

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Tatiana Tostes de Oliveira

MÉTODO PARA ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO COM RESTRIÇÕES DE TENSÃO E REDUÇÃO DAS PERDAS

Juiz de Fora

2018

Tatiana Tostes de Oliveira

MÉTODO PARA ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO COM RESTRIÇÕES DE TENSÃO E REDUÇÃO DAS PERDAS

Dissertação apresentada ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Coorientador: Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Juiz de Fora

2018

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Tostes de Oliveira, Tatiana.

MÉTODO PARA ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM RESTRIÇÕES DE TENSÃO E REDUÇÃO DAS PERDAS / Tatiana Tostes de Oliveira. -- 2018.

123 f. : il.

Orientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Coorientador: Leandro Ramos de Araujo

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.

1. Baterias. 2. Sistemas de armazenamento de energia. 3. Sistemas de distribuição de energia. 4. Algoritmo Genético. 5. Alocação ótima. I. Rosana Ribeiro Penido Araujo, Débora, orient. II. Ramos de Araujo, Leandro, coorient. III. Título.

Tatiana Tostes de Oliveira

MÉTODO PARA ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM RESTRIÇÕES DE TENSÃO E REDUÇÃO
DAS PERDAS

Dissertação apresentada ao corpo docente do
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Juiz de
Fora, na área de concentração em Sistemas de
Energia Elétrica, como requisito parcial para a
obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica.

Aprovada em: 10 / 09 / 2018

BANCA EXAMINADORA:

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Prof. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora

Leandro A. Araujo

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora

Vander Menengoy da Costa

Prof. Vander Menengoy da Costa, D. Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora

Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa

Prof. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, D. Sc.

Universidade Federal de Ouro Preto

Dedico este trabalho à minha mãe, Jane Ednéias, aos meus avós, João Batista e Gelta Peters e aos meus padrinhos, Joziane Eny e Joacy Henrique

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus pela oportunidade de concluir mais uma etapa na minha vida, mostrando-me que as dificuldades são necessárias para nosso crescimento.

Agradeço à minha mãe, Jane Ednéias, por estar presente em todos os momentos, sem excessão, me incentivando, aconselhando e fornecendo todo o suporte necessário, para conseguir atingir meus objetivos.

Aos meus avós, João Batista e Gelta Peters por toda minha criação e fomento necessário para a formação da minha personalidade e por vivenciar de perto toda minha caminhada até o presente momento. Aos meus padrinhos, Joziane Eny e Joacy Henrique e a todos meus primos, em especial Paula Tostes e Marco André Tostes, por mesmo sem o conhecimento técnico necessário, me aconselham e me ajudam da maneira que podem. A toda minha família que é minha fonte de inspiração e me apoiam em todas as minhas decisões. Sem ela nada disso seria possível.

Às minhas amigas Suelem Christian e Caroline Pimentel por todos as conversas, conselhos, puxões de orelha e por serem meus ouvidos mais sinceros nos momentos que eu mais preciso. Além disso, agradeço por todas as dicas, dúvidas sancionadas e por entenderem um pouco da minha ausência durante esta caminhada que se encerra.

Agradeço ao meu namorado, Plínio Áureo Alqueres Cruz pelo apoio incondicional, por toda ajuda sobre dúvidas quem nem eu sabia como explicar. Obrigada por tentar me entender e estar ao meu lado nos diversos momentos vivenciados, me fazendo refletir sobre vários assuntos e me incentivando sempre a melhorar e me tornar uma pessoa mais paciente.

A todos meus amigos pela convivência e companheirismo, que sempre contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e profissional, proporcionando momentos leves e prazerosos. São os amigos que proporcionam momentos de distração que em diversas vezes, são fundamentais para a melhora nos resultados.

Agradeço aos meus orientadores Débora Rosana e Leandro Ramos, por todo conhecimento passado a mim. Agradeço pela orientação e pela confiança depositada em mim não só durante o mestrado, mas também ao longo de todos os anos de graduação. Foram anos de

conselhos e ensinamentos que ultrapassaram os limites técnicos, me mostrando que é necessário sempre buscar o meu melhor e que desistir é uma opção que não deve ser escolhida.

Agradeço a todos àqueles que participaram e se fizeram presentes de alguma maneira nesta caminhada, me apoiando e me incentivando a atingir minhas metas e superar minhas dificuldades, em busca do sucesso.

Por último agradeço a UFJF, à Faculdade de Engenharia, ao LABSPOT e a CAPES por todo apoio estrutural e financeiro para minha formação e desenvolvimento da pesquisa tratada neste trabalho.

Meus sinceros, muito obrigada.

*“Cada segundo é tempo de mudar tudo para
sempre.”*

Charles Chaplin

RESUMO

Este trabalho trata do uso de sistemas de armazenamento de energia formados por baterias nos sistemas elétricos de distribuição. Estes sistemas de baterias são capazes de injetar ou retirar energia em momentos de interesse para o sistema de distribuição, aumentando sua eficiência. É proposto um método de alocação ótima de baterias, com gerenciamento ótimo da sua operação. O gerenciamento ótimo especifica os processos de carga e de descarga do sistema de armazenamento para atender determinada finalidade que neste trabalho é a redução das perdas totais de energia no sistema de distribuição, respeitando os limites de tensões nodais recomendados. Desta forma, a alocação de baterias no sistema de distribuição pode ser economicamente viável num horizonte de planejamento especificado. Neste trabalho as baterias são modeladas buscando retratar sua realidade de funcionamento, abrangendo as questões de dependência temporal dos seus estados de operação. Além disso, a variação da carga no sistema de distribuição é considerada. Para estas questões temporais, é feito o uso do método de solução de fluxo de potência sequencial, através da técnica *Quasi-Static Time-Series*. A otimização é realizada através de Algoritmos Genéticos. Apresentam-se estudos de casos com sistemas de baterias com diferentes características, demonstrando a aplicabilidade do método proposto.

Palavras Chave: Baterias. Sistemas de armazenamento de energia. Sistemas de distribuição de energia. Algoritmo Genético. Alocação ótima.

ABSTRACT

The present work discusses the use of energy storage systems connected to the distribution system. Battery energy storage systems are able to inject or absorb power of the distribution system at crucial moments, increasing their efficient. It is proposed a methodology for optimal allocation of battery energy storage system with operation management optimized. The management optimal includes specifying the storage system charge and discharge modes to achieve certain purposes that in this case is to decrease the total energy losses of the distribution system, respecting the recommended voltage limits. Thus the battery energy storage system in the distribution system can be a viable economically option, according to a specified planning horizon. In this work the batteries are modeled portraying their operating appropriately, covering the temporal dependency questions their operation modes. Besides the battery charge and discharge must happen according the load and generation variations of the system in which it is connected. It was used the Quasi-Static Time-Series method from OpenDSS software, to treat the temporal questions. The optimization is realized through the Genetic Algorithm. The studied cases consider batteries with different behaviors, demonstrating the applicability of the proposed methodology.

Keywords: Batteries. Battery energy storage system. Distribution system. Genetic Algorithm. Optimal allocation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo de circuito de bateria do OpenDSS	35
Figura 2. Curva que relaciona o SOC e a tensão interna de uma bateria	37
Figura 3. Ilustração da profundidade de descarga <i>versus</i> o ciclo de vida de uma bateria.	40
Figura 4. Representação da QSTS com dependência do SOC	46
Figura 5. Fluxograma do AG.....	49
Figura 6. Cruzamento um ponto	52
Figura 7. Cruzamento dois pontos	52
Figura 8. Cruzamento difuso	53
Figura 9. Mutação aleatória	53
Figura 10. Circuito de bateria definido no OpenDSS	56
Figura 11. Diagrama de blocos correspondente à carga	57
Figura 12. Diagrama de blocos correspondente à descarga	57
Figura 13. Circuito equivalente da bateria adaptado	61
Figura 14. Valores definidos para a operação da bateria, representando a dependência temporal entre os intervalos	63
Figura 15. Sistema de distribuição de 4 barras.....	63
Figura 16. Circuito equivalente do caso exemplo	66
Figura 17. Perfil de demanda considerado	68
Figura 18. Energia total perdida no sistema em função da capacidade de um BESS de VRBs....	69
Figura 19. Energia total perdida no sistema considerando um BESS de baterias de Li-íon.....	70
Figura 20. Energia total perdida no sistema variando a localização do BESS.....	71
Figura 21. Fluxo de caixa	73
Figura 22. Fluxograma do método proposto, considerando o AG	78

Figura 23. Cromossomo proposto.....	79
Figura 24. Sistema de distribuição de 4 barras sem BESS.....	86
Figura 25. Fluxo de caixa para $k_R < k_C$	91
Figura 26. Fluxo de caixa para $k_R > k_C$	92
Figura 27. Sistema IEEE 34 barras.....	93
Figura 28. Perfil de carga do SD.....	94
Figura 29. Perfil de tensão da fase A, com os reguladores ativados e sem BESS.....	95
Figura 30. Perfil de tensão da fase B, com os reguladores ativados e sem BESS.....	95
Figura 31. Perfil de tensão da fase C, com os reguladores ativados e sem BESS.....	96
Figura 32. Resultados de SOC – BESS de VRBs.....	100
Figura 33. Resultados de SOC - BESS de baterias de Li-íon.....	101
Figura 34. Incidência das barras indicadas para os casos de BESS de VRBs.....	105
Figura 35. Perfil de tensão da fase A, caso A.1.....	107
Figura 36. Perfil de tensão da fase A, caso A.11.....	107
Figura 37. Perfil de tensão da fase A, caso A.6.....	108
Figura 38. Perfil de tensão da fase A, caso A.12.....	108
Figura 39. Perfil de tensão da fase A, caso B.11.....	110
Figura 40. Perfil de tensão da fase A, caso B.12.....	111
Figura 41. Incidência das barras ótimas para os casos de BESS de baterias de Li-íon.....	111
Figura 42. Sistema IEEE 123 barras.....	113
Figura 43. Comportamento do SOC para os BESS no sistema IEEE 123 barras.....	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Atributos representativos de diversas baterias (HU <i>et al.</i> , 2017).....	41
Tabela 2. Dados nominais do BESS de Li-íon para o sistema exemplo	62
Tabela 3. Tensões nodais referentes ao caso exemplo	65
Tabela 4. Tensões nodais para o caso base, sem bateria	68
Tabela 5. Parâmetros do AG	84
Tabela 6. Casos estudados.....	85
Tabela 7. Resultados otimizados para o caso I.....	87
Tabela 8. Resultados – BESS constituído por VRBs.....	88
Tabela 9. Resultados – BESS constituído por baterias de Li-íon.....	88
Tabela 10. Parâmetros para análise de viabilidade econômica	89
Tabela 11. Valores de k_C , em percentual.....	90
Tabela 12. Casos estudados com BESS de VRB.....	97
Tabela 13. Casos estudados com BESS de baterias de Li-íon	97
Tabela 14. Resultados gerais para os casos de BESS de VRBs	102
Tabela 15. Resultados gerais para os casos de BESS de baterias de Li-íon	102
Tabela 16. Valores de k_C , em percentual.....	103
Tabela 17. Resultados de perdas de energia – casos A.1 até A.5	104
Tabela 18. Resultados de perdas de energia – casos A.6 até A.10	105
Tabela 19. Resultados de perdas de energia – casos B.1 até B.5	109
Tabela 20. Resultados de perdas de energia – casos B.6 até B.10	109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo Genético;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BESS	Sistema de sistemas de armazenamento de energia por baterias (do inglês: <i>Battery Energy Storage System</i>);
EV	Veículos elétricos (do inglês: <i>electric vehicles</i>);
FOB	Função objetivo;
GD	Geração Distribuída;
HEV	Veículos elétricos híbridos (do inglês <i>hybrid electric vehicles</i>);
ID	Intervalo de demanda;
Li-íon	Lítio-íon;
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i> ;
MG	<i>Microgrid</i> ;
NaS	Sódio-enxofre;
NiMH	Hidreto metálico de níquel;
ONS	Operador Nacional do Sistema;
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i> ;
p.u.	Sistema por unidade;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
QSTS	Séries temporais quase estáticas (do inglês: <i>Quasi-Static Time-Series</i>);
RTDS	Simulador digital em tempo real (do inglês: <i>Real Time Digital Power System Simulator</i>);
SD	Sistemas de Distribuição;
SOC	Estado de carga (do inglês: <i>State of Charge</i>);
U.M.	Unidade monetária;
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora;
VRB	Baterias de redox de vanádio (do inglês: <i>vanadium redox batteries</i>).

LISTA DE SÍMBOLOS

CB_0	Custo inicial do investimento de alocação do BESS;
C_{bat}	Preço unitário do sistema de baterias;
CE_{tot}	Valor presente das parcelas do fluxo de caixa;
$CE_{\Delta P}$	Valor presente correspondente a economia trazida pelo BESS;
C_p	Preço individual das perdas;
C_{Perdas}	Custo das perdas reduzidas pelo BESS;
$C_{Perdas,0}$	Valor pago pelas perdas no SD sem os BESS;
C_{TOT}	Valor do total do investimento;
$C_{\Delta P}$	Valor da economia provocada pela diminuição das perdas em cada ano;
$E_{arm,i}$	Energia final armazenada na bateria no intervalo de tempo i (kWh);
E_i	Energia perdida através do efeito Joule em cada ID i ;
E_{nom}	Capacidade nominal (kWh);
$E_{nom,B}$	Capacidade nominal do BESS B (kWh);
E_{TOT}	Perdas de energia mínimas totais encontradas para a atuação do BESS escolhida pelo AG (kWh);
$E_{TOT,BAT}$	Valor do somatório das perdas de energia totais dos BESS alocados, de cada intervalo i (kWh);
$E_{TOT,LIN}$	Valor do somatório das perdas de energia de cada linha, de cada intervalo i (kWh);
F	Fator multiplicador da carga;
$g_{km,L}$	Condutância série do ramo km da linha L ;
I_{bat}	Corrente que entra na bateria (A);
$I_{bat,1}$	Corrente interna da bateria que provoca a autodescarga (A);
$I_{bat,2}$	Corrente interna da bateria (A);
k_C	Fator que representa a relação entre o preço individual das perdas e o preço unitário do sistema de baterias;
k_R	Fator de comparação à k_C ;
n_{Bat}	Quantidade de baterias alocadas no sistema;
n_{ID}	Quantidade de intervalos de demanda que devem analisados;
n_{Lin}	Quantidade de linhas do sistema de distribuição;
n_{No}	Quantidade de nós do sistema, candidatos a receberem a alocação do BESS;
P^{Bat}	Potência que entra na bateria durante a carga e sai durante a descarga, externa ao

	armazenador (kW);
$P_{B,k,i}^{Bat,C}$	Potência que entra no BESS B durante a carga, externa ao armazenador, conectado na barra k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{B,k,i}^{Bat,D}$	Potência que sai do BESS B durante a descarga, externa ao armazenador, conectado na barra k , no intervalo de tempo i (kW);
$P^{Bat,Sist}$	Potência total retirada ou injetada no sistema pelo do BESS (kW);
$P^{Bat,Sist'}$	Potência total retirada do sistema durante a carga, e injetada no sistema durante a descarga, no modelo adaptado (kW);
$P_{k,i}^{Bat,Sist}$	Potência total fornecida pelo sistema para a bateria, durante a carga, ou fornecida pela bateria ao sistema, durante a descarga (kW);
$P_{B,k,i}^{Útil,C}$	Potência interna do armazenador durante a carga do BESS B , conectado na barra k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{B,k,i}^{Útil,D}$	Potência interna do armazenador durante a descarga do BESS B , conectado na barra k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{B,k,i}^{BatPerdas,C}$	Perdas totais durante a carga do BESS B , conectada no nó k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{B,k,i}^{BatPerdas,D}$	Perdas totais durante a descarga do BESS B , conectada no nó k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{B,k,i}^{Perdas,Aut}$	Perdas relativas ao efeito da autodescarga, da bateria B , conectada no nó k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,C}$	Perdas relativas à eficiência do BESS durante a carga, da bateria B , conectada no nó k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,D}$	Perdas relativas à eficiência do BESS durante a descarga, da bateria B , conectada no nó k , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{Perdas,0}^{Tot}$	Perdas no SD sem nenhum BESS alocado (kW);
$P_{Perdas,i}^{Alim,L}$	Perdas no alimentador em cada linha L , no intervalo de tempo i (kW);
$P_{Perdas,i}^{Tot}$	Perdas totais do sistema, no intervalo i (kW);
P_{Perdas}^{Tot}	Perdas totais do sistema (kW);
$P_{k,i}^{calc}$	Potência ativa injetada nos nós pelos alimentadores ou transformadores de distribuição;
$P_{k,i}^{esp}$	Potência ativa especificada das gerações menos das cargas no nó k e no intervalo i ;
$Q_{k,i}^{calc}$	Potência reativa injetada nos nós pelos alimentadores ou transformadores de distribuição;

$Q_{k,i}^{esp}$	Potência reativa especificada das gerações menos das cargas no nó k e no intervalo i ;
R	Taxa de juros anual do investimento;
S_1	Indicador da operação de carga da bateria;
S_2	Indicador da operação de descarga da bateria;
$SOC_{B,k,i}$	Estado de carga final do intervalo i , do BESS B , conectado no nó k ;
$SOC_{B,k,i-1}$	Estado de carga final do intervalo $i-1$, ou o SOC inicial do intervalo i , do BESS B , conectada no nó k ;
SOC_i	Estado de carga final do intervalo de tempo i (%);
$SOC_{i,B}$	Vetor com o valor do SOC final do BESS B , de cada intervalo i ;
$SOC_{max,i,B}$	Vetor com os limites máximos do SOC final do BESS B , de cada intervalo i ;
$SOC_{min,i,B}$	Vetor com os limites mínimos do SOC final do BESS B , de cada intervalo i ;
t_{tot}	Intervalo total de funcionamento (h);
$V_{atual,k,i}$	Tensão nodal da barra k no intervalo i em um estágio do QSTS;
V_{bat}	Tensão de operação da bateria (V);
V_{int}	Queda de tensão interna da bateria (V);
$V_{k,i}$	Módulo da tensão da barra k , no intervalo i ;
$V_{k,i}$	Tensão do nó k no intervalo i ;
$V_{k,i}$	Vetor para cada nó k do sistema, com o valor de tensão em cada intervalo i ;
$V_{L,k,i}$	Tensão terminal do nó k no intervalo de tempo i ;
$V_{L,m,i}$	Tensão terminal do nó m no intervalo de tempo i ;
V_{lim}	Tensão limite estipulada;
$V_{max,k,i}$	Vetor para cada nó k do sistema, com o valor de tensão máxima permissível em cada intervalo i ;
$V_{min,k,i}$	Vetor para cada nó k do sistema, com o valor de tensão mínima permissível em cada intervalo i ;
V_{nom}	Tensão nominal da bateria (V);
$V_{nom,B}$	Tensão nominal do BESS B ;
Z_1	Impedância interna da bateria, que representa o efeito da autodescarga;
Z_2	Impedância interna da bateria, que representa as perdas pela eficiência;
η_{bat}	Eficiência de carga e de descarga;
$\eta_{bat,B}$	Eficiência da carga ou descarga do BESS B ;
$\eta_{int,B}$	Fator de perdas de autodescarga, em relação à potência nominal, do BESS B ;
$\theta_{k,i}$	Ângulo de fase da tensão da barra k , no intervalo i ;

$\Delta E_{B,k,i}^C$	Variação de energia armazenada durante a carga no BESS B, conectado na barra k, no intervalo de tempo i (kWh);
$\Delta E_{B,k,i}^D$	Variação de energia armazenada durante a descarga no BESS B, conectado na barra k, no intervalo de tempo i (kWh);
ΔP	Redução das perdas do sistema;
Δt	Intervalo de tempo (s);
Δt_i	Duração do intervalo de tempo i .

SUMÁRIO

1	Introdução	22
1.1	Considerações Iniciais.....	22
1.2	Revisão Bibliográfica.....	24
1.3	Motivação.....	31
1.4	Objetivo.....	31
1.5	Publicações Decorrentes	32
1.6	Estrutura do Trabalho	32
2	Fundamentação Teórica.....	34
2.1	Baterias.....	34
2.1.1	Definições fundamentais	35
2.1.2	Tipos de baterias.....	41
2.2	Modelo de bateria disponibilizado pelo OpenDSS.....	44
2.3	Séries Temporais Quase Estáticas	45
2.4	Algoritmo Genético	48
3	Formulação do Problema.....	55
3.1	Equacionamento do modelo de bateria do OpenDSS	56
3.2	Modelo de bateria adaptado	60
3.3	Exemplo de aplicação	62
3.4	Análise do gerenciamento ótimo da operação da bateria visando mínimas perdas.....	67
3.5	Análise de viabilidade econômica	72
4	Implementação Computacional	76
4.1	Formulação matemática do problema de otimização	76
4.2	Solução do problema via AG	78

4.2.1	Leitura de dados do sistema – P.1	79
4.2.2	Definir o cromossomo – P.2.....	79
4.2.3	Criar uma nova população – P3.....	80
4.2.4	Executar <i>AlocaBat</i> e QSTS – P4	80
4.2.5	Validação – P5.....	80
4.2.6	Critério de parada – P.6.....	82
4.2.7	Operações genéticas – P.7.....	82
4.2.8	Solução viável – P.8.....	82
4.2.9	Indicação de violações – P.9	83
4.2.10	Apresentação dos resultados – P.10.....	83
5	Simulações e Resultados.....	84
5.1	Caso I - caso exemplo	86
5.2	Caso II - simulações no sistema IEEE 34 barras	93
5.2.1	Resultados dos casos propostos.....	98
5.2.2	Comparação entre os casos A.1 até A.5 e A.6 até A.10	104
5.2.3	Comparação entre os casos A.1, A.11 e A.6, A.12	106
5.2.4	Comparação entre os casos B.1 até B.12	109
5.2.5	Comparação entre os casos “A” e os casos “B”	112
5.3	Caso III - simulações no sistema IEEE 123 barras.....	112
5.4	Tempo computacional de execução	115
6	Considerações Finais.....	116
6.1	Conclusões	116
6.2	Sugestões para trabalhos futuros	118
7	Referências	119

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Atualmente no Brasil, segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), a matriz de geração é predominantemente constituída de hidrelétricas e termelétricas. Entretanto, devido a inúmeros fatores, como os relativos aos custos da energia, fatores ambientais e outros interesses na diversificação da matriz energética, o incentivo pelo uso de fontes renováveis, como o sol e o vento, vem se tornando cada vez mais difundido. Neste contexto fontes alternativas de energia estão sendo mais utilizadas, formando sistemas de geração distribuída (GD), localizados mais próximas dos centros consumidores, constituindo um novo cenário que afeta principalmente os sistemas de distribuição (SD).

As GDs podem impactar de maneira positiva nos SDs, disponibilizando energia mais próxima da carga e, conseqüentemente melhorando os níveis de tensão do sistema e reduzindo as perdas elétricas. Elas normalmente contam com fontes de energia intermitentes, como fotovoltaicas e eólicas, que necessitam de recursos auxiliares para um fornecimento energia elétrica mais regular. Ao mesmo tempo que ocorre o aumento da geração distribuída, o desenvolvimento dos SDs tem sido impulsionado por novas tecnologias, novas aplicações e maiores exigências de qualidade da energia por parte dos consumidores.

Para que os SDs evoluam sem um aumento muito grande de custos é importante a utilização de dispositivos que permitam um melhor aproveitamento dos sistemas. Neste contexto uma das aplicações que tem se mostrado bastante útil são os armazenadores de energia, como por exemplo, as baterias, que injetam energia em momentos de interesse para o sistema, aumentando sua eficiência. Assim, na distribuição tem sido dado enfoque para os sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS, do inglês: *Battery Energy Storage System*).

No Brasil os SDs são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho do sistema, através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), para que a energia entregue ao consumidor seja de boa qualidade (SRD, 2016). Até o presente momento, não há regulamentação específica para o uso do

BESS, porém sabe-se que estes sistemas se bem utilizados podem impactar de forma positiva em diferentes aspectos dos SDs, como por exemplo auxiliar nos níveis de tensões nodais recomendados no PRODIST, ou auxiliar na redução de perdas nos sistemas, gerando vantagens econômicas para as concessionárias e para os consumidores.

Os BESS promovem maior segurança, economia e estabilidade às redes, garantindo um melhor padrão de qualidade de energia aos clientes. Eles podem ser utilizados para diversas finalidades como: regulação de tensão, regulação de frequência do sistema, minimização de perdas elétricas, otimização do uso da energia distribuída renovável por meio do armazenamento da energia excedente e injeção no sistema em momentos de déficits de energia ou de custos altos da geração tradicional, deslocamentos de picos, alívio de carga em alimentadores, redução de custos de operação, dentre outras aplicações. Salienta-se que diferentes tipos de baterias apresentam diferentes comportamentos que impactam na operação do BESS.

