seja, o dispositivo de armazenamento i está conectado. A equação (25) limita o número de dispositivos que podem ser alocados no sistema. A quantidade de dispositivos disponíveis é informada como dado de entrada. A equação (26) determina que o armazenamento inicial do DAE é proporcional ao armazenamento máximo suportado pelo equipamento através de um fator α_0^{DAE} . A inequação (27) apresenta a característica binária das variáveis de alocação de um DAE. Se $N_i^{DAE} = 1$, então, o DAE foi alocado na barra(i) durante todo o horizonte de planejamento, caso contrário não.

3.1.3.2 Equações para Operação do DAE

De acordo com os manuais de fabricantes de baterias, pode-se encontrar sua capacidade nominal, que representa a quantidade máxima de carga que o dispositivo

consegue armazenar [51]. Considerando este limite, utiliza-se uma variável de estado de carga (SOC), que é uma medida da energia armazenada em relação a capacidade da bateria.

Conforme apresentado por [47], o estado atual de cada bateria é atualizado a cada período de operação de acordo com a equação (28).

Vale ressaltar que a potência da bateria em cada período (Δ_t) pode ter valores positivos ou negativos (injetado ou consumido). Quando o valor é positivo, a bateria se encontra em estado de carregamento, o sistema injeta energia na bateria. De forma análoga, um valor negativo indica que a bateria se encontra fornecendo energia ao sistema, operando no modo de descarregamento.

Para preservar o tempo de vida útil do dispositivo de armazenamento, deve-se atentar à não utilização do sistema próximo de estar totalmente descarregado [52].

As equações (28) - (30) representam o modelo da operação de dispositivo de armazenamento de energia.

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + \left(P_{i,t}^{carga} \times n_{carga} - \frac{P_{i,t}^{descarga}}{n_{descarga}} \right) \Delta_t \quad (28)$$

$$\forall i \in \Omega_{DAE}, \forall t \in \Omega_t$$

$$N_i^{DAE} \times P_{i,min}^{carga} \leq P_{i,t}^{carga} \leq P_{i,max}^{carga} \times N_i^{DAE} \quad (29)$$

$$N_i^{DAE} \times P_{i,min}^{descarga} \leq P_{i,t}^{descarga} \leq P_{i,max}^{descarga} \times N_i^{DAE} \quad (30)$$

Em que:

Ω_{DAE} = Conjunto de baterias;

Ω_t = Conjunto do tempo (24 horas);

n_{carga} = Eficiência de carregamento;

$n_{descarga}$ = Eficiência de descarregamento;

$P_{i,t}^{carga}$ = Injeção de potência ativa do sistema no DAE na barra i, no tempo t;

$P_{i,t}^{descarga}$ = Extração de potência ativa do DAE na barra i, no tempo t;

$SOC_{i,t}$ = Energia armazenada no DAE na barra i, no tempo t;

N_i^{DAE} = Estado de operação do DAE na barra i.

A equação (28) representa o balanço de energia do DAE para cada intervalo t do período em análise, levando em consideração as eficiências de armazenamento e injeção de potência no sistema bem como o auto descarregamento do equipamento. A equação (29) limita as potências mínima e máxima que um DAE pode armazenar, enquanto a equação (30) limita as potências mínima e máxima que um DAE pode injetar na barra em que está conectado.

3.2 MODELO NÃO-LINEAR INTEIRO MISTO DO MÉTODO PROPOSTO

Segundo [16] os modelos lineares trazem soluções aproximadas da realidade. Entretanto, em busca de resultados mais reais. O problema proposto traz variáveis não-lineares, apresentadas na seção 3.1.

As expressões (8) - (34) mostram as equações que ajudarão no modelo não-linear inteiro misto do problema de **“alocação e operação ótima de sistemas de armazenamento de energia com fontes renováveis”**.

Levando em consideração as contribuições dos dispositivos de armazenamento, da geração renovável, a equação (17) deve ser substituída pela equação (31). Os balanços de potência ativa e reativa são obtidos a partir das equações (31) e (32):

$$\sum_{j \in \Omega_i} P_{ij,t} = -P_{i,t}^d + P_{i,t}^s + (P_{i,t}^{solar} + P_{i,t}^{eol} - P_{i,t}^{carga} + P_{i,t}^{descarga}) \quad (31)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij,t} = Q_{i,t}^s - Q_{i,t}^d \quad (32)$$

3.2.1 Função Objetivo

Na literatura são encontradas diferentes abordagens, considerando aspectos técnicos e econômicos para a função objetivo do problema de alocação de DAE em

sistemas de distribuição de energia elétrica. Desse modo, foi escolhida a abordagem de duas funções objetivos distintas, descritas a seguir:

- **Função Objetivo 1 (FO1):** Minimização de custos operacionais, baseado apenas nos custos da energia comprada pela subestação, representada pela equação (33).

$$FO1 = \min \sum_{i=1}^{Nb} \sum_{t=1}^{24} c^S * P_{i,t}^S \quad (33)$$

Sendo c^S (R\$/kWh) o custo de compra de energia fornecida pela subestação, que varia conforme os horários de ponta e fora de ponta. A variável $P_{i,t}^S$ (kW) representa a potência ativa comprada da subestação S localizada na barra i durante o período de tempo t (horas).

- **Função Objetivo 2 (FO2):** Minimização do custo operacional do sistema, visando melhorar o uso da energia oriunda de fontes renováveis e a maximização da vida útil da bateria (34), que está dividida em duas parcelas:
 - Minimização do custo de compra de energia da subestação;
 - Minimização do custo de uso do DAE.

$$FO2 = FO1 + \sum_{i=1}^{Nb} \sum_{t=1}^{24} c^{DAE} * P_{i,t}^{descarga} \quad (34)$$

Na equação (34), para cada período t (hora), c^{DAE} (R\$/kWh) representa o custo de uso da energia do DAE e a potência de descarregamento do DAE na barra i é dada por $P_{i,t}^{descarga}$ no período t (horas). Esta expressão da equação tem como objetivo minimizar o uso do DAE, pois a perda de vida útil do mesmo é proporcional a corrente que ele entrega ao sistema [33]. Como consequência, a função objetivo encarece a operação do sistema se comparada com a *Função Objetivo 1*. Com isso, não existe a necessidade de restringir a quantidade de vezes que o dispositivo pode operar no sistema.

Espera-se que na solução do problema proposto, o sistema opere os DAE apenas em momentos de maior demanda e ajude a respeitar as restrições de operação do sistema.

4 RESULTADOS

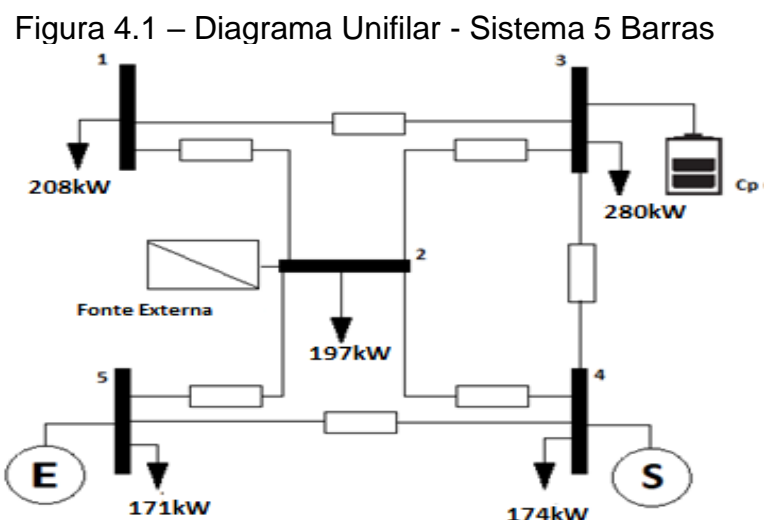
4 RESULTADOS

O método proposto para alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica com a inclusão de fontes renováveis foi implementado no software GAMS, na linguagem de modelagem matemática AML (*Algebraic Modeling Language*) [53]. O problema foi resolvido utilizando o *solver* comercial de otimização não-linear inteira mista BONMIN [41] com o método *branch and bound*.

Para analisar a validade do método proposto é utilizado o sistema de distribuição radial de 5 barras e um sistema teste IEEE 24 barras.

4.1 SISTEMA TESTE DE 5 BARRAS

Esta simulação tem como objetivo alocar um DAE no sistema para reduzir a operação econômica. O sistema elétrico utilizado foi um sistema-teste proposto por [54] com adição de uma fonte eólica na barra 5 e uma fonte solar na barra 4, cujo diagrama unifilar está representado na Figura 4.1.



Fonte: Autoria Própria

Este sistema possui 5 barras, com tensão nominal de 13,8 kV, carga total ativa de 1,03 MW e reativa de 215 kVar. O sistema é composto por 6 linhas, tem seus dados (resistência e reatância) em Anexo A (Tabela A.1). Nesse sistema, a rede externa (o

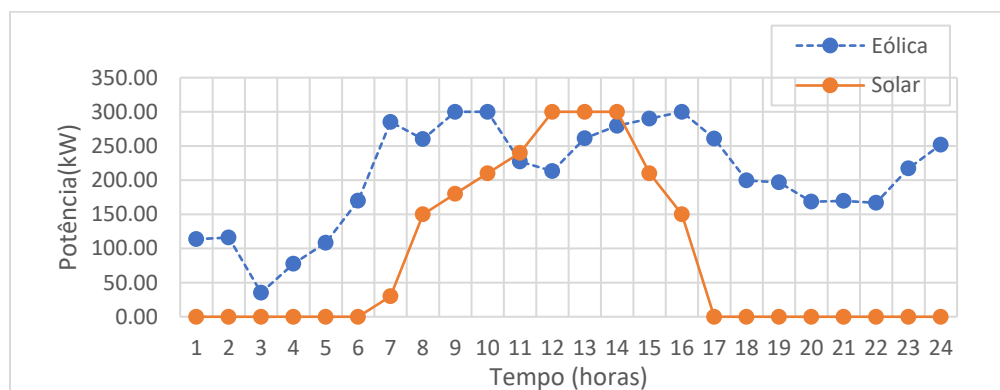
ponto de compra de energia) está conectada na barra de índice 2, que se considera como *slack* (Barra de referência), sendo as demais barras são do tipo PQ e com cargas conhecidas.

O sistema teste contém uma fonte eólica na barra 5 e outra solar na barra 4, de mesma potência nominal (0.3 MW), representados no diagrama unifilar por E e S. Um DAE está disponível para ser alocado no sistema com capacidade $SOC_{i,max} = 1000kWh$ e eficiência de carregamento e descarregamento de $n_{carga} = n_{descarga} = 0.95$ de acordo com [26].

Para uma abordagem mais realística foi considerado um horizonte de planejamento de 24 horas. Ou seja, utilizou multiplicadores de carga aplicados às potências nominais para definir as curvas de cargas (Anexo A, Tabela A.2), utilizado intervalos de discretização de $\Delta t = 1 h$ e os limites de tensão $v_i = 1,05$ p.u. e $v_i = 0.95$ p.u.

A Figura 4.2 ilustra que a geração fotovoltaica e eólica apresenta rápida variação no nível de geração. Esta variação é bastante característica de fontes de energia intermitentes e o uso de DAE pode ajudar a amenizar o impacto deste comportamento no sistema [32].

