



Bárbara Siqueira Rodrigues

**Otimização do Planejamento e Operação de Sistemas de
Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de
Energia Elétrica Desequilibradas**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica do Departamento
de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis Araújo Lima

Rio de Janeiro,
Setembro de 2021



Bárbara Siqueira Rodrigues

**Otimização do Planejamento e Operação de Sistemas de
Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de
Energia Elétrica Desequilibradas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Delberis Araújo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Luis Gustavo Wesz da Silva

IFG

Prof. Renan Silva Maciel

UTFPR

Rio de Janeiro, 22 de setembro de 2021

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor, do orientador e da universidade.

Bárbara Siqueira Rodrigues

Graduou-se em Engenharia Elétrica, com habilitação em Sistemas de Potência, pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2018. Atualmente, trabalha com desenvolvimento de projetos P&D ANEEL na Radix Engenharia e Software.

Ficha Catalográfica

Rodrigues, Bárbara Siqueira

Otimização do planejamento e operação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição de energia elétrica desequilibradas / Bárbara Siqueira Rodrigues; orientador: Delberis Araújo Lima. – 2021.

99 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Sistemas de armazenamento de energia. 3. Baterias. 4. Redes de distribuição desequilibradas. 5. Planejamento e operação de sistemas de armazenamento. I. Lima, Delberis Araújo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, Aquele que tornou tudo possível e que me acompanha e protege durante todos os dias de minha vida.

Aos meus pais, Regina e Joaquim, por nunca terem medido esforços para proporcionar tudo aquilo que precisei e por terem apoiado minhas decisões e escolhas, vibrando a cada sucesso e amparando nos momentos difíceis.

Aos meus familiares, por terem ajudado no que podiam e sempre torcido por minhas conquistas.

Ao Professor Delberis Lima, pelos ensinamentos e suporte no desenvolvimento deste trabalho.

Aos demais professores por todos os conhecimentos transmitidos ao longo do curso.

Aos meus amigos e colegas, que contribuíram nos momentos de estudo e tornaram mais leve a jornada percorrida.

À colega de curso Mariana, pela ajuda e contribuição na dissertação.

E por fim, ao CNPq, à CAPES e à PUC-Rio pela oportunidade e auxílios outorgados, os quais foram essenciais para a conclusão do curso.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Rodrigues, Bárbara Siqueira. **Otimização do Planejamento e Operação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Desequilibradas**. Rio de Janeiro, 2021. 99p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O desenvolvimento de estudos relacionados às aplicações e viabilidade econômica de recursos de armazenamento de energia em redes de distribuição de energia elétrica tem se tornado promissor diante da redução do custo de armazenadores de energia. Tal tecnologia pode minimizar a intermitência de fontes renováveis, proporcionar o deslocamento de picos de carga, prorrogar a expansão da infraestrutura da rede elétrica, dentre outros benefícios. Nesse sentido, a presente dissertação se propõe a explorar e avaliar modelo de otimização linear inteiro-misto, que é originalmente não-linear, para o planejamento e operação de sistemas de armazenamento de energia inseridos em sistema de distribuição que pode apresentar cargas desequilibradas. O modelo busca minimizar custos de operação e investimento, atendendo às restrições sistêmicas, coordenando os diferentes recursos de um sistema de distribuição. Os recursos disponíveis neste trabalho são a operação do *On Load Tap Changer* (OLTC) da subestação, possibilidade de cortes de carga e, finalmente, o dimensionamento e despacho de baterias no sistema. Para uma análise mais realista, é abordada, ainda, uma formulação robusta da incerteza da carga e uma representação dos perfis de consumo através de cenários típicos, estabelecidos por agrupamento de similaridade, utilizando algoritmo de mineração de dados *K-Means*. O sistema teste modificado IEEE 123 barras é empregado na avaliação da metodologia descrita, e indica a viabilidade operacional e econômica da inserção de dispositivos armazenadores de energia no contexto de proposta do trabalho.

Palavras-chave

Sistemas de armazenamento de energia; Baterias; Redes de distribuição desequilibradas; Planejamento e operação de sistemas de armazenamento.

Abstract

Rodrigues, Bárbara Siqueira. **Optimization of Energy Storage System Planning and Operation in Unbalanced Electric Energy Distribution Networks.** Rio de Janeiro, 2021. 99p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The development of studies related to the power applications and economic feasibility of energy storage resources in electricity distribution networks has become promising considering the reduction in the cost of energy storage. Such technology can minimize the intermittence of renewable sources, provide the displacement of peak loads, extend the expansion of the electricity grid infrastructure, among other benefits. In this sense, this dissertation intends to explore and evaluate an integer-mixed linear optimization model, which is originally non-linear, for the planning and operation of energy storage systems inserted in a distribution system that may present unbalanced loads. The model seeks to minimize operation and investment costs, meeting systemic constraints, coordinating the different resources of a distribution system. The resources available in this work are the operation of the On Load Tap Changer (OLTC) of the substation, the possibility of load cuts and, finally, the sizing and dispatch of batteries in the system. For a more realistic analysis, a robust formulation of the load uncertainty and a representation of consumption profiles through typical scenarios, established by similarity clustering, using K-Means data mining algorithm are also addressed. The modified test system IEEE 123 bus is used in the evaluation of the described methodology and indicates the operational and economic feasibility of inserting energy storage devices in the context of the proposed work.

Keywords

Energy storage systems; Batteries; Distribution systems; Planning and operation of storage systems.

Sumário

1 Introdução	18
1.1. Contextualização e Motivação	18
1.2. Revisão da Literatura	20
1.3. Objetivos	25
1.4. Estrutura da Dissertação	26
2 Fundamentação Teórica	28
2.1. Dispositivos de Armazenamento de Energia Elétrica	28
2.1.1. Baterias	30
2.2. Planejamento e Operação de SAEB em Sistemas de Distribuição	32
2.3. Elementos dos Sistemas de Distribuição	33
2.3.1. Transformador OLTC	34
2.3.2. Geração Distribuída Fotovoltaica	34
3 Modelagem Matemática	36
3.1. Introdução	36
3.2. Modelagem Não-Linear	37
3.2.1. Função Objetivo	37
3.2.2. Restrições de Fluxo de Potência	39
3.2.3. Restrições OLTC	41
3.2.4. Restrições de Corrente de Carga	42
3.2.5. Restrições de Geração Distribuída Fotovoltaica	43
3.2.6. Restrições de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias	44
3.2.7. Restrições de Corte de Carga	47
3.3. Modelagem Linear	48
3.3.1. Restrições de Fluxo de Potência	48
3.3.2. Restrições OLTC	52
3.3.3. Restrições de Corrente de Carga	53

3.3.4. Restrições de Geração Distribuída Fotovoltaica	54
3.3.5. Restrições de Sistemas de Armazenamento com Baterias	54
3.3.6. Restrições de Corte de Carga	55
3.4. Modelo de Programação Linear Inteiro-Misto para o Problema de Planejamento e Operação de SAEB	56
4 Metodologia de Solução Proposta	58
4.1. Método de Determinação dos Cenários Típicos de Carga	59
4.1.1. Resultado Cenários Típicos de Carga	60
4.2. Otimização Sob Incerteza	63
4.3. Método de Otimização	65
5 Estudos de Caso e Resultados	69
5.1. Descrição dos Casos	69
5.2. Descrição do Sistema Teste: IEEE 123 barras modificado	70
5.3. Resultados	75
5.3.1. IEEE 123 barras modificada	75
5.3.1.1. Caso sem bateria	75
5.3.1.2. Caso com bateria	81
5.3.1.3. Comparação entre os resultados	88
5.4. Discussão	92
6 Conclusões	94
6.1. Trabalhos Futuros	95
7 Referências Bibliográficas	96

Lista de figuras

Figura 2.1 - Capacidade instalada mundial de armazenamento em bateria.	
Fonte: [29]	31
Figura 3.1 - Linearização da restrição dos limites operativos de tensão da fase A.	49
Figura 3.2 - Linearização por partes da função Im_n, f, tre_2 .	50
Figura 4.1 - Índice de <i>silhouette</i> médio para valores de k variando de [2, 30].	61
Figura 4.2 - Perfis representativos de carga comercial.	61
Figura 4.3 - Perfis representativos de carga residencial 1.	62
Figura 4.4 - Perfis representativos de carga residencial 2.	62
Figura 4.5 - Perfis representativos de carga residencial 3	62
Figura 4.6 - Fluxograma de solução.	67
Figura 5.1 - Unifilar rede IEEE 123 barras modificada.	71
Figura 5.2 - Curva de geração de potência ativa dos GDs fotovoltaicos.	74
Figura 5.3 - Posição do tape do OLTC da subestação ao longo do dia de operação (caso sem bateria).	76
Figura 5.4 - Valores de tensão da fase A nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).	76
Figura 5.5 - Valores de tensão da fase B nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).	77
Figura 5.6 - Valores de tensão da fase C nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).	77
Figura 5.7 - Valores de corrente da fase A das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).	78
Figura 5.8 - Valores de corrente da fase B das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).	78
Figura 5.9 - Valores de corrente da fase C das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).	79

Figura 5.10 - Carregamento percentual da linha mais congestionada.	80
Figura 5.11 - Corte de carga para o cenário 1 de carga.	80
Figura 5.12 - Posição do tape do OLTC da subestação ao longo do dia de operação (caso com bateria).	81
Figura 5.13 - Operação da bateria alocada na barra 47 da rede (caso com bateria).	82
Figura 5.14 - Operação da bateria alocada na barra 48 da rede (caso com bateria).	83
Figura 5.15 - Operação da bateria alocada na barra 49 da rede (caso com bateria).	83
Figura 5.16 - Operação da bateria alocada na barra 76 da rede (caso com bateria).	83
Figura 5.17 - Valores de tensão da fase A nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).	84
Figura 5.18 - Valores de tensão da fase B nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).	85
Figura 5.19 - Valores de tensão da fase C nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).	85
Figura 5.20 - Valores de corrente da fase A das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).	86
Figura 5.21 - Valores de corrente da fase B das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).	86
Figura 5.22 - Valores de corrente da fase C das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).	87
Figura 5.23 - Comparação estratégias de operação dos tapes do OLTC da subestação casos com e sem bateria.	88
Figura 5.24 - Comparação entre os casos com e sem bateria do carregamento percentual da fase A da linha mais carregada, em cada um dos 12 cenários de carga.	89
Figura 5.25 - Comparação entre os casos com e sem bateria do carregamento percentual da fase B da linha mais carregada, em cada um dos 12 cenários de carga.	89

- Figura 5.26 - Comparação entre os casos com e sem bateria do carregamento percentual da fase C da linha mais carregada, em cada um dos 12 cenários de carga. 89
- Figura 5.27 - Comparação entre os casos com e sem bateria, da potência ativa injetada pela subestação ao longo do dia, para o cenário 1 de carga. 90
- Figura 5.28 - Comparação entre os casos com e sem bateria das potências ativas máximas injetadas pela subestação em cada um dos 12 cenários de carga. 91
- Figura 5.29 - Comparação dos custos associados às estratégias de operação dos casos com e sem bateria. 92

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Parâmetros da tecnologia de bateria eletroquímica de Íon de Lítio [29].	32
Tabela 5.1 - Parâmetros de entrada do modelo.	70
Tabela 5.2 - Perfis de carga por barra do sistema.	72
Tabela 5.3 - Alocação e potência nominal dos GDs rede 123 barras modificada.	73
Tabela 5.4 - Parâmetros técnicos da bateria de Íon de Lítio considerada e alocação dos SAEB no sistema 123 barras modificado.	74
Tabela 5.5 - Custos associados a estratégia de operação do caso sem bateria.	79
Tabela 5.6 – Resultado das variáveis de potência e corrente da estratégia de operação do caso sem bateria.	79
Tabela 5.7 – Resultado das variáveis de decisão associadas aos SAEB inseridos na rede.	82
Tabela 5.8 - Custos associados a estratégia de operação do caso com bateria.	87
Tabela 5.9 – Resultado das variáveis de potência e corrente da estratégia de operação do caso com bateria.	88
Tabela 5.10 – Comparação dos custos associados às estratégias de operação dos casos com e sem bateria.	91

Lista de símbolos

Conjuntos:

Ω_b	Conjunto de barras do sistema de distribuição.
Ω_{SD}	Conjunto de barras com presença de baterias.
Ω_{GD}	Conjunto de barras com presença de geração distribuída.
Ω_{OLTC}	Conjunto de barras com presença de OLTC.
Ω_l	Conjunto de linhas do sistema de distribuição.
Ω_F	Conjunto de fases (A, B, C).
Ω_{Nsc}	Conjunto de cenários.
Ω_T	Conjunto de intervalos de tempo.
Ω_Y	Conjunto de anos (<i>yr</i>) de simulação.

Constantes:

Δt	Intervalo de tempo em horas.
T_{sc}	Duração em dias de cada cenário de carga ao longo de um ano.
$infr$	Taxa de inflação.
$intr$	Taxa de juros.
CE_t	Custo de energia no intervalo de tempo t [R\$/MW].
CI_t	Custo associado ao fluxo de corrente na linha, no intervalo de tempo t [R\$/A ²].
CEC	Custo de corte de carga (<i>energy curtailment</i>) [R\$/MWh].
$CIEB_u$	Custo de investimento por capacidade de armazenamento da bateria u [R\$/MWh].
$CIPB_u$	Custo de investimento por potência nominal da bateria u [R\$/MW].
COM_u	Custo de operação e manutenção por potência nominal da bateria u [R\$/MW-ano].
$B_{mn,f}^{sh}$	Susceptância <i>shunt</i> da linha mn , fase f .
$R_{mn,f,h}$	Resistência do circuito mn entre as fases f e h .
$X_{mn,f,h}$	Reatância do circuito mn entre as fases f e h .
V_{max}	Magnitude máxima de tensão permissível.

V_{min}	Magnitude mínima de tensão permissível.
I_{mn}^{max}	Corrente máxima permissível no circuito mn .
Tap_{mn}^{max}	Número de estágios do OLTC no circuito mn .
$\%R_{mn}$	Porcentagem de regulação do OLTC do circuito mn .
$P_{m,f,t}^{D0}, Q_{m,f,t}^{D0}$	Potência ativa e reativa nominais da demanda da barra m , fase f , intervalo t .
V_0	Tensão nominal.
\overline{P}_m^G	Potência ativa máxima da geração distribuída da barra m .
η^+, η^-	Eficiência de carga e descarga da bateria.
BA_u^{SD}	Constante binária de indicação da presença da bateria u .
G	Constante de valor alto suficiente.
P_u^{SDmin}	Potência ativa mínima da bateria u .
AB_m	Vetor de alocação de SAEB nas barras da rede.
T_{du}	Duração de carga e descarga da bateria u , em horas.
$N_{bat}^{max}, N_{bat}^{min}$	Número máximo e mínimo de baterias u em uma barra.
U_m	Matriz de incidência nodal de cargas a serem cortadas.
$\Delta P_{m,f,t}^{LC max}$	Corte máximo de potência ativa da carga da barra m , fase f , intervalo t .
$\Delta Q_{m,f,t}^{LC max}$	Corte máximo de potência reativa da carga da barra m , fase f , intervalo t .
θ_{ref}	Vetor de ângulos de referência das fases (A, B, C).
θ_1	Máximo desvio negativo em relação ao ângulo de referência das fases.
θ_2	Máximo desvio positivo em relação ao ângulo de referência das fases.
δ_{mn}^{max}	Passo de discretização da corrente do circuito mn .
γ^{max}	Número de blocos da linearização por partes do quadrado da corrente.
$\sigma_{mn,\gamma}$	Inclinação do γ^o bloco da linearização por partes do quadrado da corrente da linha mn .
$V_{m,f,t}^{re*}$	Parte real da tensão estimada da barra m , fase f , intervalo t .
$V_{m,f,t}^{im*}$	Parte imaginária da tensão estimada da barra m , fase f , intervalo t .
β	Nível de incerteza da demanda.
U_{pDmax}	Conjunto de incerteza da potência ativa da carga.
U_{QDmax}	Conjunto de incerteza da potência reativa da carga.

$P_{m,f,t}^{Dmax}$	Potência ativa máxima esperada devido à incerteza da demanda.
$Q_{m,f,t}^{Dmax}$	Potência reativa máxima esperada devido à incerteza da demanda.
$V_{SE,f,t}^{re}, V_{SE,f,t}^{im}$	Parte real e imaginária da tensão da subestação, fase f , intervalo t .

Variáveis:

$I_{SE,f,t}^{Gre}, I_{SE,f,t}^{Gim}$	Parte real e imaginária da corrente da subestação, fase f , intervalo t .
$I_{m,f,t}^{Gre}, I_{m,f,t}^{Gim}$	Parte real e imaginária da corrente da GD da barra m , fase f , intervalo t .
$I_{mn,f,t}^{sqr}$	Quadrado da corrente da linha mn , fase f , intervalo t .
$\Delta P_{m,f,t}^{LC}$	Corte de potência ativa da carga da barra m , fase f , intervalo t .
$SBAT_u$	Potência aparente nominal da bateria u .
$I_{mn,f,t}^{re}, I_{mn,f,t}^{im}$	Parte real e imaginária da corrente da linha mn , fase f , intervalo t .
$V_{m,f,t}^{re}, V_{m,f,t}^{im}$	Parte real e imaginária da tensão da barra m , fase f , intervalo t .
$I_{m,f,t}^{Dre}, I_{m,f,t}^{Dim}$	Parte real e imaginária da corrente da carga da barra m , fase f , intervalo t .
$I_{m,f,t}^{SDre}, I_{m,f,t}^{SDim}$	Parte real e imaginária da corrente da bateria da barra m , fase f , intervalo t .
$tap_{mn,f,t}$	Variável inteira da posição do tape do OLTC da linha mn , fase f , intervalo t .
$P_{m,f,t}^D, Q_{m,f,t}^D$	Potência ativa e reativa da carga na barra m , fase f , intervalo t .
$P_{m,f,t}^G, Q_{m,f,t}^G$	Potência ativa e reativa do gerador distribuído da barra m , fase f , intervalo t .
$P_{u,f,t}^{SD+}, P_{u,f,t}^{SD-}$	Potência de carga e descarga da bateria u , fase f , intervalo t .
$BP_{u,f,t}^{SD+}$	Variável binária de ativação do estado de carga da bateria u , fase f , intervalo t .
$BP_{u,f,t}^{SD-}$	Variável binária de ativação do estado de descarga da bateria u , fase f , intervalo t .
$E_{u,f,t}^{SD}$	Energia armazenada (estado de carga) da bateria u , fase f , intervalo t .
E_u^{SDi}	Estado inicial de carga da bateria u .
P_u^{SDnom}	Potência ativa nominal de carga e descarga da bateria u .

E_u^{SDnom}	Capacidade de armazenamento de energia da bateria u .
N_m^{SD}	Número de baterias u na barra m .
$\delta_{mn,f,t,\gamma}^{re}$	Parte real do valor do γ^o bloco da linearização por partes do quadrado da corrente da linha mn , fase f , intervalo t .
$\delta_{mn,f,t,\gamma}^{im}$	Parte imaginária do valor do γ^o bloco da linearização por partes do quadrado da corrente da linha mn , fase f , intervalo t .
$I_{mn,f,t}^{re+}, I_{mn,f,t}^{re-}$	Componente positiva e negativa da parte real da corrente da linha mn , fase f , intervalo t .
$I_{mn,f,t}^{im+}, I_{mn,f,t}^{im-}$	Componente positiva e negativa da parte imaginária da corrente da linha mn , fase f , intervalo t .
$V_{mn,f,t,k}^{c(re)}$	Parte real da variável auxiliar de tensão do OLTC da linha mn , fase f , intervalo t , posição k .
$I_{mn,f,t,k}^{c(re)}$	Parte real da variável auxiliar de corrente do OLTC da linha mn , fase f , intervalo t , posição k .
$bt_{mn,f,t,k}$	Variável binária de ativação da posição do tape do OLTC da linha mn , fase f , intervalo t , posição k .
$s(o)$	Coeficiente de <i>silhouette</i> do objeto o .
$a(o)$	Distância média entre o objeto o e os demais objetos do cluster em que o está alocado (compacidade).
$b(o)$	Distância média mínima entre o objeto o e os demais clusters (separação).

1

Introdução

1.1. Contextualização e Motivação

O crescente consumo de energia elétrica e o consequente congestionamento da rede de distribuição, diante da restrição da capacidade de atendimento à demanda, podem causar violações de limites de segurança no sistema, exigindo investimentos de infraestrutura, modernização dos equipamentos ou até mesmo expansões de capacidade. A decisão da melhor estratégia de investimento, bem como o planejamento e operação do sistema são desafios enfrentados pelas distribuidoras, como forma de garantir uma boa qualidade do fornecimento de energia e prestação do serviço.

Dentre os inúmeros dispositivos e tecnologias existentes, os sistemas de armazenamento de energia (SAE) têm se revelado uma boa alternativa às expansões de capacidade da rede, propiciando o diferimento de grandes investimentos atrelado a minimização dos custos de planejamento e operação [1-3]. O adiamento da ampliação da capacidade da rede através da inserção de dispositivos armazenadores, pode ser alcançado por meio da transferência ou nivelamento de carga. Neste cenário de gerenciamento de carga, o consumo não é necessariamente reduzido, mas apenas nivelado por meio do deslocamento do pico de demanda com o uso do SAE, que carrega em períodos de baixa demanda e descarrega em períodos de pico.

Outros importantes benefícios a serem citados são a redução das interrupções e, conseqüentemente, o aumento da confiabilidade e segurança de fornecimento de energia, regulação do perfil de tensão e atenuação dos picos de carga [4-6].

A integração dos dispositivos de armazenamento também é capaz de assegurar uma melhor utilização da energia gerada por fontes de geração distribuída, permitindo que o excedente gerado seja utilizado em momentos oportunos.

A crescente penetração das fontes renováveis tem impactado diretamente no controle e gerenciamento da rede elétrica, tornando estas atividades ainda mais desafiadoras. Isto ocorre devido ao caráter intermitente da geração, a qual depende de recursos naturais e condições climáticas para a transformação da energia primária em energia elétrica. Portanto, à medida que as fontes renováveis passam a compor grande parte da matriz elétrica do país, a segurança do suprimento pode ser afetada, demandando das concessionárias de energia novas soluções e um planejamento da operação mais eficaz, capaz de lidar com a complexidade e riscos inerentes à nova configuração do sistema [7, 8].

Diante das inúmeras possibilidades de aplicação e benefícios apresentados, as baterias são uma das principais e mais populares tecnologias de armazenamento de energia, e apresentam características diversas, de acordo com a finalidade e natureza de utilização. Nesse sentido, a exploração da modelagem e operação das baterias têm sido difundidas para estudos nos setores de transmissão e distribuição.

Estes estudos podem ser efetuados considerando a minimização dos custos de investimento e operação por parte das distribuidoras, aumentando a confiabilidade e eficiência do sistema, reduzindo a sobrecarga, as interrupções e o congestionamento nos horários mais críticos de pico. Este resultado deve ser alcançado respeitando-se as restrições sistêmicas e estatutárias da rede elétrica. Assim, pode-se considerar este novo elemento no planejamento e operação da rede elétrica como forma de expandir a capacidade instalada e lidar com o crescimento da demanda sem a necessidade de novos investimentos em transmissão e distribuição em um horizonte de tempo compatível com a vida útil dos SAE [1, 2].

Sendo assim, a importância de uma formulação matemática que reflita idealmente o funcionamento e a interação da bateria com os demais elementos da rede, reside na possibilidade de uma avaliação adequada de sua viabilidade operacional e econômica [2].

No modelo de rede proposto nesta dissertação, as cargas poderão estar desequilibradas e estarão associadas a diferentes tipos de perfis de consumo, há presença de geradores distribuídos (GDs) fotovoltaicos e regulação de tensão, podendo ser controlada a partir do OLTC do transformador da subestação. A incerteza inerente à variável de demanda da rede elétrica de distribuição também é levada em conta. Além disto, o modelo de otimização, originalmente não-linear

inteiro-misto, passa por um processo de linearização para minimizar o esforço computacional.

A partir da modelagem proposta, é possível realizar a simulação do problema de otimização, que tem por objetivo a minimização de custos operacionais da rede de distribuição - custos com a energia importada da rede externa -, custos de investimento e O&M dos SAE, custos de confiabilidade (corte de carga) e custos atrelados ao fluxo de corrente nas linhas, que refletem o congestionamento e introduzem o efeito da redução da demanda nos circuitos. As variáveis de controle do problema são a potência de corte das cargas, a posição do tape do OLTC da subestação e o dimensionamento e a operação dos SAE. Por fim, as restrições do modelo proposto envolvem as equações da rede elétrica e os limites regulatórios estabelecidos para sistemas de distribuição, bem como a capacidade e os limites de despacho operativo das baterias.

1.2. Revisão da Literatura

Inúmeros trabalhos são mencionados e detalhados a respeito dos métodos de solução, premissas e parâmetros considerados. A finalidade desta revisão bibliográfica consiste na contribuição para o processo de compreensão das circunstâncias e necessidades de exploração do tema abordado.

As tecnologias de armazenamento de energia são diversas, assim como suas utilidades no sistema elétrico. Nesse sentido, em [9] foram revisados os principais tipos e tecnologias de armazenamento de energia, como baterias, baterias de fluxo, supercapacitores, sistemas de armazenamento à base de hidrogênio etc. Além disso, também foram abordadas possíveis aplicações de armazenadores associados a geradores eólicos com o objetivo de lidar com a natureza estocástica deste tipo de fonte, para reduzir as flutuações de potência e as variações de tensão e frequência da rede.

A avaliação do estado da arte do problema de planejamento ótimo de SAE, bem como a enumeração das diferentes tecnologias de armazenamento utilizadas, modelagem empregada, aplicações, benefícios, objetivos de planejamento e tendências de análise, são abordados em [10].