Na aplicação dos BESS nos sistemas elétricos de distribuição existem vários aspectos que podem ser abordados, sendo que os dois seguintes se destacam:

- A localização do BESS no sistema de distribuição;
- O processo de carga e de descarga da bateria, ou seja, o gerenciamento de sua operação, considerando um horizonte de tempo.

O primeiro aspecto é relacionado à disponibilidade de BESS nas concessionárias. Considerando que há limite de recursos financeiros para compra de equipamentos, deve ser escolhido o local no SD onde o BESS vai apresentar um melhor aproveitamento, sendo que o local de conexão impacta inclusive em sua operação. Assim, a alocação de um BESS deve proporcionar um saldo positivo na análise econômica do projeto para que se considere sua alocação.

O segundo aspecto abrange uma questão temporal relacionada à operação da bateria, que depende de uma sequência de operações, devendo ser corretamente representada, para que os resultados sejam condizentes com a realidade. Além disso, o processo de carga e de descarga da bateria acontece de acordo com a variação da carga e da geração do sistema no qual se encontra conectada. Desta forma deve-se buscar uma representação fiel da dependência entre as sequências de eventos e modificações do sistema no tempo. Um gerenciamento melhorado das operações dos BESS contribui para um melhor aproveitamento dos mesmos.

Deste modo, considerando um ou mais objetivos, a instalação de BESS nos SDs pode trazer vantagens para os sistemas, inclusive relacionadas a custos, e se bem alocado e utilizado pode se tornar viável técnica e economicamente, tornando de notável interesse o seu uso.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Devido a grande aplicabilidade dos BESS, inúmeras pesquisas tem sido realizadas nesta área sob diferentes perspectivas e abordagens, desde muitos anos. São avaliados diferentes tipos de baterias, testando o impacto de cada uma delas no SD.

Uma vez que o modelo físico químico de uma bateria é capaz de descrever apenas o seu comportamento interno dinâmico, é de grande interesse a definição de um modelo baseado em circuitos elétricos, apto a representar o comportamento de um BESS de maneira a correlacionar suas diversas variáveis de operação, como por exemplo o estado de carga (SOC, do inglês: *State Of Charge*), a temperatura interna de operação e o percentual de potência de autodescarga, considerando os três estados operativos possíveis: carga, descarga e modo ilhado. O modo ilhado corresponde àquele em que a bateria não está efetivamente atuando no SD, no qual apenas a potência relativa à autodescarga é considerada.

Neste contexto, um dos primeiros modelos de circuito elétrico para a representação de baterias desenvolvido foi proposto por SALAMEH; CASACCA; LYNCH (1992), para o estudo de baterias de chumbo-ácido. O circuito é constituído por uma fonte de tensão em série com uma impedância equivalente, que corresponde a um resistor em série com um conjunto resistor-capacitor em paralelo. A fonte de tensão representa a tensão medida entre os eletrodos da bateria; a resistência representa a resistência dos seus componentes internos; o conjunto resistor-capacitor em paralelo caracteriza a resposta transiente das reações químicas que ocorrem na bateria. O valor de cada componente utilizado não é constante e depende das variáveis que caracterizam a bateria, como por exemplo o SOC e a temperatura.

Este modelo é a base para diversos estudos recentes que tem como objetivo estipular o valor de cada um dos componentes, bem como melhorar a representatividade do circuito proposto. Este é o caso de EINHORN *et al.* (2013), o qual avaliou a efetividade do circuito para representação do comportamento de baterias de Lítio-íon (Li-íon) aplicadas aos veículos elétricos, alterando a quantidade de conjuntos resistor-capacitor em paralelo. Os autores

estudaram o desempenho do modelo com nenhuma resposta transiente, um e dois conjuntos resistor-capacitor, caracterizando um circuito de primeira, segunda e terceira ordem, respectivamente. Além disso foi desenvolvido um estudo para a determinação de cada componente através de dois métodos de parametrização: o primeiro através do método *look-up table* e o segundo considerou a dependência linear entre o SOC, as resistências e os capacitores.

Em GARCIA *et al.* (2015) a parametrização do mesmo circuito que representa a bateria foi realizada experimentalmente: a bateria foi submetida a pulsos de corrente capazes de provocar sua carga e descarga, para que os valores de tensão, corrente e SOC fossem medidos. Assim os valores de cada componente foram estimados através de métodos probabilísticos associados aos valores medidos.

Os autores CHEN; RINCON-MORA (2006) tiveram como principal objetivo definir um circuito que modela as características de capacidade, SOC e corrente-tensão de uma bateria, utilizando uma fonte de tensão controlada para representar o ciclo de vida do dispositivo. Todos os parâmetros foram obtidos experimentalmente, dados em função do SOC, da corrente, da temperatura e do ciclo de vida da bateria.

Com o objetivo de sintetizar o estudo a respeito dos modelos de bateria propostos na literatura, o trabalho de MOUSAVI; NIKDEL (2014) apresentou de forma resumida os diversos tipos atuais, analisando suas principais diferenças.

Muitos trabalhos na literatura tem como objetivo estudar os possíveis tipos de baterias que podem compor o BESS, comparando o desempenho de cada uma delas e indicando aquele que apresenta melhores características para desempenhar determinada função. Neste cenário, em HU *et al.* (2017) foi feita uma revisão acerca dos principais tipos de baterias atuais, que apresentam peculiaridades relevantes para aplicações em SDs. Os autores apresentaram as principais particularidades de cada bateria, bem como as principais adversidades que impedem o uso de cada uma delas.

Ainda sobre as tecnologias de baterias disponíveis, em LI *et al.* (2016) o estudo realizado foi em relação ao aperfeiçoamento das baterias de íons de sódio, visando uma redução no custo e um melhor desempenho para aplicações em sistemas de geração distribuída. O trabalho de ALOTTO *et al.* (2014) apresentou as características das baterias de redox de vanádio (VRB, do inglês: *vanadium redox batteries*), destacando suas vantagens e desvantagens para serem

utilizadas nos sistemas de energia. Em UHRIG *et al.* (2016) foi realizado um estudo comparativo entre as VRB e de Li-íon, sob diferentes aspectos, tais como econômicos e horas de atuação, avaliando o impacto provocado no sistema por cada uma delas.

Como a aplicabilidade dos BESS nos sistemas de potência também pode ser variada, são encontrados inúmeros trabalhos na literatura que avaliam diferentes funções para as baterias. Neste sentido, uma discussão acerca das possíveis aplicações dos BESS nos sistemas de potência, bem como um resumo dos diversos elementos químicos promissores para as aplicações, são encontrados em DIVYA; ØSTERGAARD (2009). Os autores concluíram que as baterias são uma forma de tecnologia importante na operação de redes elétricas, podendo impactar de forma positiva do ponto de vista econômico e ganha espaço no mercado.

Uma das primeiras aplicações estudadas acerca do uso de BESS em sistemas de potência, foi relacionada à regulação de frequência primária, como mostra o KOTTICK; BLAU; EDELSTEIN (1993), que se baseia na injeção ou retirada de potência da rede pela bateria, de modo a manter o sistema estável. Os autores justificam o uso de baterias para esta finalidade, pelo fato de possuírem uma constante de tempo relativamente pequena, entre dezenas de milissegundos e um segundo. A partir deste estudo inicial, a pesquisa ganhou mais um assunto a ser explorado.

Neste cenário os autores OUDALOV *et al.* (2007) e MERCIER *et al.* (2009) propuseram estratégias que definem como o SOC do BESS deve se comportar diante de variações de frequência na rede, para que a regulação de frequência ocorra de maneira adequada.

O trabalho de SWIERCZYNSKI *et al.* (2013) avaliou um sistema de BESS de Li-ion com 1,6 MW e capacidade de 400 kWh instalado no sistema de potência da Dinamarca em seu primeiro ano de uso.

Em AGHAMOHAMMADI; ABDOLAHINIA (2014) foi realizado um estudo em busca do melhor dimensionamento do BESS em relação à sua potência nominal, quando é utilizado para a operação de regulação de frequência de uma *microgrid* (MG), além de apresentar uma estratégia para tal atuação. O autor conclui que o uso de BESS para regular a frequência de uma rede se mostrou eficiente, já que apenas cerca de 2 a 4% do SOC foi utilizado.

Em STROE *et al.* (2017) foram propostas três estratégias de controle para a operação de regulação de frequência primária da rede, utilizando baterias de Li-íon. Para que a regulação de

frequência não seja interrompida pela falta ou excesso de SOC armazenado na bateria, foi fixado valor percentual de energia armazenada inicial, o qual deve ser restabelecido a cada atuação. Assim as estratégias de controle propostas consistem em determinar o momento em que ocorre a troca de potência entre bateria e rede e o momento em que o SOC deve ser restabelecido.

O trabalho de CHEN *et al.* (2017) mostrou que atualmente, um BESS de Li-íon com potência total de 2 MW e capacidade de 500 kWh é utilizado para operar com a função de regular a frequência de um sistema de potência independente dos Estados Unidos, com potência total de 300 MW. Quando descarrega, a bateria injeta a potência na rede auxiliando no atendimento a demanda. O trabalho fez uma abordagem geral sobre os diversos armazenadores de energia, mostrando que são tecnologias promissoras e que podem representar uma solução para acompanhar o avanço de demanda de energia atual.

Abordando outras funções, o trabalho de LUCAS; CHONDROGIANNIS (2016) propôs um modelo que possibilita o uso de BESS de VRB para duas finalidades, ou seja, regulação de frequência e suprimento à demanda.

O trabalho de KOLLER *et al.* (2015) mostrou um estudo relacionado à atuação de BESS de baterias de Li-íon com potência de 1 MW capacidade de 580 kWh instalado em Zurich, durante os seus dois primeiros anos de uso. Além de avaliar o BESS desempenhando a função de regulação de frequência, o autor mostrou um estudo para a função de corte de pico e um estudo da operação do BESS no modo ilhado.

De forma a atuar em conjunto com uma sistema fotovoltaico de energia residencial, o trabalho de HOPPMANN *et al.* (2014) propôs uma estratégia de dimensionamento ótimo de um BESS para fins de ajudar a manter a continuidade da entrega de energia. O autor também realizou um estudo de viabilidade econômica para o BESS escolhido.

O trabalho de BORTOLINI *et al.* (2014) mostrou um estudo técnico e econômico de um sistema de geração fotovoltaica com o auxílio de BESS para o atendimento à demanda. O sistema foi testado na Faculdade de Arquitetura e Engenharia da Universidade de Bolonha, na Itália, sob diferentes cenários de carga e de capacidade do BESS.

Em ARRUDA *et al.* (2016) foi realizado um estudo acerca dos impactos da geração fotovoltaica no SD brasileiro. Uma comparação foi realizada entre o desempenho do sistema sem e com BESS acoplado. Ao se utilizar o BESS, os autores realizaram o seu dimensionamento

ótimo, bem como estabeleceram o uso eficiente de carga e descarga do dispositivo. A capacidade ótima do BESS foi determinada matematicamente, considerando o menor valor possível para diferentes faixas de penetração da fotovoltaica, sem violar o limite de tensão nos transformadores do sistema.

O trabalho de HELLMAN *et al.* (2017) apresentou um estudo de um BESS com 1,2 MW de potência e capacidade de 600 kWh instalado próximo a subestação local de distribuição de Helsink, na Finlândia, que desempenha a função de controle da potência reativa e consequentemente da tensão do sistema, através do acoplamento Q-V do sistema.

Em KRATA; SAHA (2018) uma estratégia de controle envolve os BESS para atuar na regulação de tensão de um sistema, que conta com a presença de geração fotovoltaica, responsável por tal variação de tensão. A atuação do BESS considerada não deve ser impactada pelos necessários ciclos de carga e descarga. O método desenvolvido foi testado através do simulador digital em tempo real (RTDS, do inglês: *Real Time Digital Power System Simulator*) considerando uma geração fotovoltaica de 3,15 MW e um BESS com potência nominal de 600 kW e capacidade nominal de 760 kWh.

O trabalho de BALRAM *et al.* (2018) realizou uma comparação entre a estratégia tradicional de regulação de tensão com a realizada através de BESS em um sistema fotovoltaico num SD de baixa tensão.

Ainda sobre as fontes renováveis, mas agora em relação às eólicas, o trabalho de ZHANG *et al.* (2016) propôs uma estrutura de planejamento de operação de um BESS conectado em um SD, o qual auxilia no atendimento à demanda em conjunto com uma fonte de geração eólica. Através da simulação de Monte Carlo, os autores definiram a capacidade ótima e a melhor localização no sistema do BESS, de modo a maximizar o uso da geração eólica e reduzir os custos de investimento e operação do BESS. Uma comparação relacionada às diferentes tecnologias de baterias que compõem o BESS também foi realizada.

Em ZHANG *et al.* (2017) foi utilizada novamente a simulação de Monte Carlo para realizar o dimensionamento ótimo de um BESS, bem como sua localização no sistema de modo a minimizar o custo total de investimento e de operação e auxiliar na regulação de tensão do sistema. Os autores determinaram também, o despacho ótimo do BESS.

Para avaliar o desempenho de um BESS em uma rede elétrica ou realizar o dimensionamento ótimo considerando diversas variáveis, é feito o uso de várias técnicas de otimização para a solução de problemas mais complexos. Como exemplo, o trabalho de LIN *et al.* (2012) fez o uso de Algoritmo Genético (AG) para encontrar a melhor operação do fornecimento de energia de uma MG que conta com a presença de geração eólica e solar, auxiliadas por um BESS composto por VRB, visando a redução do custo da energia. O estudo foi realizado com uma MG localizada em um alimentador de distribuição rural.

No trabalho de BAHMANI; AZIZIPANAH (2014) foi desenvolvido um método capaz de determinar o dimensionamento ótimo de um BESS conectado em uma MG, considerando restrições de capacidade de geração dos geradores distribuídos, limites de atuação da energia do BESS, eficiência de carga e de descarga e atendimento à demanda. Os autores propuseram uma nova versão da técnica de otimização bioinspirada, baseada em colônia de morcegos, para a resolução do problema.

Em JAMIAN *et al.* (2014) foi desenvolvido um algoritmo de alocação e dimensionamento ótimo de BESS utilizando a técnica de otimização bioinspirada baseada em enxame de abelhas. Os autores concluíram que a alocação e o dimensionamento ótimo das baterias pode apresentar melhorias no sistema de distribuição, como a redução das perdas.

No trabalho de BABACAN *et al.* (2016) foi estudado a alocação ótima de um BESS conectado em um SD considerando uma alta penetração de fontes fotovoltaicas na rede, utilizando AG. Foi estabelecido que a bateria deve carregar quando há um excesso de geração fotovoltaica e descarregar nos momentos de pico de carga. Todo este processo foi realizado considerando limites de tensão nas barras do sistema.

Em NING *et al.* (2016) foi proposto um modelo matemático para o gerenciamento ótimo de um BESS, determinando os melhores momentos de carga e de descarga, visando o corte de pico de carga em uma MG que possui fonte de geração fotovoltaica. Para a solução do problema, o modelo fez o uso do método dos pontos interiores.

O trabalho de TAYLOR *et al.* (2016) realizou uma otimização estocástica para o corte de pico de carga realizado por baterias, em uma parte da rede de energia do Centro de Pesquisa e Tecnologia de Engenharia da Universidade da Califórnia.

Em REIHANI *et al.* (2016) foi desenvolvido um algoritmo capaz de determinar o gerenciamento de um BESS, bem como o melhor valor de sua capacidade para o corte de pico de carga e consequente alívio de geração da rede de distribuição, considerando geração renovável. Para solucionar o problema proposto, os autores fizeram o uso do método de regressão linear. Além disso, o corte de pico de carga foi realizado através da redução de custos da energia, considerando o custo do fluxo de energia proveniente da bateria e o custo da energia local.

O trabalho de ZHAO *et al.* (2016) apresentou um modelo para a carga e descarga de BESS conectado no SD, visando a redução do custo da energia e considerando o tempo de vida do BESS. Os autores fizeram o uso do método de *branch and bound* adaptado para a resolução do problema proposto.

A pesquisa desenvolvida em MASTERI *et al.* (2018) foi relacionada ao dimensionamento ótimo e à redução do custo de investimento de um BESS, maximizando a sua atuação no SD, considerando a atuação de fontes de geração eólica e solar. Os autores utilizaram a lógica *fuzzy* para solucionar tal problema, e concluíram que o uso adequado de baterias pode aumentar a confiabilidade do SD.

Em SARKER *et al.* (2017) foi realizado um estudo de viabilidade econômica acerca do uso de BESS nos SDs. Os autores propuseram um modelo de gerenciamento ótimo de um BESS, considerando a minimização dos custos operacionais. Além disso, consideraram, ainda uma taxa de degradação da bateria de acordo com o tempo de uso e com o seu desgaste, além de comparar o desempenho de BESS com diferentes rendimentos.

O trabalho realizado por DUBARRY *et al.* (2017) investigou o desempenho da atuação de um BESS operando durante três anos em uma rede de distribuição no Havaí. Foram consideradas como variáveis a degradação da bateria através da energia e da potência diária utilizada, as correntes drenadas, a capacidade e temperatura do BESS.

Em LUJANO *et al.* (2018) foi desenvolvido um modelo probabilístico de otimização para o controle da operação de BESS, comparando o desempenho da atuação de baterias de chumbo-ácido e de VRBs. O modelo buscou por uma redução de custos da energia, utilizando dados de uma rede de distribuição da Espanha.

Nesta seção, buscou-se citar importantes pesquisas relacionadas aos principais temas de aplicação de baterias, que serviram de base para o aprendizado e desenvolvimento deste trabalho.

Porém é válido ressaltar que existem ainda diversos outros trabalhos que contemplam a aplicação de BESS nos sistemas de energia elétrica.

1.3 MOTIVAÇÃO

Conforme o panorama geral apresentado sobre os BESS é possível notar que a utilização de sistemas de armazenamento de energia vem sendo amplamente estudada em diversos países, sob diferentes perspectivas, apresentando um grau de relevância elevado para pesquisa. Além disso, o uso de baterias nos sistemas elétricos de potência promete ser cada vez mais comum no futuro, o que torna necessário um conhecimento abrangente desta tecnologia. Porém, verifica-se que na prática os custos associados aos sistemas de baterias não permitem ainda uma grande quantidade destes equipamentos espalhados pelos sistemas, sendo necessário um melhor aproveitamento dos existentes.

Deste modo, este trabalho usa conhecer mais sobre aplicações das baterias no SD, bem como seus impactos no respectivo sistema. Além disso, este trabalho busca contribuir com um método que possibilita uma utilização otimizada dos BESS, abordando de maneira diferenciada alguns aspectos já tratados em outros trabalhos, mas que podem ser mais explorados ou melhor tratados.

1.4 OBJETIVO

Este trabalho tem como propósito a alocação de baterias de maneira otimizada, com possibilidade de limitação da quantidade de dispositivos, que pode ser definida, por exemplo, através de limitações financeiras de investimento da concessionária. Busca-se ainda eficiência na utilização das baterias alocadas, que pode ser obtida com a otimização do processo de carga e descarga para atender determinada finalidade. Para isto as baterias precisam ser corretamente modeladas para retratar sua realidade de funcionamento, inclusive considerando questões de dependência temporal de seus estados de operação que acontecem na realidade.

Assim, o objetivo é desenvolver um método para alocação ótima de baterias, com gerenciamento otimizado de sua operação. Este gerenciamento envolve a definição dos estados de carga para cada intervalo considerando a dependência de intervalos anteriores e a variação de

carga da distribuição, sem que haja violação de limites estipulados, inclusive de tensão. A alocação e a especificação do estado de carga em cada intervalo de tempo devem ser feitas de modo a reduzir as perdas de energia no sistema, que opera durante um tempo especificado. Além disso, após a realização da otimização, será realizado um estudo simples de viabilidade econômica.

O método proposto se baseia na otimização através de AG e na consideração da dependência temporal entre as situações de operação das baterias por meio de variações estáticas no tempo, utilizando as séries temporais quase estáticas (QSTS, do inglês: *Quasi-Static Time Series*). A implementação do método foi realizada utilizando o *software Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) e o *MATrix LABORatory* (MATLAB).

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

Este trabalho resultou nas seguintes publicações:

- “Evaluation of the performance of the state of charge on a lithium-ion battery energy storage system applied to primary frequency regulation of microgrids”. Artigo apresentado no XIV Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), Juiz de Fora, Novembro de 2017.
- “Optimal Allocation and Battery Operations for Voltage Constraint and Loss Reduction”. Revista IEEE Latin America, 2018.
- “Redução de Perdas no Sistema Elétrico Empregando Baterias”. Induscon, 13th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por seis capítulos: o presente capítulo de introdução e os subsequentes descritos a seguir.

No Capítulo 2 estão os conceitos fundamentais para o entendimento deste trabalho, abrangendo os parâmetros básicos que caracterizam uma bateria e as características principais dos tipos comumente utilizados nos sistemas de energia. São apresentados os métodos que serão utilizados para tratar a questão temporal citada, bem como o método de otimização. Além disso, é

apresentado também, o modelo de bateria disponibilizado pelo OpenDSS, que será utilizado com algumas adaptações.

No Capítulo 3 é realizada a formulação matemática do problema, apresentando o equacionamento do modelo de bateria disponibilizado pelo OpenDSS, além do modelo adaptado adotado neste trabalho. O capítulo apresenta também, um exemplo de aplicação utilizando o modelo de bateria adaptado definido. Por último, neste capítulo são realizadas duas análises: a primeira em relação ao gerenciamento ótimo da operação de BESS considerando mínimas perdas e a segunda, uma análise simplificada de viabilidade econômica.

No Capítulo 4 é apresentado o método de otimização desenvolvido para a resolução do problema proposto, através da sua aplicação no AG. Deste modo, são definidos todos os passos da implementação computacional desenvolvida.

No Capítulo 5 são apresentados resultados das simulações realizadas utilizando o método proposto, considerando três sistemas distintos, com casos variados, e as discussões dos resultados.

Por último, no Capítulo 6 estão as principais conclusões deste trabalho, considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O comportamento das baterias aplicadas em sistemas de distribuição é dependente de vários parâmetros. Serão apresentados neste capítulo os principais tipos de baterias atuais, destacando diversas características e seus princípios de funcionamento.

Para a realização do estudo do comportamento de uma bateria no sistema de distribuição, será feito o uso do modelo disponibilizado pelo *software* OpenDSS, associado ao MATLAB. Assim, este capítulo apresenta também as principais características da modelagem de baterias adotada no OpenDSS.

E por fim, explica-se o motivo para uma análise temporal do sistema, bem como define-se o método utilizado para a realização de tal análise.

2.1 BATERIAS

As baterias são dispositivos eletroquímicos, constituídas por dois eletrodos, sendo um ânodo e um catodo. Os eletrodos são imersos em uma solução, conhecida por eletrólito, que é responsável pelo transporte de íons entre eles. A produção de energia elétrica se dá pelas reações de oxirredução entre os eletrodos, que nada mais são do que processos químicos nos quais acontece a transferência de elétrons. A reação de oxidação acontece no ânodo e é o processo no qual ocorre perda de elétrons. Esta reação é a responsável pela descarga da bateria. A reação de redução acontece no catodo, local em que os elétrons são recebidos. É a reação responsável pela carga da bateria. Por serem componentes eletroquímicos, as baterias possuem um ciclo reversível de reações para cada condição de operação na qual é submetida, caracterizando as baterias recarregáveis (PICCIANO, 2007). O elemento a ser utilizado no catodo deve ser um metal e deve apresentar, preferencialmente, baixo peso, alto potencial de eletrodo e boa condutividade. Existem inúmeros elementos químicos que podem compor uma bateria e, em se tratando de tecnologias de escala comercial, as mais comuns são as baterias de chumbo-ácido, as de hidreto metálico de níquel (NiMH), as Li-íon, as de sódio-enxofre (NaS) e as VRBs (HU et al., 2017). Por serem compostas de elementos químicos diferentes, essas baterias apresentam características comportamentais distintas, e as principais serão mostradas no decorrer deste trabalho.

De modo a facilitar e padronizar o entendimento do assunto acerca das baterias, serão apresentados os principais termos e definições utilizadas referentes ao respectivo tema.

2.1.1 Definições fundamentais

A seguir são apresentadas as definições principais sobre baterias, tendo como base o circuito modelo utilizado no OpenDSS, mostrado na Figura 1, que será explicado com detalhes na próxima subsecção.