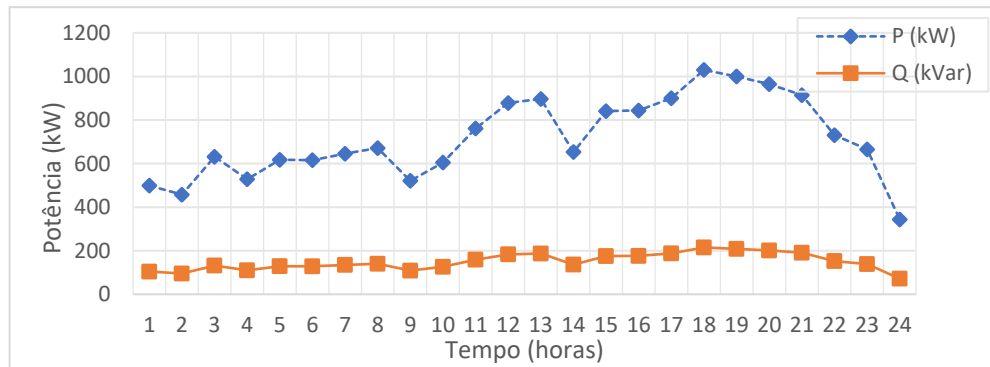
Figura 4.2 – Potência fornecida pelas fontes intermitentes



Fonte: Autoria Própria

Na Figura 4.3 mostra-se que para o sistema de 5 barras o pico de demanda de potência ativa diário acontece entre 18:00 e 20:00 horas, atingindo demanda máxima de 1030 kW às 18:00 horas.

Figura 4.3 – Demanda potência ativa e reativa



Fonte: Autoria Própria

O preço da energia também sofre variação ao longo da operação. Em muitos países, ocorre a cobrança de uma tarifa maior em horários de pico, visando à atenuação da demanda excessiva nesses horários [18]. Portanto, foram considerados nas simulações dois cenários referentes a tarifa de energia ao longo do dia da subestação, sendo:

- **Cenário A:** Tarifa única;
- **Cenário B:** Tarifa horo-sazonal.

4.2 SIMULAÇÕES

O modelo implementado permite a alocação de múltiplos DAE, entretanto, para a simulação no sistema de 5 barras admitiu-se $N_{max}^{DAE} = 1$. Ou seja, somente um DAE pode ser alocado no sistema. Para este sistema foram avaliados dois casos para o cenário A e dois casos para o cenário B, que são descritos a seguir.

4.2.1 Cenário A: Tarifa Única

Dois casos foram analisados considerando $c_t = 0,53 \frac{R\$}{kWh}$ [55]. O custo de compra de energia da subestação constante ao longo do dia e potência fornecida pela subestação limitada em $S_{ij}^{max} = 700 \text{ kVA}$, logo foi necessário alocar um DAE para respeitar o limite da subestação.

- **Caso 1:** neste caso, o modelo de PNLIM utiliza a *Função Objetivo 1*, com $SOC_{max} = 1000 \text{ kWh}$ e $SOC_{min} = 0$.
- **Caso 2:** neste caso, o modelo utiliza a *Função Objetivo 2*, para garantir uma maior durabilidade do DAE.
 $SOC_{min} = 200 \text{ kWh}$ e $\alpha_0^{ESS} = 0.2$

O custo da potência fornecida pelo DAE foi considerado igual a $C_d^{DEA} = 60 \text{ R\$/kWh}$ de acordo com [29]. Percebe-se que o custo da potência do DAE é bastante superior ao da subestação, devido ao custo inicial bastante elevado com a compra e instalação dos equipamentos.

4.2.1.1 Resultados da alocação e operação ótima do DAE

Nas Tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente, é mostrado os resultados de alocação e os custos de operação dos testes.

Tabela 4.1 – Barra de alocação do DAE para os casos testes do cenário A

	Caso 1	Caso 2
Barra de alocação	3	3

Tabela 4.2 – Custos de operação para os casos testes do cenário A

	Caso 1 – FO1	Caso 2 – FO2
Custo da subestação (R\$)	5.696,38	5.703,66
Custo de uso DAE	33.158,88	25.626,28
Função Objetivo (R\$)	5.696,38	31.329,94
Vida útil do DAE 1 (anos)	2.39	2.99

Fonte: Autoria Própria

- **Análise da alocação ótima do DAE**

Para o caso 1, a função objetivo é de minimização da compra de energia da subestação, a solução obtida pelo modelo proposto foi $N_3^{ESS} = 1$ e para as demais barras

tem valor nulo, ou seja, o DAE foi alocado na barra 3, onde se encontrava a maior carga. O valor da função objetivo foi de R\$ 5.696,38.

Para o caso 2, cuja função objetivo é de minimização da compra de energia da subestação e ao mesmo tempo minimizar o uso do DAE, a solução obtida pelo modelo proposto foi $N_3^{ESS} = 1$, ou seja, o DAE foi alocado na barra 3, onde se encontrava a maior carga. O valor da função objetivo foi de R\$ 31.329,94.

A Tabela 4.2, mostra que para o caso 1, onde considera-se somente o custo de energia da subestação, obteve-se um custo 0.13 % menor em relação ao caso 2. Entretanto, quando analisada a estimativa do ciclo de vida DAE, nota-se que o caso 2 obteve melhor desempenho, minimizando o uso do DAE e consequentemente prolongando a expectativa de vida útil do mesmo, proporcionando um ganho de 20% na vida útil do DAE em relação ao caso 1. Ainda na Tabela 4.2, foi calculado manualmente o custo de uso do DAE para o caso 1 e comprovou-se que ao não restringir o uso do dispositivo, teremos um custo de operação maior e uma deterioração da vida útil mais rápida.

- Ainda levando em consideração o Caso 2, para demonstrar a exatidão da solução foram realizados sucessivamente 5 testes. Em cada teste foi fixado apenas um DAE em uma barra i e realizou-se a simulação. O custo operacional para cada um dos testes é mostrado na Tabela 4.3, cuja alocação de menor custo é a mesma que foi obtida pelo modelo matemático proposto.

Tabela 4.3 – Custo de operação total do sistema para cada barra que um DAE foi alocado no Cenário A

Barra	Caso 2
1	R\$ 32.156,45
2	Não convergiu
3	R\$ 25.626,28
4	R\$ 26.154,30
5	Não convergiu

Fonte: Autoria Própria

Já para os testes nas barras 2 e 5, percebe-se que mesmo com o DAE alocado o sistema não consegue obter soluções ótimas, devido à restrição de fornecimento da fonte externa violada, por isso o modelo proposto se torna infactível.

- **Estimativa do ciclo de vida do DAE**

Utilizando as equações (1) – (3) e aproximações proposta por [33], apresentadas na seção 2.2.3 , foi possível estimar o ciclo de vida útil de baterias do tipo chumbo-ácido. Nesse trabalho, é apresentado de forma experimental, que uma bateria de tamanho Q irá fornecer $390 \cdot Q$ A·h ao longo do seu ciclo de vida útil.

O exemplo a seguir usa essa metodologia para estimar a vida útil do DAE, no caso 2.

Na barra 3, onde o DAE foi alocado, por exemplo, a tensão utilizada para os cálculos foi de 13,8 kV. Já o custo de operação do DAE foi de R\$ 25.626,28 por dia. Dividindo o custo de operação do DAE pela tarifa do DAE de $c_t^{DAE} = 60 \frac{\text{R\$}}{\text{kW}} \cdot \text{h}$, obteve-se a energia injetada pelo DAE de 427,10 kWh/dia. Utilizando a equação (2) obteve-se:

$$\text{I. tempo} = \frac{427,1}{\sqrt{3} \times 13,8} = 17,87 \quad [\text{A. h}]/\text{dia}$$

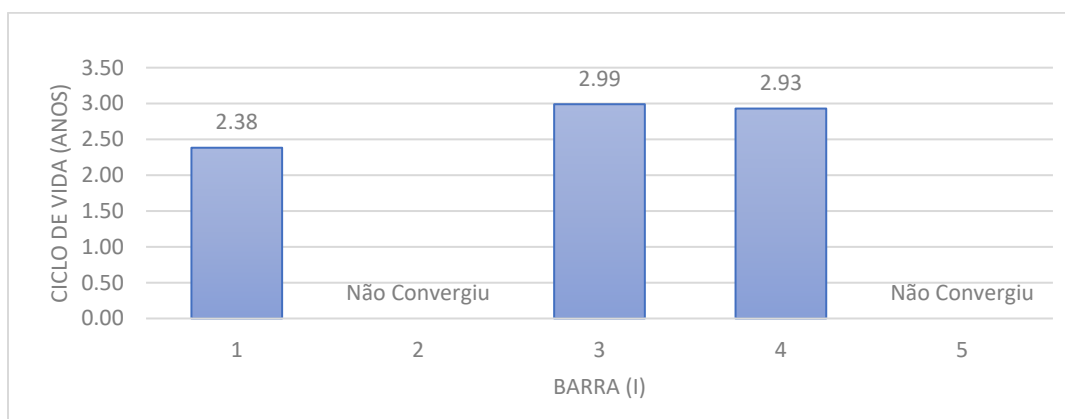
Considerando que a capacidade do DAE é de $Q = 50$ A·h, logo, ao longo de sua vida útil o DAE fornecerá $390 \cdot Q$ A·h, logo:

$$\text{Vida útil} = \left(\frac{390 \times 50}{17,87} \right) \times \frac{1}{365} = 2,99 \text{ anos}$$

No caso 2, estimou-se uma vida útil de aproximadamente 2,99 anos para a alocação ótima, na barra 3.