Adicionalmente, a aplicação de sistemas de armazenamento de energia, em redes de distribuição com penetração de fontes renováveis (FRE), vem sendo amplamente abordada pelos estudos e metodologias de análise. Este é o caso dos trabalhos [11] e [12], os quais buscam endereçar o problema de planejamento integrado entre FRE e SAE, em redes de distribuição ativas (RDA), através de uma abordagem de otimização multiobjetivo e multinível, capaz de definir estratégias de operação e planejamento de forma colaborativa. Devido à natureza do modelo descrito e de sua não linearidade, a otimização por enxame de partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization* – PSO) foi empregada, bem como o algoritmo de clusterização *K-Means*, sendo o último utilizado na definição dos cenários diários típicos das variáveis do problema que apresentam incerteza na demanda e radiação solar, por exemplo.

Em [13] também foi realizado o planejamento coordenado em RDA, entre sistemas de armazenamento e geradores distribuídos (GDs), objetivando a maximização do lucro da empresa de distribuição. Tanto a capacidade, quanto os pontos de instalação dos SAE e GDs são variáveis de decisão do problema e levam em consideração a potência ativa e reativa. Os autores destacam os benefícios alcançados, dentre os quais estão a redução das perdas e melhora do perfil de tensão da rede, em virtude da incorporação da potência reativa dos SAE e GDs no modelo.

O trabalho [14], realizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), avalia e elenca aplicações de armazenadores de energia a serem empregados em sistemas de distribuição, considerando diferentes intervalos de tempo. A discretização das simulações está diretamente ligada aos objetivos da investigação, de modo que, segundo [14], análises relacionadas ao impacto de SAE no aumento da capacidade da subestação e de alimentadores, além da regulação de tensão, devam ser executadas em ensaios discretizados de 15 minutos a 1 hora. São ainda descritos os modos de simulação do OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*, desenvolvido pelo EPRI) para modelagem de baterias e as premissas de cálculo de fluxo de potência, considerando uma simulação estática ou com dependência e variação temporal.

A título de verificação dos custos e benefícios de SAE, compostos por baterias (SAEB), em alimentadores de distribuição, com diferentes níveis de penetração de geradores fotovoltaicos, o trabalho [15] avalia e considera possíveis

reduções de sobretensão e picos de carga, bem como o impacto no funcionamento dos dispositivos de regulação de tensão (OLTC e Regulador de Tensão) no cálculo do custo-benefício envolvido.

O estudo realizado em [16] empregou um método baseado em PSO na determinação da localização e do dimensionamento de SAEB em RDA. O problema multiobjetivo em questão tem foco na capacidade dos sistemas de armazenamento em reduzir o pico de demanda, ajustar potência ativa e melhorar o perfil de tensão. O ajuste dos pesos da função objetivo possibilita resultados flexíveis, de forma que sejam compatíveis com os interesses dos planejadores do sistema, uma vez que não é necessária identificação da superfície de Pareto.

Em [17] está proposto um modelo de otimização linear inteiro misto multiobjetivo do planejamento de SAEB, que busca minimizar custos de planejamento e operação do sistema, nivelamento de carga, além de ajustar níveis de tensão, considerando, para isso, controle de potência reativa dos SAEB. Os resultados indicaram que o nivelamento da carga propiciou, também, a redução de perdas, picos de demanda e melhora do perfil de tensão.

Outras aplicações de SAE em sistemas de distribuição exploram a capacidade destes na redução de perdas, como é visto em [18], [19] e [20]. Em [18], é avaliada a inserção de um SAE em uma subestação de distribuição e sua capacidade em reduzir perdas na rede elétrica através do deslocamento de picos de demanda para períodos fora de ponta e a consequente redução da corrente de fluxo, que é diretamente proporcional ao aumento de perdas elétricas. As simulações e análises quantitativas do trabalho sinalizaram que o equilíbrio dos níveis de carga ao longo do dia, possibilitam a liberação da capacidade das linhas e equipamentos, adiando investimentos. Já os autores de [19] utilizaram programação quadrática de número inteiro-misto restrito quadraticamente, na intenção de definir a capacidade e localização ótimas de baterias para minimização de perdas em redes de distribuição radial. Diante deste objetivo, também é contemplada a geração de potência reativa pelo inversor conectado à bateria, a qual propicia uma redução ainda maior das perdas, sem a necessidade de aumento da capacidade nas linhas no sistema de distribuição. O modelo de cálculo em regime permanente da rede consiste no método de varredura *Backward/Forward*, enquanto a definição do melhor ponto de instalação do SAEB é obtida mediante análise de sensibilidade de perdas. Por fim,

é identificado que a redução das correntes de fluxo minimiza os picos de demanda e evitam congestionamentos dos alimentadores.

No contexto avaliado em [20], os custos associados às perdas são minimizados por intermédio da localização ótima de SAEB em um sistema de distribuição, que conta ainda com geradores fotovoltaicos. O estudo desenvolvido indica que a operação do SAEB pode reduzir o custo com perdas em até 24%, além de prevenir contra sobretensões causadas pela presença de geração fotovoltaica.

Com relação ao impacto da confiabilidade do sistema radial de distribuição, diante a instalação de SAE, os trabalhos [21] e [22] apresentam suas colaborações. Em [21], é adotado um modelo não linear inteiro-misto de otimização para definir o posicionamento e dimensionamento ótimos dos armazenadores de energia, enquanto minimiza os custos de energia não suprida (ENS) e os custos envolvidos do SAE, atendendo, concomitantemente, às restrições de segurança do sistema. Ainda são avaliados os cenários nos quais a incerteza da carga é considerada, através de Simulação de Monte Carlo. Em suma, as soluções obtidas indicam a capacidade da metodologia proposta em ser aplicada em sistemas reais e em reduzir o indicador ENS, gerando, conseqüentemente, um aumento na confiabilidade do sistema.

Em [22] é empregada uma metodologia na qual os custos são otimizados em relação à confiabilidade do sistema, expressa mediante o valor que os clientes se dispõem a pagar para evitar interrupções do fornecimento de energia. Diante disto, e objetivando aprimorar a confiabilidade da rede, são avaliadas as cargas que devem ser cortadas, perante contingências, e a melhor alocação de unidades armazenadoras no sistema de distribuição que possibilitem minimizar os custos de instalação e manutenção dos SAE e os custos de interrupção envolvidos. Os resultados mostram que a instalação de armazenadores de energia possibilita, de fato, a redução dos custos das concessionárias com interrupções, uma vez que permite a realização de ilhamento bem-sucedido.

O estudo da operação de sistemas, que contam com a presença de armazenadores de energia, também é realizado, conforme descrito em [23]. A operação ótima da rede radial de distribuição é elaborada através de programação cônica inteira mista de segunda ordem, que tem por objetivo minimizar os custos com a energia importada da subestação e com GDs despacháveis. As variáveis de

decisão do problema são: despacho dos GDs e das unidades de armazenamento, posição dos tapes dos reguladores de tensão e comutadores em carga e número de módulos ativos de bancos de capacitores. As simulações indicaram a capacidade do modelo proposto em definir o estado operativo ótimo da rede e de seus dispositivos.

No que diz respeito a análise dos benefícios proporcionados pelos SAE, no que tange à redução do congestionamento de linhas, e, conseqüentemente, do adiamento de expansões de capacidade da rede, os estudos [24], [25] e [26] podem ser citados. Em [24] é realizada a programação e o planejamento estocástico ótimos de SAE, inseridos em sistema com penetração de fontes renováveis eólicas e solares, tendo por finalidade o controle e a redução do congestionamento das linhas. A função objetivo do problema de otimização abordado consiste na minimização dos custos de congestionamento e de investimento no sistema armazenador, sendo o nível de congestionamento medido através do fluxo de energia nas linhas. Como conclusão da simulação do problema não linear, resolvido por PSO, são identificados benefícios também na redução de perdas, na margem de estabilidade da rede, no perfil de tensão e no fluxo das linhas, atendendo a todas as restrições operativas do sistema.

O relatório apresentado em [25] descreve em detalhe os benefícios ocasionados pela utilização de armazenamento modular de eletricidade (AME) na prorrogação de expansões de capacidade dos sistemas de transmissão e distribuição (T&D), uma vez que o AME é capaz de fornecer acréscimos de capacidade em parcela, segundo requisitos. A estimativa financeira dos benefícios de adiamento de atualizações da rede, também é especificada e consiste na determinação dos custos envolvidos na expansão de capacidade do sistema com equipamentos de T&D e no investimento em unidades armazenadoras, que podem suprir, temporariamente, o aumento da demanda da rede. Além disso, o documento apresenta informações sobre as características de armazenadores empregados no adiamento de atualizações e quais são as aplicações complementares conhecidas.

Finalmente, em [26] é indicado que o crescimento da demanda de energia elétrica promove a necessidade de investimentos na capacidade da rede de distribuição, de modo que é proposto um planejamento prático de definição da potência e energia nominais do SAE, visando postergar renovações ou expansões de infraestrutura. A metodologia desenvolvida, baseada na aproximação de fluxo

de potência linear, busca realizar, de forma rápida, diversas simulações de série temporal, assumindo variação de parâmetros, para definição do despacho do SAE. Dessa forma, é possível estimar as especificações do sistema de armazenamento e verificar sua eficácia em atender o objetivo estipulado.

Em síntese, diversos trabalhos foram desenvolvidos no que se refere ao planejamento de sistemas de armazenamento de energia inseridos em redes de distribuição. Cada análise apresenta objetivos de aplicação distintos, bem como premissas, modelos e técnicas de solução, de modo que a presente pesquisa busca avaliar e combinar abordagens que propiciem uma maior relevância dos resultados. Diante disso, nesta dissertação as contribuições residem no desenvolvimento e aplicação de metodologia de otimização em um modelo linearizado, que realiza a coordenação do planejamento e operação de SAEB inseridos em sistema elétrico de distribuição com cargas desequilibradas, tendo como objetivo a redução de múltiplos custos de operação e investimento, prorrogando expansões de capacidade da rede e avaliando a viabilidade de baterias. A metodologia contribui ainda com um mecanismo adaptado de linearização das restrições de corte de carga, além das abordagens de configuração das curvas de carga, capazes de englobar a diversidade do comportamento de consumo, enquanto lidam com o esforço computacional elevado do processo de otimização. Portanto, o modelo proposto pode auxiliar na análise e no processo de tomada de decisão, através da especificação dos parâmetros de entrada pertinentes ao contexto de estudo que se deseja.

1.3. Objetivos

A presente dissertação tem como objetivo desenvolver e aplicar uma metodologia de otimização do planejamento e operação de sistemas de armazenamento de energia, mais especificamente compostos por conjuntos de baterias inseridos em um sistema de distribuição desequilibrado e com penetração de GD.

O planejamento busca definir a capacidade e a potência nominal dos dispositivos armazenadores de energia, assumindo parâmetros reais que definem sua tecnologia. Já a programação da operação, além de definir o estado operativo da rede e dos SAE, ainda considera determinar o funcionamento do OLTC do

transformador da subestação, como forma de atuar no controle da tensão, coordenando-o aos demais elementos do sistema.

A análise econômica e operacional do problema considerando baterias envolve ainda a decisão a respeito da necessidade de eventuais cortes de carga, diante da falta de capacidade da rede em suprir a demanda do sistema. Dessa forma, o não atendimento de algumas restrições de potência do problema pode ocasionar desligamento de consumidores e consequentes custos associados, os quais comparados aos custos de investimento em dispositivos de armazenamento podem indicar a praticabilidade da instalação de tais tecnologias.

Ainda se tratando das estratégias de análise da carga, diferentes perfis diários de demanda são incorporados na simulação, como forma de reproduzir as especificidades e variabilidades do horizonte do planejamento e operação da rede. Tal horizonte, abrange um período de análise de curto e médio prazo, relacionado à vida útil das baterias e ao problema da operação de dia seguinte. Além disso, é implementada uma abordagem robusta de otimização, na qual a taxa de incerteza que leva à um maior nível de consumo (*worst case*) é considerada, de modo a também compreender o crescimento da carga no decorrer do estudo.

Finalmente, a formulação matemática deste problema, a qual originalmente contempla expressões não-lineares com variáveis inteiras e contínuas, é linearizada, almejando a redução do esforço computacional.

Em suma, o trabalho visa contribuir com a análise da viabilidade do investimento em sistemas de armazenamento de energia como forma de postergar expansões de capacidade do sistema de distribuição, atendendo ao crescimento da demanda e às restrições físicas, operacionais e regulatórias, reduzindo os custos envolvidos na importação de energia, investimento em baterias, perdas elétricas, congestionamentos e cortes de carga.

1.4.

Estrutura da Dissertação

A dissertação está estruturada em 6 capítulos, divididos como segue.

O Capítulo 2 trata da fundamentação teórica do conteúdo abordado, compreendendo as concepções a respeito do planejamento e operação de armazenadores de energia inseridos em sistemas de distribuição, bem como as

tecnologias e especificidades das baterias e dos elementos considerados na rede elétrica.

O Capítulo 3 descreve o modelo matemático de otimização adotado, incluindo a função objetivo e suas restrições, além da posterior linearização do problema, originalmente não-linear.

O Capítulo 4 relata a metodologia aplicada no desenvolvimento do trabalho, abrangendo as premissas e estratégias de solução adotadas.

O Capítulo 5 apresenta os casos de estudo e o sistema avaliado segundo a metodologia proposta. Por fim, os resultados são expostos e analisados.

O Capítulo 6 aborda a conclusão do trabalho, juntamente com as considerações sobre possíveis trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

2.1. Dispositivos de Armazenamento de Energia Elétrica

Os dispositivos de armazenamento acumulam energia para que esta possa ser usada em momentos oportunos para as mais diversas finalidades nos sistemas elétricos.

Estes dispositivos apresentam uma capacidade limitada, com propriedades e atributos particulares associados à eficiência, operação, capacidade, vida útil, custos de investimento e de operação [27].

Segundo [9], a energia elétrica pode ser armazenada nas seguintes formas:

- Energia potencial: em ar comprimido e reservatórios de água;
- Energia eletroquímica: em baterias e baterias de fluxo;
- Energia cinética: em *flywheels*;
- Energia química: em células a combustível;
- Campo elétrico: em capacitores;
- Campo magnético: em indutores.

As baterias são um dos dispositivos de armazenamento mais empregados, principalmente em redes de distribuição de energia elétrica, fornecendo uma variedade de benefícios e aplicações, dentre os quais podem-se citar [9, 27, 28]:

- Controlar a potência de saída de geradores eólicos e solares, compensando a intermitência e estimulando a penetração de tais fontes renováveis nas redes de distribuição;
- Transferência da energia gerada pelas fontes renováveis, principalmente fotovoltaicas, para períodos de picos de demanda;

- Expansão da capacidade da rede, atuando na complementação de potência, mitigando sobrecargas na rede e prorrogando ampliação de infraestrutura;
- Controle de frequência;
- Aumento da confiabilidade do sistema, evitando cortes de carga e longos períodos de indisponibilidade. Neste caso, as baterias atuam como *backups* de suprimento aos consumidores;
- Redução de perdas elétricas;
- Regulação de tensão;
- Redução do congestionamento da rede.

A depender do propósito a ser alcançado, o planejamento do sistema de armazenamento ideal deve ser pautado nas métricas que definem as tecnologias disponíveis e que melhor atendem aos requisitos estabelecidos. Sendo assim, as principais características dos SAE são:

- Capacidade de Armazenamento de Energia: é a quantidade de energia que pode ser armazenada no dispositivo, medida em [kWh] ou em [Ah]. Algumas tecnologias de armazenamento possuem restrições em relação ao total de energia armazenada que pode de fato ser utilizada, uma vez que a descarga completa pode provocar uma redução da vida útil da unidade armazenadora. Esta limitação operacional é conhecida como profundidade de descarga (do inglês *Depth of Discharge* – DoD).
- Estado de carga: conhecido do inglês como *State of charge* (SOC), é o nível de carga disponível, com relação à capacidade total da bateria.
- Taxa de Carga e Descarga: é a relação entre a energia carregada ou descarregada [kWh] e o tempo [h] que tais processos levam para serem concluídos, de modo que esta taxa é medida em kW ou em A (ampères).
- Tempo de Vida Útil: é medido de acordo com o número de ciclos de carga e descarga completos que a tecnologia de armazenamento foi desenvolvida para suportar, sob alguns critérios de funcionamento. A duração destes dispositivos também pode ser medida em anos, uma vez que ao longo do tempo há o desgaste de seus elementos, ou medida de acordo com a produção máxima de energia [kWh_{life}].

- **Eficiência:** relaciona-se com a perda de energia durante o processo de carga e descarga da unidade armazenadora, de modo que é necessária mais energia para carregar do que pode ser descarregada. Esta métrica é medida em [%], e é obtida através da divisão entre a energia descarregada e a carregada no dispositivo.
- **Custo de Capital Inicial:** os custos de investimento em uma determinada tecnologia de armazenamento dependem de uma série de aspectos, como a capacidade do sistema, sua aplicação, eficiência, instalação etc. Estes custos são medidos de acordo com a capacidade de energia [$\$/\text{kWh}_{\text{cap}}$] do dispositivo e a potência que pode ser fornecida [$\$/\text{kW}$], sendo utilizados como forma comparativa entre as tecnologias disponíveis.
- **Custo de Operação:** custo associado à operação e manutenção (O&M) do SAE, que é impactado por uma série de fatores e condições de uso da tecnologia empregada. Seu valor é definido de acordo com a potência nominal do dispositivo e considerando um conjunto de aspectos influenciadores, resultando em um custo anual típico [$\$/\text{kW} \times \text{ano}$] [29].

Estas são algumas das principais métricas de tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Contudo, como o objetivo desta dissertação consiste em otimizar a viabilidade de SAEB em sistemas de distribuição, como forma de prorrogar expansões de capacidade da rede, os detalhes a respeito do funcionamento exclusivo de baterias e os respectivos valores das métricas descritas recebem foco na seção 2.1.1.

2.1.1. Baterias

As baterias são dispositivos armazenadores de energia que convertem a energia eletroquímica em energia elétrica para armazenamento e uso posterior quando necessário. São compostas por um conjunto de células ligadas em paralelo ou série, que determinam a capacidade e a tensão nominais do equipamento. Cada célula possui um ânodo (polo negativo) e um catodo (polo positivo), imersos em um eletrólito e conectados a uma fonte ou carga externas. Este esquema possibilita

a troca de íons entre os eletrodos (polos) e o fluxo de elétrons pelo circuito, estabelecendo o processo de carga e descarga do dispositivo [9, 29].

Os SAEB possuem amplo potencial de aplicação nos diferentes âmbitos do setor elétrico, atendendo a propósitos distribuídos, junto às residências (a jusante do medidor), e centralizados de grande porte, junto aos operadores da rede. Os principais benefícios estão associados a flexibilidade operacional, velocidade de resposta de atuação e mobilidade.

Em virtude da característica modular das baterias, a associação destas em um sistema ou banco, propicia o aumento da capacidade de armazenamento útil, conferindo maior suporte à operação da rede elétrica. Em aplicações de pequena escala, com baterias de até 10 MW, a presença da tecnologia chumbo-ácido de armazenamento mostra-se mais comum e consolidada. Contudo, as baterias de íon de lítio também têm conquistado espaço nos sistemas elétricos, sobretudo graças a modernização do setor e à potencial redução dos custos associados a esta tecnologia, impulsionada pelo desenvolvimento e exploração dos veículos elétricos [29].

Nesse sentido, já é observada uma crescente tendência de penetração de baterias, no sistema elétrico mundial, indicando a viabilidade de tais recursos como armazenadores de energia. O gráfico da Figura 2.1 evidencia o cenário de evolução descrito.

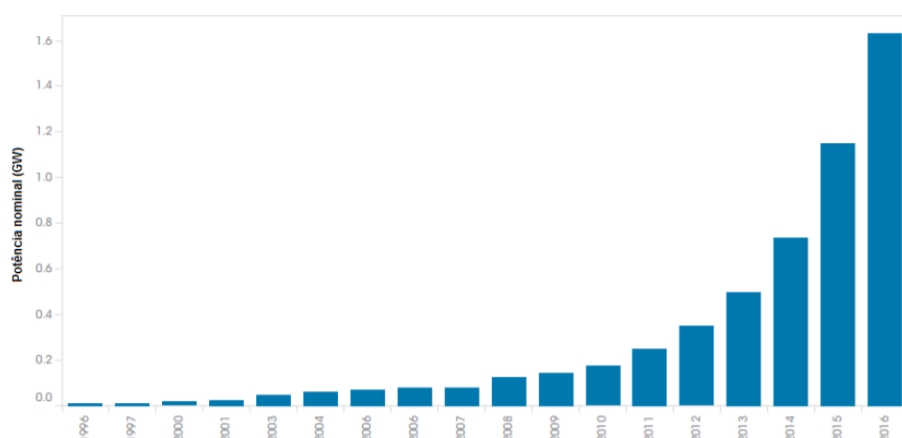


Figura 2.1 - Capacidade instalada mundial de armazenamento em bateria. Fonte: [29]

De acordo com estudos de sistema de armazenamento em baterias, realizado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), no que se refere às aplicações e

questões relevantes para o planejamento, a tecnologia comercial de bateria eletroquímica de Íon de Lítio apresenta um enorme potencial em aplicações no setor elétrico, devido à redução dos preços de aquisição desta tecnologia, da possibilidade de reciclagem de uso e da difusão de veículos elétricos. Sendo assim, a bateria de Íon de Lítio é a tecnologia avaliada neste estudo e com o intuito de detalhar suas características, a Tabela 2.1 é apresentada [29, 30].

Tabela 2.1 - Parâmetros da tecnologia de bateria eletroquímica de Íon de Lítio [29].

-	Bateria Íon de Lítio
Aplicabilidade sistemas [W]	≤ 10 MW
Capacidade - bateria/módulo [kWh]	0,5 - 10 kWh
Vida útil [anos]	10 - 15
Vida útil [ciclos]	2000 - 3000
Eficiência [%]	85 - 95 %
Custo de investimento por potência de descarga [\$/kW]	400 - 1000 \$
Custo de investimento por capacidade [\$/kWhcap]	500 - 1500 \$
Custo anual O&M [\$/kW-ano]	\$ 25

2.2. Planejamento e Operação de SAEB em Sistemas de Distribuição

Os sistemas de armazenamento de energia compostos por baterias são utilizados pelas concessionárias de energia e operadores do sistema elétrico como um recurso energético distribuído capaz de promover inúmeros benefícios e minimizar custos operacionais. A implantação desta tecnologia de armazenamento consiste no planejamento ótimo de seus atributos técnicos, especificação funcional e pontos de alocação, bem como requer a definição das melhores estratégias de integração com a rede e demais equipamentos, alcançando, assim, os objetivos estabelecidos.

O processo de identificar as características ideais do SAEB deve, ainda, verificar o atendimento de restrições técnicas relativas à rede de distribuição, na

qual o conjunto de baterias está inserido, e relativas aos equipamentos que a compõem, incluindo os princípios operacionais das unidades armazenadoras. Como resultado, é obtida uma estratégia de planejamento de longo prazo, que proporciona a minimização dos custos globais, enquanto respeita às limitações operacionais.

Grande parte dos trabalhos que endereçam estudos de planejamento de SAEB, buscam definir os locais de instalação das baterias, bem como sua potência e capacidade nominais, enquanto minimizam uma função objetivo de custo, composta, na maioria das vezes, por parcelas de custo referentes ao investimento em baterias, confiabilidade, operação e manutenção [31, 32].

Nesse sentido, ainda de acordo com os estudos realizados em [31], uma das premissas consideradas na metodologia de planejamento de SAEB, assumindo um determinado horizonte de planejamento, compreende uma topologia de rede fixa, com atributos técnicos de geração distribuída, demanda e controle de tensão previamente definidos e abertos à coordenação com módulos de baterias.

Arelada às estratégias de planejamento, são propostas otimizações de operação de curto prazo dos sistemas de armazenamento, assim como dos dispositivos que são de posse da distribuidora e constituem artifícios de controle da rede. Sendo assim, passam a compor as variáveis de decisão do problema, as potências de carga e descarga das baterias e demais estados operativos dos equipamentos, ao longo do período de simulação considerado [33].

Em suma, o problema de otimização do planejamento e operação de SAEB inseridos em sistemas de distribuição, a depender dos objetivos pretendidos, é capaz de atender múltiplas aplicações e proporcionar alguns benefícios, considerando um horizonte de estudo de médio prazo, factível e coerente para ambos os propósitos.

2.3. Elementos dos Sistemas de Distribuição

Além das baterias, outros equipamentos também são considerados nos sistemas de distribuição e considerados como recursos nesta dissertação. Dentre os recursos utilizados estão o transformador OLTC da subestação e geradores

fotovoltaicos distribuídos. Estes elementos, bem como sua modelagem, estão descritos a seguir.

2.3.1. Transformador OLTC

O OLTC é um comutador presente em alguns transformadores de potência, capaz de ajustar automaticamente e sob carga a relação de transformação, regulando a tensão do transformador. Este componente possibilita a alteração da derivação (tapes) de um enrolamento sem que seja necessário o desligamento do transformador, ou seja, ele continua energizado e em operação, garantindo que a corrente da carga não seja interrompida. É através da atuação do OLTC nos transformadores, que há o controle de tensão no barramento, uma vez que o ajuste na relação de espiras resulta na redução ou aumento do valor de tensão [34].

2.3.2. Geração Distribuída Fotovoltaica

Os geradores distribuídos fotovoltaicos (FV) são fontes de energia elétrica, baseadas no efeito fotovoltaico de estabelecimento de tensão elétrica entre os terminais das células solares, a partir da conversão de radiação solar em eletricidade [35].