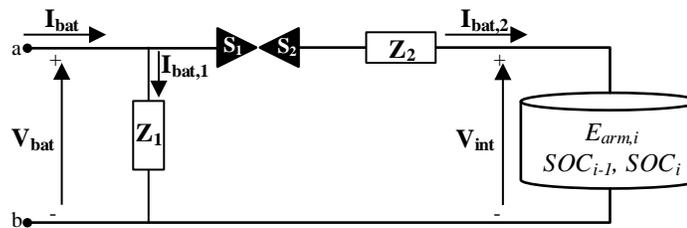


Figura 1. Modelo de circuito de bateria do OpenDSS

2.1.1.1 Tensões nominal (V_{nom}) e tensão de operação (V_{bat})

A tensão terminal da bateria é aquela medida entre os pontos a e b do circuito equivalente, que representa os terminais de conexão do equipamento. Pode ser dada em Volts (V) ou no sistema por unidade (p.u.).

Define-se como V_{nom} a tensão terminal estabelecida pelo fabricante, recomendada para a atuação da bateria em regime permanente. Ela depende das propriedades físico-químicas dos materiais ativos presentes na bateria, sem nenhuma relação com a quantidade de matéria presente na bateria.

A tensão V_{bat} é aquela que se encontra nos terminais da bateria quando essa está conectada e em operação em um dado sistema. Recomenda-se que V_{bat} seja próxima de V_{nom} .

2.1.1.2 Capacidade Nominal (E_{nom})

A capacidade nominal de uma bateria é expressa em Ampère-hora (Ah) e define a curva de carga que pode ser entregue por ela em função do tempo. Em outras palavras, é a quantidade de carga em Ah que a bateria consegue fornecer ou receber em um período de tempo,

especificado pelo fabricante através de um regime de descarga, sob condições específicas. Por exemplo, uma bateria de 420 Ah com um regime de descarga C10 é capaz de entregar, de forma contínua, 42 Ampères (A) durante 10 horas (h) (BIELER, 2005). Curvas caracterizadas por um período mais curto apresentam perdas por efeito Joule consideráveis devido à elevada magnitude de corrente exigida. Consequentemente, altas correntes provocam elevação da temperatura, que influenciam diretamente nas reações químicas da bateria, prejudicando a capacidade de carga e de descarga (PICCIANO, 2007). O valor de E_{nom} pode ser expresso também em quilowatt-hora (kWh), indicando a quantidade de energia que ela é capaz de receber ou fornecer durante o período de uma hora, considerando um V_{nom} de operação.

2.1.1.3 Estado de carga (SOC)

O SOC de uma bateria é uma medida normalizada da quantidade de energia acumulada durante um ciclo, expressa normalmente em percentuais de E_{nom} (PICCIANO, 2007). Ou seja, pode ser tratado como um medidor da capacidade energética da bateria em termos percentuais. Desta forma, considerando que em um dado instante de tempo i a bateria possui uma energia final armazenada E_{arm} , em kWh, o SOC correspondente é calculado de acordo com a Equação (2.1).

$$SOC_i = \frac{E_{arm,i}}{E_{nom}} \times 100 \quad [\%] \quad (2.1)$$

sendo que:

$E_{arm,i}$ é a energia final armazenada na bateria no intervalo de tempo i , em kWh;

SOC_i é o estado de carga final do intervalo de tempo i , dado em percentual.

A literatura afirma que, por meio de diversos circuitos que modelam a bateria, para cada valor de SOC existe um conjunto de parâmetros associados, que correspondem a E_{arm} e uma tensão interna (V_{int}), provocada por uma corrente necessária para armazenar tal energia ($I_{bat,2}$), como apresenta a Figura 1. Conhecidos estes parâmetros, é possível determinar uma curva de correlação entre eles, especialmente entre V_{int} e o SOC, como mostra o gráfico da Figura 2, obtida de acordo com dados fornecidos em GARCÍA *et al.* (2015). O valor do SOC é dado em percentual e V_{int} em p.u., tendo como valor base a tensão nominal da bateria. É importante ressaltar que, para a obtenção desta curva, a bateria é tratada isoladamente, sem estar conectada a nenhum sistema de distribuição. De modo resumido, a bateria é submetida a pulsos de correntes

de carga e de descarga e a tensão interna é medida em cada um deste valor de pulso de corrente (GARCÍA et al., 2015). Durante a carga, a variação do SOC é positiva e as correntes da bateria I_{bat} e $I_{bat,2}$ fluem no sentido da esquerda para a direita, como mostrado no circuito equivalente. De acordo com o gráfico, o valor de V_{int} tende a aumentar a medida que o SOC vai aumentando. No caso da descarga, ocorre uma variação negativa do SOC e as correntes I_{bat} e $I_{bat,2}$ fluem no sentido oposto ao representado no circuito. Há um decaimento do valor de V_{int} no processo de descarga.

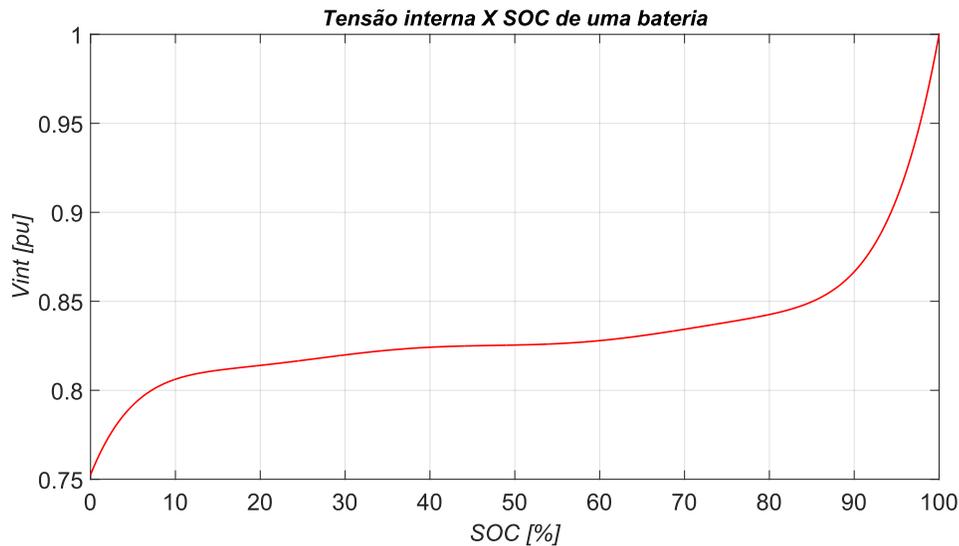


Figura 2. Curva que relaciona o SOC e a tensão interna de uma bateria

Conforme o comportamento apresentado na curva, é possível separar três regiões distintas de operação. A primeira é delimitada entre o intervalo de SOC de 0 a 10%, no qual V_{int} apresenta uma elevada taxa de variação, podendo ocasionar sobreaquecimentos, prejudicando o funcionamento da bateria, além de provocar redução da sua vida útil. Desta forma, não é aconselhável operar nesta faixa. Situação semelhante acontece entre o intervalo de SOC de 90 a 100%, em que a bateria apresenta uma elevada taxa de carregamento. Além disso, esta região pode ser caracterizada por uma região de baixa eficiência para o carregamento da bateria, já que segundo ZHAO *et al.* (2016), TAYLOR *et al.* (2016) e ZHANG (2017), atuar no limiar máximo permissível, pode representar um grande esforço para a bateria, sem muitos ganhos reais. Neste caso, também não é aconselhável atuar nesta região. Por último, o intervalo de SOC compreendido entre 10% e 90%, apresenta um valor de V_{int} aproximadamente constante, que representa uma possibilidade reduzida de danos ao componente, além de uma melhor

desenvoltura de atuação durante a carga e a descarga, sendo assim, a melhor região para a operação da bateria. É dado ainda, que com o objetivo de uma maior preservação do tempo de vida útil da bateria, este limite de atuação do SOC, na prática, seja ainda mais restrito, em intervalos bem menores.

2.1.1.4 Autodescarga

A autodescarga é um processo interno de perda de energia natural causado por reações químicas, que pode ser acentuado em altas temperaturas ou em situações em que a bateria apresenta vazamentos internos ou contaminação do eletrólito por materiais orgânicos. Ou seja, é um processo de descarga natural da bateria. O fabricante deve informar o percentual de autodescarga em relação à potência nominal especificada. Altas taxas de autodescarga implicam em um baixo desempenho, além da redução da vida útil da bateria. Normalmente para aplicações em redes de distribuição, os tipos de baterias que vem sendo empregadas possuem baixas taxas de autodescarga, como será mostrado adiante.

A autodescarga varia de acordo com a temperatura e com o tempo de armazenamento de energia das baterias, sendo capaz de alterar a sua capacidade nominal. Portanto o fabricante deve estabelecer as condições consideradas para o percentual de autodescarga informado, bem como a relação de alteração desse valor com as variáveis envolvidas. Normalmente com o aumento do tempo de armazenamento de energia, ou com o aumento da sua temperatura, a capacidade nominal da bateria diminui (BIELER, 2005). As normas ABNT NBR 14197, ABNT NBR 14204 e IEEE Std 450 recomendam que as baterias devem ser substituídas quando suas capacidades corrigidas pelo efeito da autodescarga atingirem 80% do seu valor nominal (BIELER, 2005).

Na modelagem de baterias nos sistemas elétricos, é imprescindível representar a autodescarga, já que pode impactar diretamente na operação da bateria. Assim no circuito apresentado na Figura 1, a autodescarga é representada através da dissipação de potência na impedância Z_I , dada pela corrente $I_{bat,1}$. Como se deseja baterias com uma baixa autodescarga, o valor de Z_I deve ser preferencialmente elevado.

2.1.1.5 Eficiência de carga e de descarga

A eficiência de carga e de descarga define o rendimento da bateria, indicando o percentual de potência que é de fato armazenada durante a carga, e que sai do armazenador durante a descarga. Por este motivo a carga e a descarga podem apresentar valores distintos de eficiência. Este parâmetro também deve ser fornecido pelo fabricante. Neste trabalho a eficiência será considerada sempre a mesma para os dois processos, representada por η_{bat} e compreendida entre 0 e 1. O rendimento de uma bateria pode ser calculado de acordo com a Equação (2.2),

$$\eta_{bat} = \frac{P^{Bat}}{P^{Útil}}, \quad (2.2)$$

em que:

P^{Bat} é a potência que entra na bateria durante a carga ou que sai durante a descarga, externa ao armazenador, dada em kW;

$P^{Útil}$ é a potência que de fato é armazenada ou que é necessária para determinada descarga, sendo considerada a potência interna do armazenador, dada em kW.

Os valores de P^{Bat} e de $P^{Útil}$ são dados em função do SOC, e serão apresentados com detalhes no decorrer deste trabalho. Eventualmente serão utilizados os índices C ou D nestas variáveis, para indicar que a potência tratada é relacionada com a carga ou com a descarga, respectivamente.

Baterias ideais possuem eficiência de 100%, ou seja, não existem perdas associadas durante a operação da bateria. Já as baterias reais possuem uma eficiência inferior a 100% e apresentam uma parcela de perdas associadas de acordo com a atuação da bateria. No circuito que modela a bateria, esta parcela de perdas é representada pela impedância Z_2 .

2.1.1.6 Ciclo de vida

O ciclo de vida de uma bateria está associado à quantidade de ciclos de descarga completos que podem ser realizados antes da sua capacidade ser reduzida a 80% da sua capacidade nominal, tornando-se para muitas aplicações inutilizável. Considera-se como ciclos de descarga completos, aqueles nos quais o SOC varia de 100 a 0%. O ciclo de vida de uma bateria é determinado principalmente devido a temperatura e a profundidade da descarga. Altas

temperaturas produzem reações químicas mais intensas, que podem reduzir a capacidade do equipamento; a profundidade da descarga é associada ao percentual da capacidade total da bateria que está sendo utilizada. Uma operação com alta profundidade de descarga, denominada descarga profunda, implica num menor número de ciclos de vida útil da bateria, como mostra a Figura 3 (CAMARGO, 2016).

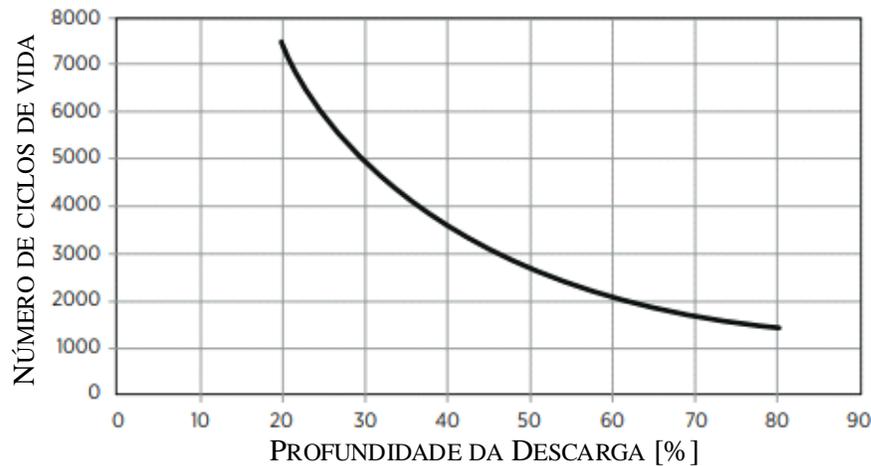


Figura 3. Ilustração da profundidade de descarga *versus* o ciclo de vida de uma bateria. Adaptado. (CAMARGO, 2016).

2.1.1.7 Outros parâmetros

Existem outros parâmetros, especificados pelo fabricante, que são características das baterias, porém não serão detalhados neste trabalho. Apenas uma breve descrição sobre três deles será feita a seguir.

A **densidade de potência** é quanto de potência, em Watts (W), uma bateria possui em 1 quilograma (kg) da sua massa total. Existe também o termo densidade de energia, que é semelhante, porém associa o quanto de energia, em watt-hora (Wh), uma bateria possui em 1 kg de massa. Uma bateria com alta densidade de potência ou de energia, garante um grande armazenamento em pequenos volumes, e é ideal para serem utilizadas nos sistemas de distribuição, já que são mais leves.

O **custo da bateria** também é um fator decisivo na hora de escolhê-la, e deve ser sempre considerado. Geralmente o custo é dado de acordo com a sua capacidade de armazenamento de energia.

Para aplicação em sistemas de potência, como é o caso deste trabalho, é importante padronizar o conceito de um **BESS**, que nada mais é do que uma associação série de diversas baterias do mesmo tipo, que juntas apresentam tensão nominal mais elevada, e uma atuação do SOC em conjunto.

2.1.2 Tipos de baterias

Neste trabalho será dado enfoque para as baterias mais usuais nos sistemas de distribuição. Cada bateria apresenta seus próprios atributos, diferindo umas das outras em diversos aspectos, como mostra a Tabela 1. Os dados apresentados são em relação a apenas uma célula de bateria. Detalhes sobre a composição química de cada um dos tipos apresentados pode ser encontrado em BOCCHI *et al.* (2000).

Tabela 1. Atributos representativos de diversas baterias (HU *et al.*, 2017)

<i>Característica</i>	<i>Chumbo-ácido</i>	<i>NiMH</i>	<i>Li-íon</i>	<i>NaS</i>	<i>VRB</i>
Densidade de energia (Wh/kg)	25-50	60-120	75-200	150-240	10-30
Densidade de potência (W/kg)	75-300	250-1000	500-2000	150-230	80-150
Ciclo de vida	200-1000	180-2000	1000-10000	2500-4000	>12000
Custo (US\$/kWh)	100-300	900-3500	300-2500	300-500	150-1000
η_{bat} (%)	86-92	~81	92-98	86-95	86-95
Autodescarga	Baixa	Alta	Média	Desprezível	Desprezível

2.1.2.1 Baterias de chumbo-ácido

As baterias de chumbo ácido são as mais antigas, e por isso as mais comuns baterias recarregáveis, possuindo diversas aplicações, desde veículos de combustão interna, até sistemas ininterruptos de energia.

O interesse acerca de utilizar esse tipo de bateria se dá especialmente em relação a algumas de suas vantagens, como boa eficiência de carga e de descarga, autodescarga baixa e, principalmente, um menor custo. No entanto, quando comparadas aos outros tipos de baterias, as de chumbo-ácido apresentam algumas desvantagens técnicas, que incluem um menor ciclo de vida e baixa densidade de energia (HU *et al.*, 2017), além da liberação de gases tóxicos no

ambiente. Sendo assim, para aplicações nos sistemas de distribuição é interessante o estudo sobre baterias que apresentam melhores características, resultando em um melhor desempenho durante a sua atuação.

É importante ressaltar que devido ao seu baixo custo, em muitas situações, as baterias de chumbo-ácido se tornam mais propícias a serem utilizadas, como mostra o trabalho de LASCIO *et al.* (2009), para suporte em um sistema fotovoltaico das regiões rurais da Amazônia, estruturado por um programa governamental.

2.1.2.2 Baterias de NiMH

As baterias de NiMH foram desenvolvidas após o avanço tecnológico do estudo sobre o armazenamento de hidrogênio, em substituição das baterias de níquel-cádmio, apresentando assim, melhores características, como uma melhor densidade de energia e potência e melhor armazenamento de energia. Além disso, pelo fato do cádmio ser um metal pesado, nocivo ao meio ambiente, é interessante não utilizá-lo (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009).

Essas baterias apresentam pequenas dimensões e, principalmente por esse motivo, são comumente utilizadas em equipamentos portáteis como, *notebooks*, celulares, câmeras fotográficas e brinquedos por exemplo. Seu uso nos veículos elétricos (EV, do inglês: *electric vehicles*) e híbridos (HEV, do inglês *hybrid electric vehicles*) se tornou interessante a partir de meados da década de 90, quando foram utilizadas pela *General Motors' EV1*, *Honda's EV Plus*, *Toyota Prius*, dentre outros, como cita HU *et al.* (2017). Mesmo com o avanço da tecnologia, baterias de NiMH ainda apresentam a desvantagem de altas autodescargas e custos elevados.

2.1.2.3 Baterias de Li-íon

As baterias de Li-íon utilizam íons de lítio dissolvidos em solventes não aquosos ao invés do lítio-metálico. Existem diversos estudos que analisam e comparam o desempenho de vários outros componentes químicos para interagir com os íons metálicos, objetivando melhorar as características deste tipo de bateria, além de reduzir ainda mais o seu preço de custo para torná-las mais atrativas.

Quando comparadas com as baterias de chumbo-ácido e NiMH, as baterias de Li-íon apresentam melhores densidades de energia e de potência, maior eficiência, ciclo de vida mais longo e menor custo. Nos estudos de viabilidade econômica, que comparam diversos tipos de bateria utilizados para o mesmo fim, a combinação entre um alto ciclo de vida e baixo preço de custo é significativa e tem viabilizado ainda mais o uso das baterias de Li-íon. Sendo assim elas estão se tornando cada vez mais atrativas para diversas aplicações, dentre elas o uso em equipamentos portáteis, em EVs e HEVs e em sistemas de potência, inseridas em projetos de geração, transmissão e distribuição de energia, conforme citado em HU *et al.* (2017).

2.1.2.4 Baterias de NaS

Este tipo de bateria é utilizado desde a década de 60, tendo como pioneira a *Ford Motor Company*, para os carros elétricos. Atualmente, os estudos que envolvem as baterias de NaS são, em grande parte, para EVs segundo HU *et al.* (2017).

Elas possuem alta densidade de energia e de potência, além de uma boa eficiência. Apresentam a desvantagem de necessidade de serem mantidas a 300°C, para uso ótimo, para manter os eletrólitos fundidos. Além disso, o uso das baterias de NaS deve ser cauteloso e não é comumente difundido como as outras baterias, devido a presença do sódio, que é um metal pesado, que possui seu uso regularizado por órgãos ambientais.

2.1.2.5 Baterias de VRB

As VRB representam o principal tipo de baterias de fluxo redox nos quais dois eletrólitos à base de vanádio são armazenados separadamente em reservatórios externos, circulando através da bateria conforme o necessário (JUNIOR, 2015). Este tipo de bateria é recomendado para uso em grande escala, como nos sistemas de distribuição (SEPÚLVEDA *et al.*, 2015).

Quando comparadas aos outros tipos de baterias, é visto que as VRBs apresentam algumas vantagens técnicas, como um altíssimo ciclo de vida, capaz de propiciar uma durabilidade entre 10 e 20 anos, boa eficiência, autodescarga desprezível, além de um baixo custo. Outra grande vantagem em relação às outras baterias é possuir tanques de armazenamento de eletrólitos, que podem ser substituídos conforme a necessidade de aplicação, oferecendo uma maior ou menor quantidade de energia. Além disso, a circulação do eletrólito através da bateria

possui ação refrigerante, capaz de reduzir os problemas relacionados ao gerenciamento da sua temperatura interna. A desvantagem associada às VRBs é principalmente em relação à densidade de potência e de energia, que é relativamente baixa, quando comparadas às outras baterias (JUNIOR, 2015).

A tecnologia deste dispositivo, ainda se encontra em aperfeiçoamento, porém já vem sendo utilizada em várias aplicações como para aumentar a eficiência de sistemas fotovoltaicos, para dar suporte de energia, em substituição de baterias de chumbo-ácido e para redução de custos de geração em momentos de pico (JUNIOR, 2015).

2.2 MODELO DE BATERIA DISPONIBILIZADO PELO OPENDSS

Atualmente o OpenDSS é uma ferramenta que possui diversas funcionalidades que contribuem nos estudos dos sistemas de distribuição. Os sistemas devem ser radiais, podem ser desequilibrados ou não e podem ser polifásicos. Ele suporta a maioria das análises em regime permanente senoidal comumente realizadas para análise e planejamento dos sistemas, dá suporte à análise de eficiência energética do transporte de energia e análise harmônica, além de possuir modos de solução *quasi-static*, permitindo a realização de simulações sequenciais no tempo, que serão discutidas a seguir. Para a resolução do fluxo de potência, o OpenDSS utiliza o método de injeção de correntes, mas possibilita ao usuário também a opção de utilizar o método de Newton. É importante ressaltar que essas duas opções disponíveis pelo *software* métodos diferentes daqueles encontrados na literatura, que podem ser encontrados com detalhes em DUGAN *et al.* (2016). Com relação à descrição dos elementos que compõem a rede elétrica, esses podem ser encontrados com detalhes em DUGAN *et al.* (2016).

Com relação à bateria, essa é modelada semelhantemente a uma carga de potência constante durante a operação de carga e como um gerador que injeta potência na rede, durante a descarga. Ambas operações acontecem de acordo com suas especificações, tais como a eficiência de carga e de descarga, o percentual de autodescarga e os limites operacionais do SOC.

Para utilizar tal modelo, devem ser informados os dados nominais da bateria, que consistem na especificação da tensão, potência e capacidade nominal, em kV, kW e kWh, respectivamente; do limite mínimo da capacidade de armazenamento, em kWh; do percentual da potência de autodescarga; da eficiência da carga e da descarga, em percentual; da energia inicial

da bateria, em percentual e em kWh; e do modo de despacho que caracteriza quando vai acontecer a carga e a descarga da bateria (DUGAN, 2010). Com relação à este último parâmetro, o OpenDSS disponibiliza ao usuário cinco modos de despacho para as operações de carga e descarga, que podem ser encontrados com detalhes em DUGAN (2010).

Neste trabalho, como serão considerados diversos intervalos de tempo, optou-se pelo uso do modo *follow*, em que o carregamento e o descarregamento da bateria obedecem uma curva de carga, previamente especificada. Esta curva deve ser representada por um vetor coluna, que possui a quantidade de linhas equivalente a quantidade de intervalos de tempo considerados, em que cada posição corresponde ao valor da potência que é retirada do sistema durante a carga, ou da potência injetada no sistema, durante a descarga, normalizadas de acordo com a potência nominal da bateria. O OpenDSS define que para a carga, os valores especificados na curva devem ser negativos e para a descarga, positivos. Caso seja desejado que nenhuma das duas atuações aconteça, basta especificar valores nulos na curva de carga (DUGAN, 2010).

2.3 SÉRIES TEMPORAIS QUASE ESTÁTICAS

Conhecer dados nominais e o SOC de um BESS conectado em um SD em um único intervalo de tempo não é o suficiente para caracterizar o seu comportamento. Para melhor fazê-lo é necessário avaliar o conjunto, SD e BESS, operando durante um determinado período de tempo. Destacam-se então dois aspectos relevantes: a variação da geração e da carga nos alimentadores ao longo do tempo e o gerenciamento do processo de carga e de descarga do BESS correspondente. Ou seja, de acordo com a variação da carga em um dado intervalo, o BESS pode atuar de modo a ajudar a atender a essa demanda. Assim para cada carga o BESS pode ter operações diferentes, que são dependentes do SOC do instante imediatamente anterior da respectiva atuação e de seus limites. Desta forma pode-se compreender a necessidade de considerar uma análise temporal, já que a atuação do BESS em um intervalo é dependente da condição final do intervalo anterior. Isto é, as atuações do BESS ocorrem de maneira dependente a uma sequência de operações.