Para avaliar o impacto do algoritmo em relação a alocação no tempo de vida dos dispositivos foram realizados sucessivamente testes para os quais somente uma das i barras estava com o DAE alocado, resultando em um maior tempo de vida, ilustrado na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Estimativa do ciclo de vida do DAE para cada barra



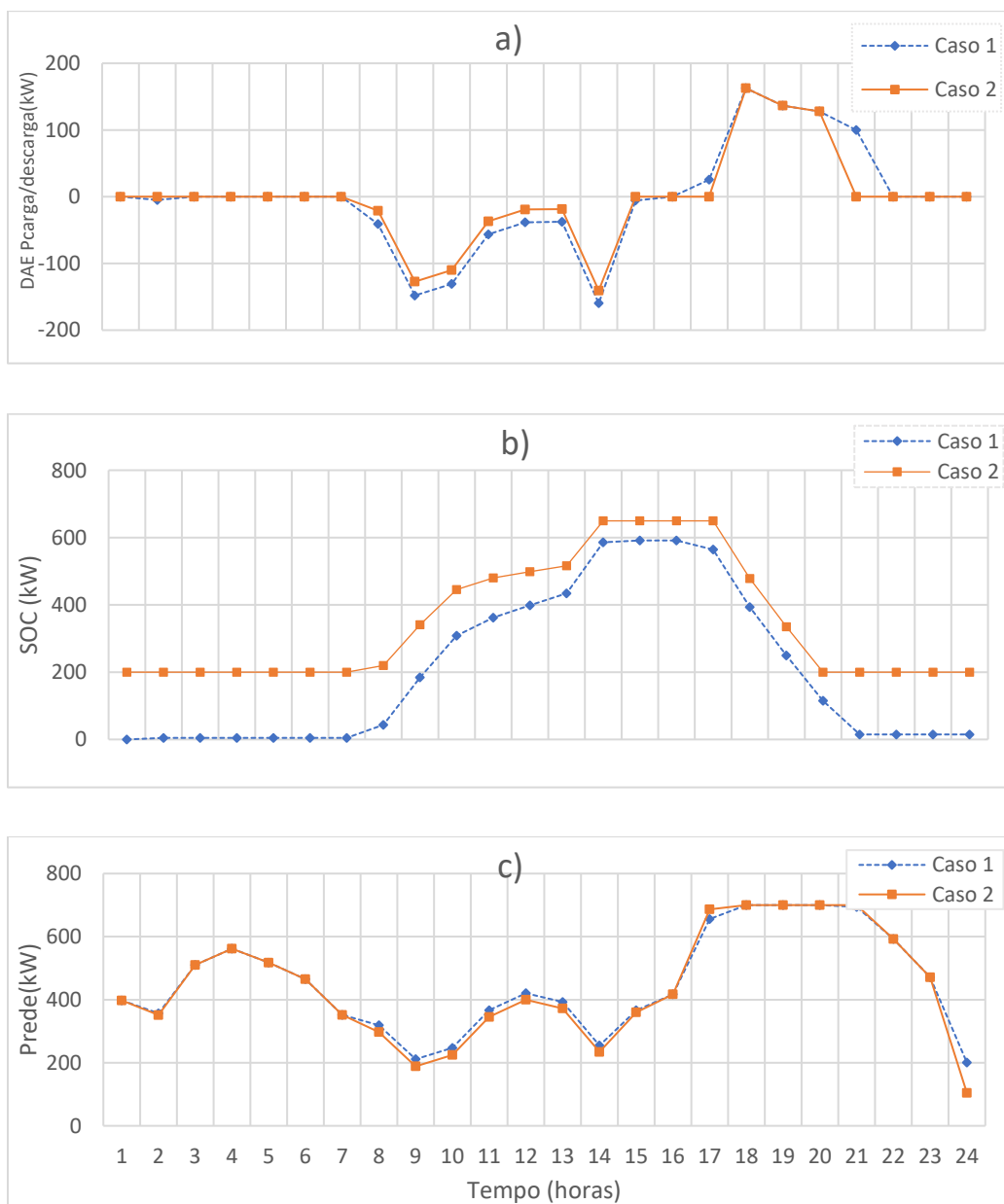
Fonte: Autoria Própria

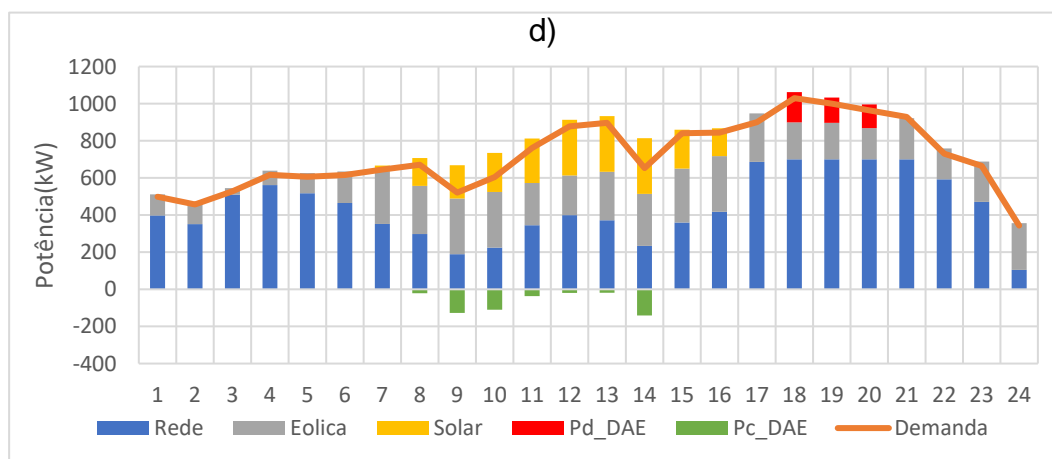
Portanto, conclui-se que a alocação ótima obtida através do modelo de PNLIM proporciona a maior duração do equipamento, devido ao menor uso da energia armazenada.

• Análise da operação ótima do DAE

Nos casos 1 e 2, onde existe apenas um DAE alocado, foram respeitadas as restrições da subestação através do descarregamento do DAE no horário de pico. As Figuras 4.5 a) - c) representam a operação obtida nesses casos.

Figura 4.5 – (a) Potência armazenamento ($p < 0$) e potência injetada na rede ($p > 0$); (b) Energia armazenada; (c) potência fornecida pela rede e (d) potência ativa fornecida pelos componentes do sistema e sua demanda de carga total em cada período





Fonte: Autoria Própria

As Figuras 4.5 (a) e (b) mostram que a energia armazenada no DAE foi utilizada quando a demanda de energia do sistema supera o limite operacional da subestação de $S_{ij}^{max} = 700kVA$. A Figura 4.5 (a) mostra que em ambos os casos o DAE só injetou potência na rede nos momentos em que a restrição da subestação seria violada e a geração por parte das fontes renováveis foi mais baixa. A Figura 4.5 (c) apresenta a potência fornecida pela rede para os casos 1 e 2. A Figura 4.5 (d) ilustra as potências fornecidas por todos os componentes do sistema, assim como sua demanda de carga total em cada período para o Caso 2.

Analizando ambos os casos, juntamente com as Figuras. 4.5 (a), (b) e (c), conclui-se que a utilização do DAE permitiu a operação sem violar nenhuma restrição do sistema e permitiu uma melhor integração das fontes fotovoltaica e eólica.

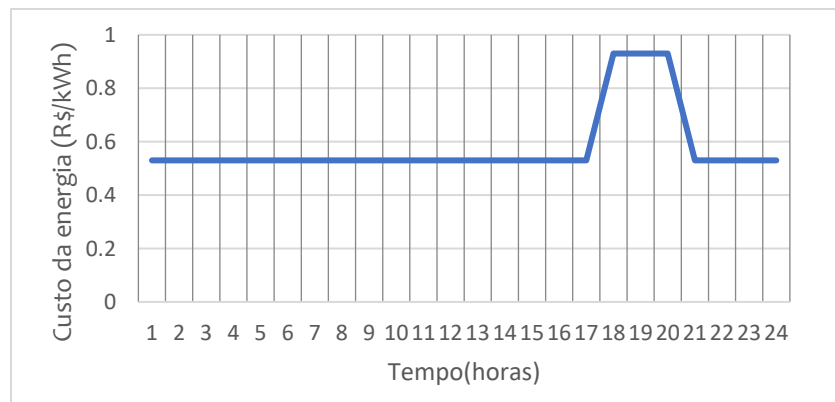
Para o caso 1, durante todo o período analisado a energia armazenada no DAE permaneceu próxima do valor mínimo de armazenamento $SOC_{min} = 0$, o que pode implicar na diminuição da eficiência do dispositivo [13]. Para o caso 2, durante toda a operação o equipamento se manteve acima de 20 % da capacidade de armazenamento, ou seja, sempre existia energia armazenada no equipamento de modo a obter uma operação mais compatível com o prolongamento do tempo de vida útil do DAE. Em ambos os casos, a demanda de carga no horário de ponta superou o limite da subestação, de modo que o DAE foi ativado a auxiliar o sistema com a energia que havia sido armazenada no horário fora de ponta, entretanto, para o caso 2 não ocorreu

descarga profunda e a restrição técnica de profundidade de descarga máxima de 50 % apresentada foi respeitada.

4.2.2 Casos testes para o Cenário B: Tarifa horo-sazonal

O preço da energia também sofre variação ao longo da operação, que variam de acordo com as demandas de carga do sistema. Em muitos países, ocorre a cobrança de uma tarifa maior em horários de pico, visando à atenuação da demanda excessiva nesses horários, ilustrado pela Figura 4.6.

Figura 4.6 – Variação do preço de energia ao longo do período de planejamento



Fonte: Autoria Própria

Dois casos testes foram avaliados considerando tarifas horo-sazonais para compra de energia da subestação:

- **Caso 3:** neste caso, o modelo de PNLIM utiliza a *Função Objetivo 1*, com $SOC_{max} = 1 MWh$ e $SOC_{min} = 0$.
- **Caso 4:** neste caso, o modelo foi utilizado a *Função Objetivo 2*. Para garantir uma maior durabilidade do equipamento, foi considerado $SOC_{min} = 0,2 MWh$ e $\alpha_0^{ESS} = 0.5$.

Para os testes dos casos 3 e 4, considerou-se o custo de compra da energia da subestação, como ilustrado na Figura 4.6. O custo da potência fornecida pelo DAE foi igual a $C_d^{ESS} = 60R\$/kWh$.

4.2.2.1 Resultados da alocação e operação ótima do DAE

As Tabelas 4.4 e 4.5, respectivamente, apresentam os resultados de alocação e os custos de operação dos testes.

Tabela 4.4 – Barra de alocação do DAE para os casos no cenário B

	Caso 3	Caso 4
Barra de alocação	4	3

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.5 – Custos de operação para os casos no cenário B

	Caso 3	Caso 4
Custo da subestação (R\$)	6.489,11	6.543,66
Custo de uso DAE	57.000,00	31.193,46
Função Objetivo	6.489,11	37.737,12
Vida útil do DAE 1 (anos)	1.34	2.46

Fonte: Autoria Própria

- **Análise da alocação ótima do DAE**

Para o caso 3 foi considerado somente o custo de energia da subestação e obteve-se um custo 3,06 % menor em relação ao caso 4. Entretanto, quando analisado a estimativa do ciclo de vida do DAE, nota-se que o caso 4 foi obtido um desempenho melhor, tendo proporcionado um ganho de 45 % na vida útil do DAE em relação ao Caso 3 (Tabelas 4.4 e 4.5). Ainda na Tabela 4.5, foi calculado manualmente o custo de uso do DAE de R\$57,000.00 para o caso 3 e comprovou-se que ao não restringir o uso do dispositivo, teremos um custo operacional maior e uma degradação da vida útil da bateria mais rápida.

Utilizando a metodologia apresentada por [33] de precificação de instalação de um DAE baseado em baterias de chumbo-ácido, foi possível realizar uma estimativa do

custo diário do uso desse equipamento, em função da sua degradação, representado pela equação (4), descrito na seção 2.2.3.