A associação de módulos fotovoltaicos, formados por células solares, à equipamentos auxiliares, como por exemplo, inversores, compõem um sistema de geração fotovoltaico. Estes sistemas são considerados distribuídos, principalmente, em virtude das aplicações em redes de distribuição, como recursos energéticos (RE) de fornecimento. Nos casos de uso pelos consumidores, encontram-se instalados atrás do medidor, constituindo uma forma complementar de suprimento de energia ou, então, em locais de distante acesso, que apresentam infraestrutura elétrica limitada [36].

Considerando a conexão com a rede elétrica, os sistemas FV podem promover um fluxo de potência inverso, em situações que a geração local ultrapassa o consumo e injeta potência na rede, estabelecendo, assim, novos desafios para a operação do sistema de distribuição. Como resultado, são demandados artifícios

capazes de lidar com tais particularidades, de modo que também se extraia o maior número possível de benefícios econômicos e operacionais.

Ademais, o funcionamento dos sistemas FVs é extremamente impactado por condições externas de temperatura e radiação solar, uma vez que a máxima potência do sistema está relacionada à incidência dos raios solares. Portanto, a geração fotovoltaica será maior ou menor a depender das características climáticas do meio. Quando conectados às redes de distribuição, os módulos FVs têm a sua máxima potência de saída injetada nos inversores, que são responsáveis por transformar a corrente contínua do sistema FV em corrente alternada, sincronizando e realizando o acoplamento com a rede elétrica.

Em vista dos benefícios e da ampla utilização de sistemas distribuídos de geração fotovoltaica, é admitida a presença deste recurso como ativo e suporte dos próprios consumidores.

3

Modelagem Matemática

3.1.

Introdução

A modelagem matemática de um sistema real consiste na formulação de um modelo simplificado, com o intuito de estudar o comportamento deste, atrelado às considerações inerentes ao problema analisado [37].

Segundo [37], existem algumas concepções matemáticas importantes para entendimento da elaboração dos modelos representativos: variáveis, parâmetros e relações. A partir da formulação destes modelos, é possível realizar estudos de otimização, incorporando uma função que simboliza as metas do sistema modelado.

O problema de otimização é classificado de acordo com a estrutura de seu modelo e é resolvido através da aplicação de técnicas matemáticas específicas para a natureza do problema abordado. Nesse sentido, modelos de otimização podem ser caracterizados como problemas de Programação Não-Linear (PNL) ou Programação Linear (PL). Além disso, de acordo com a presença de variáveis inteiras, contínuas ou mistas, podem assumir, ainda, classes de problemas de Programação Inteira, Contínua ou Inteira-Mista.

Portanto, a partir dos conceitos de modelagem descritos, é abordada nas próximas seções, a formulação matemática empregada para descrever a complexidade do problema de otimização do planejamento e operação de sistemas de armazenamento com baterias, inseridos em sistemas de distribuição. São apresentadas as restrições e os limites operativos da rede e dos elementos de distribuição considerados, bem como a função objetivo, baseada na avaliação da viabilidade econômica e operacional da utilização de baterias para prorrogação de expansões de capacidade do sistema elétrico de distribuição, redução de perdas e da energia elétrica não suprida.

Com o intuito de retratar de forma mais realista o funcionamento em regime permanente do sistema, o modelo contempla uma representação trifásica da rede,

com presença de cargas desequilibradas e parâmetros estocásticos de demanda, além de elementos inerentes à distribuição.

Por fim, a metodologia de solução adotada parte de uma modelagem de programação não-linear inteira-mista, para posteriormente ser linearizada, com o intuito de se reduzir o esforço computacional da solução. Nesse sentido, as expressões originalmente não lineares serão descritas, para que em seguida o processo de linearização seja apresentado.

3.2. Modelagem Não-Linear

Em virtude das particularidades de funcionamento dos equipamentos considerados no problema de planejamento e operação de SAEB, que apresentam relações inerentemente não lineares, o modelo descrito é inicialmente não-linear inteiro-misto e considera uma formulação baseada em injeção de corrente, em um sistema trifásico com cargas desequilibradas e representação das variáveis na forma retangular.

Nas seções subsequentes, são apresentadas as expressões matemáticas que definem a operação do sistema e seus dispositivos, bem como a função objetivo norteadora do problema de otimização.

3.2.1. Função Objetivo

O principal propósito deste estudo consiste na avaliação da viabilidade econômica e operacional do SAEB, para minimizar o custo de operação e investimento da rede de distribuição, adiando a substituição de equipamentos de potência. Para isso, dois casos são otimizados, os quais diferenciam-se pela contemplação do investimento em módulos de baterias, e, por fim, comparados de acordo com os custos envolvidos.

O primeiro caso busca otimizar exclusivamente a operação do sistema de distribuição, uma vez que não considera a presença de SAEB. Já o segundo caso admite não só a otimização da operação do sistema de distribuição, como também dos conjuntos de baterias, dimensionados através do modelo proposto.

O resultado da otimização de ambos os casos é obtido através da minimização dos custos (C_T) envolvidos no horizonte de planejamento do problema, trazidos a valor presente, sendo estes calculados a partir do custo de investimento da bateria, do custo anual de operação, do período de simulação (vida útil das baterias) e das taxas de inflação e juros. De forma mais detalhada, os custos envolvidos no problema de otimização são [1, 4, 7, 8, 33, 38, 39]:

1. Custo da energia fornecida pela subestação (CSE);
2. Custo associado ao fluxo de corrente nas linhas (CFI);
3. Custo com energia não suprida (ENS), por efeito de interrupções do fornecimento de energia (CENS);
4. Custo de investimento em módulos de baterias (CIEB e CIPB);
5. Custo de manutenção e operação (O&M) de baterias (COM).

Os custos CSE, CFI e CENS compõem a função objetivo do primeiro caso de otimização, detalhada nas equações (3.1)-(3.6), enquanto a função de custo do segundo caso avaliado, que considera a presença de baterias, engloba todos os custos citados nos itens de 1 a 5, conforme apresentados nas equações (3.1)-(3.11).

$$\min C_{T_{caso1}} = C_{T_{caso1}}^{annual} \sum_{yr \in \Omega_Y} \left(\frac{1 + infr}{1 + intr} \right)^{yr-1} \quad (3.1)$$

$$C_{T_{caso1}}^{annual} = CSE + CFI + CENS \quad (3.2)$$

$$CSE = T_{sc} \sum_{sc \in \Omega_{N_{sc}}} \sum_{t \in \Omega_T} \Delta_t PSE_t CE_t \quad (3.3)$$

$$PSE_t = V_{SE,f,t}^{re} I_{SE,f,t}^{Gre} + V_{SE,f,t}^{im} I_{SE,f,t}^{Gim} \quad (3.4)$$

$$CFI = T_{sc} \sum_{sc \in \Omega_{N_{sc}}} \sum_{mn \in \Omega_l} \sum_{f \in \Omega_F} \sum_{t \in \Omega_T} I_{mn,f,t}^{sqr} CI_t \quad (3.5)$$

$$CENS = T_{sc} \sum_{sc \in \Omega_{N_{sc}}} \sum_{n \in \Omega_b} \sum_{f \in \Omega_F} \sum_{t \in \Omega_T} \Delta P_{m,f,t}^{LC} CEC_t \quad (3.6)$$

$$\min C_{T_{caso2}} = C_{T_{caso2}}^{annual} \sum_{yr \in \Omega_Y} \left(\frac{1 + infr}{1 + intr} \right)^{yr-1} + CIEB + CIPB \quad (3.7)$$

$$C_{T_{caso2}}^{annual} = CSE + CFI + CENS + COM \quad (3.8)$$

$$CIEB = \sum_{u \in \Omega_{SD}} E_u^{SDnom} CIEB_u \quad (3.9)$$

$$CIPB = \sum_{u \in \Omega_{SD}} SBAT_u CIPB_u \quad (3.10)$$

$$COM = \sum_{u \in \Omega_{SD}} SBAT_u COM_u \quad (3.11)$$

A função objetivo do problema de otimização está sujeita ao atendimento de alguns requisitos, representados pelas restrições de rede e dos equipamentos que a compõem, as quais refletem as relações entre as variáveis e os parâmetros do modelo. A formulação matemática de tais restrições é descrita nas próximas subseções.

3.2.2. Restrições de Fluxo de Potência

A operação em regime permanente do sistema de distribuição considerado é modelada através de restrições de fluxo de potência, baseadas nas expressões da Lei de *Kirchhoff* de tensão (Lei das Malhas) e de corrente (Lei dos Nós).

As equações (3.12) e (3.13) expressam o balanço das componentes real e imaginária das correntes do circuito, correspondendo à Lei de *Kirchhoff* de Corrente (LKC), a qual declara que a soma das correntes que chegam em um nó deve ser igual a soma das correntes que saem do mesmo nó [38, 39].

Portanto, a soma das variáveis de corrente injetadas é representada, neste problema, pela corrente da GD fotovoltaica localizada no nó avaliado e pelas correntes que fluem nas linhas de distribuição a montante e a jusante do nó,

considerando também as parcelas vinculadas às susceptâncias *shunt* do circuito em modelo π . Já a soma das variáveis de corrente absorvidas pelo nó compreende as correntes demandadas pela carga e pelo conjunto de baterias.

$$\begin{aligned}
 I_{m,f,t}^{Gre} + \sum_{km \in L} I_{km,f,t}^{re} - \sum_{mn \in L} I_{mn,f,t}^{re} \\
 - \left(\sum_{km \in \Omega_l} B_{km,f}^{sh} + \sum_{mn \in \Omega_l} B_{mn,f}^{sh} \right) \frac{V_{m,f,t}^{im}}{2} \\
 = I_{m,f,t}^{Dre} + I_{m,f,t}^{SDre} \\
 \forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T
 \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned}
 I_{m,f,t}^{Gim} + \sum_{km \in L} I_{km,f,t}^{im} - \sum_{mn \in L} I_{mn,f,t}^{im} \\
 - \left(\sum_{km \in \Omega_l} B_{km,f}^{sh} + \sum_{mn \in \Omega_l} B_{mn,f}^{sh} \right) \frac{V_{m,f,t}^{re}}{2} \\
 = I_{m,f,t}^{Dim} + I_{m,f,t}^{SDim} \\
 \forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T
 \end{aligned} \quad (3.13)$$

A aplicação da Lei de *Kirchhoff* de Tensão (LKT) nas malhas do circuito, é demonstrada pelas equações (3.14) e (3.15), as quais refletem a igualdade entre a diferença de potencial das barras dos alimentadores da rede e as respectivas quedas de tensão nas linhas.

$$\begin{aligned}
 V_{m,f,t}^{re} - V_{n,f,t}^{re} = \sum_{h \in \Omega_F} (R_{mn,f,h} I_{mn,h,t}^{re} - X_{mn,f,h} I_{mn,h,t}^{im}) \\
 \forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T
 \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned}
 V_{m,f,t}^{im} - V_{n,f,t}^{im} = \sum_{h \in \Omega_F} (X_{mn,f,h} I_{mn,h,t}^{re} + R_{mn,f,h} I_{mn,h,t}^{im}) \\
 \forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T
 \end{aligned} \quad (3.15)$$

Tanto as correntes que fluem nas linhas de distribuição do sistema, como as tensões nas barras, possuem valores limites de operação, que satisfazem as especificações exigidas em normas, garantindo uma qualidade de fornecimento

adequada e um funcionamento apropriado dos ativos elétricos. As restrições (3.16) e (3.17) descrevem essas limitações.

$$V_{min}^2 \leq V_{m,f,t}^{re2} + V_{m,f,t}^{im2} \leq V_{max}^2 \quad (3.16)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$0 \leq I_{mn,f,t}^{re2} + I_{mn,f,t}^{im2} \leq I_{mn}^{max2} \quad (3.17)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

3.2.3. Restrições OLTC

A presença de um transformador OLTC na subestação do sistema de distribuição, entre os nós m e n , é admitida como um recurso de controle de tensão, que opera através da comutação automática de tapes. A modelagem adotada para o OLTC compreende as equações de restrição (3.18)-(3.22), as quais refletem a relação de transformação da tensão e corrente - ambas representadas por suas componentes real e imaginária - entre o primário e o secundário do transformador, bem como definem os limites associados à configuração de chaveamentos da derivação, sendo esta uma variável de decisão do problema.

$$V_{n,f,t}^{re} = \left(1 + \%R_{mn} \frac{tap_{mn,f,t}}{Tap_{mn}^{max}}\right) V_{m,f,t}^{re} \quad (3.18)$$

$$\forall mn \in \Omega_l | mn \in \Omega_{OLTC}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$V_{n,f,t}^{im} = \left(1 + \%R_{mn} \frac{tap_{mn,f,t}}{Tap_{mn}^{max}}\right) V_{m,f,t}^{im} \quad (3.19)$$

$$\forall mn \in \Omega_l | mn \in \Omega_{OLTC}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$I_{km,f,t}^{re} = \left(1 + \%R_{mn} \frac{tap_{mn,f,t}}{Tap_{mn}^{max}}\right) I_{mn,f,t}^{re} \quad (3.20)$$

$$\forall mn \in \Omega_l | mn \in \Omega_{OLTC}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$I_{km,f,t}^{im} = \left(1 + \%R_{mn} \frac{tap_{mn,f,t}}{Tap_{mn}^{max}}\right) I_{mn,f,t}^{im} \quad (3.21)$$

$$\forall mn \in \Omega_l |_{mn \in \Omega_{OLTC}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$-Tap_{mn}^{max} \leq tap_{mn,f,t} \leq Tap_{mn}^{max} \quad (3.22)$$

$$\forall mn \in \Omega_l |_{mn \in \Omega_{OLTC}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

As equações (3.18) e (3.19) apresentam, respectivamente, as componentes real e imaginária da tensão regulada, enquanto as equações (3.20) e (3.21) à corrente regulada. O limite operativo (3.22) descreve os valores máximo e mínimo que a variável inteira $tap_{mn,f,t}$ pode assumir, no instante de tempo t , em cada uma de suas três fases, de forma independente [23,39].

3.2.4. Restrições de Corrente de Carga

As expressões (3.23) e (3.24) relacionam as potências ativa e reativa demandadas pela carga com as partes real e imaginária das variáveis de tensão na barra e corrente da carga [39].

$$P_{m,f,t}^D = V_{m,f,t}^{re} I_{m,f,t}^{Dre} + V_{m,f,t}^{im} I_{m,f,t}^{Dim} \quad (3.23)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$Q_{m,f,t}^D = -V_{m,f,t}^{re} I_{m,f,t}^{Dim} + V_{m,f,t}^{im} I_{m,f,t}^{Dre} \quad (3.24)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

Manipulando as equações (3.23) e (3.24), são obtidas as expressões (3.25) e (3.26), que resultam em funções não-lineares das componentes real e imaginária da tensão.

$$I_{m,f,t}^{Dre} = g(V_{m,f,t}^{re}, V_{m,f,t}^{im}, P_{m,f,t}^D, Q_{m,f,t}^D) = \frac{P_{m,f,t}^D V_{m,f,t}^{re} + Q_{m,f,t}^D V_{m,f,t}^{im}}{V_{m,f,t}^{re\ 2} + V_{m,f,t}^{im\ 2}} \quad (3.25)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$I_{m,f,t}^{Dim} = h(V_{m,f,t}^{re}, V_{m,f,t}^{im}, P_{m,f,t}^D, Q_{m,f,t}^D) = \frac{P_{m,f,t}^D V_{m,f,t}^{im} - Q_{m,f,t}^D V_{m,f,t}^{re}}{V_{m,f,t}^{re\ 2} + V_{m,f,t}^{im\ 2}} \quad (3.26)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

Finalmente, as equações (3.27) e (3.28) detalham a modelagem exponencial da carga, caracterizando a dependência desta com a tensão. Para o presente trabalho, a carga considerada é potência constante, na qual $np = 0$.

$$P_{m,f,t}^D = P_{m,f,t}^{D0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} = P_{m,f,t}^{D0} \left(\frac{\sqrt{V_{m,f,t}^{re\ 2} + V_{m,f,t}^{im\ 2}}}{V_0} \right)^{np} \quad (3.27)$$

$$\forall n \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$Q_{m,f,t}^D = Q_{m,f,t}^{D0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} = Q_{m,f,t}^{D0} \left(\frac{\sqrt{V_{m,f,t}^{re\ 2} + V_{m,f,t}^{im\ 2}}}{V_0} \right)^{np} \quad (3.28)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

3.2.5. Restrições de Geração Distribuída Fotovoltaica

Admitindo que as GDs fotovoltaicas presentes no sistema avaliado são de posse dos consumidores, ou seja, encontram-se atrás dos medidores e não são controladas pela concessionária de distribuição, considera-se que os valores de potência ativa e reativa geradas são conhecidos *a priori* e atendem às relações entre tensão, corrente e potência estabelecidas em (3.29) e (3.30). Neste estudo, assume-se que os geradores distribuídos apresentam fator de potência igual a um e, portanto, não injetam reativo na rede. Assim, o parâmetro $Q_{m,f,t}^G$ é igualado a zero na função (3.30). Já o parâmetro $P_{m,f,t}^G$ depende diretamente da curva de radiação solar considerada como *input* do problema ([39]), como segue:

$$P_{m,f,t}^G = V_{m,f,t}^{re} I_{m,f,t}^{Gre} + V_{m,f,t}^{im} I_{m,f,t}^{Gim} \quad (3.29)$$

$$\forall m \in \Omega_b |_{m \in \Omega_{GD}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$Q_{m,f,t}^G = -V_{m,f,t}^{re} I_{m,f,t}^{Gim} + V_{m,f,t}^{im} I_{m,f,t}^{Gre} = 0 \quad (3.30)$$

$$\forall m \in \Omega_b |_{m \in \Omega_{GD}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

No que tange ao limite operativo de geração, a restrição (3.31) é apresentada a seguir:

$$0 \leq P_{m,f,t}^G \leq \bar{P}_m^G \quad \forall m \in \Omega_b |_{m \in \Omega_{GD}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.31)$$

3.2.6.

Restrições de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

A modelagem considerada dos sistemas de armazenamento energia, destina-se à solução do problema de otimização que se refere ao planejamento e operação de baterias. As equações (3.32)-(3.46) descrevem o comportamento e as limitações deste dispositivo, considerando uma formulação trifásica e um funcionamento uniforme entre as fases, conforme detalhado em (3.34) e (3.35). As variáveis de decisão do problema são a capacidade de armazenamento, potência nominal e despacho das baterias.

$$P_{m,f,t}^{SD+} - P_{m,f,t}^{SD-} = V_{m,f,t}^{re} I_{m,f,t}^{SDre} + V_{m,f,t}^{im} I_{m,f,t}^{SDim} \quad (3.32)$$

$$\forall m \in \Omega_b |_{m \in \Omega_{SD}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$0 = -V_{m,f,t}^{re} I_{m,f,t}^{SDim} + V_{m,f,t}^{im} I_{m,f,t}^{SDre} \quad (3.33)$$

$$\forall m \in \Omega_b |_{m \in \Omega_{SD}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$P_{u,f=1,t}^{SD+} = P_{u,f=2,t}^{SD+} = P_{u,f=3,t}^{SD+} \quad (3.34)$$

$$\forall u \in \Omega_{SD}, t \in \Omega_T$$

$$P_{u,f=1,t}^{SD-} = P_{u,f=2,t}^{SD-} = P_{u,f=3,t}^{SD-} \quad (3.35)$$

$$\forall u \in \Omega_{SD}, t \in \Omega_T$$

As expressões (3.32) e (3.33) definem as potências ativa e reativa líquidas das baterias, com relação à sua corrente e à tensão na barra. Dessa forma, é

caracterizada a troca de potência entre as unidades armazenadoras e o sistema de distribuição. Como é considerada apenas a injeção ou absorção de potência ativa pelas baterias, a equação (3.33), referente à potência reativa, é igualada a zero.

$$E_{u,f,t}^{SD} = \begin{cases} E_u^{SDi} + \sum_{k \in \Omega_T, k \leq t} \Delta_k \left(P_{u,f,t}^{SD+} \eta_u^+ - \frac{P_{u,f,t}^{SD-}}{\eta_u^-} \right) & t = 1, \\ E_u^{SDnom} DoD & t = 0 \mid t = 24, \\ E_{u,f,t-1}^{SD} + \sum_{k \in \Omega_T, k \leq t} \Delta_k \left(P_{u,f,t}^{SD+} \eta_u^+ - \frac{P_{u,f,t}^{SD-}}{\eta_u^-} \right) & t \neq 1 \end{cases} \quad (3.36)$$

$$\forall u \in \Omega_{SD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

As relações detalhadas em (3.36) exprimem o acoplamento temporal do modelo da bateria, uma vez que a energia armazenada na unidade armazenadora u , no intervalo de tempo t , depende do seu estado de carga (SOC), no instante de tempo imediatamente anterior, de sua eficiência e da quantidade de energia injetada ou absorvida da rede também no intervalo t . Além disso, é definida a igualdade entre os SOC's inicial e final do período de carregamento, ou seja, quando $t = 0$ e $t = 24$, de modo que em ambas as situações o nível de armazenamento da bateria é igual a sua profundidade de descarga (DoD), conforme (3.37). Partindo-se deste princípio, quando $t = 1$, o estado de carga do intervalo de tempo anterior é o SOC inicial (E_u^{SDi}) [23, 39].

$$E_u^{SDi} = E_u^{SDnom} DoD \quad (3.37)$$

$$\forall u \in \Omega_{SD}$$

Em (3.38) e (3.39) são definidos os limites associados a capacidade de armazenamento máxima e mínima, e a restrição de potência ativa de carga e descarga da bateria de acordo com a potência nominal desta.

$$E_u^{SDnom} DoD \leq E_{u,f,t}^{SD} \leq E_u^{SDnom} \quad (3.38)$$

$$\forall u \in \Omega_{SD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$0 \leq P_{u,f,t}^{SD+}, P_{u,f,t}^{SD-} \leq P_u^{SDnom} \quad (3.39)$$

$$\forall u \in \Omega_{SD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

Os instantes de carga e descarga também devem ser limitados, conforme (3.40)-(3.42), visto que a cada período t a bateria só pode carregar ou descarregar, ou seja, a injeção ou absorção de energia da rede, a partir da bateria, não pode ocorrer simultaneamente. Dessa forma, a expressão (3.40) envolve variáveis binárias de ativação do estado operativo da bateria, que restringem o acionamento de ambas as ações ao mesmo tempo. Já as restrições (3.41) e (3.42) relacionam a variável binária de ativação a uma constante de valor alto suficiente para que o limite operativo de carga e descarga, associado à variável de potência nominal, não seja impactado [17]. Sendo assim, G é definido como igual ao valor de potência ativa nominal mínima da bateria (P_u^{SDmin}).

$$BP_{u,f,t}^{SD+} + BP_{u,f,t}^{SD-} \leq BA_u^{SD} \quad \forall u \in \Omega_{SD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.40)$$

$$P_{u,f,t}^{SD+} \leq BP_{u,f,t}^{SD+} G \quad \forall u \in \Omega_{SD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.41)$$

$$P_{u,f,t}^{SD-} \leq BP_{u,f,t}^{SD-} G \quad \forall u \in \Omega_{SD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.42)$$

Por fim, as equações (3.43)-(3.46) especificam os critérios de determinação das variáveis de potência nominal e capacidade de armazenamento, baseados na quantidade máxima permitida de unidades armazenadoras em um conjunto e a respectiva potência mínima considerada dos módulos de baterias. A alocação dos conjuntos de baterias é um dado de entrada do modelo e encontra-se refletido nas expressões através de AB_m .

$$P_u^{SDnom} = P_u^{SDmin} N_m^{SD} AB_m \quad \forall u \in \Omega_{SD}, m \in \Omega_b|_{m \in \Omega_{SD}} \quad (3.43)$$

$$P_u^{SDnom} \geq P_u^{SDmin} AB_m \quad \forall u \in \Omega_{SD}, m \in \Omega_b|_{m \in \Omega_{SD}} \quad (3.44)$$

$$E_u^{SDnom} = P_u^{SDnom} T_{du} AB_m \quad \forall u \in \Omega_{SD}, m \in \Omega_b|_{m \in \Omega_{SD}} \quad (3.45)$$

$$N_{bat}^{min} \leq N_m^{SD} \leq N_{bat}^{max} \quad (3.46)$$

Admitindo que a bateria não realiza injeção de reativo, apresentando fator de potência igual a um, a variável $SBAT_u$ torna-se igual a variável de potência ativa nominal (P_u^{SDnom}) da bateria u . Portanto, nas expressões de custo (3.10) e (3.11), $SBAT_u$ pode ser substituída por P_u^{SDnom} .

3.2.7. Restrições de Corte de Carga

A presente modelagem também considera a possibilidade de eventuais desligamentos de carga, diante da incapacidade da rede elétrica de distribuição em atender aos consumidores sem que restrições regulatórias e operacionais sejam violadas. Portanto, para que o problema apresente uma solução viável nesta situação, é admitida a ocorrência de cortes de carga.

A análise de custo vinculada a energia não suprida pelo sistema de distribuição, está apresentada nas expressões (3.47) - (3.48) e nas restrições (3.49) - (3.51). Assumindo como variáveis de controle os cortes de potência ativa e reativa ($\Delta P_{m,f,t}^{LC}$, $\Delta Q_{m,f,t}^{LC}$) associados a carga inicial ($P_{m,f,t}^{D0}$, $Q_{m,f,t}^{D0}$), são obtidas as equações (3.47) e (3.48), que atualizam o valor da demanda na barra.

$$P_{m,f,t}^D(\Delta P_{m,f,t}^{LC}) = P_{m,f,t}^{D0} - U_m \Delta P_{m,f,t}^{LC} \quad (3.47)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$Q_{m,f,t}^D(\Delta Q_{m,f,t}^{LC}) = Q_{m,f,t}^{D0} - U_m \Delta Q_{m,f,t}^{LC} \quad (3.48)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

Os limites toleráveis de corte de carga nas barras da rede são declarados em (3.49) e (3.50) e designam-se, por serem iguais, à demanda ativa e reativa nas respectivas barras. Já em (3.51) são vinculadas as potências nominais da carga às decisões de corte, de modo a manter o fator de potência original da carga [40, 41].

$$0 \leq \Delta P_{m,f,t}^{LC} < \Delta P_{m,f,t}^{LC \max} = P_{m,f,t}^{D0} \quad \forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.49)$$

$$0 \leq \Delta Q_{m,f,t}^{LC} < \Delta Q_{m,f,t}^{LC \max} = Q_{m,f,t}^{D0} \quad \forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.50)$$

$$\frac{\Delta P_{m,f,t}^{LC}}{P_{m,f,t}^{D0}} = \frac{\Delta Q_{m,f,t}^{LC}}{Q_{m,f,t}^{D0}} \quad (3.51)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

3.3. Modelagem Linear

Segundo [38], alguns métodos de linearização podem ser utilizados em problemas não-lineares, de forma a atuar na reformulação de restrições e função objetivo. Dentre estes métodos estão a aproximação linear e a linearização por partes, sendo o primeiro amplamente empregado no presente estudo, através da aproximação de equações em torno de um ponto operacional estimado.