Para tratar essa dependência temporal, neste trabalho optou-se por utilizar as séries temporais quase estáticas, através do método *Quasi-Static Time Series* (QSTS). O conceito do método QSTS expande os limites de conhecimento do sistema estudado, já que consiste

basicamente em uma série sequencial de soluções de fluxo de potência estático de um sistema. Ou seja, são execuções consecutivas do fluxo de potência tradicional, representando diversos intervalos de tempo, sendo que uma solução convergida é utilizada como valor inicial para a próxima execução. Desta forma o método possibilita considerar discretizações variadas de carga ou geração no sistema, e outras mudanças em parâmetros de equipamentos. (BASTOS, 2015). O termo “*Quasi-Static*” se refere em aproximar um sistema dinâmico por diversos intervalos estáticos. Caso as condições do sistema elétrico estejam mudando lentamente em comparação com o intervalo de tempo discreto entre soluções de fluxo de potência, o mesmo está bem representado. O termo “*Time-Series*” é em relação à dependência temporal da próxima solução do fluxo de potência em regime permanente, que é determinada a partir da solução obtida na iteração anterior (MATHER, 2012).

Neste trabalho o método QSTS será empregado já que a dependência temporal é estabelecida no SOC do BESS, que por meio de controles não muda rapidamente. Neste contexto, a Figura 4 ilustra a aplicação da análise QSTS definida, considerando uma quantidade n de intervalos de tempo (Δt).

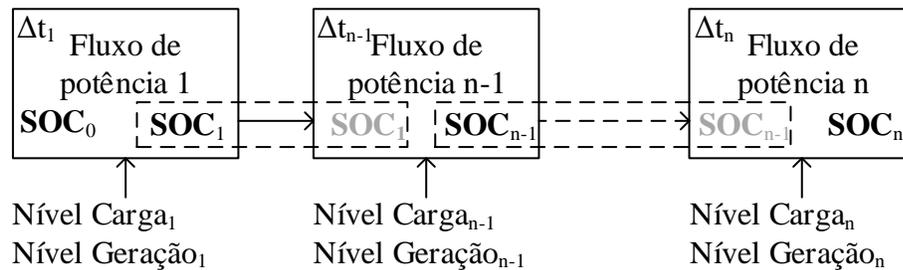


Figura 4. Representação da QSTS com dependência do SOC

Para cada intervalo de tempo considerado, o fluxo de potência a ser resolvido é representado pelo conjunto de Equações (2.3),

$$\begin{aligned} P_{k,i} &= 0 \\ Q_{k,i} &= 0, \end{aligned} \quad (2.3)$$

em que:

i é o índice referente ao intervalo de tempo considerado;

k é o índice referente ao número do nó do sistema;

$P_{k,i}$ e $Q_{k,i}$ são os somatórios de potência ativa e reativa injetadas em cada nó k , para cada intervalo de tempo i , dados pelo conjunto de Equações (2.4),

$$\begin{aligned} P_{k,i} &= P_{k,i}^{esp} - P_{k,i}^{Bat,Sist}(V_{k,i}, SOC_{k,i}, SOC_{k,i-1}) - P_{k,i}^{calc}(V_{k,i}, \theta_{k,i}) \\ Q_{k,i} &= Q_{k,i}^{esp} - Q_{k,i}^{calc}(V_{k,i}, \theta_{k,i}) \end{aligned} \quad (2.4)$$

em que:

P^{esp} e Q^{esp} são as potências especificadas das gerações subtraídas das potências das cargas no nó k e no intervalo i ;

P^{calc} e Q^{calc} são os somatórios das potências injetadas nos nós pelos alimentadores ou transformadores de distribuição;

$P^{Bat,Sist}$ é a potência total fornecida pelo sistema para a bateria, durante a carga, ou fornecida pela bateria ao sistema, durante a descarga. Se a bateria estiver carregando, o sinal de $P^{Bat,Sist}$ é negativo e, caso contrário, positivo;

V e θ correspondem, respectivamente, ao módulo e fase da tensão da barra k , no intervalo i .

Após a execução do QSTS, todas as tensões nodais em todos os intervalos de tempo tornam-se conhecidas. Dessa forma, é possível uma análise completa do comportamento do sistema de distribuição, com a presença de $nLin$ linhas. Pode-se, por exemplo conhecer as perdas em cada linha L , sendo que $L \in [1, nLin]$, calculadas pela Equação (2.5), para cada intervalo i .

$$P_{Perdas,i}^{Alim,L} = g_{km,L} |V_{L,k,i} - V_{L,m,i}|^2 \quad (2.5)$$

Em que:

$g_{km,L}$ é a condutância série do ramo km da linha L ;

$V_{L,k,i}$ e $V_{L,m,i}$ são as tensões terminais dos nós k e m da linha L no intervalo de tempo i .

O método QSTS é disponibilizado pelo OpenDSS como uma opção para a análise do sistema. Para utilizá-lo é necessário informar a curva de carga variante no tempo do sistema, o tempo total de simulação e os intervalos desejados entre as variações. É importante ressaltar que os fluxos a serem resolvidos de cada ID são trifásicos.

2.4 ALGORITMO GENÉTICO

O AG é uma ferramenta de otimização metaheurística inspirada na evolução das espécies. O princípio base que originou o método foi enunciado por Charles Darwin em sua teoria da evolução das espécies, na qual afirma que quanto melhor o indivíduo se adaptar ao seu meio ambiente maior será sua chance de sobreviver e gerar descendentes (LACERDA; CARVALHO, 1999). A ideia do algoritmo é tratar as possíveis soluções do problema como indivíduos de uma população, que evoluem a cada geração, até alcançar a solução que mais se adequa ao problema dado.

Os AGs apresentam um desempenho eficiente na resolução de problemas de otimização mais complexos, principalmente naqueles de natureza não-linear. Um dos motivos que contribui para esse fato é que o AG é uma ferramenta computacional que não faz o uso de derivadas, permitindo que a solução não se prenda a um ponto de ótimo local. Desta forma, o espaço de busca de soluções ótimas apresenta uma maior variabilidade e o algoritmo pode mostrar soluções mais satisfatórias do que as fornecidas por outros métodos, como, por exemplo, o método do gradiente. Porém vale ressaltar que o AG retorna uma solução otimizada do problema desejado, mas não corresponde necessariamente a um ótimo global, devido às características próprias do método em questão.

Assim, uma vez que o problema a ser resolvido neste trabalho possui característica não-linear e apresenta variáveis contínuas e discretas, além de apresentar dependência temporal, o AG se mostra ser uma ferramenta computacional interessante para solucioná-lo.

O AG pode empregar uma codificação binária, real ou simbólica e sua escolha depende da caracterização do problema (BECK; THOMALLA, 2000). Nesta aplicação será utilizada a representação real, disponibilizada pela *toolbox* do MATLAB, descrita com detalhes em “Global Optimization Toolbox User’s Guide”, 2015, para solucionar problemas de minimização.

O processo de convergência do AG é apresentado na Figura 5 com as devidas explicações em sequência.

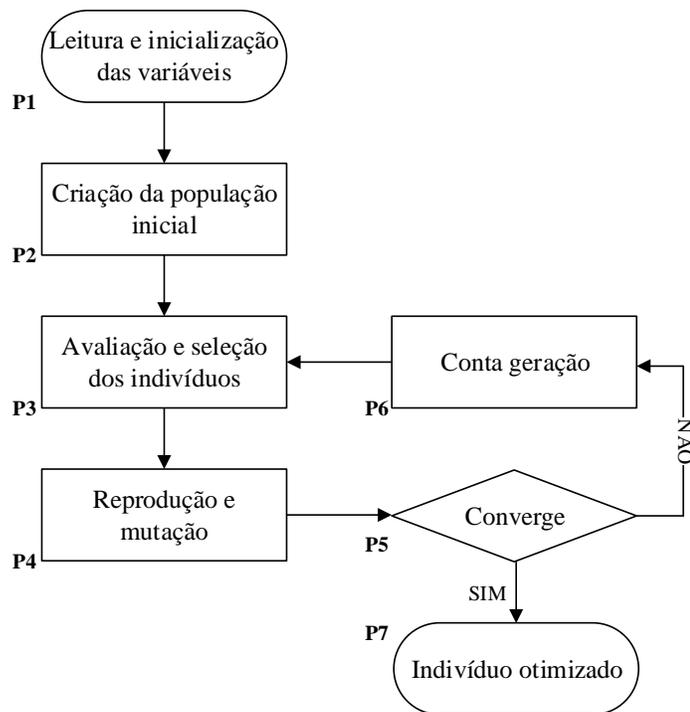


Figura 5. Fluxograma do AG

O primeiro passo do algoritmo, representado em **P1**, consiste em realizar a leitura dos dados iniciais, carregando as informações necessárias que devem ser deixadas à disposição do otimizador. Além disso neste passo inicial, também deve ser definido o cromossomo que representa as possíveis soluções do problema. Normalmente, o cromossomo é representado por um vetor, no qual cada posição simboliza uma variável de otimização do problema, representando um gene. São definidos também inicialmente os critérios de convergência do algoritmo, que pode ser através de uma tolerância numérica ou por uma quantidade especificada de gerações.

No passo **P2** deve ser criada uma população inicial de cromossomos, que se baseia em um conjunto de indivíduos que representa o primeiro conjunto de possíveis soluções do problema. Uma população pequena pode reduzir o espaço de busca do problema, já que a variedade de indivíduos gerada é pequena. Assim, o problema pode não convergir para uma boa solução. Em contrapartida, uma população muito grande pode demandar maiores recursos computacionais, visto que o algoritmo terá que avaliar um volumoso conjunto de cromossomos, perdendo sua eficiência (BECK; THOMALLA, 2000).

Em **P3** é feita a avaliação e a seleção dos indivíduos da população, ou seja, cada cromossomo é avaliado recebendo uma nota, conhecida como a aptidão, que define a qualidade da solução que o cromossomo representa. Deste modo, a função aptidão pode ser definida como a capacidade do cromossomo responder ao problema proposto. A avaliação tem como objetivo classificar os cromossomos de acordo com sua adaptabilidade ao problema, sendo a principal ligação entre o espaço utilizado na busca e o espaço das soluções. Frequentemente os termos função objetivo e função aptidão são utilizados com o mesmo significado, possuindo mesmos valores e conhecidos como *Fitness function* (BECK; THOMALLA, 2000). É comum também o emprego de funções de penalização, com o intuito de informar ao algoritmo que uma dada solução não atende todas as restrições impostas no problema, devendo ser descartada. Os cromossomos que apresentarem as melhores aptidões serão selecionados de modo a gerar descendentes que recebam suas características, garantindo a evolução dos indivíduos. Os melhores cromossomos podem ser denotados como cromossomos pais e os descendentes como cromossomos filhos. Dentre os diversos métodos propostos para a seleção, a literatura destaca três: Elitismo, Roleta e Torneio (BECK; THOMALLA, 2000).

– Elitismo:

Consiste na transferência de uma determinada quantidade de melhores indivíduos de uma geração para outra, sem alterações. O elitismo pode ser adicionado em qualquer modo de seleção, com o objetivo de evitar o descarte dos melhores indivíduos de uma geração. Quando considerado, o elitismo se assemelha melhor com a seleção natural, já que permite uma competição entre os pais e os filhos. Quando é determinada a quantidade de indivíduos a serem repassados para a próxima geração através do elitismo, o processo de busca pela solução pode se tornar mais rápido, podendo resultar na convergência prematura do algoritmo. Porém, é necessária atenção, já que o uso do elitismo demasiado pode favorecer o AG a encontrar pontos de soluções locais, como mostra LACERDA; CARVALHO (1999). Em MATLAB (“Global Optimization Toolbox User’s Guide”, 2015) recomenda-se que a quantidade de indivíduos selecionados pelo elitismo seja de até 5% do valor do tamanho da população.

– Roleta:

O valor da aptidão de cada indivíduo é equivalente à amplitude de um arco de circunferência e é transformado em uma abertura angular em uma roleta, dando aos indivíduos

mais aptos uma maior chance de serem selecionados. A quantidade de vezes que a roleta é girada corresponde à quantidade de indivíduos que devem ser selecionados para a reprodução. Esse tipo de seleção exige que o valor da aptidão do indivíduo seja não nulo e positivo, já que representa uma área da roleta.

– Torneio:

Uma das explicações para o este método, consiste na formação de uma subpopulação temporária, através da escolha aleatória de uma determinada quantidade de indivíduos da população; dentro dessa subpopulação, o indivíduo escolhido depende de uma probabilidade definida previamente. Assim é sorteado um número aleatório entre 0 e 1; caso o valor sorteado seja menor que a probabilidade, são escolhidos os indivíduos com melhores aptidões; caso contrário os indivíduos com piores aptidões são escolhidos. É discutido na literatura qual deve ser o tamanho da subpopulação, sendo aconselhável dois ou três indivíduos apenas (LACERDA; CARVALHO, 1999).

– Amostragem Estocástica Uniforme:

É um método de seleção semelhante ao método da roleta, porém mais completo. A roleta é formada da mesma maneira, porém são utilizados mais marcadores que giram ao mesmo tempo, selecionando os indivíduos. Como são utilizados mais marcadores, a probabilidade dos indivíduos com melhores aptidões serem selecionados aumenta (“Global Optimization Toolbox User’s Guide”, 2015)

O passo **P4** consiste na aplicação dos operadores genéticos, reprodução e mutação. De acordo com a Teoria da Evolução, a reprodução e a mutação são as responsáveis por garantir a evolução da espécie, de acordo com a Teoria de Darwin (BECK; THOMALLA, 2000). No AG estes processos transcorrem através de operadores genéticos e são responsáveis por diversificar a população, mantendo as características de adaptação das gerações anteriores, até que resultado satisfatório seja encontrado (“Global Optimization Toolbox User’s Guide”, 2015).

O operador da reprodução – *crossover* é o responsável por propagar as características dos indivíduos mais aptos para os filhos, através da troca do material genético entre os pais. A reprodução deve acontecer em uma taxa mais alta, sendo recomendada na literatura entre 60% e 90% (LACERDA; CARVALHO, 1999), garantindo uma variedade dentro da população. Quanto maior a taxa de *crossover*, mais rápidas novas estruturas serão introduzidas na população. Porém,

uma taxa muito alta de *crossover* faz com que indivíduos com boas aptidões possam ser retirados com uma velocidade maior do que a capacidade da seleção em criar indivíduos melhores; por outro lado, uma taxa muito baixa pode provocar uma estagnação da busca. O valor do *crossover* pode variar dinamicamente e, novamente, é necessário adequar-lo ao problema.

Uma vez escolhidos os indivíduos que vão realizar a reprodução, os mesmos são combinados aleatoriamente em pares, e seus cromossomos se cruzam trocando seus materiais genéticos e gerando dois cromossomos filhos. Diversos são os métodos propostos na literatura para a troca do material genético para a representação real, dentre os quais se destacam os métodos de cruzamento um ponto, cruzamento dois pontos e cruzamento difuso.

– Cruzamento um ponto:

Seleciona um ponto de forma aleatória em dois pais e, então, as informações contidas antes desse ponto num pai são trocadas com as informações posteriores ao ponto do outro pai. Esse processo é mostrado na Figura 6, na qual o cruzamento acontece no terceiro ponto.

<i>PAI 1</i>	a	b	c	d	e	f	g	h
<i>PAI 2</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>FILHO</i>	a	b	c	4	5	6	7	8

Figura 6. Cruzamento um ponto

– Cruzamento dois pontos:

Este método é análogo ao anterior, porém com a seleção de dois pontos para a troca do material genético, como mostra a Figura 7, com cruzamentos no segundo e no sexto ponto.

<i>PAI 1</i>	a	b	c	d	e	f	g	h
<i>PAI 2</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>FILHO</i>	a	b	3	4	5	6	g	h

Figura 7. Cruzamento dois pontos

– Cruzamento difuso:

Acontece de acordo com um vetor binário aleatório, no qual acontece a troca entre as informações dos pais contidas nas posições que possuem 1 no vetor binário, como mostra a Figura 8.

<i>PAI 1</i>	a	b	c	d	e	f	g	h
<i>PAI 2</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>VETOR BINÁRIO</i>	1	1	0	0	1	0	1	1
<i>FILHO</i>	a	b	3	4	e	6	g	h

Figura 8. Cruzamento difuso

O operador de mutação é dado com uma pequena probabilidade, utilizado após o cruzamento. Ele representa uma modificação aleatória em um gene do cromossomo, garantindo maior diversidade à população. Essa modificação pode significar uma melhora ou piora no cromossomo, porém é necessária a fim de explorar um espaço de busca ainda desconhecido, além de tentar evadir ao problema de mínimos locais. O processo de mutação é ilustrado pela Figura 9, na qual pode ocorrer de forma adjacente (a), ou arbitrária (b).

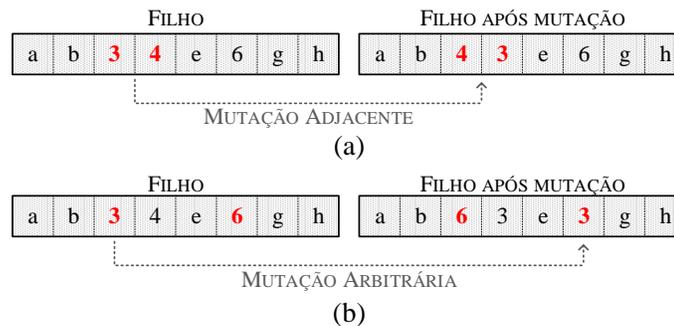


Figura 9. Mutação aleatória

Além dos dois tipos de mutação apresentados, pode acontecer a substituição do valor individual de um gene por um valor que não está contido no vetor.

É recomendada uma baixa taxa de mutação compreendida entre 0,1% a 10% (LACERDA; CARVALHO, 1999). A baixa taxa de mutação permite que o problema não fique estagnado em apenas uma região do espaço de busca, possibilitando que qualquer ponto do espaço seja atingido. Em contrapartida, uma alta taxa de mutação faz com que a busca se torne

completamente aleatória. Neste trabalho, a taxa de mutação se inicia em 1% e aumenta de acordo com o número de iterações até 3%. Os operadores probabilísticos utilizados para a mutação são os mais variados, dentre eles o operador gaussiano, uniforme e o adaptativo viável, que podem ser encontrados com mais detalhes em “Global Optimization Toolbox User’s Guide”, (2015). Após a avaliação, seleção e as devidas modificações genéticas, novos indivíduos passam a constituir uma nova população em uma geração subsequente.

Em **P5** verifica-se se algum critério de convergência do método foi atingido. Como neste trabalho será utilizada a *toolbox* do MATLAB, é possível escolher dentre quatro opções, não excludentes, para a convergência do método. As possibilidades disponíveis são: número máximo de gerações, que determina a quantidade máxima de iterações do problema a serem executadas; limite de tempo máximo de execução; *fitness* limite que vai determinar um valor limite para função aptidão; e a tolerância que leva em consideração a estagnação das modificações da população. Essas opções podem ser encontradas em mais detalhes em “Global Optimization Toolbox User’s Guide”, (2015).

Caso o critério de convergência do método tenha sido atingido, o passo seguinte é **P7** em que se obtém o indivíduo otimizado; caso contrário uma nova geração é trabalhada, como mostra **P6** e o processo se repete até que os parâmetros de convergência do problema sejam atingidos.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Os BESS podem ser gerenciados de maneira a armazenar ou fornecer energia, de acordo com uma variação temporal de carga e geração de um determinado sistema de distribuição e de acordo com as características das baterias que formam o BESS. Quanto maior a capacidade das baterias, maior quantidade de energia poderá ser armazenada ou enviada para o sistema, e quanto maior o rendimento das baterias tem-se um maior aproveitamento energético, podendo-se ter uma melhor operação.

A fim de aprimorar a atuação do BESS em um sistema de potência, é possível realizar as operações de carga e de descarga de maneira ótima. Isto é feito através da escolha adequada do SOC em cada intervalo de tempo, visando melhorar algum parâmetro do sistema. Assim é possível definir, de forma eficiente, como deve ser a atuação de um determinado BESS conectado em um SD, considerando a variação da curva de carga e de geração do sistema. Adicionalmente, a melhoria do desempenho do sistema como um todo também é impactada pela quantidade de BESS alocados e com sua localização no SD, que precisam ser devidamente definidas.

Neste trabalho propõe-se o desenvolvimento de um método para solucionar a alocação ótima de bancos de baterias, contando com o gerenciamento otimizado da sua operação, considerando as variações de carga e geração e as dependências temporais. O método tem como objetivo minimizar as perdas totais do sistema, respeitando as restrições de tensões nodais de operação, bem como os limites de SOC recomendados de atuação de uma bateria.

Para solucionar o problema proposto, a dependência temporal será analisada por meio da técnica QSTS, e a otimização será realizada através de AG. O modelo de bateria que define o BESS adotado será aquele disponibilizado pelo OpenDSS, com as devidas adaptações, que será apresentado a seguir.

Por último, para a definição do problema, será considerado que o SD tem um intervalo total de funcionamento (t_{tot}) dividido em intervalos menores considerados estáticos, com duração Δt , denominados intervalos de demanda (ID). Desta forma a quantidade de IDs que devem analisados (nID) é dada pela Equação (3.1).

$$nID = \frac{t_{tot}}{\Delta t} \quad (3.1)$$

3.1 EQUACIONAMENTO DO MODELO DE BATERIA DO OPENDSS

Todo o equacionamento apresentado nesta seção foi baseado no modelo implementado pelo OpenDSS, encontrado em DUGAN, (2010), com as devidas adaptações necessárias para a resolução do problema proposto neste trabalho.

O circuito que modela uma bateria disponibilizado pelo OpenDss é rerepresentado na Figura 10, destacando agora as devidas variáveis relacionadas às potências que caracterizam a bateria, já citadas. No circuito, o sentido indicado pelas setas do fluxo de potência simboliza a operação de carga, configurando o sentido positivo; para a descarga, o sentido oposto é considerado, configurando o sentido negativo.

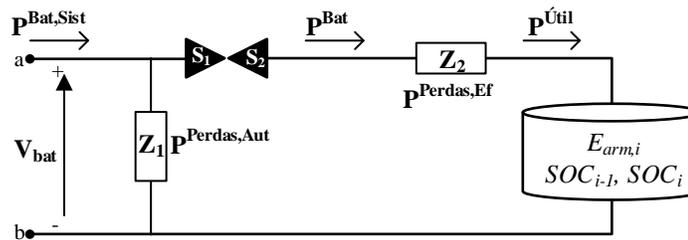


Figura 10. Circuito de bateria definido no OpenDSS

A energia no circuito varia de acordo com a evolução do SOC da bateria. De acordo com o modelo apresentado e com os conceitos definidos, temos que V_{bat} é a tensão de operação da bateria, Z_1 é a impedância que representa as perdas por autodescarga e Z_2 a impedância que representa as perdas devido à eficiência. S_1 e S_2 são indicadores da atuação da bateria: durante a carga, o fluxo de energia flui conforme indica S_1 , entrando no circuito, convencionado como o sentido positivo; durante a descarga, o fluxo de energia flui na direção de S_2 , saindo do circuito, convencionado como o sentido negativo. Desta forma, os comportamentos do circuito diante das atuações de carga e de descarga da bateria podem ser explicados da seguinte forma:

- Carga: de acordo com o SOC final desejado no armazenador, uma determinada potência fornecida pelo sistema entra na bateria ($P^{Bat,Sist}$). Parte desta potência é consumida pelo efeito da autodescarga em Z_1 ($P^{Perdas,Aut}$), fazendo com que

apenas uma parcela de potência seja processada para o carregamento da bateria ($P^{Bat,C}$). Por conta do efeito da eficiência da carga, esta potência é corrigida, tendo como consequência mais uma parcela de perdas, dissipada em Z_2 . Deste modo, a potência restante ($P^{Útil}$) é de fato armazenada na bateria, responsável por produzir o SOC desejado. O diagrama de blocos que ilustra tal descrição é mostrado na Figura 11.