Devido as poucas informações disponíveis no Brasil para o custo total do equipamento, os valores do EPRI foram utilizando [56], para os casos teste. Supondo um custo total do equipamento de R\$ 2.700.000 e a vida útil calculada anteriormente no caso CT3, temos:

$$Custo\ diario\ do\ uso\ do\ DAE = \frac{2.700.000}{1,34 \times 365} \left[\frac{R\$}{dia} \right]$$

$$Custo\ diario\ do\ uso\ do\ DAE = 5.503,17 \left[\frac{R\$}{dia} \right]$$

Logo, o custo diário do uso do DAE para o caso 3 é de R\$ 5.503,17. Já para o caso 4, obteve-se um valor de R\$ 3.011,17 por dia, representados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Custos diários de uso do ESS no Cenário B

	Caso 3	Caso 4
Redução de custos na compra de energia da subestação (R\$)	54.55	0
Custo diário do uso do DAE (R\$/dia)	5.503,17	3.011,17

Custo Total do Equipamento DAE (R\$)	Diferença do custo (R\$/dia) de uso do DAE
2.700.000,00	55 %

Fonte: Autoria Própria

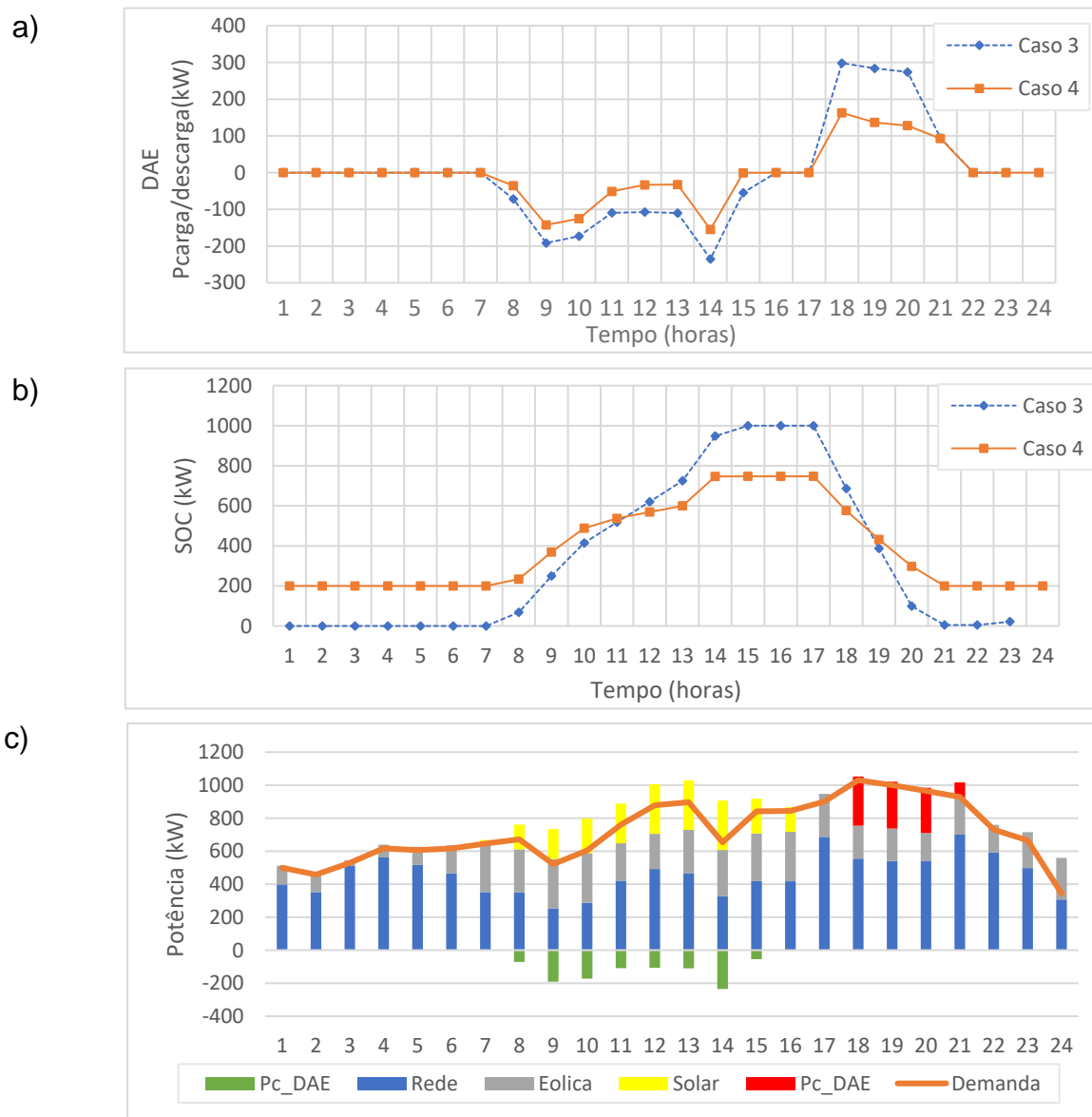
Na Tabela 4.6, verifica-se que o caso 3 apresentou menor viabilidade financeira, embora a operação no caso 3 proporcione uma redução de custos na operação diária da subestação. O uso do DAE alocado é maior, fazendo com que seu tempo de vida diminua, resultando em um maior custo diário do uso do DAE com uma diferente de 55 % a mais do caso 3 para o caso 4.

Para o sistema utilizado, foi mais vantajoso alocar e operar o DAE com o objetivo de que ele auxilie a subestação somente nos horários de ponta e nos momentos em que a demanda de carga seja superior ao limite da subestação, mais a geração das fontes renováveis, proporcionando uma maior confiabilidade do sistema. E não optando por utilizar a energia armazenada em horários fora de ponta para apenas reduzir os custos com energia comprada da subestação.

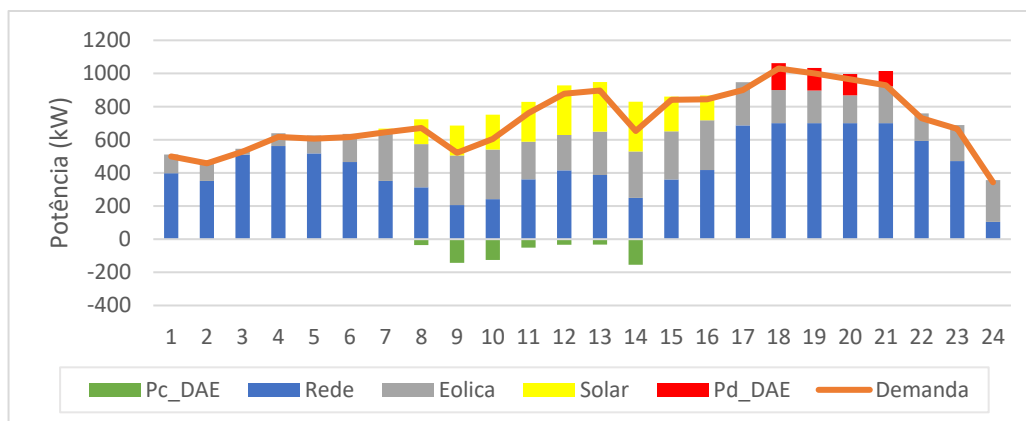
- **Análise da operação ótima do DAE**

Nos casos 3 e 4 existem apenas um DAE alocado e foram respeitadas as restrições da subestação através do descarregamento do DAE no horário de pico. As Figuras 4.8 a) - b) representam a operação obtida nesses casos.

Figura 4.7 – (a) Potência armazenamento ($p < 0$) e potência injetada na rede ($p > 0$); (b) Energia armazenada; e (c) – (d) Potência fornecida por todos os componentes do sistema, respectivamente para os casos 3 e 4



d)



Fonte: Autoria Própria

As Figuras 4.7 (a) – (b) mostram que o ciclo ótimo de operação do DAE foi diferente nos casos 3 e 4. No caso 3, a energia é armazenada e injetada no sistema com o objetivo de minimizar o custo de compra de energia da subestação de acordo com a tarifa, ou seja, armazena-se energia fora de ponta, onde o custo de compra é menor e utiliza-se esta energia armazenada no horário de ponta, onde o custo é maior. A Figura 4.5 (c) - (d) ilustra as potências fornecidas por todos os componentes do sistema, assim como sua demanda de carga total em cada período para o Caso 3 e 4. Analisando a Figura 4.7 (b) para todo período do caso 3, foi observado a ocorrência de descarga profunda, com um pico de descarga de aproximadamente 95 %, que é altamente prejudicial à vida útil do dispositivo.

Já para o caso 4, a energia armazenada no DAE foi utilizada somente quando a demanda de energia do sistema superou o limite operacional da subestação de $P_i^{max} = 700 \text{ kW}$. Portanto, no caso 4, o DAE foi operado com o objetivo de auxiliar a subestação do sistema no horário de alta demanda de carga ou na ocorrência de alguma intermitência das fontes renováveis. Nota-se que para o caso 4, em todo o período analisado a energia armazenada esteve sempre maior ou igual a 200kWh e a restrição técnica de profundidade de descarga máxima de 50 % foi respeitada.

Dessa forma, conclui-se que o complemento da Função Objetivo 2, referente à injeção de potência do DAE na rede para o sistema teste apresentado (5 barras), resultou em operações que prolongaram a vida útil do DAE. A restrição de energia mínima armazenada, apesar de se basearem um modelo bastante simplificado, evitou a descarga profunda das baterias utilizadas, de modo que o modelo proposto nesse

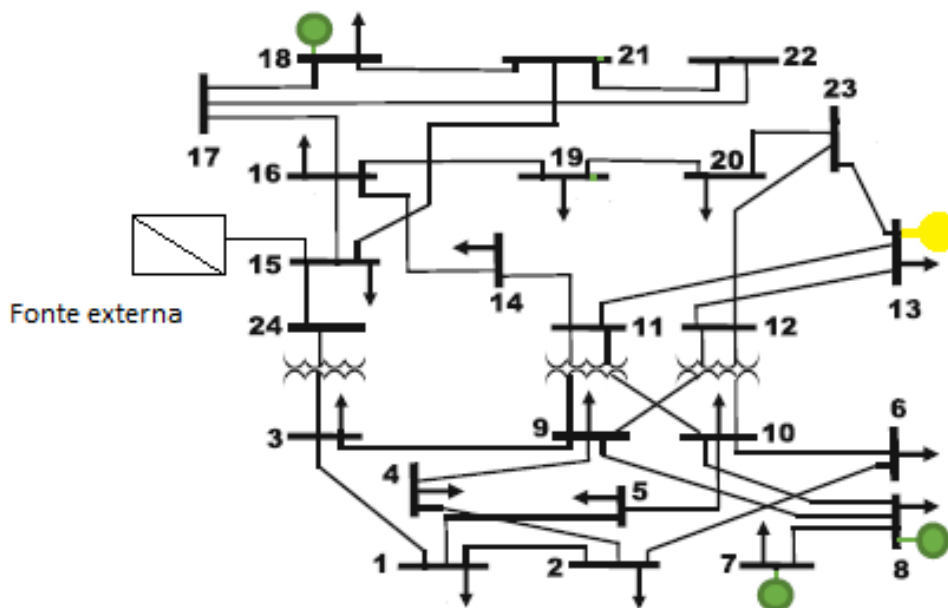
trabalho alcançou o objetivo de prolongar o tempo de vida do DAE, operando em momentos de maior demanda e respeitando as restrições de operação do sistema.

4.3 SISTEMA TESTE DE 24 BARRAS

Na seção 4.2 pode-se validar o modelo proposto e sua eficácia, utilizando um sistema teste pequeno, concluindo-se que o problema de PNLIM apresentado é uma ferramenta útil no planejamento da operação para o sistema de 5 barras.

A fim de mostrar o desempenho do modelo proposto para sistemas maiores, foram realizados testes em um sistema de 24 barras com presença de fontes intermitentes. O sistema elétrico utilizado foi apresentado em [57], foi adicionado para este trabalho 3 fontes eólicas alocadas nas barras 7, 8 e 18 e uma fonte solar em 13. A Figura ilustra o SDEE de 24 barras.