Originalmente, a modelagem do problema real de otimização do planejamento e operação de SAEB, compreende não linearidades associadas aos limites de tensão e corrente do sistema (3.16) e (3.17), às restrições do OLTC (3.18)-(3.21), às restrições de corrente da carga (3.25) e (3.26), às restrições da GD (3.29) e (3.30) e por fim, às restrições da bateria (3.32) e (3.33).

Nas próximas seções, são evidenciadas as não-linearidades das expressões citadas e os processos de linearização adotados, que resultam no problema de otimização final.

3.3.1. Restrições de Fluxo de Potência

A partir da formulação apresentada na seção 3.2.2, são verificadas duas restrições não-lineares que compõem a modelagem do fluxo de potência do sistema: limite de tensão das barras (3.16) e limite de corrente nas linhas (3.17). Estas equações devem ser linearizadas como parte do processo de elaboração do modelo linear do problema.

No que diz respeito a linearização da expressão (3.16), que reflete os limites operativos máximo e mínimo da tensão nas barras do sistema, a Figura 3.1 ilustra a

metodologia adotada para conduzir a aproximação da restrição. Como resultado, são estabelecidas as expressões lineares (3.52)-(3.56), que descrevem os limites de tensão para a fase A, assumindo uma variação angular pequena em relação ao ângulo de referência das fases da rede de distribuição. Para as fases B e C o processo de linearização segue a mesma lógica, gerando restrições semelhantes às apresentadas para a fase A.

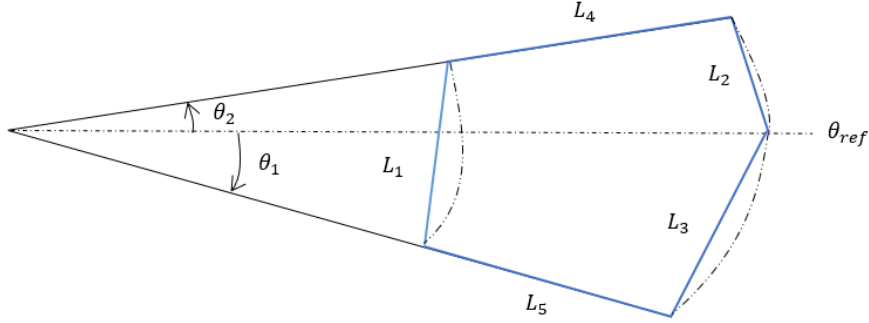


Figura 3.1 - Linearização da restrição dos limites operativos de tensão da fase A.

Os limites linearizados estabelecem relações entre o ângulo de referência da fase (onde, $\theta_{ref}^{faseA} = 0^\circ$, $\theta_{ref}^{faseB} = +120^\circ$, $\theta_{ref}^{faseC} = -120^\circ$), os desvios máximos positivo e negativo permitidos (θ_2, θ_1), e as magnitudes de tensão mínima e máxima (V_{min}, V_{max}), definidos de acordo com [38].

Na Figura 3.1, os segmentos de reta L_1 a L_3 são aproximações dos arcos adjacentes tracejados, e estão representados pelas equações (3.52) a (3.54), respectivamente. Já as desigualdades (3.55) e (3.56) refletem os trechos L_4 e L_5 , de modo que todas as retas são obtidas pelas manipulações das relações trigonométricas dos triângulos retângulos presentes na imagem.

$$V_{m,f,t}^{im} \leq \frac{\sin(\theta_{ref} + \theta_2) - \sin(\theta_{ref} - \theta_1)}{\cos(\theta_{ref} + \theta_2) - \cos(\theta_{ref} - \theta_1)} [V_{m,f,t}^{re} - V_{min} \cos(\theta_{ref} + \theta_2)] + V_{min} \sin(\theta_{ref} + \theta_2) \quad (3.52)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T$$

$$V_{m,f,t}^{im} \leq \frac{\sin(\theta_{ref} + \theta_2) - \sin \theta_{ref}}{\cos(\theta_{ref} + \theta_2) - \cos \theta_{ref}} [V_{m,f,t}^{re} - V_{max} \cos \theta_{ref}] + V_{max} \sin \theta_{ref} \quad (3.53)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T$$

$$V_{m,f,t}^{im} \geq \frac{\sin(\theta_{ref} - \theta_1) - \sin \theta_{ref}}{\cos(\theta_{ref} - \theta_1) - \cos \theta_{ref}} [V_{m,f,t}^{re} - V_{max} \cos \theta_{ref}] + V_{max} \sin \theta_{ref} \quad (3.54)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T$$

$$V_{m,f,t}^{im} \leq V_{m,f,t}^{re} \tan(\theta_{ref} + \theta_2) \quad \forall m \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T \quad (3.55)$$

$$V_{m,f,t}^{im} \geq V_{m,f,t}^{re} \tan(\theta_{ref} - \theta_1) \quad \forall m \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T \quad (3.56)$$

Em relação a restrição não-linear (3.17) de limite da corrente das linhas de distribuição, as expressões (3.57)-(3.66) traduzem sua linearização, a qual é fundamentada no processo modelado pela Figura 3.2. Como resultado, o primeiro somatório da equação (3.57) representa a linearização por partes da variável $I_{mn,f,t}^{re,2}$, enquanto $I_{mn,f,t}^{im,2}$ é aproximado pelo segundo termo da mesma equação [38].

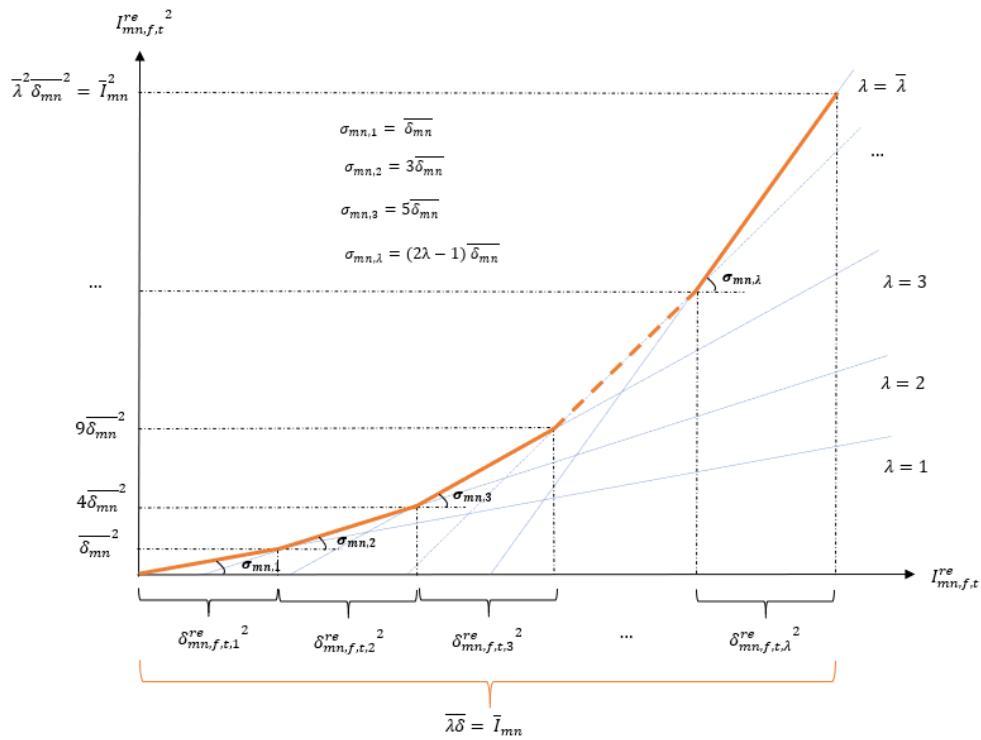


Figura 3.2 - Linearização por partes da função $I_{mn,f,t}^{re,2}$.

$$I_{mn,f,t}^{sqr} = \sum_{\gamma=1}^{\bar{\gamma}} \sigma_{mn,\gamma} \delta_{mn,f,t,\gamma}^{re} + \sum_{\gamma=1}^{\bar{\gamma}} \sigma_{mn,\gamma} \delta_{mn,f,t,\gamma}^{im} \quad (3.57)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$I_{mn,f,t}^{re} = I_{mn,f,t}^{re+} - I_{mn,f,t}^{re-} \quad \forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.58)$$

$$I_{mn,f,t}^{im} = I_{mn,f,t}^{im+} - I_{mn,f,t}^{im-} \quad \forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.59)$$

$$I_{mn,f,t}^{re+} + I_{mn,f,t}^{re-} = \sum_{\gamma=1}^{\bar{\gamma}} \delta_{mn,f,t,\gamma}^{re} \quad (3.60)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$I_{mn,f,t}^{im+} + I_{mn,f,t}^{im-} = \sum_{\gamma=1}^{\bar{\gamma}} \delta_{mn,f,t,\gamma}^{im} \quad (3.61)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$0 \leq \delta_{mn,f,t,\gamma}^{re} \leq \delta_{mn}^{max} \quad (3.62)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T, \gamma = 1 \dots \bar{\gamma}$$

$$0 \leq \delta_{mn,f,t,\gamma}^{im} \leq \delta_{mn}^{max} \quad (3.63)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T, \gamma = 1 \dots \bar{\gamma}$$

$$I_{mn,f,t}^{re+}, I_{mn,f,t}^{re-}, I_{mn,f,t}^{im+}, I_{mn,f,t}^{im-} \geq 0 \quad \forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T \quad (3.64)$$

As equações (3.65), (3.66) e (3.67) estabelecem alguns parâmetros de entrada do modelo:

$$\sigma_{mn,\gamma} = (2\gamma - 1) \delta_{mn}^{max} \quad \forall mn \in \Omega_l, \gamma = 1 \dots \bar{\gamma} \quad (3.65)$$

$$\delta_{mn}^{max} = \frac{I_{mn}^{max}}{\gamma^{max}} \quad \forall mn \in \Omega_l \quad (3.66)$$

$$0 \leq I_{mn,f,t}^{sqr} \leq I_{mn}^{max2} \quad (3.67)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

3.3.2. Restrições OLTC

As restrições (3.18)-(3.21) de relação de transformação de tensão e corrente entre o primário e o secundário do transformador OLTC, configuram-se como não-lineares, por compreenderem a multiplicação entre duas variáveis de decisão. Dessa forma, tais expressões são reformuladas através da substituição do produto $tap_{mn,f,t} V_{m,f,t}^{re}$ pela variável auxiliar $V_{mn,f,t,k}^{c(re)}$, assim como é feito para o produto que envolve a parte imaginária da tensão $tap_{mn,f,t} V_{m,f,t}^{im}$, o qual é substituído por $V_{mn,f,t,k}^{c(im)}$. A mesma concepção é aplicada para as multiplicações que abrangem as componentes real e imaginária da corrente, o que deriva nas variáveis $I_{mn,f,t,k}^{c(re)}$ e $I_{mn,f,t,k}^{c(im)}$.

Além das substituições citadas, a variável inteira que indica a posição do tape do OLTC também sofre alteração e passa a ser representada por uma variável binária de ativação da posição k do comutador, ao longo do tempo. Portanto, admitindo as linearizações realizadas, em (3.68) e (3.69) são detalhadas as restrições lineares obtidas para definição da tensão e corrente reguladas, e em virtude da similaridade das expressões, apenas as funções da componente real são explicitadas [39].

$$V_{n,f,t}^{re} = (1 - \%R_{mn})V_{m,f,t}^{re} + \sum_{k=1}^{2Tap_{mn}^{max}} \frac{\%R_{mn}}{Tap_{mn}^{max}} V_{mn,f,t,k}^{c(re)} \quad (3.68)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$I_{km,f,t}^{re} = (1 - \%R_{mn})I_{mn,f,t}^{re} + \sum_{k=1}^{2Tap_{mn}^{max}} \frac{\%R_{mn}}{Tap_{mn}^{max}} I_{mn,f,t,k}^{c(re)} \quad (3.69)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

Em (3.70)-(3.74) são definidas e limitadas as variáveis auxiliares de linearização, e em (3.75) é estabelecido o sequenciamento da variável binária $bt_{mn,f,t,k}$.

$$\sum_{k=1}^{2Tap_{mn}} bt_{mn,f,t,k} - Tap_{mn}^{max} = tap_{mn,f,t} \quad (3.70)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$\left| V_{mn,f,t}^{re} - V_{mn,f,t,k}^{c(re)} \right| \leq V_{max}(1 - bt_{mn,f,t,k}) \quad (3.71)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T, k \in 1 \dots 2Tap_{mn}^{max}$$

$$\left| V_{mn,f,t,k}^{c(re)} \right| \leq V_{max} bt_{mn,f,t,k} \quad (3.72)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T, k \in 1 \dots 2Tap_{mn}^{max}$$

$$\left| I_{mn,f,t}^{re} - I_{mn,f,t,k}^{c(re)} \right| \leq I_{mn}^{max}(1 - bt_{mn,f,t,k}) \quad (3.73)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T, k \in 1 \dots 2Tap_{mn}^{max}$$

$$\left| I_{mn,f,t,k}^{c(re)} \right| \leq I_{mn}^{max} bt_{mn,f,t,k} \quad (3.74)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T, k \in 1 \dots 2Tap_{mn}^{max}$$

$$bt_{mn,f,t,k} \leq bt_{mn,f,t,k-1} \quad (3.75)$$

$$\forall mn \in \Omega_l, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T, k \in 1 \dots 2Tap_{mn}^{max}$$

3.3.3. Restrições de Corrente de Carga

As funções g (3.25) e h (3.26) definem a corrente demandada pela carga e compreendem relações não lineares das partes real e imaginária da tensão. Visto que a magnitude de tal tensão apresenta um limite de variação reduzido, torna-se factível a linearização de primeira ordem (3.76) e (3.77) das expressões (3.25) e (3.26) em torno de um ponto operacional de tensão estimado $(V_{m,f,t}^{re*}, V_{m,f,t}^{im*})$ [38, 39].

$$I_{m,f,t}^{Dre} = g^* + \left. \frac{dg}{dV^{re}} \right|^* (V_{m,f,t}^{re} - V_{m,f,t}^{re*}) + \left. \frac{dg}{dV^{im}} \right|^* (V_{m,f,t}^{im} - V_{m,f,t}^{im*}) \quad (3.76)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$I_{m,f,t}^{Dim} = h^* + \left. \frac{dh}{dV^{re}} \right|^* (V_{m,f,t}^{re} - V_{m,f,t}^{re*}) + \left. \frac{dh}{dV^{im}} \right|^* (V_{m,f,t}^{im} - V_{m,f,t}^{im*}) \quad (3.77)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

Os valores estimados de tensão podem ser definidos com base em dados históricos, valores nominais, conhecimento tácito de especialistas ou resolvendo o problema linear inteiro misto de forma relaxada. A qualidade deste processo de definição impacta diretamente no nível do erro da aproximação linear realizada [38, 39].

3.3.4. Restrições de Geração Distribuída Fotovoltaica

O ponto estimado de operação da tensão $(V_{m,f,t}^{re*}, V_{m,f,t}^{im*})$ também é empregado na aproximação das expressões não lineares de potência ativa (3.29) e reativa (3.30) injetada pela GD. Portanto, dada a linearização em torno do ponto considerado, são obtidas as relações (3.78) e (3.79) de potência, tensão e corrente na GD.

$$P_{m,f,t}^G = V_{m,f,t}^{re*} I_{m,f,t}^{Gre} + V_{m,f,t}^{im*} I_{m,f,t}^{Gim} \quad (3.78)$$

$$\forall m \in \Omega_b | m \in \Omega_{GD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$Q_{m,f,t}^G = -V_{m,f,t}^{re*} I_{m,f,t}^{Gim} + V_{m,f,t}^{im*} I_{m,f,t}^{Gre} = 0 \quad (3.79)$$

$$\forall m \in \Omega_b | m \in \Omega_{GD}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

3.3.5. Restrições de Sistemas de Armazenamento com Baterias

A estratégia de aproximação linear abordada em 3.3.4 pode ser igualmente aplicada em (3.32) e (3.33), derivando equações lineares de potência líquida ativa e reativa da bateria (3.80) e (3.81), baseadas no ponto de tensão previamente estimado [39].

$$P_{m,f,t}^{SD+} - P_{m,f,t}^{SD-} = V_{m,f,t}^{re*} I_{m,f,t}^{SDre} + V_{m,f,t}^{im*} I_{m,f,t}^{SDim} \quad (3.80)$$

$$\forall m \in \Omega_b |_{m \in \Omega_{SD}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$0 = -V_{m,f,t}^{re*} I_{m,f,t}^{SDim} + V_{m,f,t}^{im*} I_{m,f,t}^{SDre} \quad (3.81)$$

$$\forall m \in \Omega_b |_{m \in \Omega_{SD}}, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

3.3.6. Restrições de Corte de Carga

O procedimento de corte de carga é um artifício de controle da otimização do problema e provoca a atualização da demanda nos nós do circuito. Dessa forma, a modelagem exponencial da carga, dada por (3.27) e (3.28), passa a ser função também da variável de decisão de corte, resultando em uma não linearidade nas expressões de corrente de carga, em virtude de substituições e manipulações realizadas, que decorrem na multiplicação de variáveis de controle. Portanto, a modelagem desta estratégia de operação deve ser reformulada com o intuito de eliminar a não linearidade identificada.

A metodologia de linearização idealizada consiste em modelar o mecanismo de redução de demanda através de injeções de potência ativa e reativa, representadas por geradores distribuídos, formulados conforme (3.31), (3.78) e (3.79). Mediante tal estratégia, as expressões de potência e corrente da carga não sofrem alterações diante eventuais cortes, de modo que a injeção de corrente pela GD fictícia passa a ser responsável pela dedução da corrente absorvida pela carga, por meio da LKC. Consequentemente, as restrições (3.47) e (3.48) são substituídas pelas expressões lineares (3.82) e (3.83), enquanto as demais restrições (3.49)-(3.51), que modelam o corte de carga, permanecem inalteradas, limitando a potência de despacho da GD fictícia (análoga a magnitude máxima de corte permitida), através da capacidade definida e da preservação de seu fator de potência (análogo ao fator de potência da carga).

$$\Delta P_{m,f,t}^{LC} = V_{m,f,t}^{re*} I_{m,f,t}^{Gre} + V_{m,f,t}^{im*} I_{m,f,t}^{Gim} \quad (3.82)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$\Delta Q_{m,f,t}^{LC} = -V_{m,f,t}^{re*} I_{m,f,t}^{Gim} + V_{m,f,t}^{im*} I_{m,f,t}^{Gre} = 0 \quad (3.83)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

Vale ressaltar que apesar do corte de carga não ser um recurso de operação amplamente considerado pelas distribuidoras e ter um custo associado de penalização de difícil determinação, este é empregado no presente trabalho como um artifício de análise da viabilidade dos SAEB, de modo que diante a mínima possibilidade de desligamento de consumidores, já há um demonstrativo da necessidade de investimento na rede.

3.4.

Modelo de Programação Linear Inteiro-Misto para o Problema de Planejamento e Operação de SAEB

Conforme detalhado nas seções anteriores, o problema proposto busca analisar a viabilidade da penetração de sistemas de armazenamento, compostos por baterias, através da comparação entre os custos associados a dois casos distintos de otimização.

O primeiro caso considera uma rede de distribuição desbalanceada, com representação trifásica, que compreende corte de carga, regulação de tensão via OLTC da subestação e penetração de GD fotovoltaica. Este caso é modelado através do problema:

$$\text{Min } C_T = \text{Min } (3.1)$$

$$s. a \left\{ \begin{array}{l} (3.12) - (3.15) \\ (3.22) \\ (3.27) - (3.28) \\ (3.31) \\ (3.49) - (3.51) \\ (3.52) - (3.67) \\ (3.68) - (3.75) \\ (3.76) - (3.77) \\ (3.78) - (3.79) \\ (3.82) - (3.83) \end{array} \right.$$

O segundo caso contempla os mesmos elementos e premissas citados anteriormente, contudo abrange, ainda, a análise da contribuição de SAEB como recurso distribuído de armazenamento para adiamento de expansões de capacidade, reduzindo interrupções de fornecimento de energia e picos de demanda. É modelado através do problema:

$$\text{Min } C_T = \text{Min (3.7)}$$

$$s. a \left\{ \begin{array}{l} (3.12) - (3.15) \\ (3.22) \\ (3.27) - (3.28) \\ (3.31) \\ (3.34) - (3.46) \\ (3.49) - (3.51) \\ (3.52) - (3.67) \\ (3.68) - (3.75) \\ (3.76) - (3.77) \\ (3.78) - (3.79) \\ (3.80) - (3.81) \\ (3.82) - (3.83) \end{array} \right.$$

Ambos os modelos compreendem apenas restrições lineares e variáveis de decisão inteiras – associadas ao OLTC da subestação e ao número de baterias por sistema de armazenamento - e contínuas – associadas à capacidade e despacho das baterias e ao corte de carga.

Finalmente, através do atendimento às restrições apresentadas na modelagem do problema, é possível obter o dimensionamento das baterias, a definição ótima dos controles e determinar o estado operativo em regime permanente do sistema avaliado, no que tange às variáveis de tensão das barras e corrente das linhas.

4 Metodologia de Solução Proposta

As técnicas de modelagem dos parâmetros do problema, bem como a definição do contexto de análise da otimização e de seus respectivos cenários representativos, fundamentam a etapa inicial do fluxo de solução empregado. A depender do procedimento de estimação dos dados de entrada e das incertezas associadas aos atributos do modelo, a convergência do processo de otimização pode ser impactada, assim como a qualidade da solução ótima de dimensionamento e operação do problema.

Dessa forma, são traçadas estratégias capazes de lidar com a complexidade do modelo, reduzindo o esforço computacional de processamento e tornando a representação do problema o mais realista possível. Para isso, é implementado um processo de parametrização de magnitude da tensão estimada, mediante avaliação de valores nominais e simulações iterativas, que busquem um ponto de convergência que atenda aos critérios de tolerância pré-estabelecidos. Além disso, a formulação do sistema é realizada de forma a se alcançar um número reduzido de variáveis e cenários, caracterizados por curvas típicas de demanda, definidas por intermédio de algoritmo de agrupamento de comportamentos similares.

A sensibilidade da solução, perante variações de atributos do modelo, requer artifícios de estudo que compreendam adequadamente comportamentos incertos observados em um horizonte temporal de simulação extenso. Nesse sentido, é empregado um método de otimização sob incerteza, que possibilita alcançar uma solução ideal e viável diante qualquer realização dentro de um intervalo de incerteza.

Finalmente, a título de legitimação da viabilidade do planejamento e operação obtidos, é realizada a comparação dos custos calculados nos dois casos considerados – com e sem SAEB – e a verificação da recuperação do investimento empreendido.

4.1.

Método de Determinação dos Cenários Típicos de Carga

O horizonte temporal do estudo estabelecido engloba um extenso número de cenários diários de carga, que acarretam uma simulação de elevada complexidade e custo computacional. Portanto, com o objetivo de diminuir o esforço de análise, é estabelecida uma estratégia de identificação de cenários típicos de consumo e, consequentemente, de redução da dimensão do conjunto de cenários de carga, capaz de capturar, ainda, a natureza incerta da demanda, sua diversidade e variabilidade temporal. Tal abordagem é baseada nos procedimentos de aplicação do algoritmo de mineração de dados (ou padrões) *K-Means*, implementados em [4, 11, 12].

O algoritmo iterativo *K-Means* é um método de particionamento responsável por agrupar elementos similares, seccionando o conjunto de dados analisado em clusters. Este é um processo de clusterização não-supervisionado, que considera como parâmetro de entrada o número k de grupos a serem particionados os n objetos do conjunto de dados D e tem por objetivo minimizar a similaridade intercluster e maximizar a similaridade intracluster [42].

Cada cluster é representado pelo seu centroide, que pode ser definido como a média dos elementos pertencentes ao grupo. A etapa inicial do algoritmo consiste em definir aleatoriamente os k centroides de cada cluster, de modo que, em seguida, os demais elementos do conjunto de dados D são atribuídos aos respectivos grupos mais semelhantes, mediante análise da distância entre os pontos e os centroides estabelecidos.

Em virtude da natureza não supervisionada do algoritmo de clusterização, o qual não dispõe do conhecimento inicial sobre a estrutura de distribuição dos dados, e da necessidade de se determinar *a priori* o número k de clusters a serem particionados os objetos, utiliza-se um método intrínseco de validação de resultados como forma de se especificar a quantidade ideal de centroides por uma métrica adequada, que indica quão compactos são os clusters e quão separados estão uns dos outros. Nesse sentido, aplica-se o coeficiente de *silhouette*, calculado através de (4.1), na avaliação de diferentes valores de k como parâmetro de entrada do algoritmo *K-Means*.

$$s(o) = \frac{b(o) - a(o)}{\max\{a(o), b(o)\}} \quad (4.1)$$

O índice de *silhouette* fundamenta-se nos conhecimentos intrínsecos de coesão e separação das partições do conjunto de dados e varia entre o intervalo de $[-1,1]$, caracterizando-se por apresentar valores próximos a 1 quando o cluster avaliado é compacto e distante dos demais. Além disto, valores negativos (próximos de -1) descrevem clusters com objetos dispersos e próximos de elementos alocados em outros grupos. Portanto, valores de *silhouette* elevados refletem boas soluções para o processo de clusterização [42].