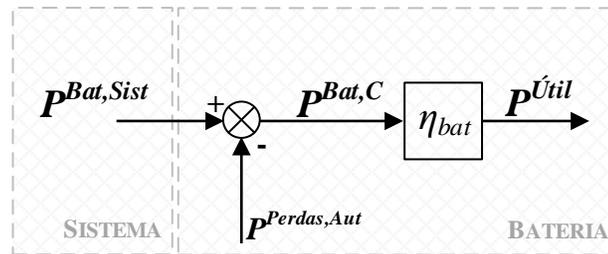


Figura 11. Diagrama de blocos correspondente à carga

- Descarga: de acordo com o SOC final desejado no armazenador, uma determinada potência deve sair da bateria para que o restante deixado corresponda ao estado de carga almejado. Neste caso, a potência que sai do armazenador é representada por $P^{Útil}$. De modo semelhante à carga, esta potência é afetada pela eficiência de descarga, dissipando uma determinada potência em Z_2 . A potência após a correção pela eficiência é representada por $P^{Bat,D}$. Em seguida, uma parcela desta potência é consumida pelo efeito da autodescarga, através da impedância Z_1 ($P^{Perdas,Aut}$), e o restante é enviado para o sistema no qual a bateria se encontra conectada ($P^{Bat,Sist}$). O diagrama de blocos correspondente a situação descrita é mostrado na Figura 12.

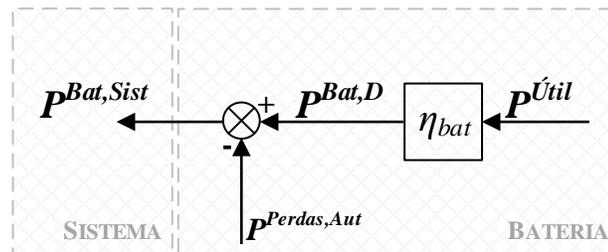


Figura 12. Diagrama de blocos correspondente à descarga

Considerando que o sistema possui uma quantidade $nBat$ de BESS alocados, o BESS B , conectado no nó k do SD, possui as perdas relativas ao efeito da autodescarga, em um dado intervalo i , calculadas pela Equação (3.2).

$$P_{B,k,i}^{Perdas,Aut} = \frac{|V_{k,i}|^2}{|V_{nom,B}|^2} \cdot P_{nom,B} \cdot \eta_{int,B} \quad kW \quad (3.2)$$

Em que:

$P_{nom,B}$ é a potência nominal do BESS B , em kW;

$V_{nom,B}$ é a tensão nominal do BESS B , em kV;

$\eta_{int,B}$ é o fator de perdas de autodescarga em relação à potência nominal, do BESS B , que assume valores no intervalo $[0,1]$, dado pelo fabricante;

$V_{k,i}$ é a tensão do nó k no intervalo i , sendo então a de operação do BESS no intervalo considerado, em kV.

O valor de P^{Bat} , tanto para a carga (subscrito C), quanto para a descarga (subscrito D), são dados em função do SOC final desejado, de acordo com as Equações (3.3) e (3.4), respectivamente.

$$P_{B,k,i}^{Bat,C} = E_{nom,B} \cdot \left(\frac{SOC_{B,k,i} - SOC_{B,k,i-1}}{\Delta t_i \cdot \eta_{bat,B}} \right) \quad kW \quad (3.3)$$

$$P_{B,k,i}^{Bat,D} = E_{nom,B} \cdot \left(\frac{SOC_{B,k,i} - SOC_{B,k,i-1}}{\Delta t_i} \cdot \eta_{bat,B} \right) \quad kW \quad (3.4)$$

Em que:

$E_{nom,B}$ é a capacidade nominal do BESS B , em kWh;

$SOC_{B,k,i}$ é o SOC final do intervalo i , do BESS B , conectado no nó k , cujo valor está compreendido entre o intervalo $[0,1]$;

$SOC_{B,k,i-1}$ é o SOC final do intervalo $i-1$, ou o SOC inicial do intervalo i , do BESS B , conectado no nó k , cujo valor está compreendido entre o intervalo $[0,1]$;

$\eta_{bat,B}$ é a eficiência da carga ou descarga do BESS B , cujo valor está compreendido entre o intervalo $[0,1]$;

Δt_i é a duração do ID i , em horas.

Deste modo, para uma correta atuação do BESS, o valor da potência total retirada ou injetada no sistema pelo BESS ($P^{Bat,Sist}$) pode ser dada respectivamente pela soma de (3.2) e (3.3) durante a operação de carga, e pela soma de (3.2) e (3.4) durante a operação de descarga.

Os valores de $P^{Útil}$, respectivamente para a carga e para a descarga, conforme as definições apresentadas, são calculados de acordo com as Equações (3.5) e (3.6), para o mesmo BESS B , conectado no nó k do SD, durante o ID i .

$$P_{B,k,i}^{Útil,C} = \eta_{bat,B} \cdot P_{B,k,i}^{Bat,C} \quad kW \quad (3.5)$$

$$P_{B,k,i}^{Útil,D} = \frac{P_{B,k,i}^{Bat,D}}{\eta_{bat,B}} \quad kW \quad (3.6)$$

Por conseguinte, os valores das variações de energia armazenada no BESS podem ser calculados através das Equações (3.7) e (3.8), para a carga e a descarga, respectivamente.

$$\Delta E_{B,k,i}^C = P_{B,k,i}^{Útil,C} \cdot \Delta t_i \quad kWh \quad (3.7)$$

$$\Delta E_{B,k,i}^D = P_{B,k,i}^{Útil,D} \cdot \Delta t_i \quad kWh \quad (3.8)$$

Conforme já mencionado, existem duas componentes de perdas no circuito modelo da bateria: perdas relativas ao efeito da autodescarga e perdas relativas à eficiência do BESS. Para as perdas relacionadas à eficiência, durante a atuação de carga, estas podem ser calculadas por

$$P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,C} = P_{B,k,i}^{Bat,C} - P_{B,k,i}^{Útil,C} \quad kW, \quad (3.9)$$

que após a substituição de $P_{B,k,i}^{Útil,C}$, resulta na Equação (3.10).

$$P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,C} = E_{nom,B} \cdot \left(\frac{SOC_{B,k,i} - SOC_{B,k,i-1}}{\Delta t_i} \right) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{bat,B}} - 1 \right) \quad kW \quad (3.10)$$

Para a descarga, as perdas relacionadas à eficiência podem ser calculadas por

$$P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,D} = P_{B,k,i}^{Útil,D} - P_{B,k,i}^{Bat,D} \quad kW, \quad (3.11)$$

que após a substituição de $P_{B,k,i}^{Útil,D}$, resulta na Equação (3.12).

$$P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,D} = E_{nom,B} \cdot \left(\frac{SOC_{B,k,i-1} - SOC_{B,k,i}}{\Delta t_i} \right) \cdot (1 - \eta_{bat,B}) \quad kW \quad (3.12)$$

Desta forma, as perdas totais de um BESS são dadas pela soma das perdas devido à autodescarga e as perdas devido à eficiência, que correspondem à soma de (3.2) e (3.10) para a carga e de (3.2) e (3.12) para a descarga, indicadas nas Equações (3.13) e (3.14), respectivamente.

$$P_{B,k,i}^{BatPerdas,C} = P_{B,k,i}^{Perdas,Aut} + P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,C} \quad kW \quad (3.13)$$

$$P_{B,k,i}^{BatPerdas,D} = P_{B,k,i}^{Perdas,Aut} + P_{B,k,i}^{Perdas,Ef,D} \quad kW \quad (3.14)$$

3.2 MODELO DE BATERIA ADAPTADO

Devido ao modelo considerado no OpenDSS e sua utilização durante o processo de forma semelhante a uma carga ou a um gerador, é necessário definir previamente uma curva de atuação da bateria, utilizando um modo de operação para o modelo do OpenDSS denominado *follow*. Devido a isso foi necessário neste trabalho realizar uma adaptação para a utilização do modelo que será explicada a seguir.

Conforme apresentado, o valor final do SOC está diretamente relacionado com a energia armazenada no BESS, que é dependente do valor de $P^{Útil}$. Porém, ao se utilizar o modelo fornecido pelo OpenDSS, é necessário um conhecimento prévio de $P^{Bat,Sist}$, definido pelo *software* como parâmetro de entrada do modelo, que é dependente da tensão de operação do dispositivo, conhecida apenas após a resolução do fluxo de potência. Deste modo, ao se especificar um determinado valor de SOC final, este apresentaria algum erro associado, já que, por exemplo, as perdas por autodescarga teriam que ser calculadas com alguma tensão aproximada. Torna-se necessário então, uma adaptação no modelo disponibilizado, para que a atuação do BESS aconteça conforme o esperado.

Para resolver este problema, optou-se por representar as perdas internas devido ao efeito de autodescarga através de um resistor externo com impedância constante (R), conectado em

paralelo com o BESS, em substituição da impedância Z_1 , cujo valor é dado pela Equação (3.15). Deste modo, as perdas em relação à autodescarga serão modeladas separadamente, a partir de um dispositivo auxiliar, o qual será visto pelo SD como mais um equipamento a ser tratado durante a resolução do fluxo de potência.

$$R = \frac{|V_{nom}|^2}{P_{nom} \cdot \eta_{int}} \quad \Omega \quad (3.15)$$

Pode-se dizer então que o modelo de bateria adaptado consiste em utilizar dois dispositivos para representar o BESS: o resistor, com valor correspondente às perdas por autodescarga e o circuito de bateria disponibilizado pelo OpenDSS, desconsiderando as perdas por autodescarga (representadas na impedância Z_1). Tal adaptação implica na alteração do cálculo de $P^{Bat,Sist}$, que tende a se igualar ao valor de P^{Bat} dado em função apenas do SOC, fazendo com que a atuação do BESS, utilizando o modelo, ocorra conforme o esperado. O circuito equivalente adaptado pode ser visto na Figura 13.

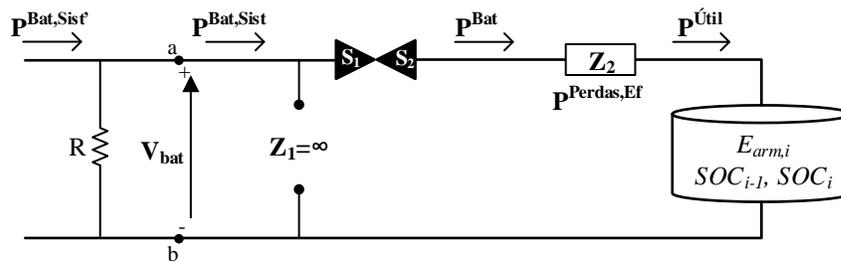


Figura 13. Circuito equivalente da bateria adaptado

A modificação realizada faz com que as perdas devido ao efeito da autodescarga sejam vistas pelo sistema como uma carga que consome um determinado valor de potência. Deste modo, a especificação de P^{Bat} capaz de produzir o SOC desejado não é mais dependente da tensão de operação do BESS, permitindo a atuação de forma adequada.

O valor da potência total retirada do sistema durante a carga, e injetada no sistema durante a descarga, é obtido do mesmo modo, através da soma de P^{Bat} com as perdas devido ao efeito de autodescarga, porém agora a potência total é representada por $P^{Bat,Sist'}$.

Uma vez que o resistor fora definido e acrescido no SD de estudo, o cálculo de $P^{Bat,Sist'}$ e de $P^{BatPerdas}$ são considerados no cálculo do fluxo de potência. Assim, como o resistor é conectado em paralelo com o circuito da bateria, o cálculo das perdas totais do BESS no modelo

adaptado não se altera: é dado pela soma das perdas devido ao efeito da autodescarga com as perdas provocadas pela eficiência durante a atuação de carga ou de descarga do BESS, conforme as Equações (3.13) e (3.14).

3.3 EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Nesta seção serão apresentados, por meio de um exemplo, os cálculos e as definições necessárias para a análise de um sistema com a presença de um BESS, utilizando a modelagem de baterias do OpenDSS adaptada e o método QSTS disponibilizado pelo OpenDSS, de acordo com comportamento especificado de atuação do BESS.

Considere um BESS monofásico composto por baterias de Li-íon com dados nominais apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Dados nominais do BESS de Li-íon para o sistema exemplo

Dado	Valor
P_{nom}	20 kW
E_{nom}	20 kWh
V_{nom}	600 V
η_{bat}	95%
η_{int}	2%

O limite de atuação do SOC do BESS, em percentual da energia armazenada, em cada ID, é definido como sendo o intervalo de [20, 90]. Inicialmente o BESS se encontra com um armazenamento semelhante ao mínimo, de 20%. Serão considerados dois intervalos de demanda. A atuação do BESS especifica que o SOC final em cada ID deve ser de 50 e 35%, respectivamente. Deste modo, a dependência temporal entre os IDs considerados, se dá conforme mostra a Figura 14, em que o valor da energia final armazenada em cada intervalo, em kWh, foi obtida pela Equação (2.1).

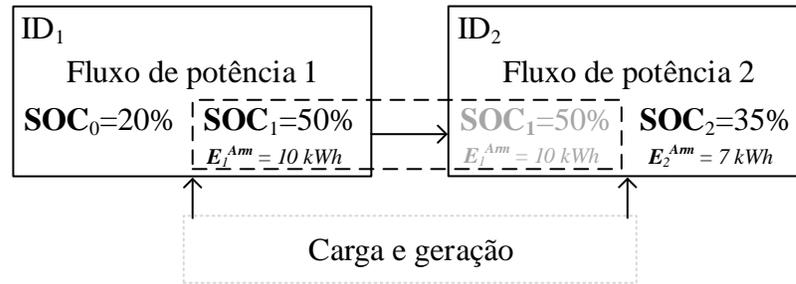


Figura 14. Valores definidos para a operação da bateria, representando a dependência temporal entre os intervalos

Este BESS é conectado na barra 3 de um sistema de distribuição monofásico de 4 barras, mostrado na Figura 15, com tensão nominal de 600 V, carga nominal de 40 kW com fator de potência unitário, três trechos de linhas com 1 km de extensão e impedância nominal de $0,2+j0,4 \Omega/\text{km}$, cada. O sistema opera com carga nominal constante durante 2 h, o qual será analisado em dois intervalos de 1 h, resultando em $nID = 2$, segundo (3.1).

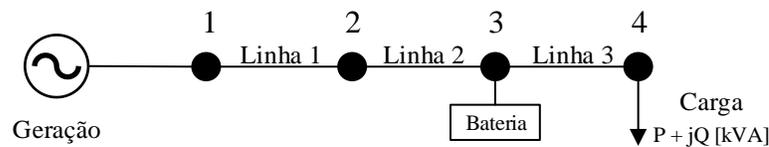


Figura 15. Sistema de distribuição de 4 barras

O cálculo de $P^{Bat,C}$ e $P^{Bat,D}$, que define a curva de atuação da bateria para o modo *follow* considerado no OpenDSS, utiliza (3.3) ou (3.4), de acordo com a atuação do SOC desejado em cada ID. Para este caso, no primeiro ID, o BESS carrega, aumentando sua energia armazenada de 20% para 50%. Neste caso, deve ser calculado $P^{Bat,C}$, que resulta em:

$$P_{1,3,1}^{Bat,C} = 20 \cdot \left(\frac{0,50-0,20}{1 \cdot 0,95} \right) = 6,32 \text{ kW}.$$

No segundo intervalo, é desejado que o BESS descarregue, variando sua energia armazenada de 50% para 35%, sendo necessário o cálculo de $P^{Bat,D}$, que resulta em:

$$P_{1,3,2}^{Bat,D} = 20 \cdot \left(\frac{0,35-0,50}{1} \cdot 0,95 \right) = -2,85 \text{ kW}.$$

Conforme mencionado em capítulo anterior sobre o modelo no OpenDSS, devem ser informados os valores de P^{Bat} normalizados em relação à potência nominal do BESS, em formato vetorial, que neste exemplo vai apresentar duas linhas, caracterizando a curva de atuação desejada do equipamento. Além disso, vale informar que, de acordo com o OpenDSS, os valores

especificados no vetor devem ser negativos para a carga e positivos para a descarga. Deste modo, temos o seguinte vetor a ser repassado para o OpenDSS como parâmetro de entrada:

$$p_{CD} = \begin{bmatrix} 0,32 \\ -0,14 \end{bmatrix}.$$

Conforme o modelo da bateria adaptado, é preciso ainda representar as perdas por autodescarga na bateria que, conforme já descrito, serão modeladas por uma resistência adicional. Assim, o valor de R a ser conectado em paralelo com o modelo básico do BESS, dado por (3.15), resulta em:

$$R = \frac{600^2}{20 \times 10^3 \cdot 0,02} = 900 \Omega.$$

Definida a atuação do BESS e conhecidos os respectivos valores de P^{Bat} , já é possível conhecer o valor das variações de energia armazenada no BESS em cada intervalo, dadas por (3.7) e (3.8), bem como seu respectivo P^{Util} , de acordo com (3.5) e (3.6). Neste caso, para o primeiro e o segundo ID os valores de $P^{Util,C}$ e $P^{Util,D}$, respectivamente, são:

$$P_{1,3,1}^{Util,C} = 0,95 \cdot 6,32 = 6,00 \text{ kW};$$

$$P_{1,3,2}^{Util,D} = -\frac{2,85}{0,95} = -3,00 \text{ kW}.$$

Que correspondem aos seguintes valores de variação de energia interna, dado que $\Delta t = 1$ h, de acordo com as Equações (3.7) e (3.8):

$$\Delta E_{1,3,1}^C = 6,00 \cdot 1 = 6,00 \text{ kWh}$$

$$\Delta E_{1,3,2}^D = -3,00 \cdot 1 = -3,00 \text{ kWh}$$

Nesta etapa, todos os parâmetros iniciais para a análise do sistema estão definidos, considerando a parametrização do SD, do resistor e do BESS. O próximo passo é a execução do QSTS, para que as tensões nodais em cada intervalo sejam conhecidas, possibilitando o cálculo dos outros parâmetros desejados. Assim, aplicando o método QSTS do OpenDSS, tem-se o resultado mostrado na Tabela 3, na qual as tensões são dadas em p.u., tendo como base, a tensão nominal do sistema (600V).

Tabela 3. Tensões nodais referentes ao caso exemplo

<i>ID</i>	<i>V₁</i>	<i>V₂</i>	<i>V₃</i>	<i>V₄</i>
<i>1</i>	1,000	0,967	0,936	0,911
<i>2</i>	1,000	0,974	0,950	0,925

A tensão de operação do BESS é a tensão correspondente à sua barra de conexão, no caso, V_3 . Logo, torna-se possível conhecer o valor das perdas encontradas pelos fluxos de potência em cada intervalo.

Para o primeiro ID, o valor das perdas devido à autodescarga, de acordo com (3.2), e das perdas devido ao efeito da eficiência, conforme (3.10), são:

$$P_{1,3,1}^{Perdas,Aut} = \frac{0,936^2}{1} \cdot 20 \cdot 0,02 = 0,35 \text{ kW};$$

$$P_{1,3,1}^{Perdas,Ef,C} = 20 \cdot \left(\frac{0,50-0,20}{1} \right) \cdot \left(\frac{1}{0,95} - 1 \right) = 0,32 \text{ kW}.$$

Assim, de acordo com (3.13), as perdas internas ao BESS totais, no primeiro intervalo, são:

$$P_{1,3,1}^{BatPerdas,C} = 0,35 + 0,32 = 0,67 \text{ kW}.$$

Para o segundo intervalo, de acordo com (3.2) e (3.12), tem-se que:

$$P_{1,3,2}^{Perdas,Aut} = \frac{0,950^2}{1} \cdot 20 \cdot 0,02 = 0,36 \text{ kW}$$

$$P_{1,3,1}^{Perdas,Ef,D} = 20 \cdot \left(\frac{0,50 - 0,35}{1} \right) \cdot (1 - 0,95) = 0,15 \text{ kW}$$

De acordo com (3.14), as perdas internas ao BESS totais, no segundo intervalo, são:

$$P_{1,3,2}^{BatPerdas,C} = 0,36 + 0,15 = 0,51 \text{ kW}.$$

De modo a completar a análise do fluxo de potência que ocorre na BESS, que caracteriza a atuação do SOC desejado, os valores de $P^{Bat,Sist'}$ de cada intervalo, encontrados pela execução do QSTS, foram:

$$P_{1,3,1}^{Bat,Sist'} = 6,32 + 0,35 = 6,67 \text{ kW}$$

$$P_{1,3,2}^{Bat,Sist'} = -2,85 + 0,36 = -2,49 \text{ kW}$$

A Figura 16 mostra o circuito equivalente adaptado do BESS utilizado, apresentando todos os cálculos realizados neste exemplo, tanto na carga (a), quanto na descarga (b), correspondentes ao primeiro e segundo ID considerados.

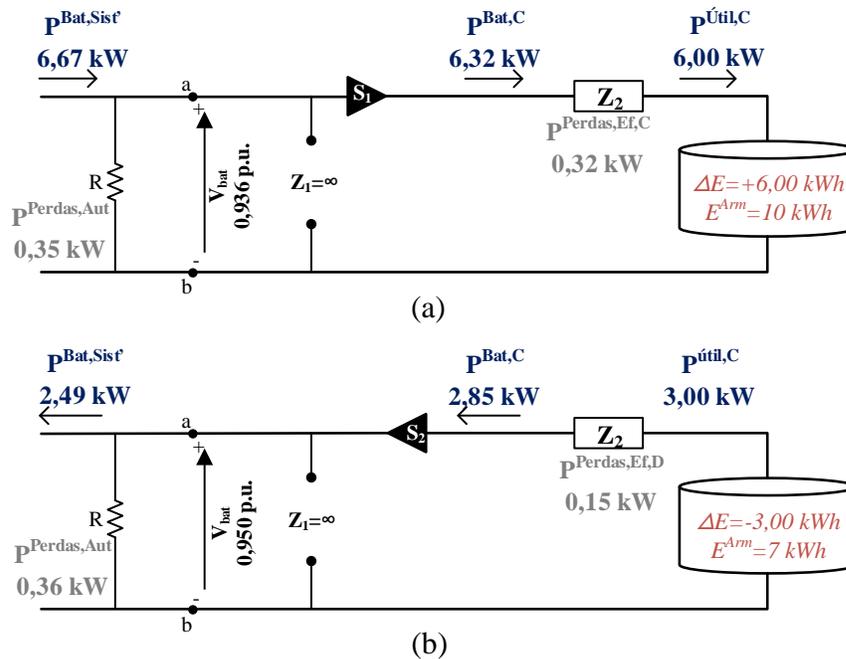


Figura 16. Circuito equivalente do caso exemplo
(a) Processo de carga, ocorrido no ID 1; (b) Processo de descarga, ocorrido no ID 2.

Neste exemplo pode-se observar o comportamento de um BESS no sistema, que atua conforme um perfil de SOC pré-especificado, mostrando que durante a carga a potência consumida pela bateria é superior àquela que se deseja armazenar, e durante a descarga, a potência fornecida para o sistema é inferior àquela liberada pelo armazenador. É notório que as perdas podem interferir de maneira a prejudicar a operação de um BESS conectado em um SD, não podendo ser desprezadas. Deste modo, definir uma sequência de atuação ótima para o SOC pode trazer benefícios significativos relacionados a um melhor aproveitamento do BESS e a maiores benefícios para o sistema.

3.4 ANÁLISE DO GERENCIAMENTO ÓTIMO DA OPERAÇÃO DA BATERIA VISANDO MÍNIMAS PERDAS

Conforme já discutido, a escolha do tipo de bateria que vai compor o BESS, seguida de uma especificação adequada do SOC em cada intervalo de tempo considerado, pode implicar em uma melhoria significativa de algum índice do SD. Neste trabalho, será avaliado o impacto da utilização de BESS nas perdas totais do SD.

O valor das perdas nos alimentadores e nas baterias, dadas por (2.5), (3.13) e (3.14), apresentam um comportamento quadrático em relação às suas respectivas tensões de operação. Este comportamento sugere a ideia de um ponto ótimo de operação, que se altera de acordo com diversos parâmetros, como por exemplo, pela localização e operação do BESS. Assim, é importante encontrar este ponto ótimo, para que o BESS atue adequadamente junto com a geração local, auxiliando o atendimento à demanda solicitada, resultando em uma melhoria em relação às perdas totais do sistema, dadas, resumidamente, pela Equação (3.16).

$$P_{Perdas,i}^{Tot} = \sum_{L=1}^{nLin} P_{Perdas,i}^{Alim,L} + \sum_{B=1}^{nBat} P_{Perdas,i}^{Bat,B} \quad kW \quad (3.16)$$

Em que os somatórios de P_{Perdas}^{Alim} e P_{Perdas}^{Bat} são as perdas totais nos alimentadores e baterias, em cada intervalo i . As perdas totais durante todo o tempo de operação do sistema podem ser obtidas pelo somatório das perdas totais de cada intervalo, como mostra a Equação (3.17).

$$P_{Perdas}^{Tot} = \sum_{i=1}^{nID} P_{Perdas,i}^{Tot} \quad kW \quad (3.17)$$

Para esta análise, será considerado o sistema de distribuição estudado na subseção anterior, operando durante 2 h, considerando dois intervalos de uma hora cada, porém agora será considerada uma demanda de carga que considera situações extremas de operação, correspondentes a 0 e 1 p.u. nominal de demanda em cada intervalo, como mostra a Figura 17. E o estudo será realizado com o BESS conectado na barra 4.