Figura 4.8 – Diagrama Unifilar - Sistema 24 Barras



Fonte: Adaptado de [57].

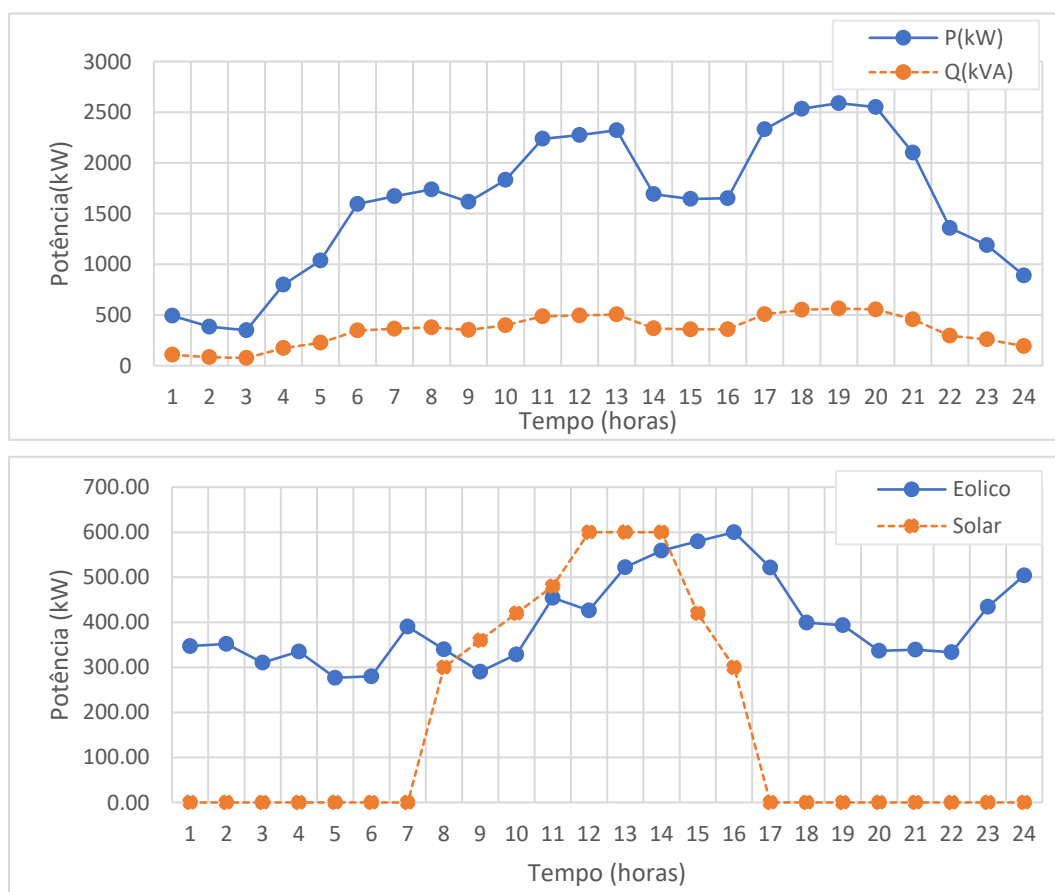
Este sistema possui 24 barras, composto por 34 linhas, tem seus dados em Anexo A (Tabela A.3), com tensão nominal de 13,8kV. Nesse sistema, a rede externa está conectada na barra de índice 15, com limite de operação de $S = 1.5$ MVA.

O sistema teste contém três fontes eólica nas barras 7, 8, 18 e outra solar na barra 13, de mesma potência nominal (0.6 MW). O sistema possui cinco DAEs disponíveis a serem alocados, o qual sua capacidade total irá depender do tipo de caso teste a ser analisado, todos com eficiência de carregamento e descarregamento de $n_{carga} = n_{descarga} = 0.95$ de acordo com [26].

As simulações foram realizadas, considerando um horizonte de planejamento de 24 horas, utilizando intervalos de discretização de tempo de $\Delta t = 1$ h e os limites de tensão $\bar{V} = 1,05$ p.u. e $V = 0,95$ p.u.

Os demais dados de entrada do problema estão ilustrados nas Figura. 4.9 (a) – (b), e correspondem, respectivamente, às demandas de potência ativa e reativa, e a potência gerada pelas fontes renováveis de energia presentes no sistema.

Figura 4.9 – a) Demandas de potência ativa e reativa; b) Potência fornecida pelas fontes intermitentes



Fonte: Autoria Própria

Considera-se para este sistema apenas o Cenário B tarifa horo-sazonal, onde o preço de compra de energia da subestação varia ao longo do dia, conforme ilustrado na Seção 4.2.2, Figura 4.6.

4.3.1 Simulações para o sistema de 24 barras

Para o sistema de 24 barras foram realizados cinco casos testes, com múltiplos DAEs disponíveis para alocação e capacidade de armazenamento distinta. Em todos os casos a potência fornecida pela subestação foi limitada em $S_{ij}^{max} = 1.5 \text{ MVA}$, descritos a seguir:

- **Caso 5:** o modelo de PNLIM utiliza a *Função Objetivo 2*, com $N_{max}^{DAE} = 0$.
- **Caso 6.1:** o modelo de PNLIM utiliza a *Função Objetivo 1* com $SOC_{max} = 1 \text{ MWh}$ e $SOC_{min} = 0$
- **Caso 6.2:** o modelo PNLIM utiliza a *Função Objetivo 2* para garantir uma maior durabilidade do equipamento, foi considerado $SOC_{min} = 0,2 \text{ MWh}$ e $\alpha_0^{ESS} = 0.2$, ambos os casos com $N_{max}^{DAE} = 5$.
- **Caso 7:** o modelo de PNLIM utiliza a *Função Objetivo 2*. Foi considerado $SOC_{max} = 500 \text{ kWh}$, $SOC_{min} = 100 \text{ kWh}$ e $\alpha_0^{ESS} = 0.2$, com $N_{max}^{DAE} = 5$.
- **Caso 8:** o modelo de PNLIM utiliza a *Função Objetivo 2*. Foi considerado $SOC_{max} = 250 \text{ kWh}$, $SOC_{min} = 50 \text{ kWh}$ e $\alpha_0^{ESS} = 0.2$, com $N_{max}^{DAE} = 5$.

4.3.2 Resultados de alocação e operação do DAE

Na Tabela 4.7 – São apresentados os resultados da alocação e os custos operacionais da subestação.

Tabela 4.7 - Alocação de DAEs no sistema de 24 barras

Caso	Número de DAEs alocados	Barras de alocação	Custo operacional da subestação (R\$)
Caso 5 – FO2	0/0	-	-
Caso 6.1 – FO1	2/5	6; 13	-
Caso 6.2 – FO2	2/5	2; 6	8023.568
Caso 7 – FO2	3/5	2; 4; 6	8022.363
Caso 8 – FO2	5/5	1; 2; 4; 5; 6	8008.635

Fonte: Autoria Própria

- **Análise da alocação ótima do DAE**

De acordo com a Tabela 4.7, para o Caso 5, onde $N_{max}^{DAE} = 0$, a subestação não consegue atender à demanda de carga sem ter seu limite de potência aparente violado. Dessa forma o problema matemático é infactível. Para os Casos 6.1 e 6.2, respectivamente, os DAEs são alocados nas barras 6, 13 e 2, 6. No caso 7, os DAEs são alocados nas barras 2, 4 e 6. Já para o Caso 8, eles foram alocados nas barras 1, 2, 4, 5, 6. Destaca-se que, em todos os casos, exceto o Caso 5, que haviam cinco DAEs disponíveis para serem alocados. No entanto, nos Casos 6.1, 6.2 e 7, a solução ótima alocou somente dois e três DAEs nos sistemas, porque a potência fornecida pelas baterias foi suficiente para suprir a demanda de energia nos horários de picos, não existindo a necessidade de alocar o número máximo de baterias disponíveis.

Percebemos que os custos de operação da subestação (Tabela 4.7) foram diminuindo na medida que mais DAEs foram alocados, o que pode ser explicado pelo fato de uma maior quantidade de dispositivos de menor dimensão instalados em diferentes locais do sistema proporcionarem uma melhor distribuição da capacidade de armazenamento no sistema [9].

A Tabela 4.8, traz os resultados referentes aos custos operacionais e as estimativas de vida útil das baterias alocadas dos Casos 6.1 e 6.2, os quais foram simulados com funções objetivos distintas, a fim de comparação.

Tabela 4.8 – Resultados dos custos de operação e estimativa de vida útil dos DAEs para os Casos 6.1 e 6.2

	Caso 6.1 – FO1	Caso 6.2 – FO2
Custo da subestação (R\$)	7.426,87	8.023,57
Custo de uso DAE 1	68.455,89	32.893,09
Custo de uso DAE 2	57.000,00	12.418,71
Custo total de uso do DAE (R\$)	125.455,89	45.311,80
Função Objetivo (R\$)	7.426,87	53.335,37
Vida útil do DAE 1 (anos)	1.12	2.33
Vida útil do DAE 2 (anos)	1.34	6.17

Fonte: Autoria Própria

Para o Caso 6.1, a função objetivo é de minimização da compra de energia da subestação, a solução obtida pelo modelo proposto foi N_6^{ESS} e $N_{13}^{ESS} = 1$ e para as demais barras tem valor nulo, ou seja, as baterias foram alocadas nas barras 6 e 13. O valor da função objetivo foi de R\$ 7.426,87.

Para o caso 6.2, cuja função objetivo é de minimização da compra de energia da subestação e ao mesmo tempo minimizar o uso do DAE, a solução obtida pelo modelo proposto foi N_2^{ESS} e $N_6^{ESS} = 1$, ou seja, as baterias foram alocadas nas barras 2 e 6. O valor da função objetivo foi de R\$ 53.335,37.

A Tabela 4.8, mostra que para o Caso 6.1, onde considera-se somente o custo de energia da subestação, obteve-se um custo 8.03 % menor em relação ao Caso 6.2. Entretanto, quando analisada a estimativa do ciclo de vida do DAE, nota-se que o caso 6.2 obteve melhor desempenho, minimizando o uso dos dispositivos e consequentemente prolongando a expectativa de vida útil do mesmo. Foi realizado uma média entre a vida útil das baterias alocadas, onde foi observado um ganho de aproximadamente 71 % na vida útil dos DAEs em relação ao Caso 6.1.