A avaliação do valor ideal de k baseia-se na aplicação do algoritmo de clusterização repetidas vezes sobre a base de dados D , variando a cada execução o número k de clusters a serem particionados os objetos, dentro do intervalo pré-determinado $[k_{min}, k_{max}]$. Obtidos os resultados dos agrupamentos, o coeficiente de *silhouette* médio é calculado para cada um deles e o melhor valor de k é definido.

No presente trabalho são clusterizadas as curvas de consumo diárias (365 curvas) de quatro tipos de unidades consumidoras (geradas sinteticamente a partir de dados reais de consumidores europeus), referentes ao período de um ano, com o intuito de se identificar perfis típicos representativos, que capturem as particularidades e a variação horária de comportamento de cada consumidor ao longo do ano. Como resultado, a quantidade de cenários de carga é reduzida, aliviando o esforço computacional de solução.

4.1.1. Resultado Cenários Típicos de Carga

A partir do método descrito, são avaliadas 365 curvas de cada um dos quatro tipos de consumidores considerados: residencial 1, residencial 2, residencial 3 e comercial. Para isso, os vetores diários de potência ativa e reativa, com discretização horária, são primeiramente normalizados, através da classe de pré-processamento *MinMaxScaler* da biblioteca *scikit-learn* do Python.

Posteriormente, o algoritmo *K-Means* é utilizado como forma de avaliar os valores do coeficiente de *silhouette*, calculados para um intervalo de número de clusters de $[2, 30]$, definido arbitrariamente. Tal cálculo foi implementado mediante aplicação da classe *KMeans* e da métrica *silhouette_score*, ambos da biblioteca

scikit-learn. Como resultado do levantamento dos valores do coeficiente de *silhouette* para o range [2, 30] de partições das 365 curvas de carga, o gráfico da Figura 4.1 é apresentado. O maior valor do índice encontra-se em $k = 12$, indicando que o melhor resultado de clusterização ocorre para este valor de parâmetro de entrada. Portanto, o conjunto de perfis de consumo é particionado em 12 clusters, resultando em 12 curvas de carga representativas descritas pelos centroides.

Em resumo, a redução da quantidade de cenários é alcançada através da representação das 365 curvas de carga originais pelas 12 curvas (cenários) identificadas pelo processo de agrupamento de padrões. As Figuras 4.2 a 4.5 ilustram os cenários típicos de demanda diários.

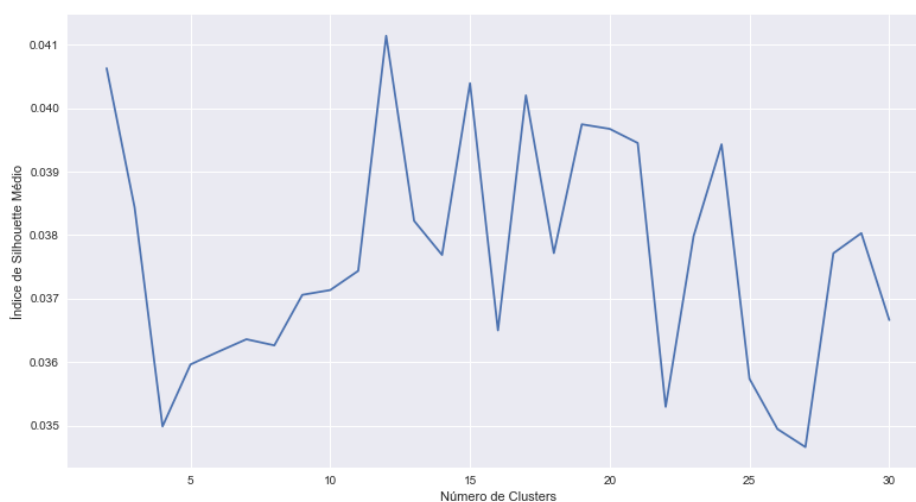


Figura 4.1 - Índice de *silhouette* médio para valores de k variando de [2, 30].

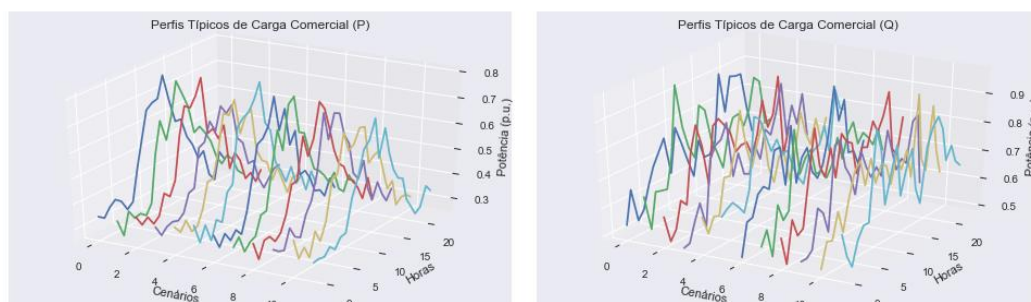


Figura 4.2 - Perfis representativos de carga comercial.

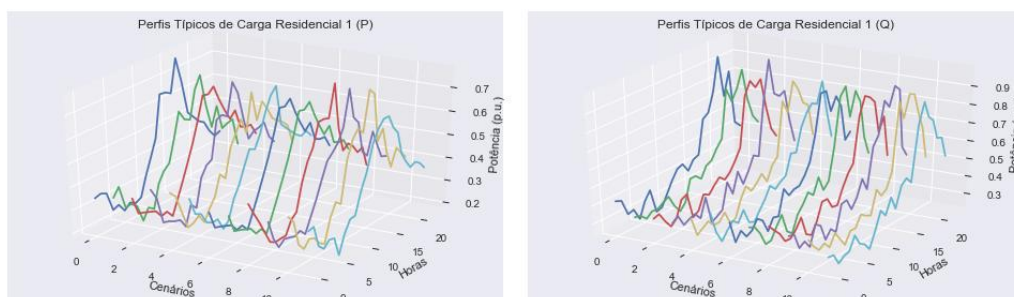


Figura 4.3 - Perfis representativos de carga residencial 1.

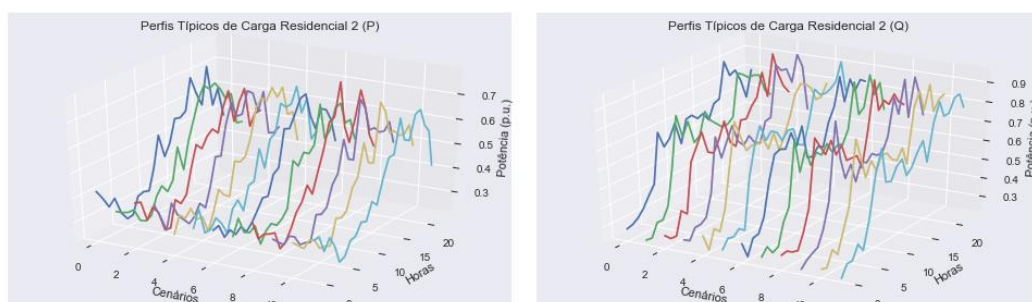


Figura 4.4 - Perfis representativos de carga residencial 2.

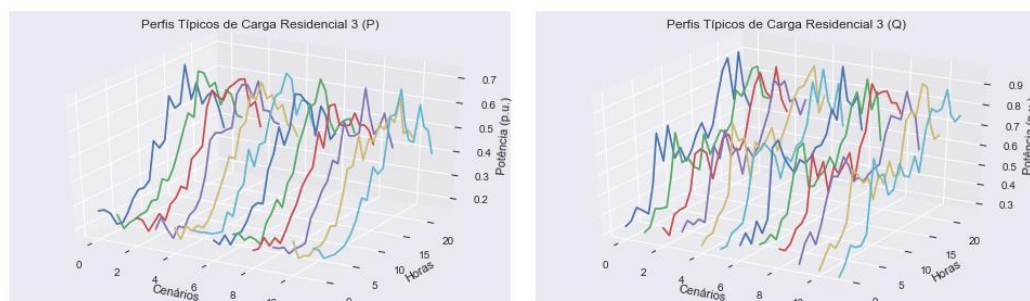


Figura 4.5 - Perfis representativos de carga residencial 3

Para obtenção do consumo das unidades consumidoras da rede, a potência nominal da carga deve ser multiplicada pelo valor em p.u. correspondente ao perfil de demanda do cliente atendido pela concessionária. A partir desta definição de consumo, o modelo de otimização pode utilizar como parâmetro de entrada os valores de potência ativa e reativa demandados pelos nós da rede.

4.2. Otimização Sob Incerteza

A modelagem de problemas reais de planejamento de sistemas elétricos envolve, em muitos casos, parâmetros de difícil determinação, que estão associados ao comportamento futuro de demanda, preços, fatores ambientais externos de vento, radiação solar etc. Nestes casos, a decisão ótima deve levar em conta a incerteza associada aos dados apresentados.

Problemas que compreendem otimização sob incerteza são mais apropriados para lidar com longos horizontes de análise, que englobam múltiplos cenários de realização dos parâmetros intermitentes. Dessa forma, as incertezas associadas ao modelo são consideradas e tornam o processo de decisão mais realista e robusto, podendo gerar, contudo, problemas de grande porte, que exigem um esforço computacional de solução significativo, devido ao extenso intervalo de incerteza observado [43, 44].

Ainda no contexto de incorporação de incertezas, a abordagem robusta é amplamente empregada e consiste em buscar uma solução ótima que não admita violações de restrições físicas e operacionais do sistema modelado, e que seja viável para qualquer realização do parâmetro aleatório, considerando um conjunto limite de incerteza. Tal estratégia de otimização sob incerteza pode ser empregada diante situações nas quais a distribuição de probabilidade da variável aleatória não esteja disponível ou como alternativa para lidar com o crescente esforço computacional demandado, melhorando o desempenho do processo de solução, mas garantindo, ainda, robustez no resultado, através da definição adequada de um conjunto de incerteza [45, 46].

O objetivo da aplicação da otimização robusta (OR) compreende a identificação de soluções imunes às variações dos atributos do modelo e imprecisões do processo de estimação de parâmetros. A função objetivo deve ser então minimizada ou maximizada, mediante atendimento das restrições do modelo, resultando na melhor estratégia possível de decisão perante a realização do nível de incerteza mais pessimista.

A modelagem da incerteza em OR está atrelada à geometria do conjunto no qual a variável incerta está limitada. Dentre as possíveis geometrias podem-se citar: caixa, poliedro e elipse. A representação em caixa, aplicada nesta dissertação, é

conservadora, pois admite que os dados aleatórios apresentam seus piores valores simultaneamente, porém caracteriza-se por ser a mais simples [45].

No presente estudo de planejamento e operação de SAEB, a incerteza considerada está associada ao nível de demanda de energia no sistema de distribuição, inicialmente modelada por uma abordagem determinística detalhada em (3.27) e (3.28), na qual a incerteza é desconsiderada. No entanto, de acordo com [45], é factível considerar a incerteza da carga assumindo um valor de demanda típico nominal e uma taxa de variação associada (nível de incerteza), que resulte em uma demanda máxima esperada (*worst case*), conforme expressões (4.4) e (4.5). Tais equações substituem os parâmetros incertos de potência ativa e reativa da carga em (3.27) e (3.28) e consequentemente alteram as funções de corrente da carga (3.76)-(3.77) e de corte de carga (3.49)-(3.51).

$$U_{p^{Dmax}} = [P_{m,f,t}^D(1 - \beta), P_{m,f,t}^D(1 + \beta)] \quad (4.2)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$U_{q^{Dmax}} = [Q_{m,f,t}^D(1 - \beta), Q_{m,f,t}^D(1 + \beta)] \quad (4.3)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$P_{m,f,t}^{Dmax} = P_{m,f,t}^D(1 + \beta) \quad (4.4)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$Q_{m,f,t}^{Dmax} = Q_{m,f,t}^D(1 + \beta) \quad (4.5)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$P_{m,f,t}^{Dmax} \in U_{p^{Dmax}} \quad (4.6)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

$$Q_{m,f,t}^{Dmax} \in U_{q^{Dmax}} \quad (4.7)$$

$$\forall m \in \Omega_b, f \in \Omega_F, t \in \Omega_T$$

O conjunto de incerteza em caixa implementado e descrito em (4.2) e (4.3) determina a variação admissível do nível de demanda da rede. Contudo, seguindo

a premissa da otimização robusta, é considerado que a carga assuma o valor máximo (*worst case*) do intervalo de incerteza do conjunto, pois acarreta um maior congestionamento da rede e uma maior injeção de energia a partir da subestação. Portanto, um grau de incerteza máximo pré-estabelecido deve atuar sobre os diferentes perfis de carga, identificados pelo *K-Means*, conduzindo o consumo nominal para valores superiores e englobando a imprecisão da estimação do parâmetro, além do crescimento anual da carga.

Dessa forma, a solução é alcançada através da contemplação da pior realização da demanda (equações (4.4) e (4.5)) para cada perfil típico, dentro do conjunto de incerteza considerado, garantindo a viabilidade das estratégias de planejamento e operação obtidas para as demais instâncias de carga compreendidas pelo intervalo de variação.

4.3. Método de Otimização

A metodologia de solução proposta consiste inicialmente na especificação da rede de distribuição modelada, na determinação das curvas estimadas de radiação solar e de demanda e na configuração da variável de ativação dos SAEB, visto que são avaliados dois contextos de gerenciamento do sistema de distribuição, onde apenas um admite o investimento em baterias como recurso de operação e prorrogação de expansões de infraestrutura.

A formulação matemática aplicada, bem como a proposta de estudo de planejamento, resulta em um extenso número de variáveis de decisão e em um horizonte de análise de médio prazo (10 anos), caracterizando problemas de larga escala, que exigem um esforço computacional expressivo. Nesse sentido, são implementadas estratégias de redução da quantidade de cenários de otimização e, conseqüentemente, do número de variáveis, através da determinação de curvas típicas diárias de carga, que descrevem o comportamento de consumo anual.

A definição dos cenários típicos diários de demanda é realizada mediante o agrupamento de curvas de carga similares, que compartilham atributos e comportamentos análogos. Tal procedimento baseia-se no algoritmo de clusterização, conhecido como *K-Means*, responsável por identificar, dentre as curvas diárias de carga estimadas para o período de um ano, a quantidade de grupos

que englobam os perfis característicos, estabelecidos como os centroides de cada cluster. Assume-se então, que as condições de operação dos cenários representativos de carga são obtidas e extrapoladas para os demais anos do período de estudo, como estratégia de simplificação e redução de complexidade do problema. Contudo, o crescimento da demanda ao longo dos anos encontra-se abrangido pela abordagem robusta, que admite um nível adicional de consumo através da máxima taxa de incerteza considerada [45].

Sendo assim, uma vez definidos os cenários representativos de carga ao longo de um ano, através da aplicação do *K-Means* como método de redução de cenários, são estabelecidos os valores nominais de demanda utilizados como entrada do problema de otimização, o qual baseia-se, ainda, na abordagem robusta de pior realização da incerteza de estimação do nível de carga, para cada um dos cenários. Dessa forma, a incerteza atua em todos os cenários representativos, de forma a retratar a variabilidade horária de demanda da rede e os níveis de consumo (magnitude) incertos ao longo do período de estudo. Portanto, sobre as curvas típicas de carga (valores nominais) é refletida uma taxa de incerteza, que conduz à uma situação de consumo elevado (demanda máxima do conjunto de incerteza), garantindo a viabilidade da solução para os demais níveis de consumo compreendidos pelo conjunto de incerteza.

Uma vez especificados os dados de entrada do modelo, é dado início ao processo iterativo de otimização do problema, o qual se faz necessário em virtude da importância de uma boa determinação do ponto operativo estimado de tensão, em torno do qual são realizadas as aproximações lineares das expressões do modelo original não-linear. A qualidade da linearização executada e o nível do erro associado estão relacionados a uma estimação adequada do ponto de operação, por isso busca-se atualizar tal estimativa por intermédio da avaliação da variação entre a tensão estimada e a calculada como solução da otimização. Deste modo se a variação for superior a uma tolerância pré-estabelecida, uma nova iteração é realizada, atualizando a tensão estimada com a tensão calculada na iteração imediatamente anterior. Caso contrário, o processo converge e a solução encontrada é o resultado da otimização.

A inicialização do ponto estimado de tensão é dada pela execução de um fluxo de potência, através da solução do modelo de otimização, considerando fixos seus recursos de controle, ou seja, a operação do OLTC da subestação e das baterias não

são contempladas. Dessa forma, verifica-se o desempenho da rede de distribuição e a evolução de seu estado operativo, sem a interferência das estratégias de operação. Para este caso, no qual não há otimização de decisões, apenas há a simulação do fluxo, o ponto inicial de tensão estabelecido é o valor nominal de voltagem do sistema, enquanto o valor calculado ao final da simulação é empregado no processo iterativo de otimização como o ponto operativo estimado.

O fluxograma da Figura 4.6 detalha o processo de solução implementado para otimizar o problema proposto, ilustrando as etapas descritas anteriormente.

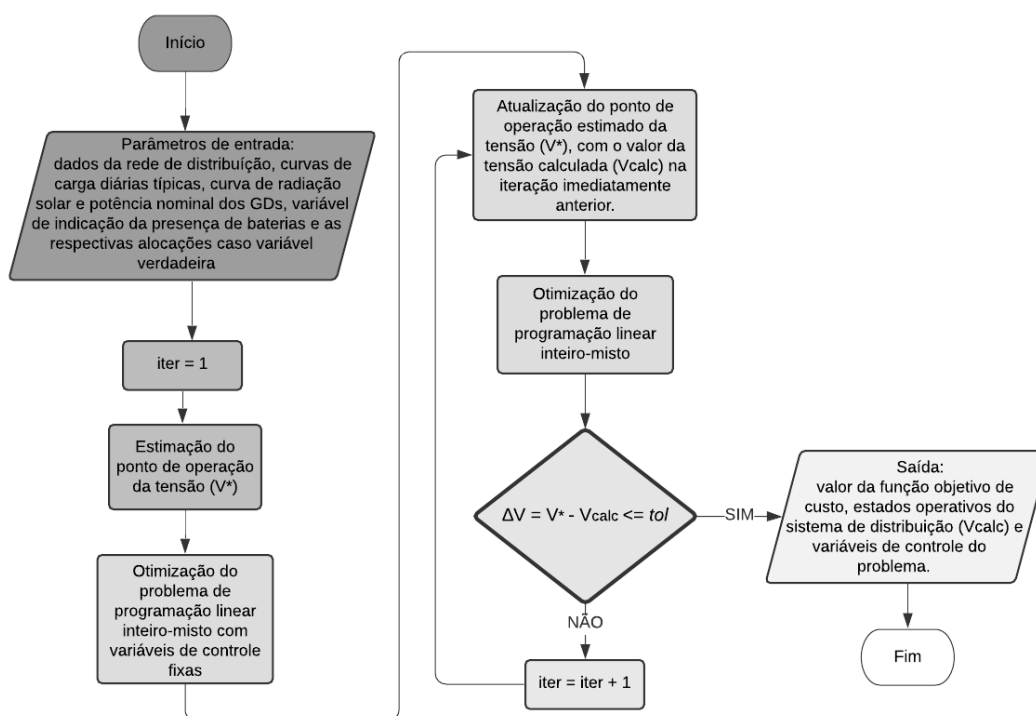


Figura 4.6 - Fluxograma de solução.

Diante a convergência do processo iterativo de otimização, são definidos o planejamento e a operação ótimos dos SAEB, da rede de distribuição e o valor global da função objetivo de custo minimizada. Contudo, visto que dois casos de otimização são avaliados, em que um deles considera a presença de baterias e o outro não, ainda deve ser verificada a viabilidade do investimento em armazenadores de energia, como forma de adiar expansões de capacidade e reduzir custos de operação. Para isso, são comparados os custos resultantes de ambos os processos de otimização, e é analisada a concretização da redução dos custos operativos, quando da inserção de baterias, associados a minimização do custo de

energia não suprida pelo sistema e do custo de fluxo de corrente nas linhas congestionadas. Entretanto, na condição do custo total do caso com bateria superar o custo do caso sem bateria, deve-se avaliar sob qual valor da unidade armazenadora esta condição se inverte.

Por fim, também é examinado o eventual benefício de investimento, no qual se tem o retorno do capital do dispositivo armazenador, dentro do período de sua vida útil.

5

Estudos de Caso e Resultados

5.1.

Descrição dos Casos

A metodologia proposta é avaliada mediante aplicação no sistema teste IEEE 123 barras. A formulação empregada segue o que foi apresentado na seção 3, a depender, apenas, dos parâmetros de entrada específicos do sistema.

São analisados dois casos de otimização para o mesmo sistema teste:

1. Caso 1: otimização, com discretização horária, da operação de sistema de distribuição, sem inserção de SAEB e considerando apenas o controle dos recursos de corte de carga e regulação de tensão via OLTC da subestação.
2. Caso 2: otimização do planejamento e operação de SAEB em sistema de distribuição, considerando o dimensionamento dos conjuntos de baterias inseridos e o controle de corte de carga, do OLTC da subestação e do despacho dos SAEB.

Ambos os processos de otimização descritos são simulados com discretização horária, em um horizonte de planejamento de 10 anos, compatível com a vida útil mínima de baterias de Íon de Lítio, escolhidas como tecnologia referência de armazenamento, em virtude da crescente aplicação no setor elétrico para as mais diversas finalidades.

Como resultado dos processos de otimização descritos, são obtidos os respectivos valores ótimos da função objetivo de custo, associados às estratégias de planejamento e operação estabelecidas, as quais atendem às restrições técnicas da rede e de seus dispositivos. Caso qualquer violação dos limites operativos não seja resolvida, através do corte de carga, o problema não gera uma solução. No entanto, mesmo em face do atendimento das restrições, o processo iterativo só converge quando a variação entre os pontos operativos de tensão calculados entre iterações subsequentes é menor ou igual a tolerância estipulada de 5%.

Finalmente, diante os valores ótimos, é possível, então, realizar uma comparação de custos, de modo a se verificar o benefício e a viabilidade do investimento em baterias, como recurso de auxílio à operação e de adiamento de expansões de capacidade em redes de distribuição congestionadas.

A Tabela 5.1 lista alguns parâmetros gerais de entrada do modelo, principalmente no que tange às variáveis de custo da função objetivo. Tais parâmetros são provenientes de consultas às referências [33] e [38].

Tabela 5.1 - Parâmetros de entrada do modelo.

Parâmetro	Valor
Custo de energia horário de ponta (\$/kWh)	0,52
Custo de energia horário fora ponta (\$/kWh)	1,8
Custo associado ao fluxo de corrente na linha (\$/A ²)	0,005
Custo de corte de carga (\$/kWh)	45
Vida útil da bateria (ano)	10
Taxa anual de inflação (%)	7
Taxa anual de juros (%)	10
Limites operativos máximo e mínimo da tensão Vmax, Vmin (%)	±5
Limite de variação angular negativa θ_1 (°)	-10
Limite de variação angular positiva θ_2 (°)	5

O problema de otimização foi implementado utilizando a linguagem de programação *Julia*, versão 0.6.3.1, *solver* CPLEX. Já a estratégia de identificação de perfis de consumo diários típicos, realizada através de agrupamento via *K-Means*, foi desenvolvida utilizando a linguagem de programação *Python*, versão 3.8, bibliotecas *pandas*, *numpy* e *scikit-learn*.

Na seção 5.2 é detalhada a rede IEEE 123 barras utilizada no processo de otimização, bem como as alterações implementadas, por simplificação, no sistema original.

5.2.

Descrição do Sistema Teste: IEEE 123 barras modificado

A metodologia proposta é avaliada mediante aplicação no sistema de distribuição teste IEEE 123 barras.

A título de simplificação do problema, algumas modificações foram consideradas na modelagem da rede em questão: as chaves seccionadoras, os bancos de capacitores, os transformadores e os reguladores de tensão ao longo da rede foram desconsiderados, em contrapartida, geradores distribuídos fotovoltaicos foram inseridos nas cinco barras de maior consumo do sistema elétrico de distribuição.

A Figura 5.1 ilustra o diagrama unifilar do sistema de distribuição 123 barras modificado, o qual conta com a presença de linhas de distribuição aéreas e subterrâneas monofásicas, bifásicas e trifásicas, cargas desequilibradas e um transformador de 5 MVA, de relação de transformação 115/4,16 kV, situado na subestação (barra 150) e atuando como dispositivo de controle de tensão, através de um OLTC associado. A alocação dos demais recursos distribuídos considerados na rede modificada, também é apresentada no unifilar.