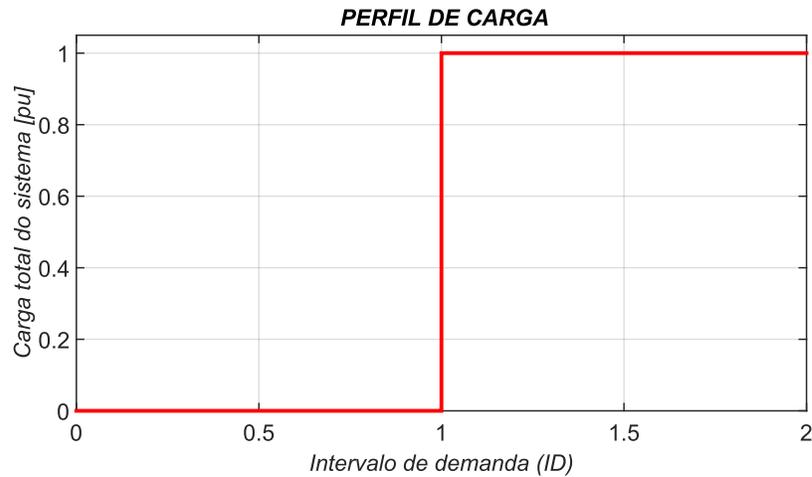


Figura 17. Perfil de demanda considerado

Inicialmente, sem a atuação do BESS e com o sistema submetido às condições descritas, a aplicação do QSTS no sistema leva a tensões nodais em cada intervalo conforme mostrado na Tabela 4, acarretando em perdas totais de energia de 3,09 kWh.

Tabela 4. Tensões nodais para o caso base, sem bateria

ID	V_1	V_2	V_3	V_4
1	1,000	1,000	1,000	1,000
2	1,000	0,970	0,942	0,917

Considerando que o BESS se encontra inicialmente descarregado, é esperado que a atuação do SOC aconteça da seguinte forma: no primeiro ID, no qual o sistema apresenta carga nula, o BESS tende a carregar, como por exemplo até o seu limite máximo permissível. Assim, no segundo ID, no qual o sistema apresenta carga nominal, o BESS se encontra inicialmente carregado e pode atuar em conjunto com a geração, atendendo a demanda solicitada, descarregando, por exemplo até o seu limite de armazenamento mínimo permitido. Ou seja, um possível gerenciamento de atuação do BESS para esta curva de demanda, capaz de reduzir as perdas do sistema, considera o SOC final em cada intervalo desejado de 90 e 20%, respectivamente, considerando os limites operacionais de SOC recomendados na literatura.

Variando a capacidade nominal instalada do BESS, o comportamento esperado descrito fica sujeito a variações, que impactam diretamente na redução de perdas no sistema. Isto pode ser

visualizado na Figura 18, que relaciona o valor das perdas de energia totais obtidas durante toda a operação dos sistemas (SD e BESS), em função da variação da capacidade nominal do BESS. O gráfico foi obtido considerando um BESS com percentual de autodescarga nulo, representando as baterias de VRBs, eficiência de carga e de descarga de 95%, alocado na barra 4 do sistema estudado, com a atuação ótima do SOC conforme descrita, correspondendo a SOCs finais de 90 e 20%, respectivamente para cada ID. Durante todo o processo de obtenção da curva, a potência nominal do BESS foi correspondente ao valor de cada capacidade nominal considerada.

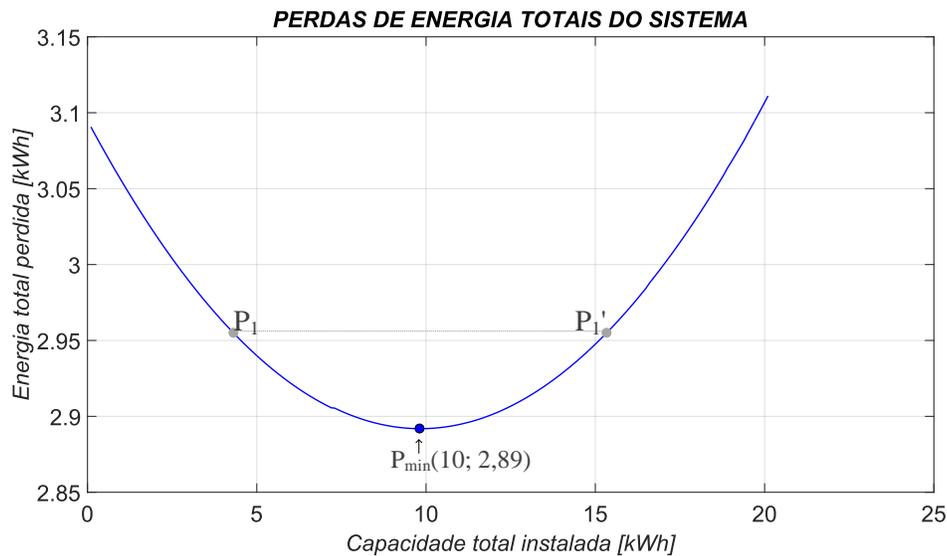


Figura 18. Energia total perdida no sistema em função da capacidade de um BESS de VRBs

É possível notar deste modo, a existência de um ponto de mínimo local (P_{min}), correspondente a menor energia perdida possível de se encontrar no SD, para uma determinada atuação do BESS com uma dada capacidade nominal. Nota-se ainda a existência de dois valores capazes de produzir o mesmo valor de perdas de energia totais no sistema: um à esquerda e outro à direita do ponto de mínimo encontrado, representados por P_1 e P_1' .

A capacidade nominal do BESS correspondente ao ponto P_1 é inferior àquela relacionada ao ponto de P_{min} . Sobre P_1 , é importante observar que, mesmo apresentando perfil de atuação do SOC considerando ciclos completos de carga e de descarga, as reduções das perdas de energia totais no sistema ainda podem ser melhoradas com a instalação de BESS com capacidades maiores.

Para o caso do BESS correspondente ao ponto P_1' , com capacidade superior à encontrada em P_{\min} , caso sua capacidade for aumentada, as perdas totais de energia do sistema também aumentarão. Deste modo, o gerenciamento ótimo deve ser dado por ciclos parciais de carga e descarga, suficientes para produzir no sistema a máxima redução de perdas possível, que são representadas pelo ponto de mínimo local (P_{\min}).

Analisando estes dois pontos é possível afirmar, que para cada situação de capacidade do BESS existe um perfil de atuação do SOC otimizado, capaz de proporcionar ao sistema o menor valor de perdas possível no sistema para determinado valor de capacidade nominal.

De modo a avaliar o efeito provocado por um BESS que apresenta percentual de autodescarga da ordem de 2% do valor da sua potência nominal, representando as baterias de Li-íon, a mesma análise foi realizada: considerando diversas capacidades nominais, foram calculados os valores de energia perdida para cada uma delas, para um perfil de atuação do SOC do BESS de 90 e 20%, respectivamente para cada ID. A eficiência de carga e de descarga foi mantida de 95%. O resultado obtido é mostrado no gráfico da Figura 19.

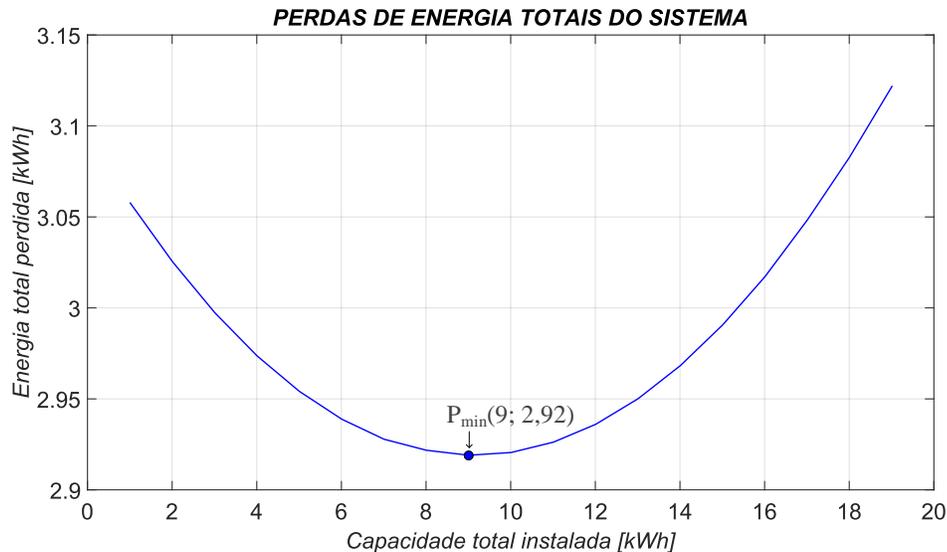


Figura 19. Energia total perdida no sistema considerando um BESS de baterias de Li-íon

Para esta análise, observa-se que o comportamento apresentado é semelhante ao de um BESS com percentual de autodescarga nulo, porém o valor de P_{\min} encontrado neste caso, apresentou um acréscimo de 0,03 em relação à análise anterior, e corresponde a um valor de capacidade nominal do BESS inferior. Deste modo, quando se comparam BESS com mesmas

capacidades nominais, é possível notar que aqueles que possuem percentuais de autodescarga não nulos, como as de Li-íon, apresentam menores capacidades de redução de perdas no sistema no qual estão conectadas. Esta diferença nos resultados se dá pelo efeito da dissipação de potência na resistência que representa a autodescarga no circuito que modela o BESS.

Uma terceira análise pode ser feita, variando apenas a posição da alocação do BESS no sistema de estudo. Deste modo, considerando o mesmo BESS descrito na primeira análise, composto por VRBs, com percentual de autodescarga nulo, submetido ao mesmo perfil de atuação do SOC, o gráfico apresentado na Figura 20 faz uma comparação entre a redução de energia perdida no sistema para o BESS localizado em outras barras do sistema. É possível notar que a redução da energia perdida melhora à medida que o BESS se aproxima da carga.

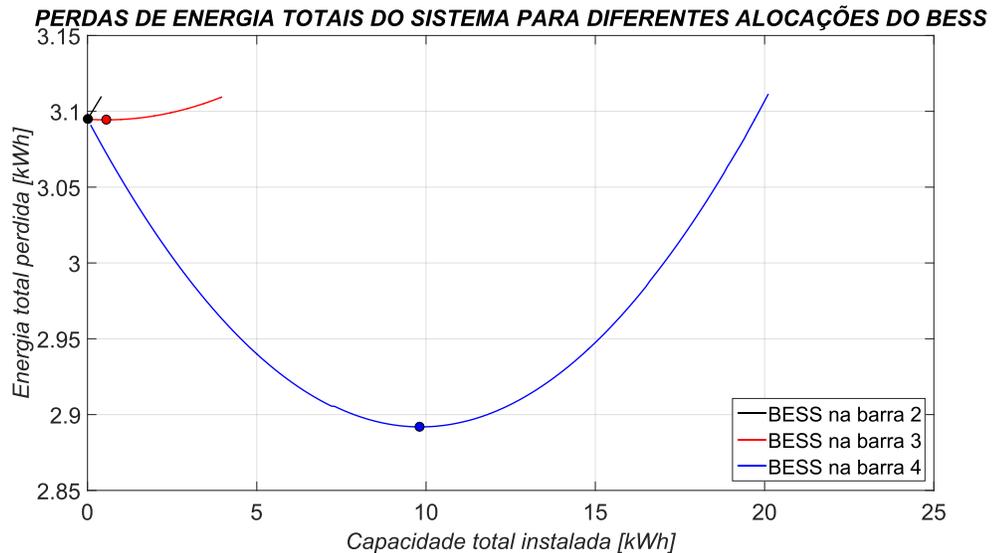


Figura 20. Energia total perdida no sistema variando a localização do BESS

Desta forma, todas as variáveis envolvidas como: o nó de conexão, suas possíveis atuações (operações de carga ou descarga) e os parâmetros correspondentes a cada tipo de bateria, impactam nos resultados e precisam ser considerados de maneira adequada na otimização. E ainda, deve-se considerar os eventuais gastos com equipamentos pela concessionária de energia. Assim, no próximo capítulo será proposta uma otimização considerando vários destes parâmetros, com o objetivo de minimizar as perdas de energia do sistema.

3.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Após definido o conjunto de parâmetros que caracterizam a atuação do SOC de um BESS capaz de minimizar as perdas do SD no qual está conectado, é possível realizar uma análise de viabilidade econômica do projeto. Entretanto, a análise realizada neste trabalho é considerada complementar, já que não foi tratada no processo de otimização. Assim, é uma análise simplificada. Uma análise mais detalhada e considerada no processo de otimização do problema, é deixada como sugestão para trabalhos futuros. As definições apresentadas nesta seção, foram retiradas de FILHO; KOPITTKKE (1996).

Neste caso, para a dada análise econômica da alocação de BESS no sistema é necessário considerar um horizonte de planejamento. O custo inicial do investimento de alocação do BESS é dado pela Equação (3.18), em determinada unidade monetária (U.M.).

$$CB_0 = C_{bat} \times \sum_{B=1}^{nBat} E_{nom,B} \quad U.M. \quad (3.18)$$

Em que:

C_{bat} é o preço unitário do sistema de baterias dado em U.M./kWh;

$nBat$ é a quantidade de BESS alocados no sistema.

A redução das perdas nas linhas provocadas pelo BESS representa uma economia para o SD, porém, como o BESS também provoca perdas, é necessário também analisá-las. Assim, em um determinado período, a economia, em relação ao custo das perdas totais, provocada pelo BESS deve compensar o valor inicial do investimento, quando este é alocado adequadamente. A Figura 21 faz uma representação do fluxo de caixa correspondente à situação descrita. A parte (a) representa o valor pago pelas perdas no SD ($C_{Perdas,0}$), durante um período de N anos, sem considerar nenhum BESS instalado; a parte (b) mostra o custo inicial da aquisição e instalação do BESS (CB_0) e o custo das perdas reduzidas pelo BESS (C_{Perdas}); a parte (c) mostra o custo inicial da aquisição e o valor da economia provocada pela diminuição das perdas em cada ano ($C_{\Delta P}$), que compreende diferença entre custo das perdas reduzidas e o valor pago pelas perdas inicialmente, sem a alocação de BESS.

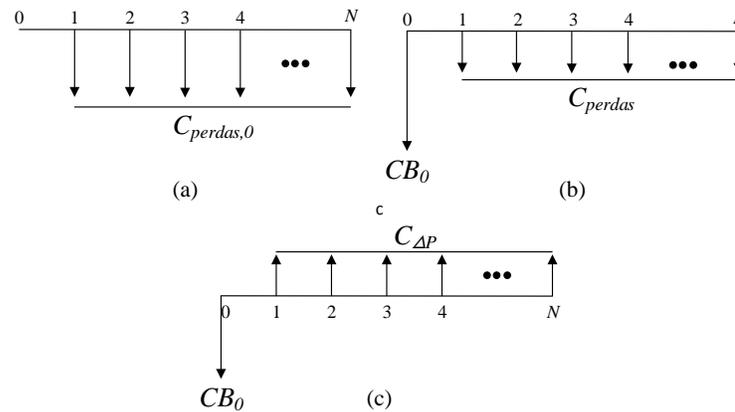


Figura 21. Fluxo de caixa

(a) Custo do sistema sem o BESS. (b) Custo do sistema com o BESS. (c) Investimento que pode ser compensado pelo custo de redução das perdas pelo uso do BESS.

O custo das perdas em um ano é dado pela Equação (3.19), considerando, apenas para simplificação da equação, que as perdas totais são dadas em apenas um intervalo de demanda de uma hora e são consideradas constantes só para simplificação da equação.

$$C_{Perdas} = P_{Perdas}^{Tot} \times 24 \times 365 \times C_p \quad U.M. \quad (3.19)$$

Em que:

C_p é o preço individual das perdas dado em U.M./kWh, considerado constante para todo o período analisado;

P_{Perdas}^{Tot} são as perdas totais do sistema, em kW.

Para estimar o custo do investimento durante todo o horizonte de tempo considerado, devem ser realizadas as devidas correções monetárias nos custos anuais de perdas. Para tanto, é necessário calcular o valor presente dos valores do fluxo de caixa para somá-lo ao investimento inicial de aquisição e implementação BESS. O valor presente das parcelas do fluxo de caixa é dado pela Equação (3.20).

$$CE_{tot} = C_{perdas} \cdot \frac{(1+r)^N - 1}{r \cdot (1+r)^N} \quad U.M. \quad (3.20)$$

Em que:

r representa a taxa de juros anual do investimento, dada entre 0 e 1.

O valor da economia anual trazido pelo BESS ($C_{\Delta P}$) é calculado através da diferença entre o custo das perdas encontradas após a alocação do BESS e o custo das perdas iniciais no SD, sem os BESS. A redução das perdas do sistema é dada conforme a Equação (3.21), que corresponde a uma redução de custos dado pela Equação (3.22).

$$\Delta P = P_{Perdas}^{Tot} - P_{Perdas,0}^{Tot} \quad kW \quad (3.21)$$

Em que:

$P_{Perdas,0}^{Tot}$ equivale ao valor das perdas no SD sem nenhum BESS alocado.

$$C_{\Delta P} = \Delta P \times 24 \times 365 \times C_p \quad U.M. \quad (3.22)$$

Para que haja uma redução de perdas no SD, é necessário que ΔP e consequentemente, $C_{\Delta P}$ sejam menores que zero, mostrando que o valor das perdas totais de energia no SD com a alocação dos BESS é menor do que as perdas apresentadas na ausência dos BESS.

De maneira análoga, o valor presente correspondente à economia trazida pelo BESS é dado pela Equação (3.23).

$$CE_{\Delta P} = C_{\Delta P} \cdot \frac{(1+r)^N - 1}{r \cdot (1+r)^N} \quad U.M. \quad (3.23)$$

O valor do total do investimento é então dado pela soma das Equações (3.18) e (3.23), como mostra a Equação (3.24).

$$C_{TOT} = CB_0 + CE_{\Delta P} \quad U.M. \quad (3.24)$$

Para que a alocação de um BESS seja viável economicamente, duas condições devem ser analisadas: a primeira, necessária para que ocorra a alocação, é em relação ao valor de ΔP , que deve ser negativo, representando que houve de fato uma redução das perdas de energia com a alocação dos BESS; a segunda condição, suficiente para que ocorra a alocação, diz que é necessário que o valor de $CE_{\Delta P}$, em módulo, seja maior do que o valor de CB_0 , de modo a representar que a economia em preço de perdas de energia provocada pela alocação dos BESS é suficiente para que o investimento inicial seja compensado. Como os preços por unidade de

energia da capacidade do BESS (C_{bat}) e das perdas (C_p) variam frequentemente, é possível estabelecer um fator que relaciona estes custos, para compará-lo na situação específica de alocação, e indicar se tal alocação é ou não lucrativa. Deste modo, substituindo (3.22) em (3.23) e trabalhando a inequação (3.25), é possível encontrar uma relação entre o preço individual das perdas e o preço unitário do sistema de baterias, representado pelo fator k_C , mostrado na Equação (3.26).

$$|CE_{\Delta P}| > CB_0, \quad (3.25)$$

$$k_C = \frac{C_p}{C_{bat}} \quad (3.26)$$

A outra parcela da desigualdade, após trabalhar a inequação isolando k_C , é representada pelo fator k_R dado pela Equação (3.27). Assim, caso k_C seja maior que k_R , a alocação do BESS sob tais condições estabelecidas é viável economicamente.

$$k_R = \frac{E_{nom}}{|\Delta P| \times 24 \times 365 \times \frac{(1+r)^N - 1}{r \times (1+r)^N}} \quad (3.27)$$

Utilizando esta análise, após o resultado escolhido pelo AG, pode ser avaliado se o investimento é ou não vantajoso.

4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

O problema a ser resolvido neste trabalho consiste na alocação de um número determinado de BESS ($nBat$), com suas respectivas capacidades nominais especificadas, em um dado SD e na definição da operação ótima dessas baterias com o objetivo de minimizar as perdas totais do sistema, respeitando as restrições de tensões nodais de operação, bem como os limites de SOC recomendados de atuação de uma bateria. Considera-se que o sistema opera durante um tempo fixo (t_{tot}), que pode ser dividido em intervalos de demanda (nID), em que cada ID possui um determinado patamar de carga. Assim este problema tem como variáveis de otimização: o SOC a cada ID de cada BESS instalado no SD e as barra e fases nas quais cada BESS deve ser conectado no SD. O problema de otimização será solucionado através do uso de AG. A dependência temporal relacionada à variação do SOC do BESS será considerada por meio da técnica QSTS. Após o processo de otimização, será realizada uma análise simplificada de viabilidade econômica, conforme apresentado no capítulo anterior.

Nas próximas seções apresenta-se a formulação considerada para o problema de otimização e a estrutura do AG desenvolvida para a solução do problema.

4.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

O conjunto de Equações (4.1)-(4.5) modela matematicamente o problema de otimização a ser resolvido neste trabalho.

A função objetivo (FOB), definida pela Equação (4.1), representa o somatório da energia perdida através do efeito Joule em cada ID.

A restrição (4.2) indica os limites operacionais mínimos e máximos de SOC permissíveis para a atuação de cada BESS conectado no sistema, que podem ser diferentes em cada ID para cada BESS. Neste trabalho, estes limites serão considerados todos iguais, assumindo sempre os valores de 20 e 90%, para mínimo e máximo, respectivamente.

A restrição (4.3) é referente à faixa permissível de tensão em cada nó do sistema, que neste caso, é considerada entre 0,95 e 1,05 p.u..

A terceira e última restrição imposta, dada pelo conjunto (4.4), é a das igualdades referentes às equações do fluxo de potência, com a dependência temporal, considerando curvas de cargas com demandas que podem ser diferenciadas em cada intervalo de tempo, que serão resolvidas pelo método QSTS.

A Equação (4.5) indica que todos os nós do sistema de distribuição são opções para a conexão de BESS. Neste trabalho, um nó é definido como a indicação da barra e da fase de conexão do BESS, por exemplo, nó 4B (indica barra 4, fase B). É importante ressaltar que quando a otimização é realizada considerando a alocação de mais de um BESS, o conjunto de nós candidatos é o mesmo para cada um dos BESS. Ou seja, é permitida a conexão de dois ou mais BESS no mesmo nó. Vale destacar ainda que, na ferramenta implementada, o conjunto de nós candidatos para a alocação dos BESS pode ser restrito a apenas um grupo desejado de nós do sistema de distribuição.

$$\min FOB = \sum_{i=1}^{nID} E_i \quad (4.1)$$

s. a.

$$SOC_{\min,i,B} \leq SOC_{i,B} \leq SOC_{\max,i,B} \quad (4.2)$$

$$V_{\min,k,i} \leq V_{k,i} \leq V_{\max,k,i} \quad (4.3)$$

$$P_{k,i} = 0 \quad (4.4)$$

$$Q_{k,i} = 0$$

$$pBat_B \in \mathbb{Z}/1 \leq pBat_B \leq nNo \quad (4.5)$$

Em que:

nID é a quantidade de intervalos de demanda considerados;

E_i é a energia perdida através do efeito Joule em cada ID i , dada em kWh, pela relação

$$E_i = P_{Perdas,i}^{Tot} \cdot \Delta t_i \quad kWh; \quad (4.6)$$

SOC é um vetor para cada BESS considerado, com nID posições, que possui a informação do valor do SOC final em cada ID considerado;

V é um vetor para cada nó do sistema, também com nID posições, que possui a informação do valor de tensão fase terra em cada ID considerado;

$P_{k,i}$ e $Q_{k,i}$ são os somatórios de potência ativa e reativa injetadas em cada nó k , para cada ID i ;

$pBat_B$ é a posição correspondente à alocação do BESS do sistema, dado pelo número do nó o qual o BESS está conectado;

nNo é a quantidade de nós do sistema, candidatos a receberem a alocação do BESS;

min e max são os subscritos referentes aos respectivos valores mínimos e máximos considerados.

4.2 SOLUÇÃO DO PROBLEMA VIA AG

Como já mencionado, o AG é uma ferramenta de otimização metaheurística inspirada na evolução das espécies, que trata possíveis candidatos a soluções para o problema como indivíduos de uma população que evoluem a cada geração até que a solução seja encontrada.

Uma vez que o problema a ser resolvido, possui característica não-linear e apresenta variáveis contínuas e discretas, além de apresentar dependência temporal, optou-se por utilizar o AG para solucioná-lo. O fluxograma da Figura 22, mostra o método de solução proposto, associando o processo de convergência do AG ao problema analisado neste trabalho.