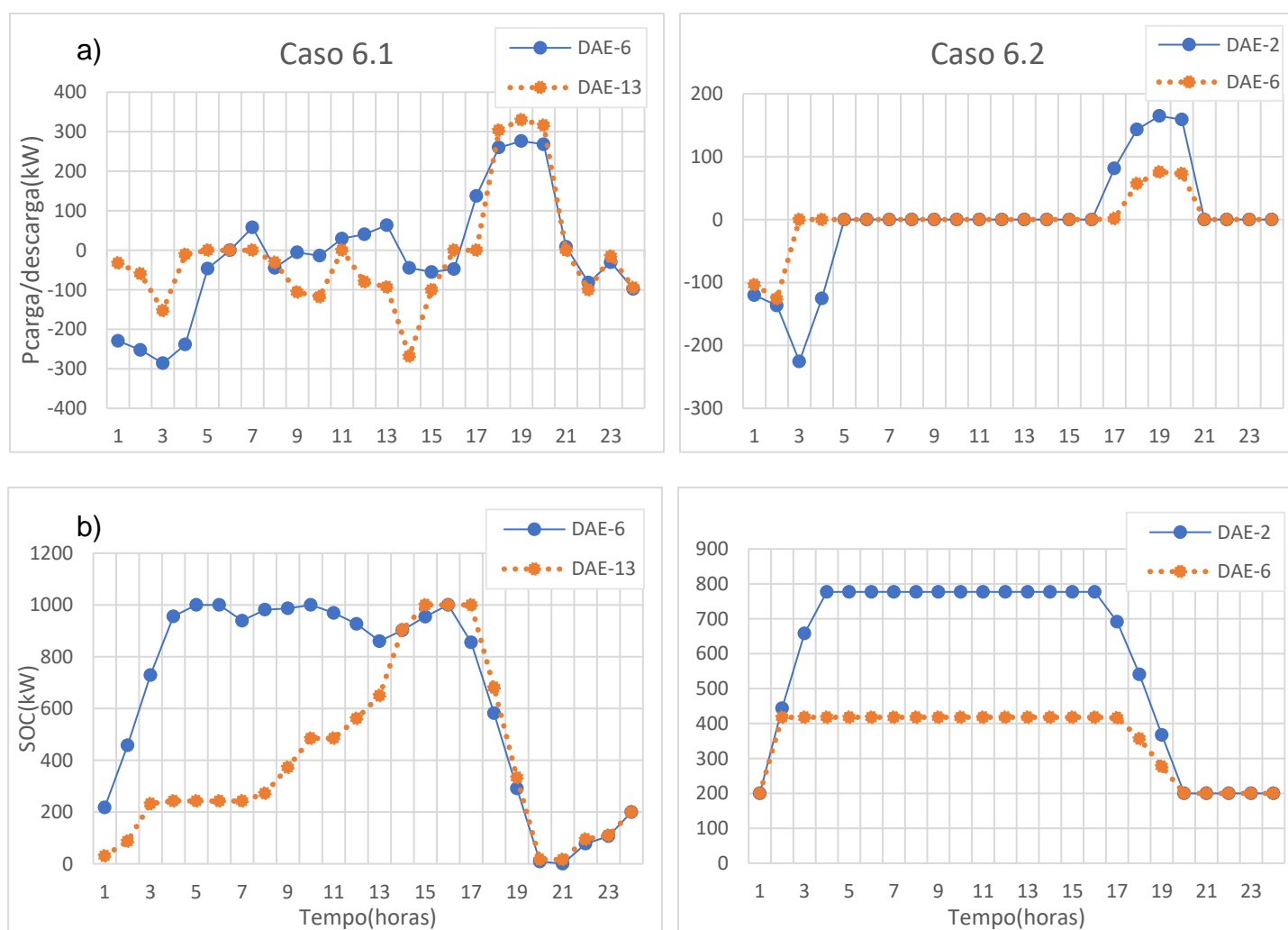
Ainda na Tabela 4.8, foi calculado manualmente o custo de uso dos DAEs para o Caso 6.1 e comprovou-se que ao não restringir o uso do dispositivo, teremos um custo de operação maior de R\$ 125.455,89 e uma deterioração da vida útil mais rápida.

- Análise da operação ótima do DAE**

Como não há variação significativa no perfil das operações entre os casos teste que utilizam a Função Objetivo 2, apenas o Casos 6.1 e 6.2 foram analisados e comparados. Foi necessário a utilização de dois DAEs em ambos os casos para respeitar a restrição da subestação nos horários de pico.

As figuras 4.10 representam a operação das baterias e o estado de carga do DAE em um planejamento horizontal de 24 horas.

Figura 4.10 – a) Potência armazenamento ($p < 0$) e potência injetada na rede ($p > 0$); b) Energia armazenada

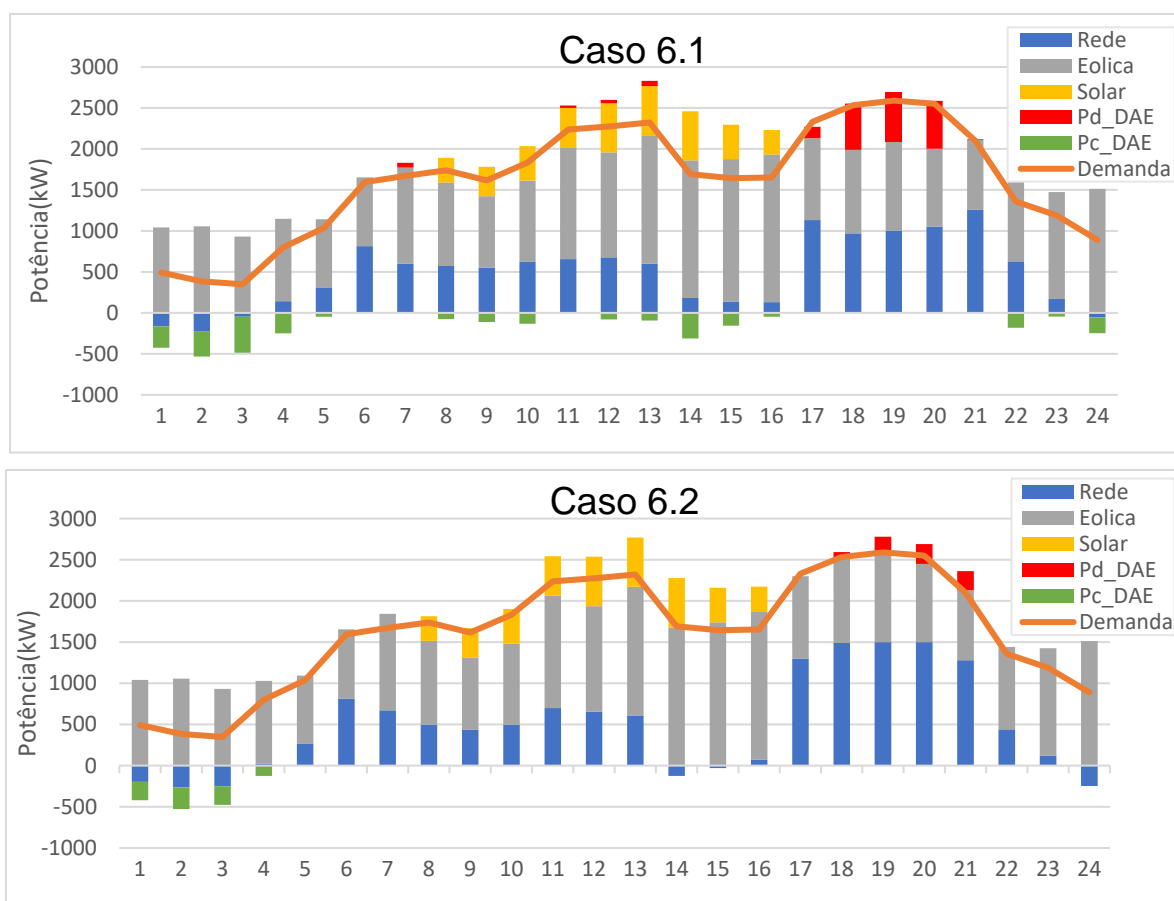


Fonte: Autoria Própria

De acordo com a Figura 4.10, o DAE do Caso 6.1 está carregando e descarregando em todos os períodos, apenas para reduzir o custo de operação da subestação. Em contrapartida, no Caso 6.2, o DAE opera em estado de carregamento nos horários fora de ponta e descarrega apenas na hora de ponta, visando uma maior durabilidade dos dispositivos. Analisando as Figuras 4.10 b) para todo o período de ambos os casos, foi observado que para o Caso 6.1 a ocorrência de descarga profunda, com um pico de descarga próximo a 100 %, prejudicando diretamente a vida útil da bateria.

A Figura 4.11, ilustra as potências fornecidas por todos os componentes do sistema, assim como sua demanda de carga total em cada período.

Figura 4.11 – Perfil da demanda de carga do sistema, mais a potência fornecida por todos os componentes do sistema

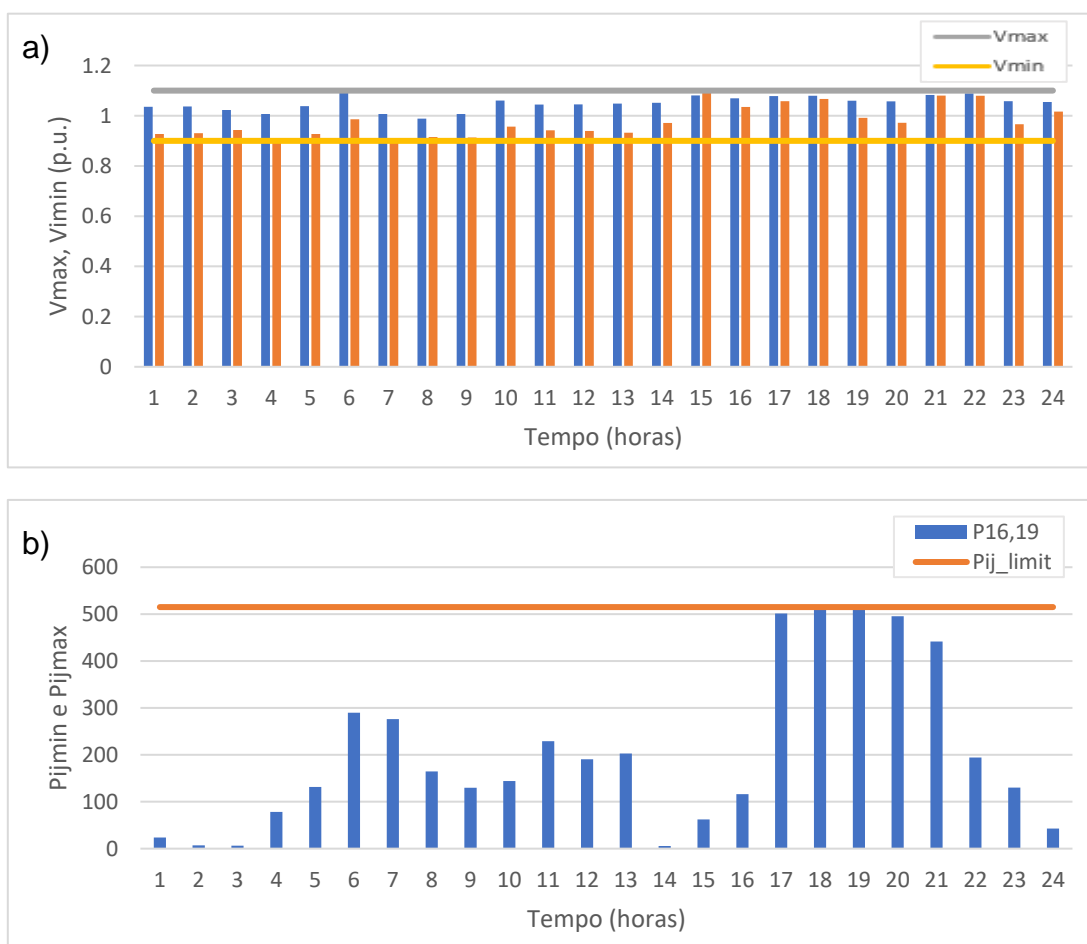


Fonte: Autoria Própria

Ao analisar a Figura 4.11, foi percebido que o Caso 6.1 em alguns períodos do dia teve injeção de potência na rede por parte do DAE, sem a devida necessidade, uma vez que a demanda já foi suprida. Já o Caso 6.2, está operando apenas quando a demanda de energia do sistema é maior que a ofertada tanto pela subestação quanto pelas fontes intermitentes.