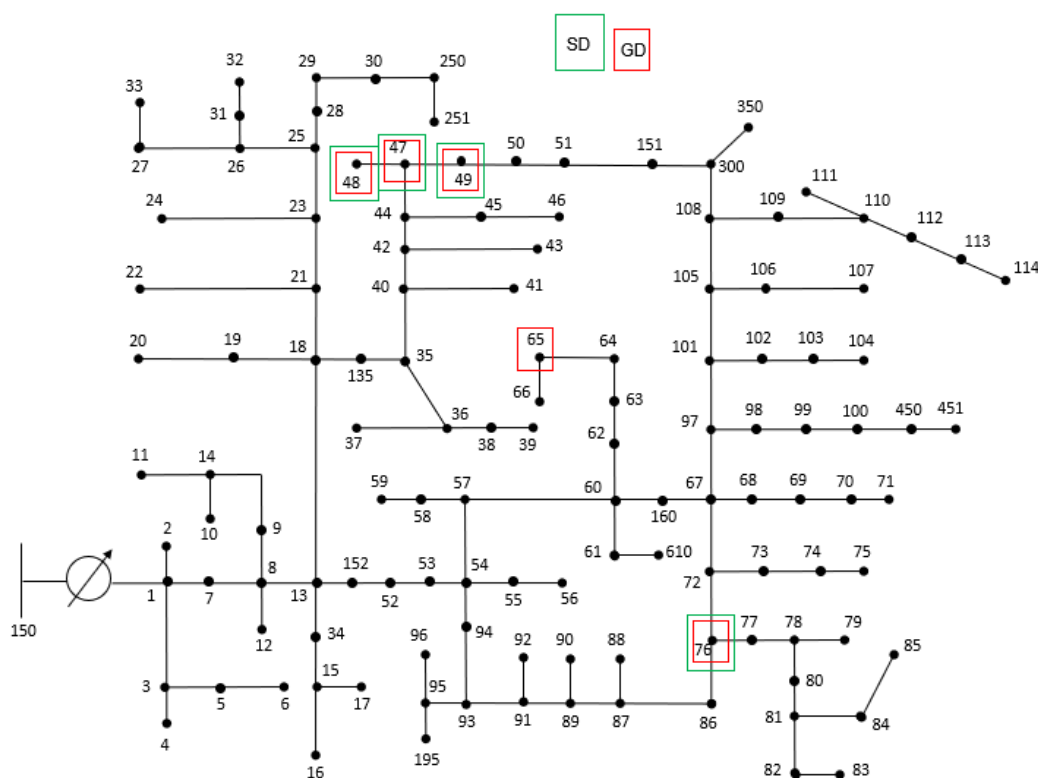


Figura 5.1 - Unifilar rede IEEE 123 barras modificada.

O comutador trifásico apresenta 32 tapes (± 16) de $\pm 10\%$ de regulação de tensão e permite configurações distintas e independentes de tape em cada fase.

A demanda de potência ativa e reativa nos nós do circuito é representada pelo modelo de potência constante e contempla a reprodução de quatro diferentes comportamentos de consumo – residencial 1, 2, 3 e comercial. Os perfis diários típicos de carga considerados são aqueles demonstrados na seção 4.1, sendo caracterizados, então, por 12 curvas representativas, com discretização horária, para cada uma das categorias de consumidor ao longo de um ano. Finalmente, com base na potência nominal das cargas do sistema teste e nos perfis de demanda dos usuários, dados em p.u., é possível obter a energia consumida diariamente estimada.

A incerteza associada à estimação da demanda ao longo do horizonte de simulação e o correspondente crescimento do nível de consumo, são contemplados através da formulação robusta descrita na seção 4.2, a qual admite a realização dos níveis máximos de demanda, do conjunto de incerteza considerado. O valor admitido da taxa de variação da carga (β) em (4.2) e (4.3) é de 20%, de modo a englobar um crescimento de carga estimado de 2% ao ano, ao longo de 10 anos de simulação.

A alocação dos tipos de carga nos nós do sistema segue a distribuição detalhada na Tabela 5.2, onde adotou-se que o perfil comercial seria alocado nos pontos de menor potência nominal, enquanto o perfil residencial 3 nos pontos de maior potência nominal.

Tabela 5.2 - Perfis de carga por barra do sistema.

Barra	Carga
1, 4, 6, 9, 11, 16, 19, 20, 22, 24, 28, 29, 30, 33, 34, 35, 37, 43, 47, 50, 52, 53, 62, 63, 64, 66, 69, 71, 73, 74, 75, 77, 79, 80, 82, 85, 87, 88, 90, 92, 94, 98, 99, 100, 103, 104, 106, 107, 109, 113	Residencial 1
49, 65	Residencial 2
48, 76	Residencial 3
2, 5, 7, 10, 12, 17, 31, 32, 38, 39, 41, 42, 45, 46, 51, 54, 55, 56, 58, 59, 60, 68, 70, 83, 84, 86, 95, 96, 102, 111, 112, 114	Comercial

No que tange a penetração de geradores distribuídos inseridos “atrás do medidor”, ou seja, GDs de posse do consumidor, sem controle de geração e injeção de reativo por parte da distribuidora; foram incluídos cinco geradores fotovoltaicos

nas barras de maior consumo do sistema, visto que originalmente não havia este recurso distribuído na rede IEEE 123 barras.

Vale ressaltar que a inserção dos geradores distribuídos fotovoltaicos busca verificar a ocorrência de eventuais variações de tensão, que o OLTC da subestação pode não ser capaz de regular, mantendo os limites dentro dos valores operacionais admissíveis. Ademais, com o intuito de construir um contexto de análise de operação de rede de distribuição mais realista possível, é considerada a coordenação de recursos elétricos comumente presentes nos sistemas de distribuição.

A Tabela 5.3 descreve a alocação dos GDs e as respectivas potências nominais, adotadas arbitrariamente de modo a somarem um montante igual a 25% da carga nominal do sistema.

Tabela 5.3 - Alocação e potência nominal dos GDs rede 123 barras modificada.

Barra	Potência Nominal (kVA)
47, 49	90
65	135
48, 76	300

A curva de geração diária estimada dos geradores fotovoltaicos é ilustrada na Figura 5.2 e tem como premissa boas condições de radiação solar, que levam à potência ativa nominal máxima ao meio-dia. Esta curva foi retirada de um dos casos exemplo do Software OpenDSS do Electric Power Research Institute (EPRI). Com o intuito de reduzir a complexidade do problema, assume-se que o perfil de geração é válido para todos os geradores do sistema, ao longo do período de análise, e que a incerteza associada ao processo de estimação do nível de radiação solar não é considerada.

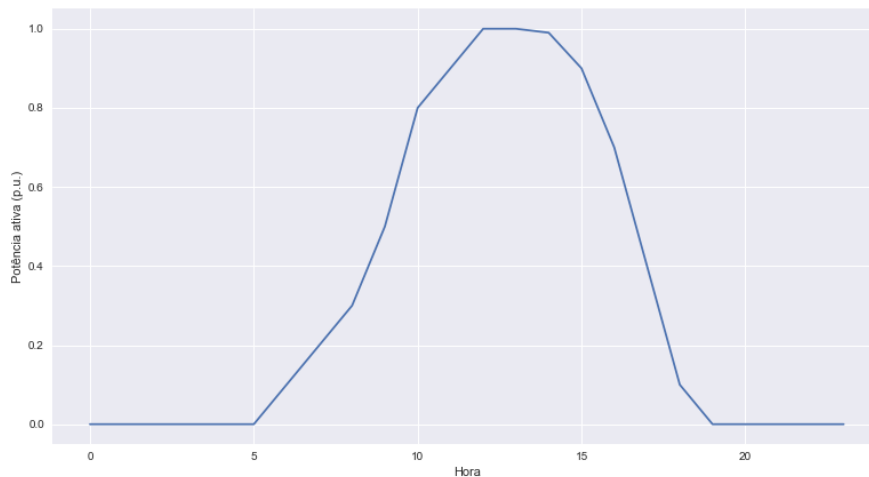


Figura 5.2 - Curva de geração de potência ativa dos GDs fotovoltaicos.

Por fim, os sistemas de armazenamento de energia compostos por baterias, são o último recurso distribuído de energia (RDE) a ser inserido na rede teste modificada e representam a principal estratégia do presente estudo para auxílio da operação de rede de distribuição. A Tabela 5.4 estabelece os parâmetros de placa e a alocação de quatro SAEB nas barras de maior consumo, sendo a quantidade de baterias em cada conjunto e as respectivas variáveis técnicas de capacidade de armazenamento e potência nominal de carga e descarga definidas mediante o processo de otimização proposto. O número mínimo e máximo de módulos de bateria por conjunto de armazenamento foi definido aleatoriamente.

Tabela 5.4 - Parâmetros técnicos da bateria de Íon de Lítio considerada e alocação dos SAEB no sistema 123 barras modificado.

Parâmetro	Valor
Eficiência da bateria (%)	95
Taxa de descarga da bateria (%) ou (h)	20 ou 4
Profundidade de descarga da bateria - DoD (%)	80
Alocação SAEB (barras)	47, 48, 49, 76
Número mínimo de módulos de bateria por SAEB	5
Número máximo de módulos de bateria por SAEB	15
Custo de investimento por capacidade de armazenamento da bateria (\$/kWh)	600
Custo de investimento por potência nominal da bateria (\$/kW)	900
Custo de operação e manutenção por potência nominal da bateria (\$/kW-ano)	26

5.3. Resultados

Nas próximas subseções são detalhadas as soluções obtidas para os casos sem e com bateria, considerando a rede IEEE 123 barras modificada, no que tange à melhor estratégia de operação da rede e de planejamento dos SAEB. Nesse sentido, são apresentadas as curvas de configuração dos tapes do OLTC, de potência injetada pela subestação, do despacho das baterias, do carregamento percentual da linha mais carregada para cada um dos 12 cenários típicos de carga estabelecidos e, por fim, os valores de custo associados ao plano traçado. Posteriormente, os resultados dos casos com e sem bateria são comparados para que a viabilidade do investimento em sistemas de armazenamento de energia seja avaliada e o benefício mensurado.

5.3.1. IEEE 123 barras modificada

De acordo com a formulação exibida na seção 3 e admitindo os parâmetros da rede de 123 barras apresentados na seção 5.2, a otimização do problema proposto, considerando sistema de distribuição com cargas desequilibradas, é obtida. As soluções para os casos com e sem bateria são descritas nas subseções a seguir.

5.3.1.1. Caso sem bateria

Para o caso sem bateria, é otimizada a operação do OLTC da subestação e o eventual corte de carga, necessário para convergência do problema diante da incapacidade da rede no atendimento à demanda. Neste caso, não são considerados os sistemas de armazenamento de energia compostos por baterias.

O plano de operação do OLTC encontra-se na Figura 5.3, e caracteriza-se por ser uma estratégia factível e robusta para todos os cenários de carga e para a incerteza considerada. Ademais, a atuação da fase B do OLTC evidencia a possibilidade de uma atuação não homogênea entre as fases, permitida pela modelagem implementada, contudo, as fases A e C exibem o mesmo comportamento ao longo do dia, estando as retas sobrepostas na apresentação

gráfica. A variação do OLTC às 12 horas possui relação com a baixa carga neste horário e o pico de geração da GD fotovoltaica, que elevam a tensão.

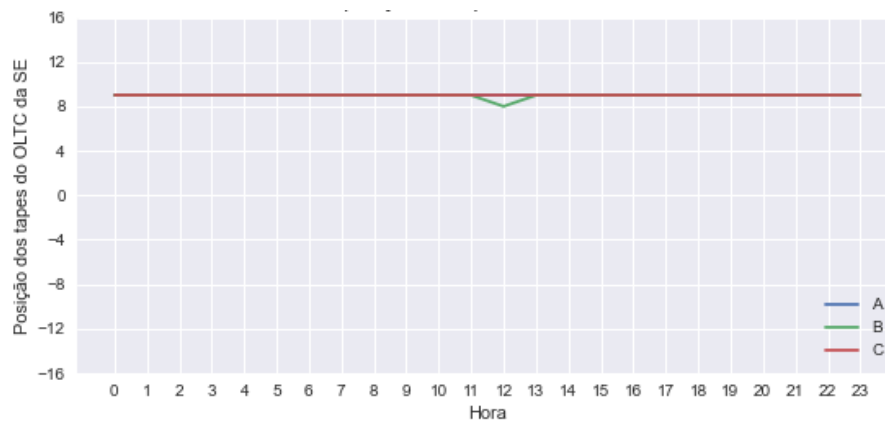


Figura 5.3 - Posição do tape do OLTC da subestação ao longo do dia de operação (caso sem bateria).

A título de simplificação da apresentação, apenas os perfis de tensão de cada barra do sistema para o cenário 1 de carga são exibidas na Figura 5.4, Figura 5.5 e na Figura 5.6 para a fase A, B e C, respectivamente. A partir dos gráficos nota-se que, no geral, os perfis de tensão da rede desequilibrada apresentam uma tendência de assumir valores próximos ao limite superior de 1,05 p.u.

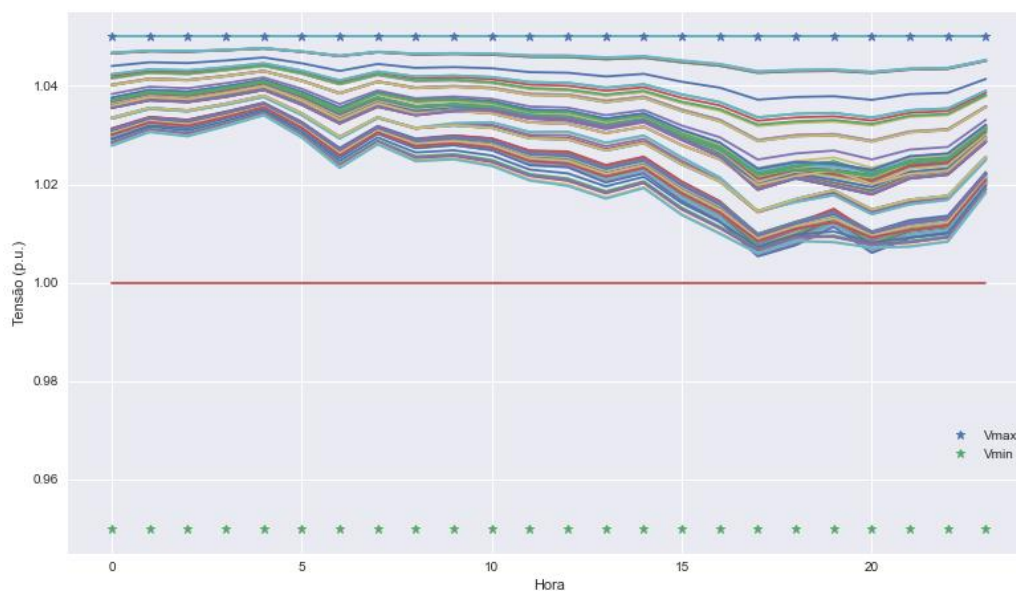


Figura 5.4 - Valores de tensão da fase A nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).

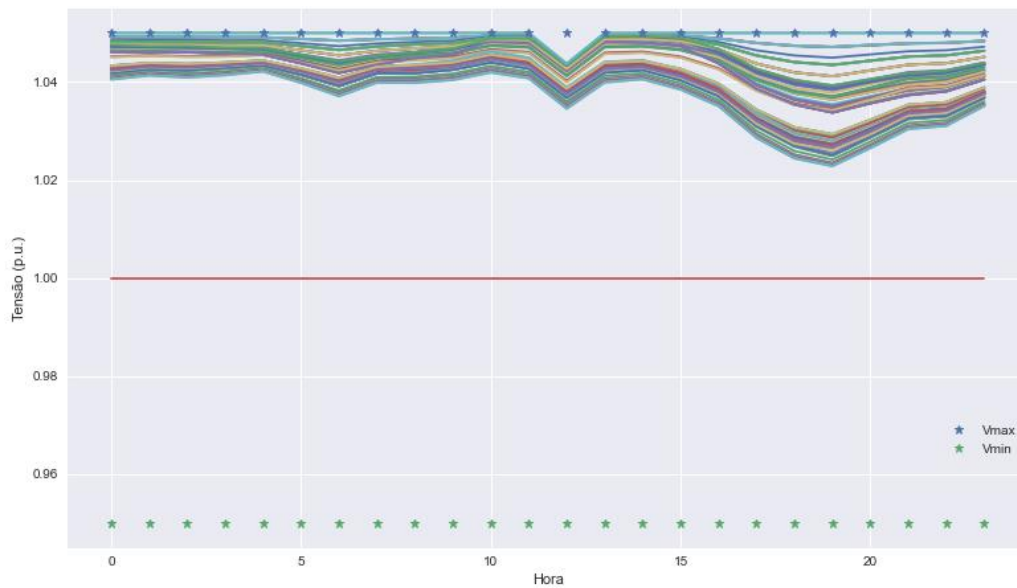


Figura 5.5 - Valores de tensão da fase B nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).

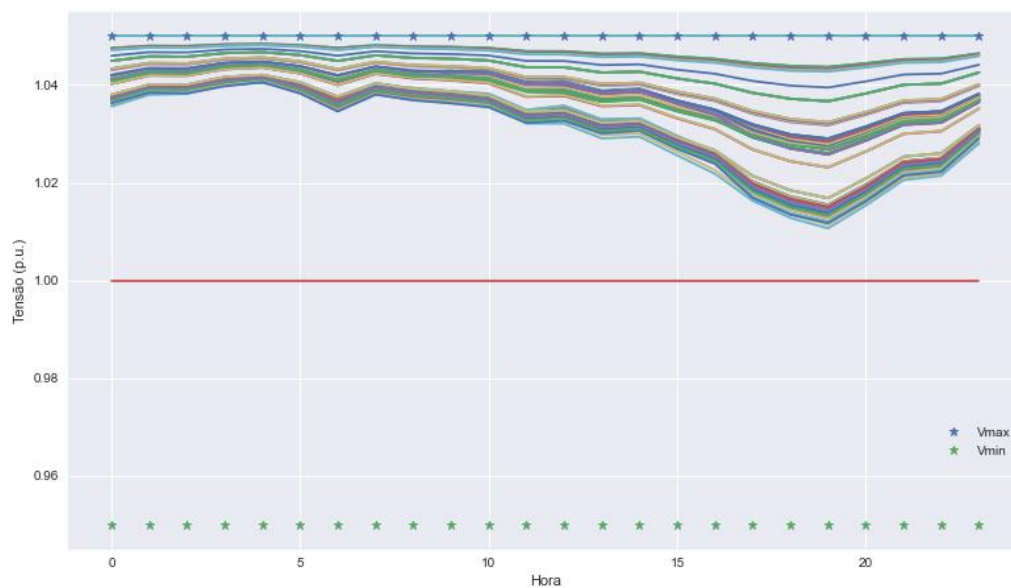


Figura 5.6 - Valores de tensão da fase C nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).

Nas Figuras 5.7 a 5.9 são ilustradas as correntes nas linhas da rede, também para o cenário 1 de carga, as quais exibem valores de pico nos horários de maior demanda. Portanto, há uma tendência de congestionamento das linhas neste período do dia.

Vale ressaltar que na seção de comparação dos resultados, são indicados os valores de carregamento máximo da rede, para cada um dos cenários de carga (12 cenários identificados pelo *K-Means*).

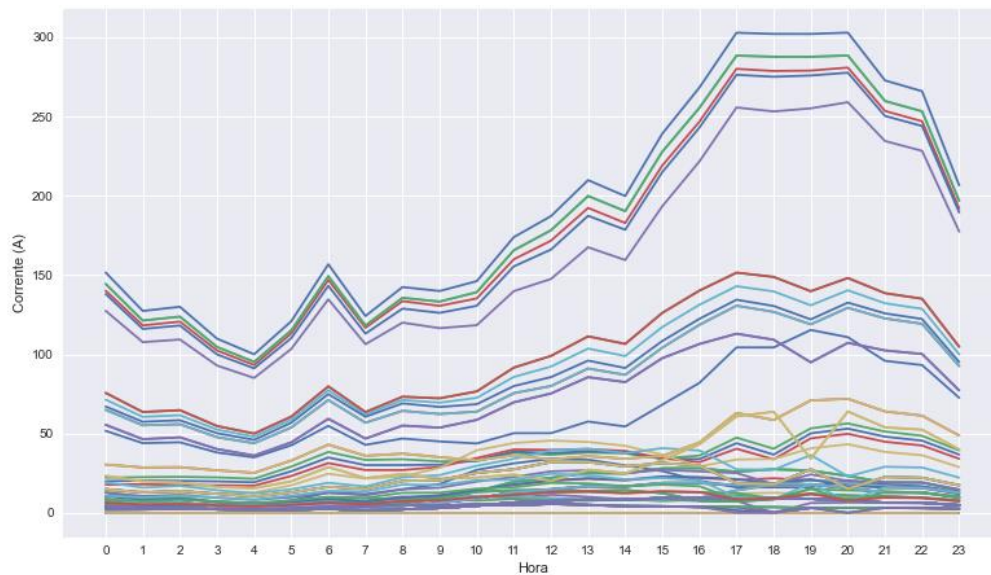


Figura 5.7 - Valores de corrente da fase A das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).

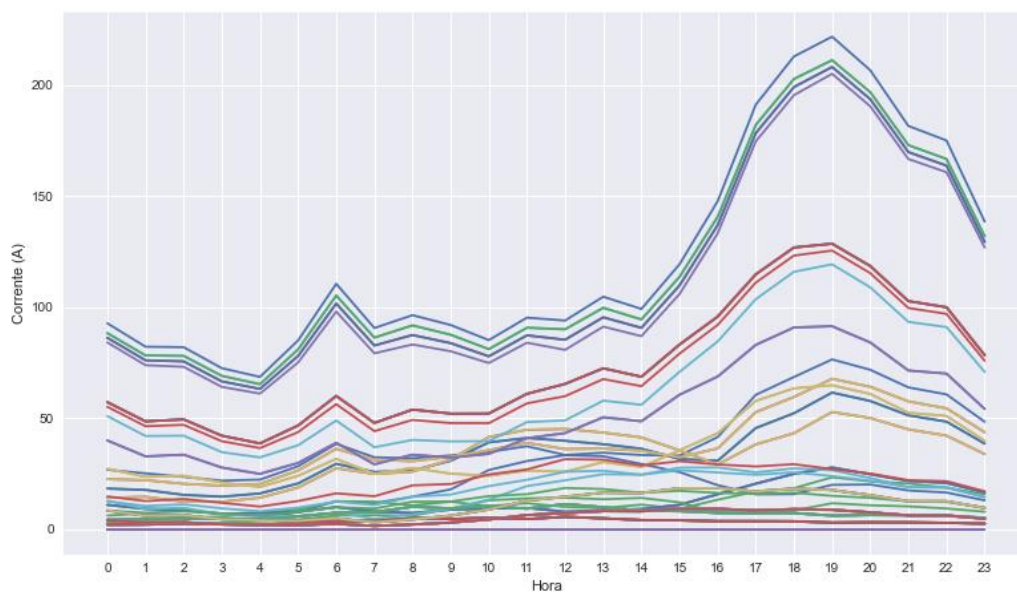


Figura 5.8 - Valores de corrente da fase B das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).

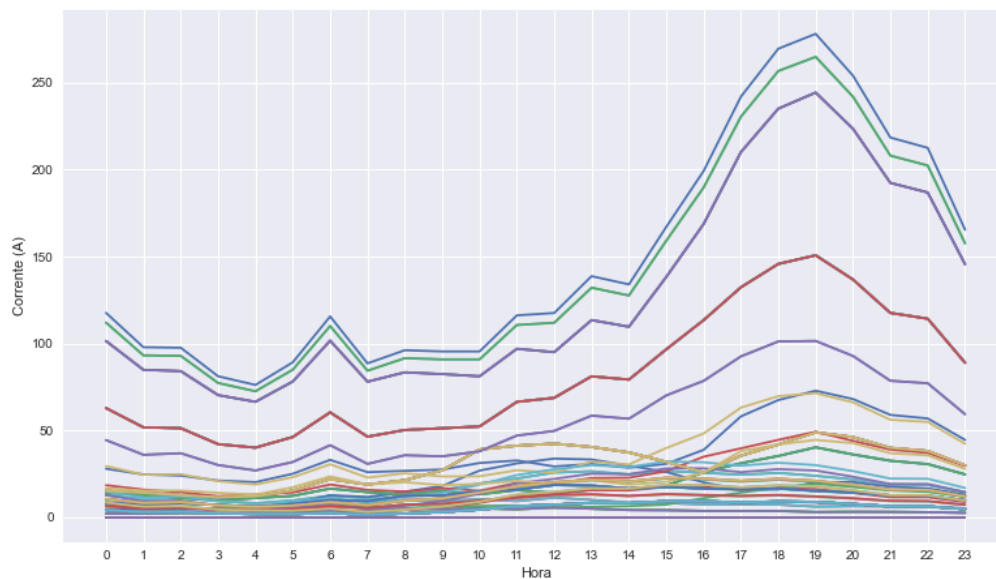


Figura 5.9 - Valores de corrente da fase C das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso sem bateria).

Por fim, a Tabela 5.5 apresenta o valor da função objetivo de custo e as respectivas parcelas discriminadas, associadas à estratégia de operação traçada. Já a Tabela 5.6 descreve os valores de potência e corrente máxima na linha de entrada da rede, resultantes da otimização obtida.

Tabela 5.5 - Custos associados a estratégia de operação do caso sem bateria.

Função Objetivo ou Custo Total (R\$)	223 milhões
Custo potência injetada pela SE (R\$)	63 milhões
Custo associado ao fluxo de corrente nas linhas (R\$)	141 milhões
Custo corte de carga (R\$)	19 milhões
Custo de investimento em baterias (R\$)	-

Tabela 5.6 – Resultado das variáveis de potência e corrente da estratégia de operação do caso sem bateria.

Potência injetada pela SE (MW)	75301
Potência corte de carga (MW)	66
Corrente máxima no sistema (A)	305

Como resultado do processo de otimização, e de modo a não violar nenhuma restrição operativa, o problema convergiu para instantes de corte de carga no

período em que as correntes nas linhas se mostram próximas aos limites de carregamento (Figura 5.10), ou seja, com tendência a violar a restrição de ampacidade das linhas. A Figura 5.11 ilustra a magnitude do corte, para os dias de cenário 1 de carga.