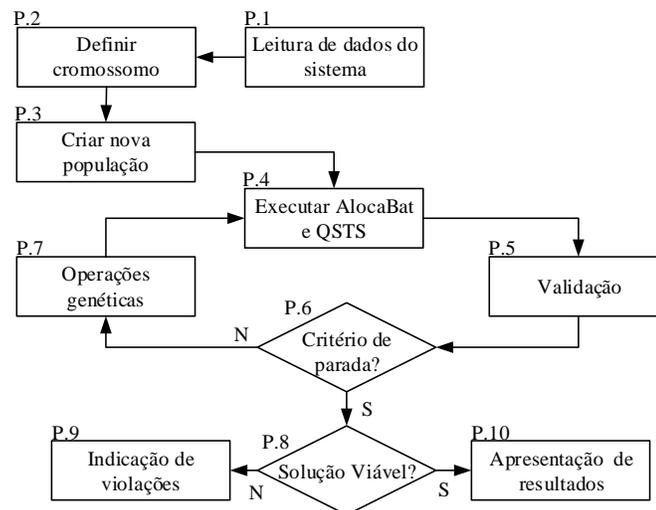


Figura 22. Fluxograma do método proposto, considerando o AG

4.2.1 Leitura de dados do sistema – P.1

Neste módulo é realizada a inicialização das variáveis. São definidos o número de IDs que serão representados, a quantidade de BESS que deverá ser alocada, a capacidade nominal de cada BESS, os limites de atuação do SOC mínimo e máximo, o SOC inicial de cada bateria, o fator de perdas devido à autodescarga e o fator de eficiência de carga e descarga. A leitura dos dados do sistema de distribuição e do perfil de carga variante no tempo também é realizada nesta etapa.

4.2.2 Definir o cromossomo – P.2

A estrutura do cromossomo proposto neste trabalho é apresentada na Figura 23, para um estudo considerando nID intervalos e $nBat$ BESS a serem alocados. Os genes relativos aos possíveis candidatos a estados de carregamento finais (SOC_{BAT}) são definidos como valores reais com resolução de três casas decimais, definidos para cada BESS alocado, contendo então, cada um deles, nID valores; os genes relativos às possíveis posições de alocação dos BESS (POS_{BAT}) são definidos como valores inteiros, sendo estes genes definidos um para cada BESS, nos quais são indicados o número da barra e a fase de conexão. Pode-se também explicar o cromossomo pelas regiões mostradas na figura, sendo a indicação “Gerenciamento de SOC” relativa aos candidatos a SOC’s finais para os BESS associados a cada ID e a indicação “Alocações” correspondente aos genes relativos aos possíveis locais de alocação das baterias. Desta forma, a dimensão do vetor que representa o cromossomo proposto é dada pela Equação (4.7).

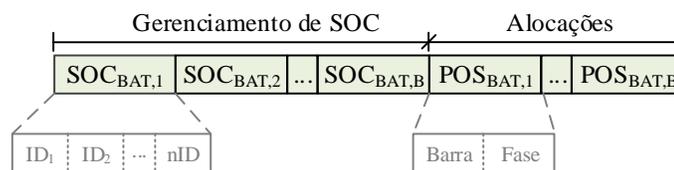


Figura 23. Cromossomo proposto

$$dim = nID \cdot nBat + 2 \cdot nBat \quad (4.7)$$

4.2.3 Criar uma nova população – P3

Para a primeira população, os valores para os genes que compõem o cromossomo são sorteados de forma aleatória e a partir da segunda iteração, a população é atualizada através das operações genéticas descritas no passo P.7.

Neste trabalho o tamanho população foi determinado a partir de testes, os quais mostraram que uma população de 85 indivíduos foi capaz de representar de forma satisfatória o problema proposto.

4.2.4 Executar *AlocaBat* e QSTS – P4

Neste módulo os genes de cada cromossomo são decodificados e o processo do QSTS é realizado para cada candidato. São preparados nID arquivos de dados de entrada para cada candidato, sendo que cada um destes arquivos possui as baterias alocadas conforme indicado pela parte “Alocações” do cromossomo. Para cada ID são indicados os valores de SOC final deste intervalo (SOC_i) conforme definido pela parte “Gerenciamento do SOC” dos cromossomos. Assim, utilizando o estado de carregamento final do intervalo anterior (SOC_{i-1}) e o SOC final (SOC_i) indicado pelo cromossomo, é possível definir a operação da bateria naquele ID, para que seja utilizada a injeção ou absorção de potência no sistema correspondente no modelo, de acordo com a operação do intervalo. As cargas e gerações são atualizadas para cada ID conforme indicado nos dados de entrada de acordo com as curvas de carga. O processamento é feito pelo MATLAB e os fluxos de potência sequenciais, um para cada intervalo de demanda, considerando as dependências temporais (QSTS), são executados no OpenDSS. Desta forma, os resultados dos fluxos de potência em cada estágio são armazenados para cada cromossomo candidato, para que o próximo passo seja realizado.

4.2.5 Validação – P5

A validação é dada pela função aptidão, que neste trabalho é dada pela FOB (Equação (4.1)) acrescida de penalidades. Como o problema a ser resolvido consiste em buscar um valor mínimo de perdas encontradas no SD na presença considerando BESS, os melhores indivíduos a

serem selecionados, correspondentes aos indivíduos mais aptos, serão aqueles que apresentarem as menores aptidões.

A função objetivo é calculada a partir dos resultados dos fluxos de potência de todos os intervalos de demanda, calculando a energia total perdida no sistema para cada cromossomo candidato.

A função de penalização é aplicada somente para os cromossomos que violam alguma das restrições do problema, proporcionando a eles uma aptidão ruim, para que sejam descartados. Como os melhores indivíduos são aqueles que apresentam menores valores na função aptidão, para que um indivíduo seja descartado, é necessário atribuir a ele uma nota elevada. Sendo assim, para as restrições de tensão nodais, a penalização é calculada segundo a Equação (4.8), na qual um fator multiplicativo de 10^9 é aplicado no valor de tensão ultrapassado, verificando-se os limites máximo e o mínimo considerados. O valor deste fator foi obtido a partir da análise da ordem de grandeza da FOB para cromossomos que não violaram as restrições de tensão. Assim, o valor de 10^9 aplicado no valor de tensão ultrapassado é o suficiente para indicar quando o cromossomo deve ser descartado.

$$pen = |V_{atual,k,i} - V_{lim}| \cdot 10^9 \quad (4.8)$$

Em que:

$V_{atual,k,i}$ é a tensão nodal da barra k no ID i obtida pela resolução do fluxograma em um estágio do processo;

V_{lim} é a tensão limite estipulada, que ora assume o valor do limite mínimo, ora máximo, dependendo do valor de $V_{atual,k,i}$. Ou seja, quando $V_{atual,k,i}$ é maior que $V_{max,k,i}$, V_{lim} assume o valor de $V_{max,k,i}$; quando $V_{atual,k,i}$ é menor que $V_{min,k,i}$, V_{lim} assume o valor de $V_{min,k,i}$.

Para o método de seleção dos indivíduos mais aptos faz-se o uso do método de amostragem estocástica uniforme, método padrão da *toolbox* do MATLAB. É utilizado também a técnica do elitismo, no qual são selecionados três indivíduos da população para sobreviverem na próxima geração, sem nenhuma alteração genética.

4.2.6 Critério de parada – P.6

Os critérios de parada utilizados neste trabalho são o número máximo de iterações, atingido com 150 gerações, ou a estagnação da população, através de uma tolerância numérica, avaliada no valor das perdas mínimas, no valor de 10^{-15} . Este valor vai indicar que os cromossomos testados não apresentam mais alteração no valor das perdas mínimas encontradas no SD.

Caso um dos critérios de convergência seja atingido (ou todos eles), o AG encerra sua execução e o próximo passo é P.8. Caso contrário, o processo continua em P.7.

4.2.7 Operações genéticas – P.7

Enquanto os critérios de convergência não tenham sido alcançados, as operações genéticas de cruzamento e mutação são aplicadas para gerar novas populações e novas gerações. Neste trabalho, após análises, definiu-se a taxa de cruzamento como de 90% e a taxa de mutação inicial de 1%, aumentando com o número de iterações até 3%. Para o cruzamento, foi utilizado o padrão definido pela *tollbox* do MATLAB, que considera o cruzamento difuso (“Global Optimization Toolbox User’s Guide”, 2015).

Após a avaliação, seleção e as devidas modificações genéticas, novos indivíduos passam a constituir uma nova população em uma geração subsequente.

4.2.8 Solução viável – P.8

Neste passo, o AG já encerrou o seu processo, e a solução encontrada, que define os valores do SOC final em cada ID, bem como as localizações dos BESS no SD, já é conhecida. Deste modo, esta solução é avaliada, verificando se alguma restrição foi violada. Caso afirmativo, a solução encontrada é considerada como não viável e o próximo passo é P.9; caso contrário, é considerada viável e o próximo passo é P.10.

4.2.9 Indicação de violações – P.9

Caso a solução encontrada pelo AG seja classificada como não viável, devem ser indicadas todas as restrições que não foram respeitadas, para que então sejam examinadas para um possível tratamento, como a alocação de BESS com capacidades nominais diferentes, e uma nova execução do processo. A solução que apresenta tais violações deve ser descartada.

4.2.10 Apresentação dos resultados – P.10

Neste módulo são apresentados os resultados finais encontrados, sendo os principais os nós para a alocação otimizada, a definição ótima da operação de cada BESS (definida pelos SOC's finais em cada intervalo), e a energia total mínima perdida no SD.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas simulações e resultados obtidos usando o método proposto. Nas simulações serão determinados o gerenciamento e a alocação de um ou mais BESS, de modo a obter as menores perdas possíveis em um SD, considerando limites estabelecidos de tensão e de equipamentos. Serão consideradas diferentes tecnologias de baterias (com diferentes parâmetros) e BESS com capacidades nominais diferentes.

Todas as simulações foram efetuadas em um Intel Core i5, 2,5 GHz, 4 GB de memória RAM, utilizando o sistema operacional Windows 7, com MATLAB R2015a e OpenDSS versão 7.6.5.42 (64 bits build).

Para cada caso considerado, o AG foi executado cinco vezes, considerando na população inicial o último melhor indivíduo obtido na execução anterior, mantendo os parâmetros referentes ao tamanho da população inicial e o número máximo de gerações. O resultado apresentado nesta dissertação corresponde ao melhor resultado obtido dentre as cinco execuções.

Os valores utilizados para os operadores genéticos comentados ao longo do texto, se encontram resumidos na Tabela 5.

Tabela 5. Parâmetros do AG

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
Taxa de reprodução	90%
Taxa de mutação	1 a 3%
Elitismo	3
Tamanho da população	85
Número de gerações	150
Tolerância de convergência da FOB	10^{-15}

Os casos estudados neste trabalho se encontram sumarizados na Tabela 6, a qual apresenta os sistemas trabalhados e as tecnologias de baterias analisadas em cada sistema. Mais detalhes de cada caso, como a quantidade de BESS alocados e a capacidade nominal de cada um deles, são apresentados no decorrer deste capítulo.

Tabela 6. Casos estudados

<i>Caso</i>	<i>Sistema</i>	<i>Tecnologia de bateria</i>	<i>Quantidade</i>
I	4 barras	VRB/Li-íon	1
II	IEEE 34 barras	VRB/Li-íon	Variável
III	IEEE 123 barras	VRB	3

O estudo realizado no caso I consiste em verificar o método proposto no sistema analisado no capítulo 3, de 4 barras. A intenção é determinar a localização do BESS, bem como sua respectiva atuação, considerando as capacidades nominais que proporcionam a determinação do ponto de mínimas perdas, já apresentado e discutido na Figura 18 e na Figura 19. O caso II busca avaliar o efeito da alocação de 1, 2, 3, 4 e 5 BESS no SD, considerando diferentes tecnologias de baterias disponíveis, bem como analisa a alocação de baterias com e sem reguladores de tensão. Por último, o caso III considera aplicar o método proposto em um sistema maior, utilizando o IEEE 123 barras.

De uma forma geral, o objetivo em todos os casos é definir, para um ou mais BESS com capacidade nominal conhecida, a atuação do SOC de cada BESS considerado, bem como o local de conexão do BESS, de forma a reduzir as perdas de energia totais do sistema.

Como um estudo prévio e isolado ao estudo de alocação dos BESSs em cada sistema, os sistemas dos casos II e III (IEEE 34 e 123 barras) foram submetidos à resolução de um fluxo de potência simples, nos quais foram considerados apenas os seus dados nominais determinados por “Resources | PES Test Feeder” (1991), sem aplicação de nenhum perfil de carga variante no tempo. Este estudo foi realizado com o objetivo de validar a implementação dos sistemas realizadas no OpenDSS, comparando os resultados encontrados por ele com os resultados também disponibilizados em “Resources | PES Test Feeder” (1991). Deste modo, encontrando valores semelhantes, considera-se que o estudo proposto neste trabalho pode ser realizado de forma confiável, já que parte-se de sistemas implementados de forma correta. Os resultados que compreendem estas simulações podem então, ser encontrados em “Resources | PES Test Feeder” (1991).

5.1 CASO I - CASO EXEMPLO

Inicialmente, para fins didáticos, serão apresentados os resultados da otimização utilizando o método proposto para o sistema de distribuição monofásico de 4 barras, apresentado no Capítulo 3, reproduzido na Figura 24. O sistema apresenta tensão nominal de 600 V, carga nominal de 40 kW com fator de potência unitário, três trechos de linhas com 1 km de extensão e impedância nominal de $0,2+j0,4 \Omega/\text{km}$, cada. O sistema opera durante 2 h, que serão analisadas em dois intervalos de 1 h, resultando em $nID = 2$, segundo (3.1).

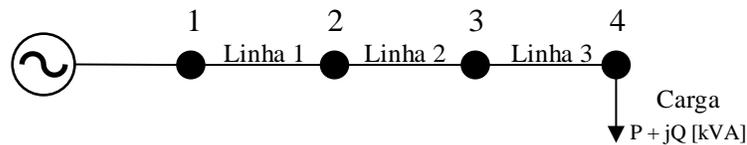


Figura 24. Sistema de distribuição de 4 barras sem BESS

O perfil de carga considera situações extremas de operação, correspondentes a 0 e 1 p.u. nominal de demanda em cada intervalo. Assim, inicialmente, sem a atuação do BESS e com o sistema submetido às condições descritas, as perdas totais de energia são de 3,09 kWh.

O método de otimização proposto foi aplicado considerando dois tipos de baterias distintos que podem compor o BESS, o primeiro tipo consiste em VRBs, com percentual de autodescarga (η_{int}) nulo, e o segundo em baterias de Li-íon, as quais possuem η_{int} de 2%. A capacidade nominal de cada BESS foi considerada de acordo com o estudo apresentado no Capítulo 3, apresentado pelas curvas da Figura 18 e da Figura 19, o qual apresenta as perdas mínimas no sistema para cada tipo de bateria. Deste modo, o BESS composto por VRBs terá E_{nom} de 10 kWh e o de baterias de Li-íon, E_{nom} de 9 kWh. Nos dois casos, os limites mínimo e máximo de atuação do BESS em cada ID são de 20 e 90% respectivamente e apresentam rendimento de carga e descarga de 95%. Também foi considerado que a energia inicial armazenada em cada caso deveria corresponder à mínima possível, no caso de 20%.

Após a aplicação do método proposto, a Tabela 7 mostra os resultados encontrados pelo AG em cada caso considerado, confirmando os resultados de perdas de energia mínimas obtidos analiticamente e apresentados na seção 3.4. A coluna “Bateria” refere-se ao tipo de bateria que constitui o BESS no caso considerado; a coluna “SOC” representa a atuação do SOC do BESS, sendo definido como o valor do SOC final em cada ID, encontrado pelo AG; a coluna “pBat”

indica a posição correspondente à alocação do BESS (no caso atual barra 4 e fase A); e a coluna “ E_{TOT} ” mostra os valores das perdas de energia mínimas totais encontradas para a atuação do BESS escolhida pelo AG. Estas perdas são calculadas pelo somatório das energias perdidas através de efeito Joule em cada ID considerado e são calculadas de acordo com a Equação (4.6).

Tabela 7. Resultados otimizados para o caso I

<i>Bateria</i>	<i>SOC (%)</i>		<i>pBat</i>	<i>E_{TOT}</i> (kWh)
	<i>ID₁</i>	<i>ID₂</i>		
VRB	89,72	20,00	4A	2,90
Li-íon	90,00	20,00	4A	2,92

Após executado o AG para definir a atuação do SOC e a localização do BESS no sistema, é possível calcular os outros parâmetros abordados neste trabalho, capazes de descrever a atuação do BESS no SD.

A Tabela 8 e a Tabela 9 apresentam os resultados considerando as baterias de VRB e Li-íon, respectivamente. A coluna ID mostra o número do intervalo de demanda analisado i ; a coluna $E_{arm,i-1}$ representa a energia final armazenada na bateria no ID $i-1$, em kWh, que corresponde a energia inicial armazenada no ID i ; a coluna de ΔE corresponde aos valores da variação da energia interna entre o início e fim do ID i ; a coluna $E_{arm,i}$ é referente aos valores de energia armazenada no final do ID i , dada de acordo com o SOC desejado, estipulado pelo AG; a coluna de $P^{Bat,Sist'}$ mostra os valores de potência injetada no sistema duante a descarga, e de potência retirada do sistema, durante a carga; a coluna de P^{Bat} representa os valores da potência demandada pela bateria, após a dissipação de potência pela autodescarga, durante a carga, e a injetada no SD pela bateria antes da dissipação de potência por autodescarga, na descarga; a coluna de $P^{Útil}$ mostra a potência que efetivamente é armazenada, durante a carga e a fornecida pela bateria durante a descarga, responsáveis por produzir o SOC final estipulado pelo AG; as colunas de $P^{Perdas,Ef}$ e de $P^{Perdas,Aut}$ mostram os valores das perdas devido à eficiência de carga e de descarga e devido ao efeito da autodescarga, respectivamente.

Tabela 8. Resultados – BESS constituído por VRBs

<i>ID</i>	$E_{arm,i-1}$ (kWh)	ΔE (kWh)	$E_{arm,i}$ (kWh)	$P^{Bat,Sist'}$ (kW)	P^{Bat} (kW)	$P^{Útil}$ (kW)	$P^{Perdas,Ef}$ (kW)	$P^{Perdas,Aut}$ (kW)
1	2,00	6,97	8,97	7,34	7,34	6,97	0,37	0,00
2	8,97	-6,97	2,00	-6,62	-6,62	-6,97	0,35	0,00

Tabela 9. Resultados – BESS constituído por baterias de Li-íon

<i>ID</i>	$E_{arm,i-1}$ (kWh)	ΔE (kWh)	$E_{arm,i}$ (kWh)	$P^{Bat,sist'}$ (kW)	P^{Bat} (kW)	$P^{Útil}$ (kW)	$P^{Perdas,Ef}$ (kW)	$P^{Perdas,Aut}$ (kW)
1	1,80	6,30	8,10	6,81	6,63	6,30	0,33	0,18
2	8,10	-6,30	1,80	-5,83	-5,99	-6,30	0,32	0,16

Nas análises econômicas relativas ao investimento de alocação do BESS é considerado um horizonte de planejamento de 15 anos e uma taxa de juros anual de 10%. O valor do horizonte de planejamento foi escolhido de forma arbitrária, de modo a exemplificar a análise proposta, entretanto é condizente com os valores nominais de ciclo de vida das VRBs e das baterias de Li-íon, quando se considera que elas apresentam, aproximadamente, um ciclo de descarga por dia. A análise de viabilidade econômica apresentada neste trabalho é bastante simples e consiste em mostrar que podem haver situações em que o custo da bateria alocada pode ser compensado ao longo dos anos, porém depende diretamente do custo das perdas.

A Tabela 10 mostra os resultados dos parâmetros para a análise econômica sobre o investimento, para cada um dos tipos de baterias consideradas. A primeira coluna é referente a variação das perdas de energia provocadas pela alocação do BESS, durante o tempo de atuação do sistema, correspondente a 2 h; a segunda coluna mostra o valor percentual da redução das perdas totais de energia no SD, calculados de acordo com a Equação (5.1); por último, a terceira coluna mostra os valores de k_R , em percentual, encontrados para cada caso, definido na Equação (3.27), referente à condição atual para a avaliação da viabilidade econômica da alocação do BESS.

$$PET = \frac{PET_A - PET_0}{PET_0} \times 100 \quad \% \quad (5.1)$$

Em que:

PET_A representa as perdas de energia totais do caso atual reduzidas, considerando a alocação de BESS;

PET_0 são as perdas de energia totais do caso base, sem nenhum BESS, que neste caso exemplo são de 3,09 kWh.

Tabela 10. Parâmetros para análise de viabilidade econômica

BESS	$PET_A - PET_0$ (kWh)	PET (%)	k_R
VRB	-0,19	-6,15	0,158
Li-íon	-0,17	-5,82	0,177

Como a variação das perdas totais de energia é dada em duas horas de atuação do sistema, em um dia, considerando que essas condições se mantiveram nas demais horas, o valor deve ser multiplicado por 12, para definir as 24 horas do dia, lembrando que esta análise é bem simplificada pois considera que as perdas serão iguais nos outros intervalos. Deste modo, o cálculo do valor de k_R para o BESS composto de VRBs, de acordo com a Equação (3.27), é feito da seguinte forma:

$$k_R = \frac{10}{0,19 \times 12 \times 365 \times \frac{(1 + 0,10)^{15} - 1}{0,10 \times (1 + 0,10)^{15}}} \times 100 = 0,158$$

Conforme já explicado, duas condições devem ser satisfeitas para que a alocação seja vantajosa neste sistema: a primeira é referente a redução percentual das perdas, que compreende um valor negativo de PET ; a segunda é referente ao fator k_R dado para cada caso estudado, que deve ser menor que o fator k_C , definido na Equação (3.26) como sendo a relação entre o custo unitário de perdas e o preço unitário do banco de baterias, ou seja, o preço por unidade de capacidade instalada (C_P/C_{bat}).

Para este caso exemplo, a primeira condição é atendida. Já a segunda condição precisa ser analisada, pois a relação C_P/C_{bat} não é constante e depende dos preços atuais do mercado. A Tabela 11 mostra eventuais custos de energia, encontrados em ZHANG *et al.* (2017). Na primeira linha são indicados valores de custo unitário das perdas de energia (C_p) e na primeira coluna, preços unitários de capacidade do BESS (C_{bat}), encontrados no mercado, ambos dados em

\$/kWh, relacionando-os entre si (dividindo um pelo outro), através do fator k_C , em percentual (ou seja, multiplicado por 100%). Deste modo, o primeiro valor da tabela, corresponde ao valor de C_p da primeira coluna dividido pelo valor de C_{bat} da primeira linha; ou seja, de maneira geral, o valor localizado na coluna n , linha m , corresponde ao custo C_p da coluna n dividido pelo custo C_{bat} da linha m , multiplicado por 100%. Os valores destacados em azul, representam valores em que $k_R < k_C$ para este caso de alocação de BESS de VRBs, os quais simbolizam situações onde a alocação é viável economicamente.

Tabela 11. Valores de k_C , em percentual

		<i>Custo unitário das perdas (C_p), em \$/kWh</i>							
		<i>0,11</i>	<i>0,13</i>	<i>0,15</i>	<i>0,26</i>	<i>0,30</i>	<i>0,35</i>	<i>0,40</i>	<i>0,50</i>
<i>Preço do kWh de BESS instalado (C_{bat}), em \$/kWh</i>	<i>150,00</i>	0,0733	0,0867	0,1000	0,1733	0,2000	0,2333	0,2667	0,3333
	<i>250,00</i>	0,0440	0,0520	0,0600	0,1040	0,1200	0,1400	0,1600	0,2000
	<i>350,00</i>	0,0314	0,0371	0,0429	0,0743	0,0857	0,1000	0,1143	0,1429
	<i>450,00</i>	0,0244	0,0289	0,0333	0,0578	0,0667	0,0778	0,0889	0,1111
	<i>550,00</i>	0,0200	0,0236	0,0273	0,0473	0,0545	0,0636	0,0727	0,0909
	<i>650,00</i>	0,0169	0,0200	0,0231	0,0400	0,0462	0,0538	0,0615	0,0538
	<i>750,00</i>	0,0147	0,0173	0,0200	0,0347	0,0400	0,0467	0,0533	0,0667
	<i>850,00</i>	0,0129	0,0153	0,0176	0,0306	0,0353	0,0412	0,0471	0,0588
	<i>1000,00</i>	0,0110	0,0130	0,0150	0,0260	0,0300	0,0350	0,0400	0,0500
	<i>1500,00</i>	0,0073	0,0087	0,0100	0,0173	0,0200	0,0233	0,0267	0,0333
	<i>2000,00</i>	0,0055	0,0065	0,0075	0,0130	0,0150	0,0175	0,0200	0,0250

De modo a facilitar o entendimento, três situações distintas podem ser analisadas: $k_R < k_C$, $k_R > k_C$ e $k_R = k_C$.