Verifica-se pela Figura 4.12 a) que durante todo o período de planejamento as tensões mínimas e máximas do sistema nos horários de maior carregamento/descarregamento (8 e 18 horas), estiveram dentro dos limites pré-estabelecidos, assim como os limites de transferência de potência não foram violados, observado na Figura 4.12 b) da linha mais carregada do sistema.

Figura 4.12 a) e b) – Magnitude máxima e mínima das tensões e da transferência de potência entre as barras (16,19) de maior carga no sistema



Fonte: Autoria Própria

Percebe-se que para o sistema de 24 barras, apesar de ter utilizados múltiplos dispositivos, o comportamento das baterias foi bastante semelhante ao sistema de 5 barras. Ao comparar os resultados quando usados FO1 e FO2, observa-se que a parcela de custo da potência injetada pela bateria fez toda a diferença, em um melhor gerenciamento de operação do dispositivo, conseqüente proporcionou um aumento no tempo de vida destes dispositivos, logo conclui-se que é mais vantajoso utilizar a FO2 para alocar e operar os DAEs no sistema.

4.4 DESEMPENHO COMPUTACIONAL

Resolvendo os problemas de planejamento dos SDEE, é importante conhecer o tempo computacional necessário para obter a solução, para avaliar o esforço computacional envolvido, principalmente em sistemas de grande porte. Embora, nesta dissertação, seja utilizado um *solver* comercial, é importante conhecer o tempo de solução do modelo para ilustrar o tamanho e complexidade do problema.

Os SDEE geralmente apresentam grande dimensão, variando entre dezenas e milhares de barras. Contudo, na medida que a dimensão do sistema aumenta, o espaço de busca por soluções torna-se maior. Para os casos analisados, por exemplo, o sistema possui apenas 5 barras, entretanto a solução do modelo completo apresenta 1521 equações, 1376 variáveis, sendo 5 binárias, e 1037 restrições, ou seja, como o modelo é bem detalhado, o problema computacional torna-se complexo.

Na Tabela 4.7 apresenta-se o tempo necessário para resolver o problema nos casos 1 até 4. As simulações foram realizadas utilizando-se o *solver* BONMIN (configurações padrão) em um computador com um processador Intel core i7 2.70 GHz e memória RAM de 16 GB.

Tabela 4.9 – Tempo computacional necessário para resolver o modelo nos Casos 1,2,3 e 4

Cenário	Teste	Tempo(s)
Cenário A Tarifa Única	Caso 1	1.23
	Caso 2	2.45
Cenário B Tarifa Horó-sazonal	Caso 3	1.94
	Caso 4	3.12

Fonte: Autoria Própria

Comparando os resultados da Tabela 4.9, percebe-se que os casos testes 3 e 4 apresentaram um tempo maior de solução em relação aos Casos 1 e 2. Isso ocorre, porque o caso 3 e 4 serem baseados em uma tarifa horó-sazonal, ou seja, como a tarifa varia ao longo do tempo, o espaço de busca fica maior e o problema torna-se mais complexo.

Na Tabela 4.10 apresenta-se o tempo necessário para resolver o problema nos casos teste com 24 barras.

Tabela 4.10 – Tempo computacional necessário para resolver o modelo nos casos 6.2, 7 e 8

Teste	Tempo(s)
Caso 6.2	201.62
Caso 7	242.44
Caso 8	330.00

Fonte: Autoria Própria

Comparando os tempos computacionais dos casos teste do sistema de 24 barras com os casos 1 a 4, percebe-se que os casos testes da Tabela 4.10 demandaram um maior tempo computacional para serem resolvidos. Além da dimensão do sistema ser maior, os casos da Tabela 4.10 apresentam restrições adicionais a presença de múltiplos DAEs que devem ser atendidos. Nesse caso, o aumento da dimensão do sistema e a adição de restrições para o controle de mais equipamentos aumentaram a complexidade do problema. Observa-se também o aumento crescente do tempo de solução. Na medida que cresce o número de DAEs para serem alocados ocorre o aumento do espaço de busca pela solução, tornando a sua obtenção mais demorada e exigindo um maior esforço computacional.

Os resultados foram obtidos em um tempo computacional razoavelmente baixo, de modo que para sistemas de pequena dimensão, da ordem de poucas dezenas de barras, o modelo e a técnica de solução podem ter aplicação prática. Entretanto, nota-se que na medida em que a complexidade do problema aumenta exponencialmente, o tempo de solução torna-se cada vez maior, de modo que é esperado que para sistemas de grande porte não seja possível executar a simulação utilizando computadores convencionais.

Analisando as simulações sobre a perspectiva do desempenho computacional, foi possível constatar que o tempo computacional de obtenção da solução aumenta na

medida em que são acrescentadas novas restrições, quando há mais DAEs para serem alocados e também quando a dimensão do sistema aumenta.

5 CONCLUSÃO

5 CONCLUSÃO

Nesse trabalho, foi proposto um modelo matemático de otimização para resolver os problemas de alocação e operação ótimas de dispositivos de armazenamento de energia com foco em baterias. Foram testados sistemas de 5 e 24 barras com a inserção de fontes renováveis.

Aplicação do modelo resultou na determinação da quantidade de baterias a serem usadas e os locais em que os dispositivos deveriam ser instalados, bem como o ciclo ótimo de carga e descarga, visando à extensão de sua vida útil, além de minimizar o custo de compra de energia.

Conclui-se que é mais vantajoso alocar e operar o DAE no auxílio da subestação, somente nos horários de ponta e nos momentos em que a demanda de carga seja superior ao limite da subestação e das fontes intermitentes, proporcionando, uma maior confiabilidade do sistema.

Ao comparar os resultados quando usados Função Objetivo 1 e Função Objetivo 2, percebe-se que a parcela de custo da potência injetada pela bateria do uso da Função Objetivo 2, fez toda a diferença em um melhor gerenciamento de operação do dispositivo, consequente proporcionou um aumento no tempo de vida destes dispositivos.

Para os resultados obtidos com o sistema teste de 5-Barras, observou-se um aumento significativamente na durabilidade da bateria em torno de 45 %, já para o sistema IEEE 24-Barras, ocorreu a necessidade de alocação de mais de uma bateria para o funcionamento do sistema e ao realizar a média entre a vida útil dos DAEs, pode-se observar um ganho proximamente de 71 % na vida útil dos DAE.

Analisando as simulações sobre a perspectiva do desempenho computacional, os resultados obtidos corresponderam ao esperado, com um tempo computacional razoavelmente baixo, de modo que para sistemas de pequena dimensão, da ordem de poucas dezenas de barras, o modelo e a técnica de solução podem ter aplicação prática. Entretanto, nota-se que na medida em que a complexidade do problema aumenta, o tempo de solução torna-se cada vez maior exponencialmente, de modo que é esperado que para sistemas de grande porte não seja possível executar a simulação utilizando computadores convencionais.

Foi comprovado para sistemas de pequeno porte, a eficiência do modelo proposto desenvolvido como uma ferramenta, com o objetivo de otimizar o uso dos DAE, dando suporte ao sistema por mais tempo e proporcionando uma melhor integração das fontes renováveis, aumentando a eficiência e flexibilidade do sistema.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento do armazenamento de energia é progressivo. Portanto, é crucial atualizar os parâmetros de armazenamento para que reflitam as condições reais do mercado. É importante modelar características precisas, tanto quanto possível.

Com base na compreensão obtida do tema deste trabalho, os caminhos para desenvolvimento de trabalhos futuros podem ser:

- Abordagem dos dados de entrada de forma probabilística, além de considerar um horizonte de planejamento maior, para obtenção de resultados mais precisos;
- Utilizar outras técnicas de otimização afim de comparar os melhores resultados;
- Complementação do modelo matemático para o dimensionamento da capacidade de armazenamento de energia da bateria;
- Implementação de outros componentes no sistema, como: reguladores de tensão, banco de capacitores, outras fontes de geração de energia.

REFERÊNCIAS

- [1] A., MAFFE et al.. Optimal Power Flow model with energy storage, an extension towards large integration of renewable energy sources. **IFAC Proceedings Volumes**, v.47, n.3, p.9456–9461, 2014.
- [2] U. S. Department of Energy. **Grid Energy Storage**. 2013, 66p.
- [3] S.M., SCHOENUNG. Energy storage systems cost update: a study for the DOE Energy Storage Systems Program. SAND2011-2730, 1013227, Abr. 2011.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Projeto Estratégico: Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro**. Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética - SPE. Brasília - DF, 2016.
- [5] G., CELLI, S. MOCCI, F. PILO & M., LODDO. Optimal integration of energy storage in distribution networks. **IEEE Bucharest PowerTech**, Bucharest, Romania. p.1–7, 2009.
- [6] J.P., BARTON & D.J., INFELD. Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.19, n.2, p.441–448, Jun. 2004.
- [7] J.L., SILVA, C.M., MELO, D., DELGADO, M., RIBEIRO, R., MACHADO. Análise do avanço da geração distribuída no Brasil. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**. 2018, 10p.
- [8] S., JAFFE & K., ADAMSON. Advanced Batteries for Utility-Scale Energy Storage. Navigant Research. Boulder, CO. <https://www.navigantresearch.com/research/advanced-batteries-for-utility-scale-energy-storage>, 2014. Acesso em: 26 dez. 2018.
- [9] RIBEIRO, E.T.A. **Modelos de programação inteira mista para a alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. Tese (Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - UNESP), Ilha Solteira, São Paulo, Brasil, 2013, 204p.
- [10] L.H., MACEDO, J.F., FRANCO, M.J., RIDER & R., ROMERO. Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. **IEEE Transactions on Smart Grids**, 2015.
- [11] B., ZHAO, X., ZHANG, J., CHEN, C., WANG & L., GUO. Operation Optimization of Standalone Microgrids Considering Lifetime Characteristics of Battery Energy Storage System. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v.4, n.4, p.934–943, Out. 2013.
- [12] IEEE 1561. Guide for Optimizing the Performance and Life of Lead-Acid Batteries in Remote Hybrid Power Systems. **IEEE**, 2007, 35p.
- [13] R., KEMPENER & E., BORDEN. Battery storage for renewables: market status and technology outlook. IRENA International Renewable Energy Agency, 2015.
- [14] D.P., JENKINS, J., FLETCHER & D., KANE. Lifetime prediction and sizing of lead–acid batteries for microgeneration storage applications. **IET Renewable Power Generation**, v.2, n.3, p.191–200, Set. 2008.
- [15] C., VENU, Y., RIFFONNEAU & S., BACHA. Battery storage system sizing distribution in distribution feeder with distributed photovoltaic systems. **IEEE Bucharest Powertech**, 2009, 5p.