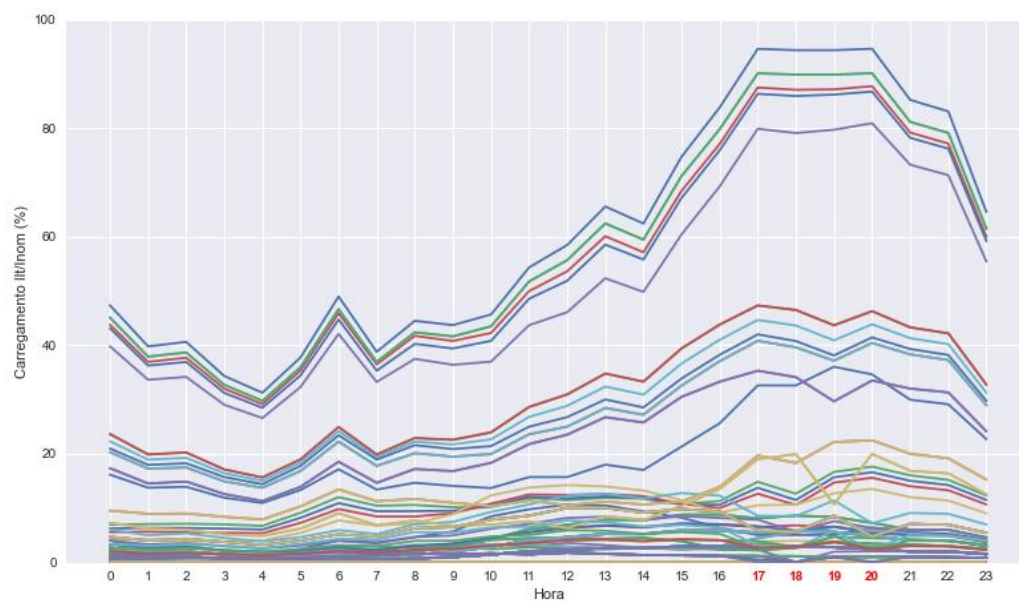


Figura 5.10 - Carregamento percentual da linha mais congestionada.

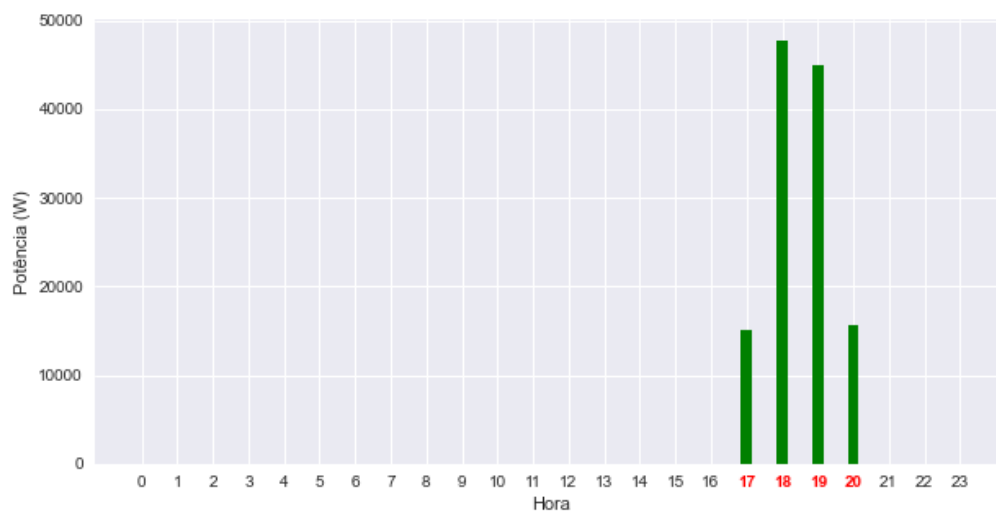


Figura 5.11 - Corte de carga para o cenário 1 de carga.

5.3.1.2. Caso com bateria

Já o caso com bateria compreende a inserção de SAEB na rede de distribuição como forma de auxiliar na operação, evitando ocasionais cortes de carga e consequentemente reduzindo os custos totais. Nesse sentido, a estratégia de carga e descarga das baterias é coordenada aos demais equipamentos do sistema, resultando em uma atuação do tape do OLTC segundo a Figura 5.12. A variação do OLTC, neste caso, não ocorre às 12 horas, visto que a presença da bateria impacta também, durante seus momentos de carga, na redução de tensão. Já às 14 horas é observada a atuação do OLTC, pois a GD fotovoltaica continua funcionando praticamente em seu máximo ponto de geração, enquanto a bateria não se encontra mais em estado de carga.

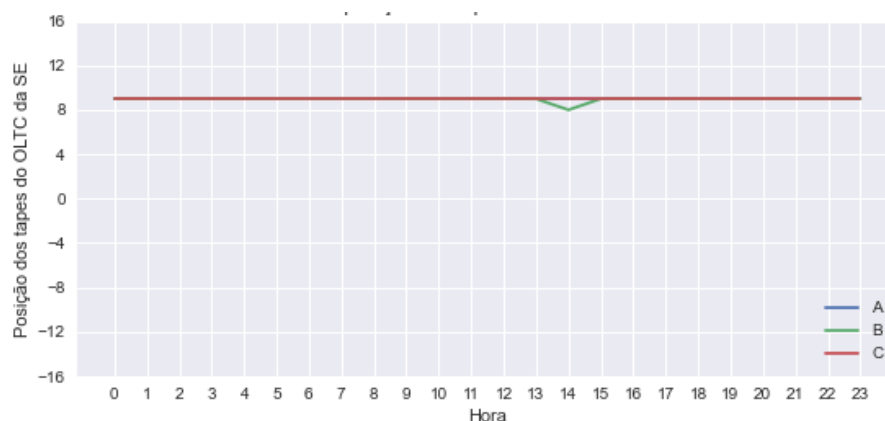


Figura 5.12 - Posição do tape do OLTC da subestação ao longo do dia de operação (caso com bateria).

A Tabela 5.7 detalha as variáveis associadas aos sistemas de armazenamento com baterias, obtidas como resultado do problema de otimização. Tais variáveis se referem a quantidade de baterias por barra (admitindo que a alocação dos conjuntos de unidades armazenadoras é um parâmetro de entrada do modelo), a potência nominal de carga e descarga das baterias e a capacidade de armazenamento. Com base em tais especificações, também é definida a operação dos SAEB, conforme exibido na Figura 5.13, Figura 5.14, Figura 5.15 e Figura 5.16.

Tabela 5.7 – Resultado das variáveis de decisão associadas aos SAEB inseridos na rede.

Variável	Barra			
	47	48	49	76
Número de baterias	5	5	5	7
Capacidade de armazenamento (kWh)	1800	1800	1800	2520
Potência nominal de carga e descarga (kW)	450	450	450	630

O planejamento da operação dos conjuntos de baterias convergiu para instantes de carregamento ao longo da manhã e tarde, quando a demanda de energia é menor; além disso, convergiu para instantes de descarga no período de ponta, quando o consumo de energia é maior. Sendo assim, a inserção de armazenadores de energia pode propiciar a redução dos custos de operação e o gerenciamento da carga.

Vale ressaltar que o objetivo principal de considerar a operação das baterias como variável de decisão do problema, reside na definição da estratégia ótima de carga e descarga que provoque o adiamento máximo de investimentos, sem onerar os custos de operação, através da minimização do fluxo nas linhas (congestionamento) e do desligamento de cargas.

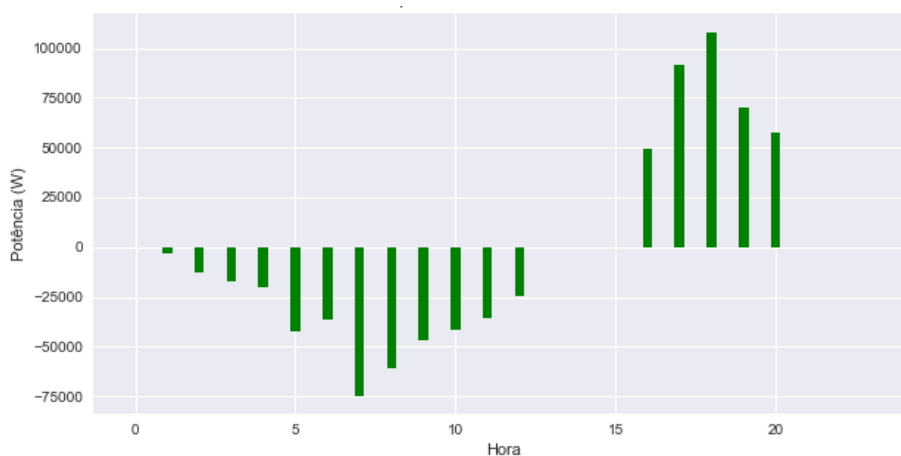


Figura 5.13 - Operação da bateria alocada na barra 47 da rede (caso com bateria).

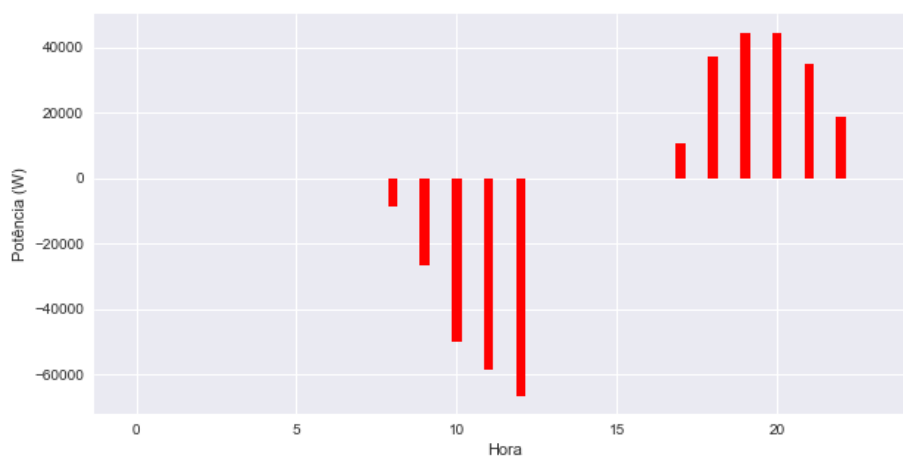


Figura 5.14 - Operação da bateria alocada na barra 48 da rede (caso com bateria).

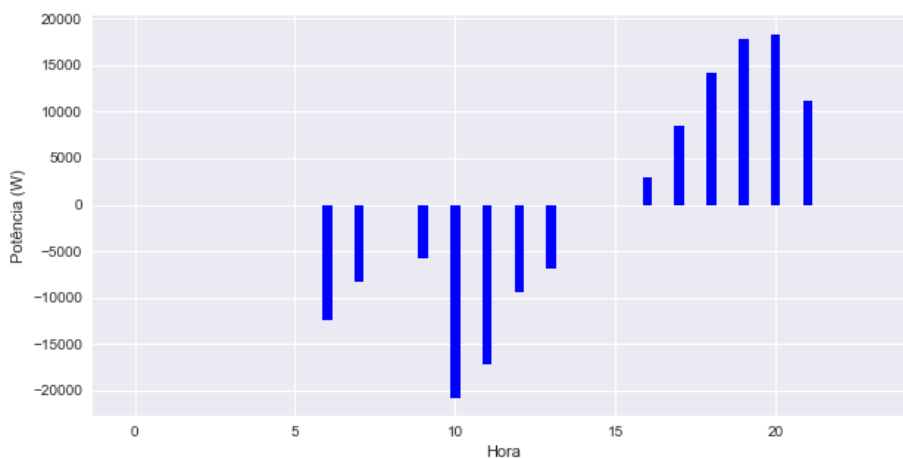


Figura 5.15 - Operação da bateria alocada na barra 49 da rede (caso com bateria).

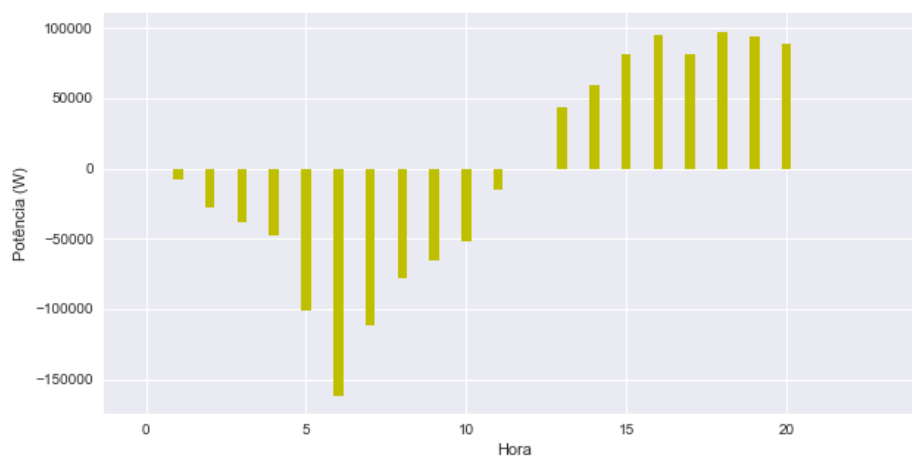


Figura 5.16 - Operação da bateria alocada na barra 76 da rede (caso com bateria).

Vale ressaltar que apesar da representação do sistema e de seus equipamentos seguir uma modelagem trifásica, é estabelecida que a operação das baterias seja uniforme entre as três fases.

Através da verificação dos gráficos de operação dos SAEB, é possível perceber que todos os conjuntos de baterias apresentam o comportamento de carregar nos períodos em que o consumo de energia é mais baixo e descarregar no período de maior demanda de potência. Dessa forma, espera-se uma redução do congestionamento da rede, no período em que a bateria está atuando, e uma redução dos custos associados à potência injetada pela subestação. Adicionalmente, verifica-se que a maior injeção de potência ativa a partir dos SAEB se dá na barra de maior consumo de carga (76).

Como resultado dos planos de operação apresentados, os valores de tensão nas barras e correntes nas linhas, para o cenário 1 de carga, são apresentados respectivamente, nas Figuras 5.17 a 5.19 e 5.20 a 5.22.

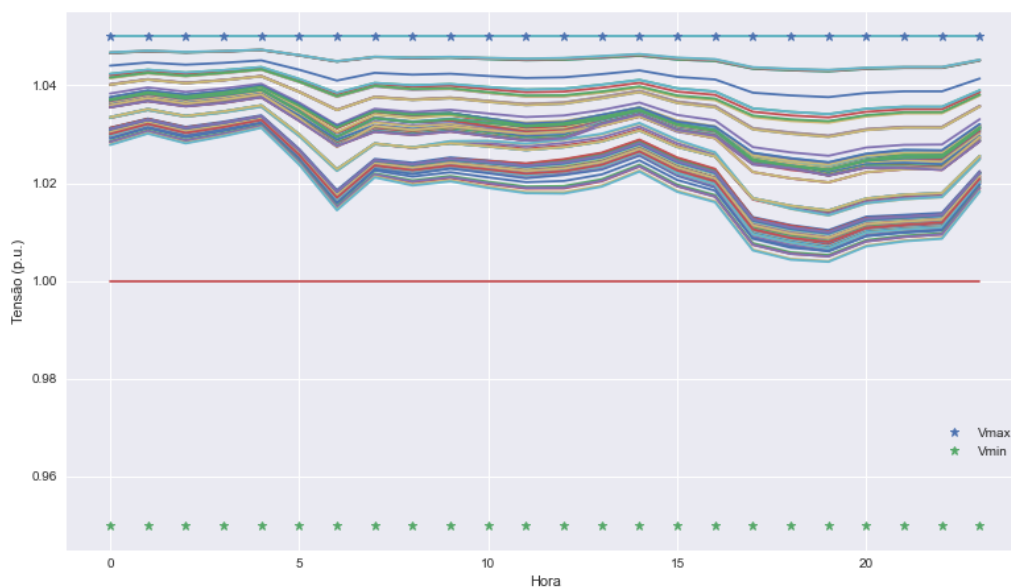


Figura 5.17 - Valores de tensão da fase A nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).

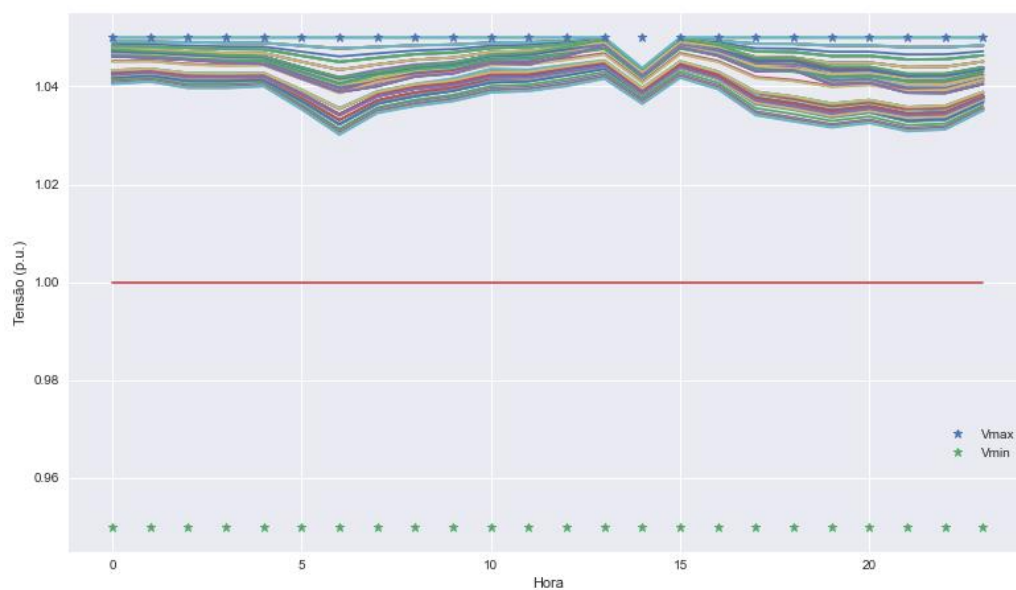


Figura 5.18 - Valores de tensão da fase B nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).

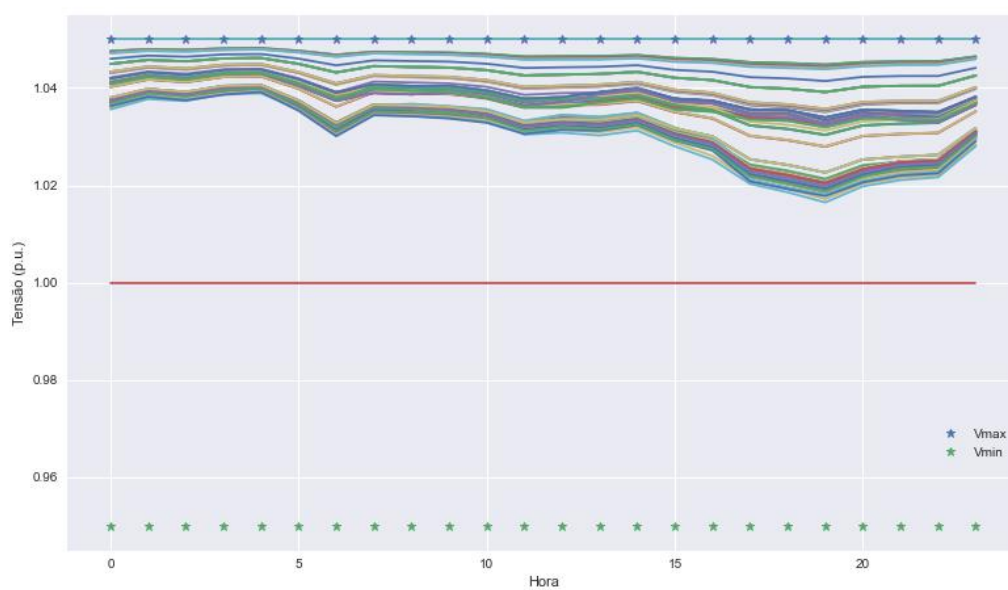


Figura 5.19 - Valores de tensão da fase C nas barras do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).

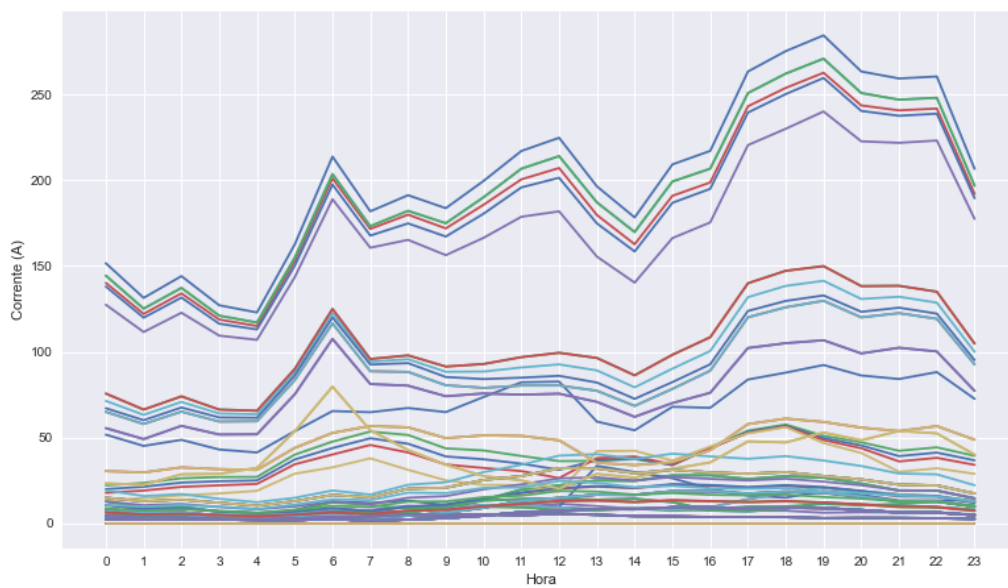


Figura 5.20 - Valores de corrente da fase A das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).

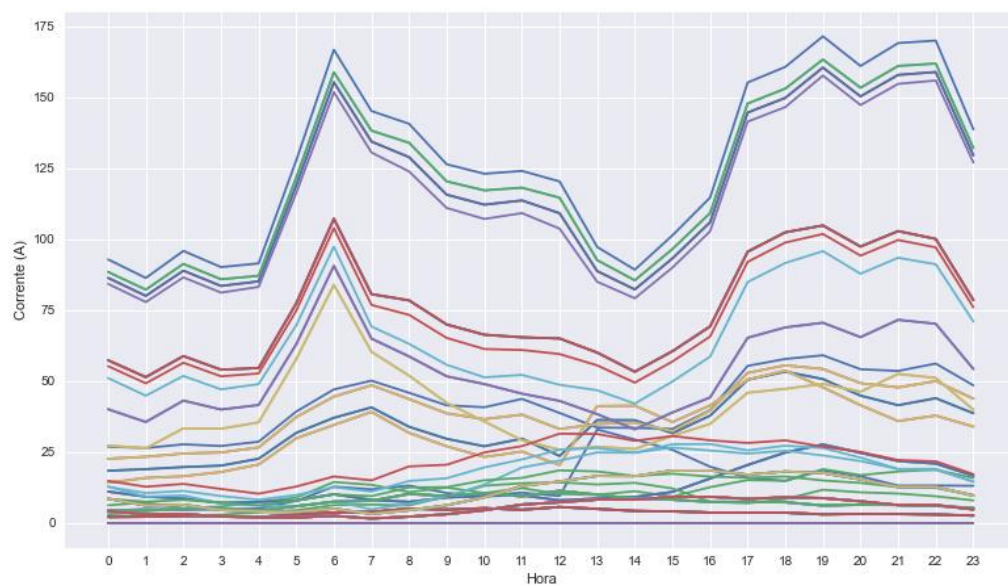


Figura 5.21 - Valores de corrente da fase B das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).

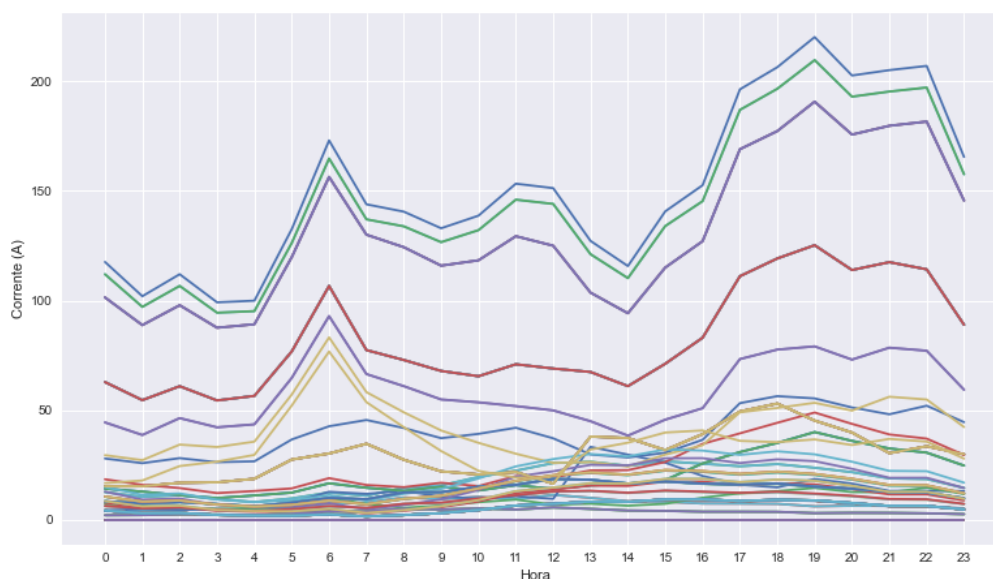


Figura 5.22 - Valores de corrente da fase C das linhas do sistema, ao longo do dia, para o cenário 1 de carga (caso com bateria).

As curvas de corrente após investimento em SAEB, apresentam um comportamento ligeiramente mais linear, no que se refere à diferença de magnitude da corrente entre os períodos da manhã e da noite, de modo que os picos anteriormente concentrados no horário de ponta, passam a ser minimizados, acarretando na redução do congestionamento das linhas de distribuição.

A Tabela 5.8 e a Tabela 5.9 detalham os valores de potência, a máxima corrente da rede, localizada na linha de entrada do sistema (subestação), e os respectivos custos relacionados ao planejamento e operação ótimos de SAEB em rede de distribuição desequilibrada.

Tabela 5.8 - Custos associados a estratégia de operação do caso com bateria.

Função Objetivo ou Custo Total (R\$)	197 milhões
Custo potência injetada pela SE (R\$)	48 milhões
Custo associado ao fluxo de corrente nas linhas (R\$)	141 milhões
Custo corte de carga (R\$)	-
Custo de investimento em baterias (R\$)	6,5 milhões

Tabela 5.9 – Resultado das variáveis de potência e corrente da estratégia de operação do caso com bateria.

Potência injetada pela SE (MW)	77529
Potência corte de carga (kW)	0
Corrente máxima no sistema (A)	306

5.3.1.3. Comparação entre os resultados

Especificadas as estratégias de operação de ambos os casos avaliados (com e sem bateria), é realizada a comparação das variáveis de decisão e dos custos resultantes da otimização proposta. O intuito de tal comparação reside na verificação da viabilidade da inserção de baterias no auxílio à operação e à prorrogação de expansões de capacidade da rede.

A Figura 5.23 é resultado da comparação das configurações dos tapes do OLTC da subestação nos casos com e sem bateria. A partir de tal apresentação é possível verificar que apesar da inserção dos dispositivos armazenadores, o comportamento do recurso de controle de tensão não sofreu expressivas alterações, apenas diferenciando-se pelo horário de comutação do tape da fase B.

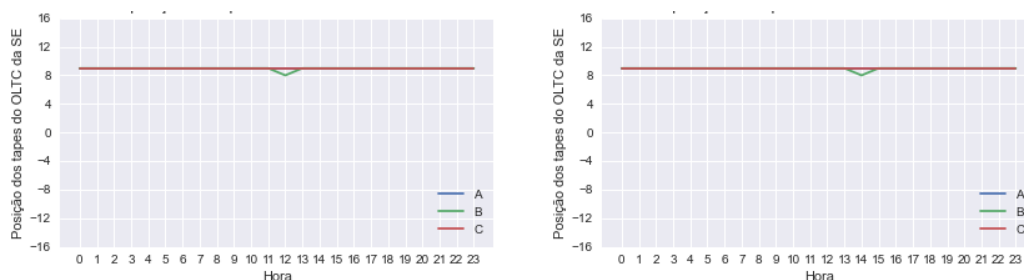


Figura 5.23 - Comparação estratégias de operação dos tapes do OLTC da subestação casos com e sem bateria.

Destacando os diferentes comportamentos da rede para cada um dos 12 cenários de carga, diante a estratégia de operação estabelecida, as Figuras 5.24 a 5.26 comparam o carregamento percentual da linha mais carregada (linha de entrada do sistema) entre os casos com e sem bateria.

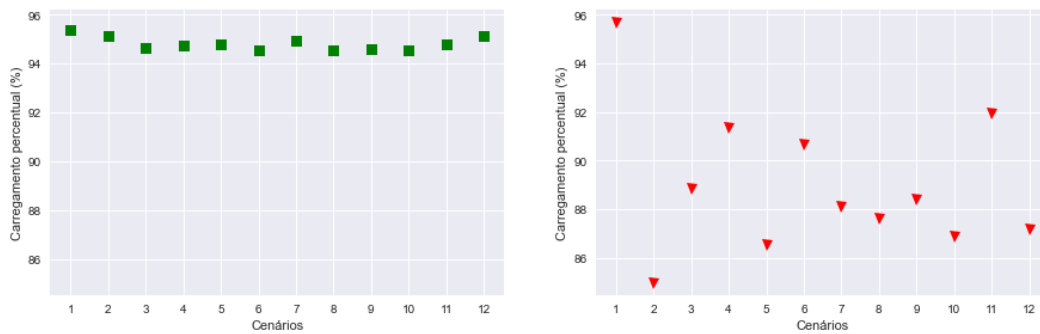


Figura 5.24 - Comparação entre os casos com e sem bateria do carregamento percentual da fase A da linha mais carregada, em cada um dos 12 cenários de carga.

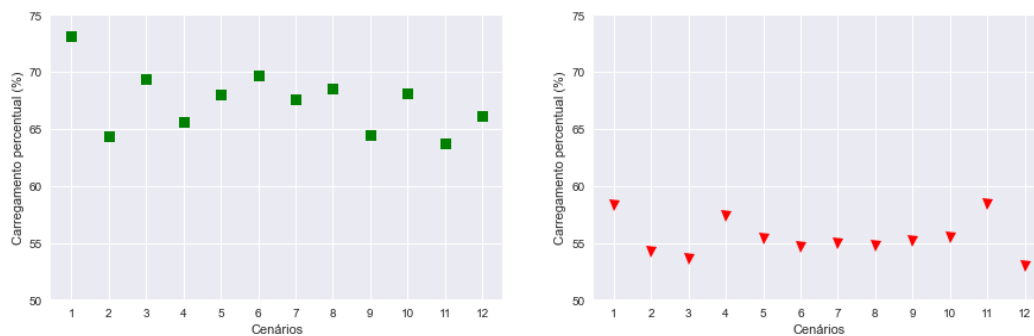


Figura 5.25 - Comparação entre os casos com e sem bateria do carregamento percentual da fase B da linha mais carregada, em cada um dos 12 cenários de carga.

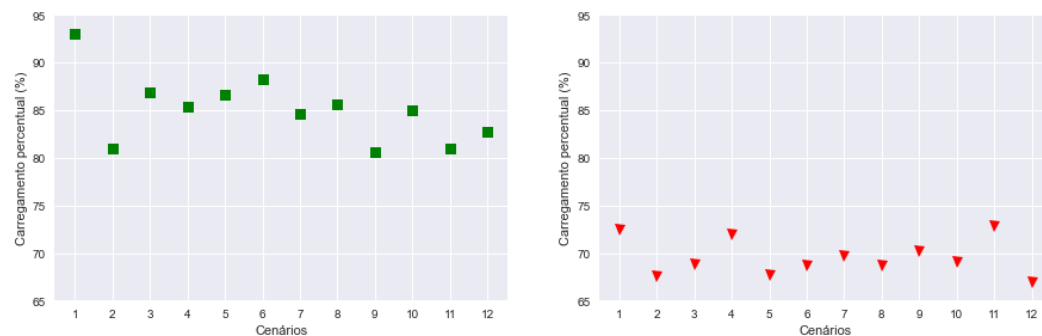


Figura 5.26 - Comparação entre os casos com e sem bateria do carregamento percentual da fase C da linha mais carregada, em cada um dos 12 cenários de carga.

Observando as curvas de corrente, nota-se uma redução considerável do carregamento das linhas mais congestionadas, conforme almejado para o caso com bateria.

Já ao que se refere às variações de tensão entre os casos com e sem bateria, percebe-se pouco impacto diante da inserção dos SAEB, visto que não foram observadas violações dos limites operativos. Sendo assim, também é possível notar

que o OLTC da subestação se mostrou capaz de lidar com elevações de tensão, eventualmente provocadas pelos geradores fotovoltaicos inseridos “atrás do medidor” em momentos de carga mais leve, evidenciando uma coordenação satisfatória entre os recursos distribuídos considerados.

Como resultado do plano ótimo descrito, a curva de potência ativa injetada pela subestação também apresenta significativas alterações, principalmente no que diz respeito aos picos de injeção em horários de ponta. Tal comportamento é ressaltado pela comparação realizada no gráfico da Figura 5.27, onde apenas os valores de potência referentes aos dias de cenário 1 de carga são exibidos. Ademais, a Figura 5.28 compara os valores máximos de potência ativa injetada pela SE para os 12 cenários de carga.

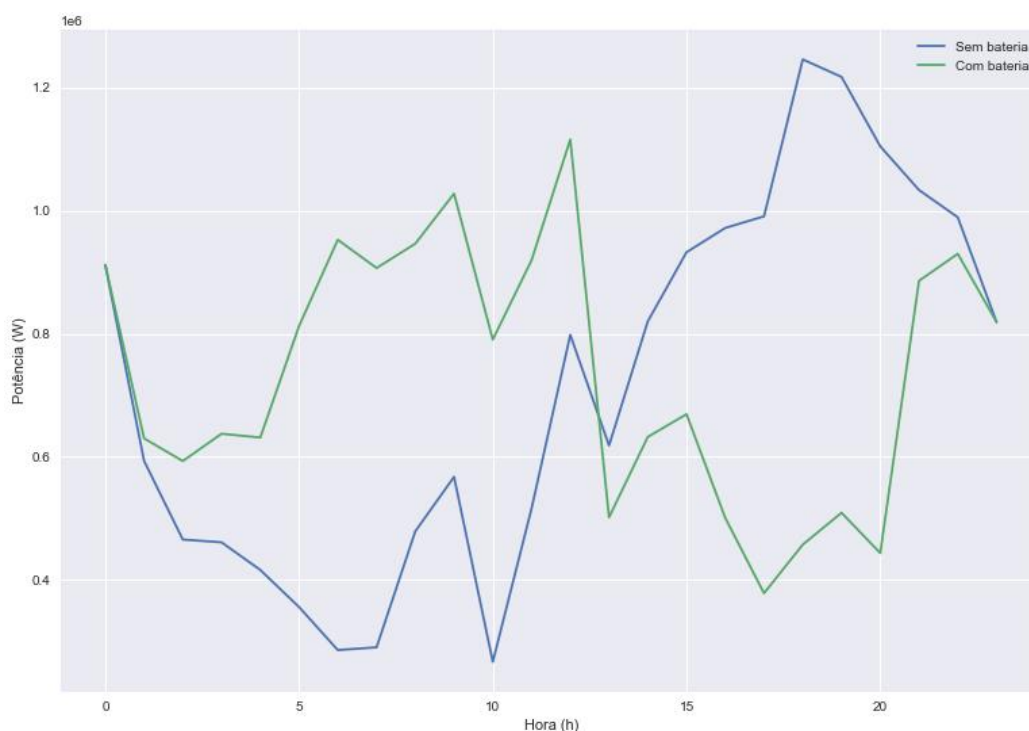


Figura 5.27 - Comparação entre os casos com e sem bateria, da potência ativa injetada pela subestação ao longo do dia, para o cenário 1 de carga.

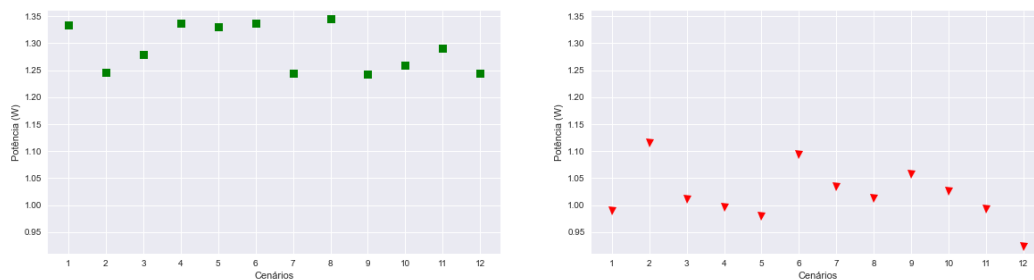


Figura 5.28 - Comparação entre os casos com e sem bateria das potências ativas máximas injetadas pela subestação em cada um dos 12 cenários de carga.

A partir da comparação entre os resultados apresentados nas seções anteriores, é observado que os custos associados às estratégias dos casos com e sem bateria são relevantes e atendem de fato à proposta do investimento em dispositivos armazenadores de energia, visto que os custos de operação são reduzidos, principalmente àqueles relacionados ao corte de carga. Portanto, o benefício financeiro é notável quando os custos do caso sem bateria superam os custos do caso com bateria, evidenciando a viabilidade da tecnologia, diante os parâmetros especificados.

A comparação dos valores de custo é apresentada na Tabela 5.10 e na Figura 5.29, e evidencia a capacidade do conjunto de baterias em proporcionar redução dos custos de operação e principalmente, a anulação do corte de carga. Vale ressaltar que o custo associado ao fluxo de corrente nas linhas mostra-se aproximadamente igual entre os casos com e sem bateria, em virtude da permanência do montante de consumo de carga entre os casos, acrescido da demanda dos próprios SAEB, de modo que apesar do pico de corrente sofrer uma redução significativa no horário de ponta, são gerados um leve aumento e uma distribuição dos níveis de corrente nos horários de fora ponta.

Tabela 5.10 – Comparação dos custos associados às estratégias de operação dos casos com e sem bateria.

	Caso sem bateria	Caso com bateria
Função Objetivo (R\$)	223 milhões	197 milhões
Custo potência injetada pela SE (R\$)	63 milhões	48 milhões
Custo associado ao fluxo de corrente nas linhas (R\$)	141 milhões	141 milhões
Custo corte de carga (R\$)	19 milhões	-
Custo de investimento em baterias (R\$)	-	6,5 milhões

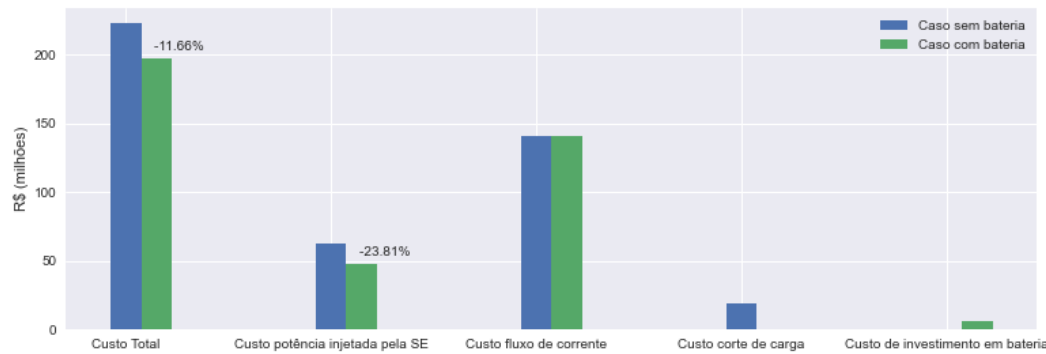


Figura 5.29 - Comparação dos custos associados às estratégias de operação dos casos com e sem bateria.

Portanto, considerando a análise do gráfico da Figura 5.29, o caso que compreende a inserção de baterias no sistema de distribuição, apresenta uma redução de aproximadamente 12% nos custos totais envolvidos na otimização do problema.

5.4. Discussão

A partir da análise dos casos com e sem bateria é possível verificar a viabilidade da inserção de sistemas de armazenamento de energia, compostos por baterias, como recurso de adiamento de expansões de infraestrutura, de redução de custos operacionais, de mitigação de congestionamento de linha e de aumento da confiabilidade do serviço de fornecimento de energia. Estes benefícios podem ser constatados mediante comparação dos custos totais (função objetivo de custo) entre os casos com e sem bateria, e acima de tudo, através da liquidação do corte de carga eventualmente realizado no contexto de incapacidade da rede no atendimento completo à demanda.

Diante da proposta do presente trabalho em verificar a viabilidade ou encontrar o ponto em que esta se faz comprovada, assume-se, então, a possibilidade de alteração dos custos da tecnologia empregada até o momento em que a função objetivo do caso sem bateria supere a função objetivo do caso com bateria e o custo de desligamento de cargas seja zerado. Sendo assim, é válido ressaltar que os parâmetros de preço do problema aplicado na rede 123 barras, foram inferiores aos valores apresentados na referência (Tabela 2.1). A distinção de tais valores indica que os preços atuais não conduzem à situação de viabilidade dos SAEB, sinalizando

que contextos futuros de preço se revelam mais apropriados para investimento em baterias.

Finalmente, a viabilidade econômica do investimento em SAEB pode ainda ser mensurada através do cálculo da relação de custo-benefício, o qual atesta o retorno do investimento, indicando se o benefício conferido condiz com o horizonte de planejamento. Esta relação pode ser obtida pela divisão entre o delta de custo operacional dos casos com e sem bateria, e o investimento total realizado. Quando o cálculo apresentar valores positivos superiores a 1, o investimento é interessante economicamente. Como os custos de operação do caso sem bateria superam àqueles do caso com bateria, a relação dada é positiva e demonstra a viabilidade almejada.

6 Conclusões

A metodologia proposta no presente estudo abordou um processo de otimização de planejamento e operação de sistemas de armazenamento de energia, inseridos em sistema de distribuição desequilibrado, que visa a verificação do benefício e da viabilidade deste investimento para auxílio da operação de rede, postergando a necessidade de expansões de capacidade, reduzindo perdas elétricas e evitando cortes de carga. A modelagem desenvolvida considerou, ainda, a incerteza associada à carga, e uma estratégia de definição de perfis diários típicos de consumo ao longo do ano, através da técnica não-supervisionada de mineração de dados *K-Means*.

As variáveis de decisão que minimizam a função objetivo de custo do problema inteiro-misto linearizado, envolvem a estratégia de operação do OLTC da subestação, corte de carga e, quando considerados (caso com bateria), o despacho dos SAEB, os quais também são dimensionados mediante o processo de otimização.

Perante a comparação dos resultados de otimização dos casos avaliados e admitindo parâmetros de entrada específicos, constatou-se que a inserção de dispositivos armazenadores de energia pode trazer inúmeros benefícios econômicos e de operação da rede. Adicionalmente, foi possível verificar a capacidade da tecnologia abordada em reduzir congestionamentos, picos de corrente, custos operacionais, cortes de carga e aumentar a confiabilidade do serviço de suprimento, sendo adicionalmente coordenado aos demais equipamentos de distribuição.

De forma geral, a presente dissertação pôde contribuir para avaliação da combinação de estratégias de análise como balizadora de uma metodologia capaz de verificar o planejamento e a operação ótimos de SAEB inseridos em rede de distribuição desequilibrada, considerando aspectos de incerteza da carga; contudo, ainda sugere e relaciona tópicos de melhorias e abordagens aqui inexploradas, como etapas futuras de evolução do estudo.

6.1.

Trabalhos Futuros

O presente estudo observa, a partir dos resultados obtidos e das referências consultadas, uma possibilidade de trabalhos futuros relacionados às abordagens adotadas e detalhes de modelagem dos recursos da rede considerados. Dentre as sugestões de aperfeiçoamento da metodologia, podem-se citar:

- Análise do efeito da autodescarga de baterias, o que torna a representação mais realista.
- Análise da potência reativa no planejamento dos SAEB.
- Avaliação de outras abordagens de otimização sob incerteza.
- Inclusão da otimização da alocação das baterias no sistema.
- Análise de outros modelos de carga na formulação do problema.
- Inclusão de veículos elétricos na análise de planejamento e operação de sistemas de distribuição.

- 1 SALEHI, J., ESMAEILPOUR, S., SAFARI, A. et al. Investment Deferral of Sub-Transmission Substation Using Optimal Planning of Wind Generators and Storage Systems. **Journal of Energy Management and Technology (JEMT)**, v. 1, p. 18-29, 2017.
- 2 MEHRJERDI, H., RAKHSHANI, E., IQBAL, A. Substation expansion deferral by multi-objective battery storage scheduling ensuring minimum cost. **Journal of Energy Storage**, v. 27, p. 101119, 2020.
- 3 DEL ROSSO, A.; ECKROAD, S. Energy Storage for Relief of Transmission Congestion. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 2, p. 1138-1146, 2014.
- 4 MOSTAFA, N., CHERKAOUI, R., PAOLONE, M. Optimal Allocation of Dispersed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks for Energy Balance and Grid Support. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 5, p. 2300-2310, 2014.
- 5 SPILIOTIS, K. et al. Utilizing local energy storage for congestion management and investment deferral in distribution networks. **2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)**, 2016.
- 6 GELLINGS, C. The concept of demand-side management for electric utilities. **Proceedings of the IEEE**, v. 73, n. 10, p. 1468-1470, 1985.
- 7 SEDGHI, M., AHMADIAN, A., ALIAKBAR-GOLKAR, M. 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.
- 8 SANTOS, A. L. M., OLIVEIRA, L. W., DIAS, B. H., OLIVEIRA, J. G. Otimização da Operação de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. **The XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission**, 2017.
- 9 DÍAZ-GONZÁLEZ, F. et al. A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 4, p. 2154-2171, 2012.
- 10 SABOORI, H. et al. Energy storage planning in electric power distribution networks – A state-of-the-art review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 1108-1121, 2017.
- 11 LI, R.; WANG, W.; XIA, M. Cooperative Planning of Active Distribution System With Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems. **IEEE Access**, v. 6, p. 5916-5926, 2018.

- 12 LI, R. et al. Cooperative planning model of renewable energy sources and energy storage units in active distribution systems: A bi-level model and Pareto analysis. **Energy**, v. 168, p. 30-42, 2019.
- 13 SABOORI, H.; HEMMATI, R. Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p. 365-372, 2017.
- 14 DUGAN, R.; TAYLOR, J.; MONTENEGRO, D. Energy Storage Modeling for Distribution Planning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 2, p. 954-962, 2017.
- 15 YANG, Y.; YANG, N.; LI, H. Cost-benefit study of dispersed battery storage to increase penetration of photovoltaic systems on distribution feeders. 2014 **IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition**, 2014.
- 16 ZHONG QING et al. Optimal siting & sizing of battery energy storage system in active distribution network. **IEEE PES ISGT Europe 2013**, 2013.
- 17 MEHRJERDI, H. Simultaneous load leveling and voltage profile improvement in distribution networks by optimal battery storage planning. **Energy**, v. 181, p. 916-926, 2019.
- 18 SABOORI, H.; ABDI, H. Application of a grid scale energy storage system to reduce distribution network losses. **18th Electric Power Distribution Conference**, 2013.
- 19 LAZZERONI, P.; REPETTO, M. Optimal planning of battery systems for power losses reduction in distribution grids. **Electric Power Systems Research**, v. 167, p. 94-112, 2019.
- 20 SANTOS, C. et al. A MINLP Model to Optimize Battery Placement and Operation in Smart Grids. **2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**, 2020.
- 21 SABOORI, H.; HEMMATI, R.; JIRDEHI, M. Reliability improvement in radial electrical distribution network by optimal planning of energy storage systems. **Energy**, v. 93, p. 2299-2312, 2015.
- 22 AWAD, A.; EL-FOULY, T.; SALAMA, M. Optimal ESS Allocation and Load Shedding for Improving Distribution System Reliability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2339-2349, 2014.
- 23 MACEDO, L. et al. Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 6, p. 2825-2836, 2015.
- 24 HEMMATI, R.; SABOORI, H.; JIRDEHI, M. Stochastic planning and scheduling of energy storage systems for congestion management in electric power systems including renewable energy resources. **Energy**, v. 133, p. 380-387, 2017.
- 25 EYER, J. Electric Utility Transmission and Distribution Upgrade Deferral Benefits from Modular Electricity Storage. **SANDIA REPORT**, 2011.

- 26 DEBOEVER, J. et al. Energy Storage as a Non-Wires Alternative for Deferring Distribution Capacity Investments. **2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)**, 2018.
- 27 EPRI. Electricity Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Palo Alto: N. p., 2010.
- 28 DUGAN, R.; TAYLOR, J.; MONTENEGRO, D. Energy Storage Modeling for Distribution Planning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 2, p. 954-962, 2017.
- 29 KOMOR, P., GLASSMIRE, J. Electricity Storage and Renewables for Island Power. A Guide for Decision Makers. Netherlands: N. p., 2012.
- 30 EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias**. Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. 2019
- 31 CELLI, G. et al. Optimal integration of energy storage in distribution networks. **2009 IEEE Bucharest PowerTech**, 2009.
- 32 CARPINELLI, G. et al. Optimal Integration of Distributed Energy Storage Devices in Smart Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 2, p. 985-995, 2013.
- 33 DAGHI, M. et al. Factor analysis based optimal storage planning in active distribution network considering different battery technologies. **Applied Energy**, v. 183, p. 456-469, 2016.
- 34 FRONTIN, S. et al. Equipamentos de Alta Tensão - Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas. Brasília, 2013.
- 35 LOTSCH, H. et al. Photovoltaic Solar Energy Generation. Tradução. Berlin: Springer, 2005.
- 36 PEREIRA DA SILVA, P. et al. Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 30-39, 2019.
- 37 HART, W. Pyomo - Optimization Modeling in Python. Tradução. Cham: Springer, 2017.
- 38 FRANCO, J.; RIDER, M.; ROMERO, R. A Mixed-Integer Linear Programming Model for the Electric Vehicle Charging Coordination Problem in Unbalanced Electrical Distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 5, p. 2200-2210, 2015.
- 39 SABILLON-ANTUNEZ, C. et al. Volt-VAr Control and Energy Storage Device Operation to Improve the Electric Vehicle Charging Coordination in Unbalanced Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 4, p. 1560-1570, 2017.
- 40 FERNANDES, T.; LENZI, J.; MIKILITA, M. Load Shedding Strategies Using Optimal Load Flow With Relaxation of Restrictions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 712-718, 2008.

- 41 HUANG, G.; NAIR, N. Voltage Stability Constrained Load Curtailment Procedure to Evaluate Power System Reliability Measures. **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309), [s.d.].
- 42 HAN, J.; KAMBER, M. Data mining Concepts and Techniques. 3. ed. Burlington, MA: Elsevier, 2012.
- 43 SEN, S.; HIGLE, J. An Introductory Tutorial on Stochastic Linear Programming Models. **Interfaces**, v. 29, n. 2, p. 33-61, 1999.
- 44 SAHINIDIS, N. Optimization under uncertainty: state-of-the-art and opportunities. **Computers & Chemical Engineering**, v. 28, n. 6-7, p. 971-983, 2004.
- 45 CHUNG, B. et al. Robust Optimization Model for a Dynamic Network Design Problem Under Demand Uncertainty. **Networks and Spatial Economics**, v. 11, n. 2, p. 371-389, 2010.
- 46 BERTSIMAS, D.; BROWN, D.; CARAMANIS, C. Theory and Applications of Robust Optimization. **SIAM Review**, v. 53, n. 3, p. 464-501, 2011.