- [16] G., CARPINELLI, F., MOTTOLA, D., PROTO & A., RUSSO. Optimal Allocation of Dispersed Generators, Capacitors and Distributed Energy Storage Systems in Distribution Networks, Modern Electric Power Systems. Wroclaw, Poland. **MEPS'10**. 2010, 11p.
- [17] J.J., JAMIAN, M.W., MUSTAFA & H., MOKHLIS. Simulation study on optimal placement and sizing of battery switching station units using artificial bee colony algorithm. **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, n.55, p.592-601, 2014.
- [18] M., SEDGHI, A., AHMADIAN, M., ALIAKBAR-GOLKAR. Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.31, n.1, p.304-316, 2016.
- [19] M., ZIDAR, P.S., GEORGILAKIS, N.D., HATZIAGYRIOU, T., CAPUDER & D., SKRLER. Review of energy storage allocation in power distribution networks: Application, methods and future research. **IET Gener. Transm. Distrib.**, v.10, ISS 3, p.645-652, 2016.
- [20] M.M., SEVERINO. **Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - UnB. Brasília - DF, Brasil, 2008, 358p.
- [21] T., ACKERMANN, G., ANDERSON & L., SÖDER. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research.**, v.57, n.3, 2001.
- [22] L.M., GUEDES. **Alocação de Unidades de Geração Distribuída Considerando Perdas e Aspectos Econômicos**. Tese (Tese de doutorado em Engenharia Elétrica - UnB), Universidade de Brasília, Brasília - DF. Brasil, 2013. p.112.
- [23] J.S., SOUZA. **Dimensionamento ótimo de painéis fotovoltaicos usando enxame de partículas modificado para reduzir as perdas de energia e melhorar o perfil de tensão**. Dissertação (Dissertação de mestrado em Engenharia Elétrica - UFPB). João Pessoa - PB, Brasil, 2016.
- [24] ANEEL. Resolução normativa nº482 de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e dá outras providências. <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>, Brasília, 08 maio 2012. Acesso em: 26 dez. 2018.
- [25] M.M., FRIGO. **Impacto da microgeração de energia elétrica em sistemas de distribuição de baixa tensão**. Dissertação (Dissertação de mestrado em Engenharia Elétrica - UFMS). Campo Grande - MS, Brasil, 2013,104p.
- [26] J.M., GANTZ. **Optimal Implementation of Energy Storage Systems in Power Distribution Networks**. Master of Science. University of Minnesota, USA, 2012, p. 121.
- [27] A.R., CAMARGO. **Alocação e operação ótimas de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição considerando a preservação da vida útil de baterias**. Dissertação (Dissertação de mestrado). UNICAMP, São Paulo, Brasil, 2016.

- [28] IEC (International Eletrotechnical Comission). Electrical energy Storage. Genova, Suíça, 2011.
- [29] D., RASTLER. New Demand for Energy Storage. **EEI Electric Perspectives**, p.30-47, Sep. 2008.
- [30] T., BASSO, M., CODDINGTON, P., McNUTT, R., DeBLASIO. Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage. Guide for Optimizing the Performance and Life of Lead- Acid Batteries in emote Hybrid Power Systems. SCC1. **IEEE Standards Coordinating Committee 21**, 2008, 12p.
- [31] H., IBRAHIM, A., ILINCA & J., PERRON. Comparison and analysis of different energy storage techniques based on their performance index. **IEEE Canada Power Conference**, p.393-398, 2007.
- [32] B., ROBYNS, B., FRANÇOIS, G., DELILLE & C., DAUDEMONT. **Energy storage in electric power grids**. Online ISBN 9781119058724. Wiley Online Library, 2015.
- [33] D.P., JENKINS, J., FLETCHER & D., KANE. Lifetime prediction and sizing of lead– acid batteries for microgeneration storage applications. **IET Renewable Generation**, ISSN 1752-1416, Abr. 2008.
- [34] L.R., ARAUJO. **Uma Contribuição ao Fluxo de Potência Ótimo Aplicado a Sistemas de Potência Trifásicos usando o Método dos Pontos Interiores**. Tese (Tese de doutorado). COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, 2005.
- [35] E.C., BAPTISTA et al. Um método primal-dual aplicado na resolução do problema de fluxo de potência ótimo. **Pesquisa Operacional**, v.24, n.2, p.215-226, 2004.
- [36] A., GÓMEZ-EXPÓSITO, A.J., CONEJO, C., CAÑIZARES. **Sistemas de Energia Elétrica: Análise e Operação**. RJ: LTC, 2011.
- [37] M.G., VILLALVA. **Energia solar fotovoltaica: Conceito e Aplicações**. São Paulo: Érica, 2013.
- [38] A.J., MONTICELLI & A., GARCIA. **Introdução a sistemas de energia elétrica. [S.I.]**. Editora Unicamp, 2011.
- [39] RICHARD E. ROSENTHAL. **GAMS User's Guide**. GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, 2013, 281p.
- [40] C.D.S., SILVA. **Modelagem do despacho econômico de energia elétrica em minirredes**. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica - UFPB, João Pessoa - PB, Brasil. 2018,103p.
- [41] P., BONAMI, L.T., BIEGLER, A.R., CONN, G., CORNUEJOLS, I.E., GROSSMANN, C.D., LAIRD, J., LEE, A., LODI, F., MARGOT, N., SAWAYA & A., WAECHTER. An Algorithmic Framework for Convex Mixed Integer Nonlinear Programs. **Discrete Optimization**, v.5, n.2, p.186-204, 2008.
- [42] C.Z., ZAPELINI. **Um Estudo Abrangente sobre Metaheurística, incluindo um Histórico**. Monografia. Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2009, 23p.
- [43] J., BLAZEWICZ, K.H., ECKER, E., PESCH, G., SCHMIDT & J., WEGLARZ. **Scheduling Computer and Manufacturing Process**. 2ª Ed. Springer-Verlag, 1996.
- [44] R.A.M., GOMES & H.A., SANTOS. Branch-and-Bound para problemas de Otimização Combinatória. Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais - MG, Brasil, p.7. Disponível em: <http://www.decom.ufop.br/menotti/paa111/files/PCC104-111-ars-11.1>. Acesso: 05/03/2018.
- [45] B., RENDER & R.M., STAIR. **Quantitative Analysis for Management**. 6ª Ed. New Jersey: Prentice-Hall Inc, 1997.

- [46] D.H., PINHEIRO. Desenvolvimento de um modelo de otimização de consumo de combustível para o problema de roteamento de veículos capacitados. 2015, p.54. Disponível em: <http://repositorio.ufla.br/jspui/handle/1/5213>. Acesso: 05/03/2018.
- [47] C., SHANG, D., SRINIVASAN, T., REINDL. Generation-scheduling-coupled battery sizing of stand-alone hybrid power systems. **Energy**, v.114, p.671-682, 2016.
- [48] A.J., MONTICELLI. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blücher, 1983.
- [49] R.G., CESPEDES. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Trans. Power Del.**, v.5. n.1. p.391–396, Jan. 1990.
- [50] D., SHIRMOHAMMADI, H.W., HONG, A., SEMLYEN & G.X., LUO. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Trans. Power Syst.**, v.3. n.2., p.753–762, Mai. 1988.
- [51] A., OGUNJUYIGBE, T., AYODELE, O. AKINOLA. Optimal allocation and sizing of pv/wind/split-diesel/battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building. **Applied Energy**, v.171, p.153-171, 2016.
- [52] Q., LI, S.S., CHOI, Y., YUAN, D., YAO. On the determination of battery energy storage capacity and short-term power dispatch of a wind farm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v.2, n.2, p.148-158, 2011.
- [53] J., KALLRATH. **Modeling Languages in Mathematical Optimization** (First ed.). Norwell, USA: Kluwer Academic Publishers. 2004, 241p.
- [54] F., RODRIGUES. **Análise de metodologias para alocação de perdas em sistemas elétricos de potência operando segundo mercado pool**. Dissertação de mestrado. UFPR, Curitiba - PR, Brasil, 2007, 104p.
- [55] CEMIG 2017. Simulador de Fatura para Cliente Cativo. Centrais Elétricas de Minas Gerais - MG, Brasil, 2017.
- [56] E.T., SERRA, A.F., ORLANDO, A., MOSSÉ, N., MARTINS. Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações. Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia, Brasil. 2016.
- [57] R.D., ZIMMERMAN, C.E., MURILLO-SANCHEZ, R.J., THOMAS. Matpower: steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. **IEEE Trans. Power Syst.**, v.26, n.1, p.12–19, 2011.

ANEXO A – Dados do Sistema Utilizado

A.1 Introdução

Este anexo apresenta os dados relacionados ao sistema de 5 barras. Todos eles estão em pu na base 100 MVA.

A.2 Dados do Sistema de 5 barras

Tabela A.1 – Dados de Linhas

De	Para	R(pu)	X(pu)	Bsh (pu)
1	2	0,02	0,06	0,030
1	3	0,08	0,24	0,025
2	3	0,06	0,18	0,020
2	4	0,06	0,18	0,020
2	5	0,04	0,12	0,015
3	4	0,01	0,03	0,010
4	5	0,08	0,24	0,025

Tabela A.2 – Multiplicadores de Carga

T1	0.4845	T9	0.506039	T17	0.87407
T2	0.44412	T10	0.587007	T18	1
T3	0.513	T11	0.73901	T19	0.9709
T4	0.599	T12	0.85273	T20	0.936388
T5	0.5888	T13	0.87064	T21	0.901598
T6	0.598	T14	0.634254	T22	0.709297
T7	0.626786	T15	0.816534	T23	0.645864
T8	0.651743	T16	0.819394	T24	0.333473

A.3 Dados do Sistema de 24 barras

De	Para	R(pu)	X(pu)	Bsh (pu)
1	2	0.0026	0.0139	0.4611
1	3	0.0546	0.2112	0.0572
1	5	0.0218	0.0845	0.0229
2	4	0.0328	0.1267	0.0343
2	6	0.0497	0.1920	0.0520
3	9	0.0308	0.1190	0.0322
3	24	0.0023	0.0839	0
4	9	0.0268	0.1037	0.0281
5	10	0.0228	0.0883	0.0239
6	10	0.0139	0.0606	2.4590
7	8	0.0159	0.0614	0.0166
8	9	0.0427	0.1651	0.0447
8	10	0.0427	0.1651	0.0447
9	11	0.0023	0.0839	0
9	12	0.0023	0.0839	0
10	11	0.0023	0.0839	0
10	12	0.0023	0.0839	0
11	13	0.0061	0.0476	0.0999
11	14	0.0054	0.0418	0.0879
12	13	0.0061	0.0476	0.0999
12	23	0.0124	0.0966	0.2030
13	23	0.0111	0.0865	0.1818
14	16	0.0050	0.0389	0.0818
15	16	0.0022	0.0173	0.0364
15	21	0.0031	0.0245	0.2060
15	24	0.0067	0.0519	0.2060
16	17	0.0033	0.0259	0.1091
16	19	0.0030	0.0231	0.0545
17	18	0.0018	0.0144	0.0485
17	22	0.0135	0.1053	0.3030
18	21	0.0016	0.0129	0.2212
19	20	0.0025	0.1980	0.1090
20	23	0.0014	0.0108	0.1666
21	22	0.0087	0.0678	0.1424