A primeira situação, em que $k_R < k_C$, representa aquela em que a alocação é viável economicamente, ou seja, o valor do investimento inicial de alocação de BESS é compensado ao longo dos anos pela diminuição de custos com perdas. Como exemplo, para a alocação de BESS constituídos por VRBs, de E_{nom} de 10kWh, que apresenta um k_R de 0,1580, tomemos o valor de k_C de 0,2667 na Tabela 11, que corresponde a C_p de \$0,40/kWh e C_{bat} de \$150,00/kWh. De acordo com a Equação (3.18), o custo inicial do investimento de alocação do BESS é:

$$CB_0 = \frac{\$150,00}{kWh} \times 10 kWh = \$1500,00.$$

Como a variação das perdas totais de energia é dada em duas horas de atuação do sistema, em um dia, o valor da economia anual trazido pelo BESS alocado, de acordo com a Equação (3.22) deve ser multiplicado por 12 (lembrando que é uma simplificação de análise pois considerou que as perdas se repetem), ao invés de 24, equivalendo a,

$$C_{\Delta P} = -0,19 kWh \times 12 \times 365 \times \frac{\$0,40}{kWh} = -\$332,88,$$

em que o sinal negativo representa uma redução do custo das perdas anualmente, orientado para cima, no fluxo de caixa mostrado na Figura 25 (a). De acordo com a Equação (3.23), a redução de custo encontrada, considerando o horizonte de planejamento de 15 anos, corresponde ao valor presente de

$$CE_{\Delta P} = -\$332,88 \times \frac{(1+0,10)^{15}-1}{0,10 \cdot (1+0,10)^{15}} = -\$2531,90,$$

representado na Figura 25 (b). Assim, como o valor de $CE_{\Delta P}$ equivale a um valor, em módulo, maior do que CB_0 , o investimento é vantajoso. É possível ainda, estimar em qual ano este investimento apresenta um retorno positivo, bastando apenas igualar o valor de $CE_{\Delta P}$, na Equação (3.23), a CB_0 , e encontrar o valor de N . Deste modo encontra-se que no 7º ano de operação do BESS no sistema, o investimento já apresenta um retorno positivo.

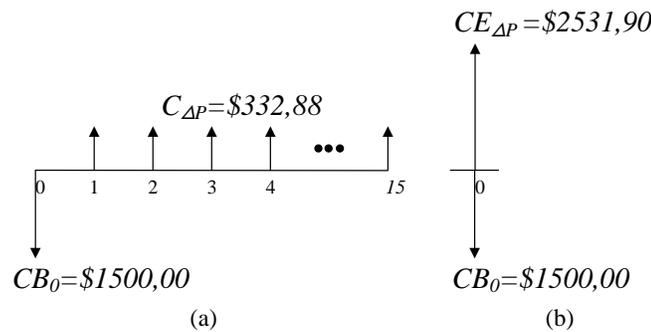


Figura 25. Fluxo de caixa para $k_R < k_C$

A segunda situação é aquela em que $k_R > k_C$, representando o caso em que a alocação não é viável economicamente, ou seja, o valor do investimento inicial de alocação de BESS não é compensado pela diminuição em custos de perdas ao longo dos anos. Novamente, para a alocação de BESS substituídos por VRBs, de E_{nom} de 10kWh, com um k_R de 0,1580, seja o k_C de 0,1143

na Tabela 11, correspondente a um C_p de \$0,40/kWh e C_{bat} de \$350,00/kWh. Neste caso, de acordo com a Equação (3.18), o custo inicial do investimento de alocação do BESS é:

$$CB_0 = \frac{\$350,00}{kWh} \times 10 kWh = \$3500,00.$$

O valor da economia anual trazido pelo BESS alocado, de acordo com a Equação (3.22) equivale a

$$C_{\Delta P} = -0,19 kWh \times 12 \times 365 \times \frac{\$0,40}{kWh} = -\$332,88.$$

Tal valor é representado no fluxo de caixa mostrado na Figura 26 (a). A redução do custo das perdas, de acordo com a Equação (3.23), corresponde ao valor presente de

$$CE_{\Delta P} = -\$332,88 \times \frac{(1+0,10)^{15}-1}{0,10 \cdot (1+0,10)^{15}} = -\$2531,90,$$

representado na Figura 26 (b). Deste modo, como o valor de $CE_{\Delta P}$, é menor, em módulo, do que CB_0 , a economia na redução de perdas trazida pelo BESS não compensa o custo inicial da alocação, e conseqüentemente, não é vantajosa.

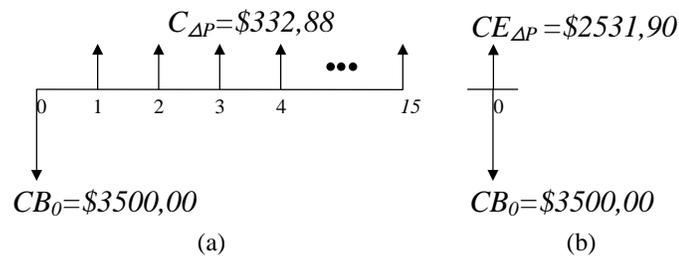


Figura 26. Fluxo de caixa para $k_R > k_C$

A última situação é aquela em que $k_C = k_R$, representando os casos em que a operação dos BESS, no horizonte de planejamento considerado de 15 anos, traz uma redução no custo das perdas o suficiente para compensar o custo inicial da alocação.

Verifica-se que o valor de k_R encontrado no caso exemplo para ambas alocações consideradas é inferior a alguns valores de k_C , mostrando que a segunda condição para a viabilidade econômica do investimento pode ser satisfeita para determinados preços de perdas e preços de capacidade instalada, e o investimento pode ser rentável, sob tais condições consideradas, no horizonte de planejamento de 15 anos.

5.2 CASO II - SIMULAÇÕES NO SISTEMA IEEE 34 BARRAS

Aplicou-se o método proposto no sistema IEEE 34 barras (“Resources | PES Test Feeder”, 1991) mostrado na Figura 27, onde apenas a numeração das barras foi modificada de modo a facilitar as análises. Todas as cargas são representadas como potência constante. O IEEE 34 barras se caracteriza por ser um sistema radial com longos alimentadores e grandes blocos de carga e, conseqüentemente, grandes quedas de tensão. Essas quedas de tensão são compensadas através de dois reguladores de tensão localizadas ao longo do sistema.

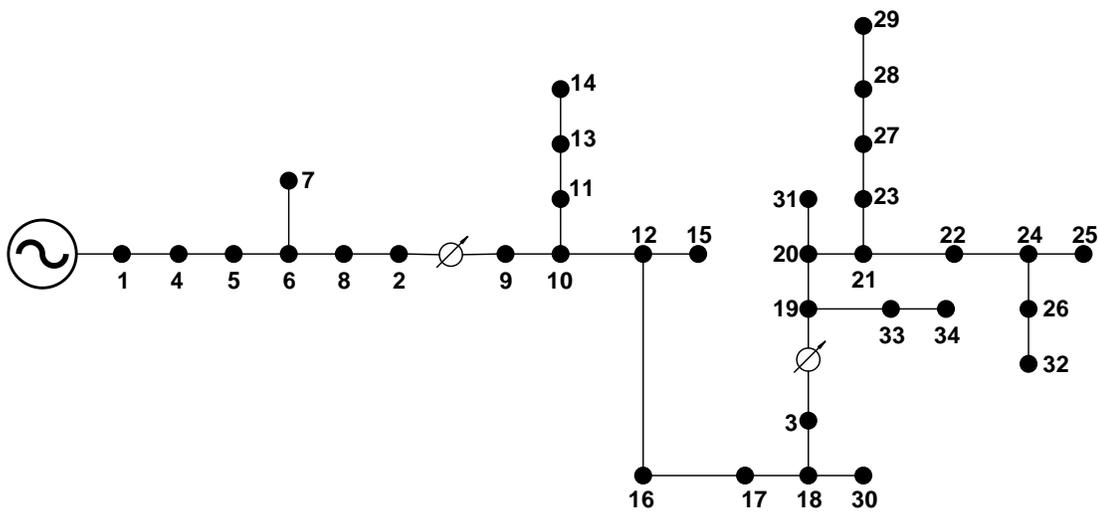


Figura 27. Sistema IEEE 34 barras

Para fins de representação de variações de carga durante o período de tempo analisado, em todas as cargas do sistema será aplicado um perfil de carga diário, como mostra a Figura 28. É considerado que o sistema opera durante um t_{tot} de 24 h e que a carga é discretizada em intervalos de demanda de 3 h. Assim, de acordo com a Equação (3.1), serão analisados 8 IDs. É estabelecido um fator multiplicador da carga (F), mostrado ao lado do gráfico, que é aplicado em todas as cargas do SD. No método proposto poderia ser considerada qualquer outra variação de carga durante o período analisado; entretanto usar o mesmo perfil para todas as cargas foi feito apenas por facilidade de definição e análise de resultados.

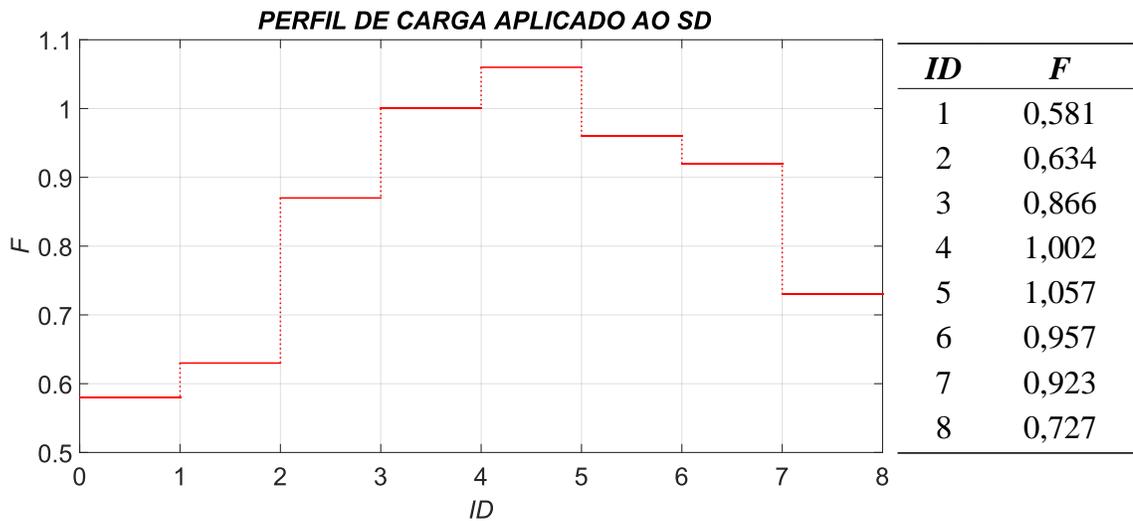


Figura 28. Perfil de carga do SD

Para fins de comparação com os outros testes que serão realizados define-se como caso base a execução do QSTS no sistema IEEE 34 barras, considerando o perfil de carga dado, sem a alocação de nenhum BESS.

Quando os reguladores de tensão estão desativados, a perda de energia em 24h é de 6522,00 kWh, a tensão mínima encontrada é de 0,669 p.u. no nó 34A no quinto ID, e a tensão máxima é de 1,050 p.u. no nó 1B, que corresponde à barra da SE do sistema. Quando os reguladores estão ativados, a perda total de energia durante o período de 24 h é reduzida para 5534,73 kWh e todas as tensões se encontram dentro dos limites aceitáveis, sendo o menor valor também no nó 34A e no quinto ID, com o valor de 0,921 p.u.. A Figura 29, Figura 30 e Figura 31 mostram o perfil das tensões nodais, considerando os reguladores ativados, para as fases A, B e C respectivamente, em todos os IDs considerados.

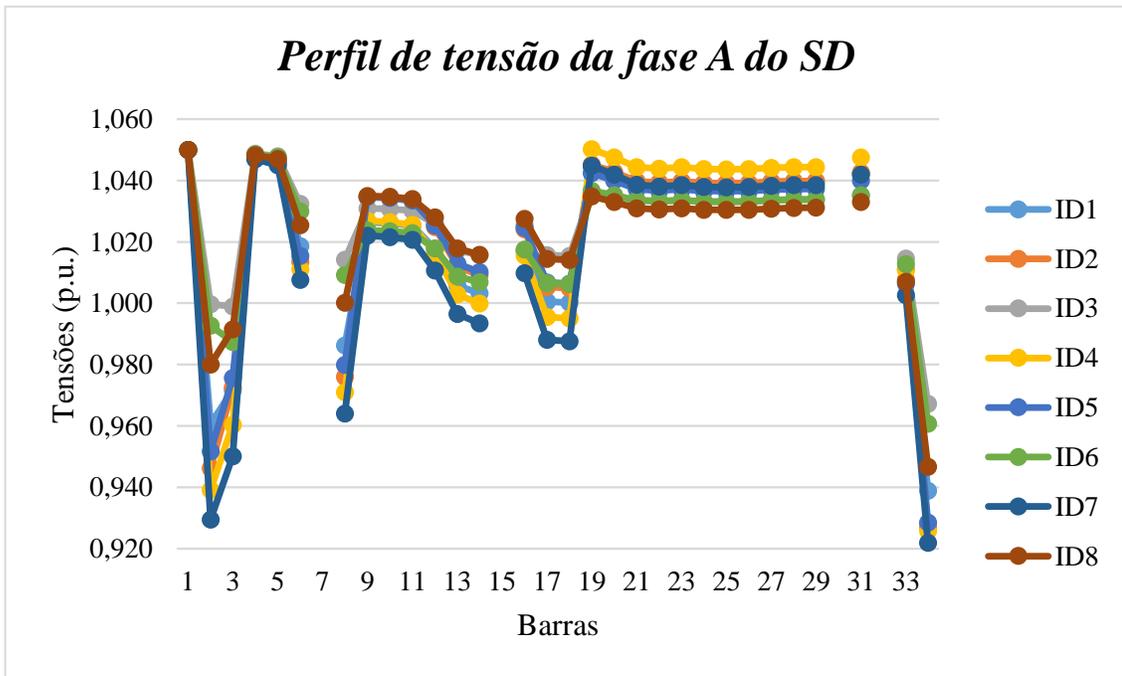


Figura 29. Perfil de tensão da fase A, com os reguladores ativados e sem BESS

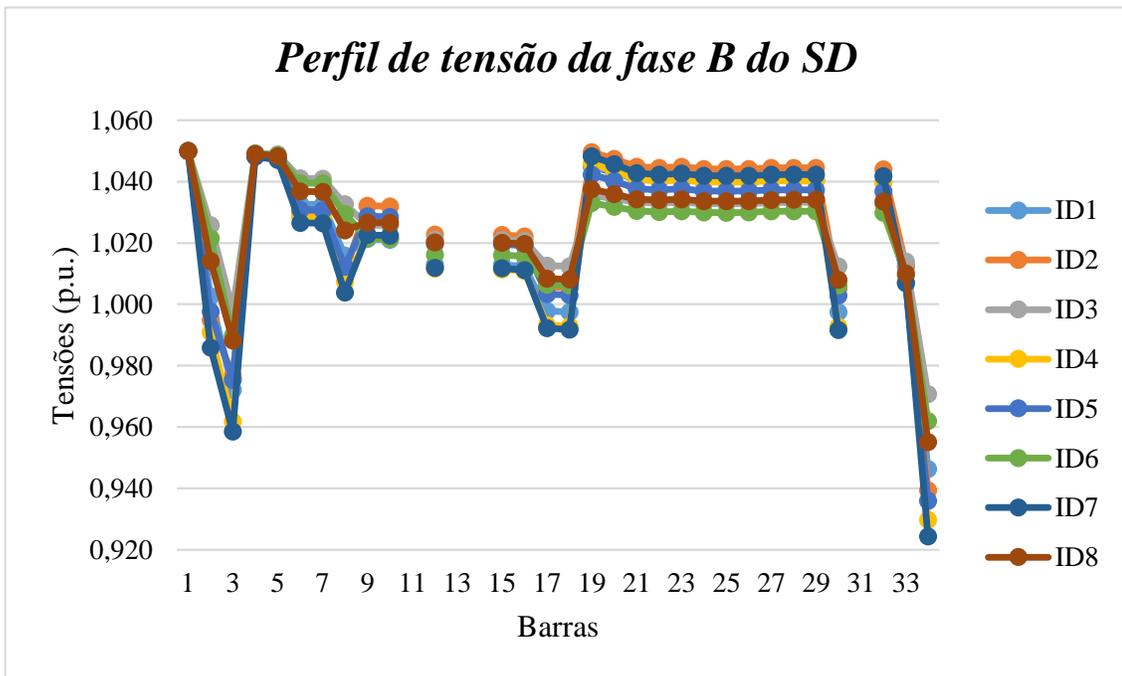


Figura 30. Perfil de tensão da fase B, com os reguladores ativados e sem BESS

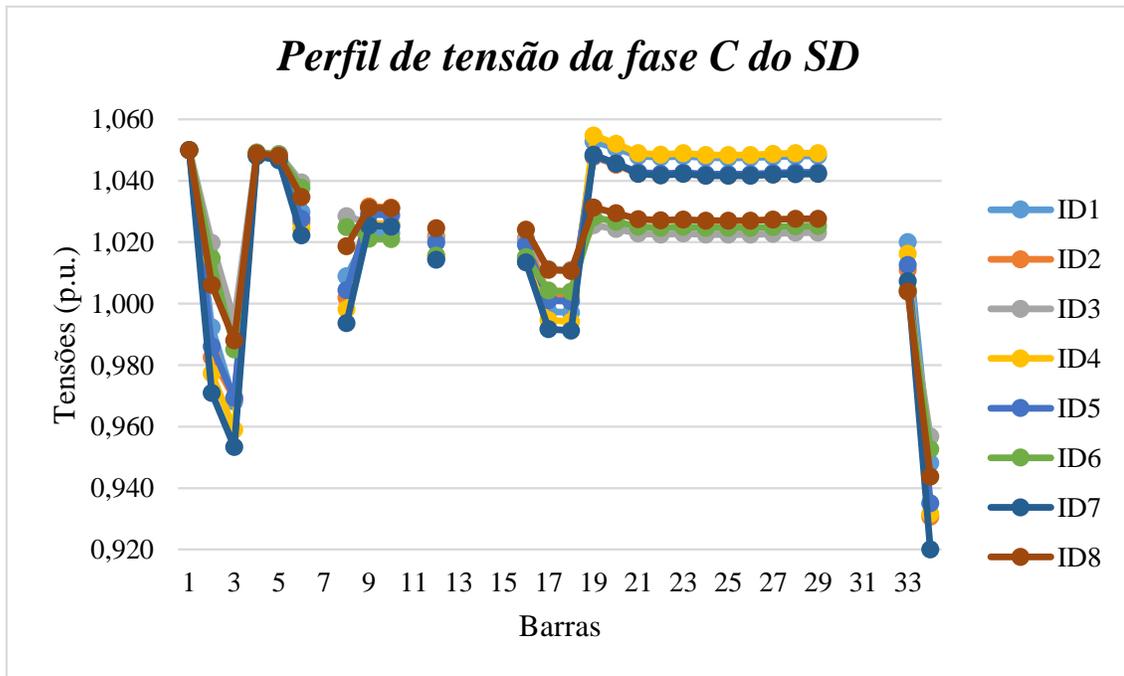


Figura 31. Perfil de tensão da fase C, com os reguladores ativados e sem BESS

Como foi discutido nos capítulos anteriores, as baterias de VRB e de Li-íon possuem características mais promissoras para serem utilizadas nos sistemas de potência. Desta forma, este estudo avalia o desempenho do método considerando BESS compostos por VRBs, com η_{int} nulo e eficiência de carga e de descarga (η_{bat}) de 95%, e por baterias de Li-íon, com η_{int} da ordem de 2% e η_{bat} de 95%. Os casos estudados considerando alocação de BESS de VRBs apresentam-se sumarizados na Tabela 12 e de Li-íon na Tabela 13.

Tabela 12. Casos estudados com BESS de VRB

<i>Casos</i>	<i>Tipo de bateria</i>	<i>Reguladores</i>	<i>E_{nom} (kWh)</i>	<i>nBat</i>
A.1	VRB	Sim	50	1
A.2	VRB	Sim	50	2
A.3	VRB	Sim	50	3
A.4	VRB	Sim	50	4
A.5	VRB	Sim	50	5
A.6	VRB	Sim	100	1
A.7	VRB	Sim	100	2
A.8	VRB	Sim	100	3
A.9	VRB	Sim	100	4
A.10	VRB	Sim	100	5
A.11	VRB	Não	50	1
A.12	VRB	Não	100	1

Tabela 13. Casos estudados com BESS de baterias de Li-íon

<i>Casos</i>	<i>Tipo de bateria</i>	<i>Reguladores</i>	<i>E_{nom} (kWh)</i>	<i>nBat</i>
B.1	Li-íon	Sim	50	1
B.2	Li-íon	Sim	50	2
B.3	Li-íon	Sim	50	3
B.4	Li-íon	Sim	50	4
B.5	Li-íon	Sim	50	5
B.6	Li-íon	Sim	100	1
B.7	Li-íon	Sim	100	2
B.8	Li-íon	Sim	100	3
B.9	Li-íon	Sim	100	4
B.10	Li-íon	Sim	100	5
B.11	Li-íon	Não	50	1
B.12	Li-íon	Não	100	1

Nota-se que são simulados casos semelhantes para cada tipo de bateria que compõe o BESS. Ressalta-se que para os objetivos de estudo aqui propostos, as VRBs se diferem das baterias de Li-íon apenas no valor das perdas devido ao efeito de autodescarga,

Será analisada a alocação de 1, 2, 3, 4 e 5 BESS no sistema, com capacidade nominal de 50 kWh ou 100 kWh; também será analisada a alocação de baterias considerando o impacto do uso dos reguladores de tensão no sistema, através da comparação entre os casos A.1 e A.11, A.6 e A.12 com as VRBs, e B.1 e B.11, B.6 e B.12 com as baterias de Li-íon. Ressalta-se que quando os reguladores de tensão são desativados, as restrições de tensão não são consideradas pois o sistema apresenta grandes quedas de tensões que não podem ser corrigidas apenas com a alocação das baterias definidas para alocação. Nas situações onde os reguladores são considerados, os valores limites das tensões nodais no sistema de distribuição são fixados entre 0,92 e 1,05 p.u. como restrições no processo de otimização.

Em todos os casos considerados, as baterias alocadas são monofásicas, possuem limites mínimo e máximo de SOC de 20 e 90%, respectivamente, e se encontram inicialmente com a energia mínima permitida (no caso, 20%). É considerado também que a potência nominal dos BESS é suficiente para carregar completamente a bateria em um intervalo de 1h.

Para a alocação dos BESS, todas as barras e todas as fases são consideradas como candidatas a receberem as baterias.

Assim, com o objetivo de reduzir as perdas no sistema serão determinados os locais de instalação e a atuação do SOC recomendado para as baterias. Após a aplicação do método de otimização proposto, será também realizada uma análise de investimentos simplificada a respeito dos BESS indicados pelo AG para alocação, de modo a definir as condições necessárias, para que a instalação dos BESS apresente um retorno positivo economicamente.

Na próxima seção serão apresentados resultados para os casos propostos e nas seções seguintes serão feitas comparações e análises entre casos.

5.2.1 Resultados dos casos propostos

Os resultados de atuação do SOC de cada caso simulado considerando o BESS composto por VRBs com E_{nom} de 50 kWh ou 100 kWh (casos A) são apresentados em forma de gráficos na Figura 32. Para os casos de BESS constituídos por baterias de Li-íon com E_{nom} de 50 kWh ou 100 kWh (casos B), os resultados da atuação do SOC se encontram na Figura 33. Este gerenciamento, associado à definição da localização de cada BESS, cujos resultados serão apresentados na

sequência, levaram a situações de redução de perdas no sistema de distribuição em cada caso estudado. É importante ressaltar que, como o AG é um método de otimização metaheurístico, a solução encontrada implica na redução de perdas no sistema, porém não garante a otimalidade. Ou seja, a solução encontrada pelo AG reduz as perdas, mas não há garantia de que seja um ótimo global, nem mesmo um ótimo local.

Com relação ao SOC escolhido pelo AG, nota-se que houve uma preferência para que os BESS carregassem até próximo do limite máximo permissível, de 90%, antes da ocorrência do pico de carga, no ID 5. A partir deste intervalo, os BESS começam a se descarregar, de modo a ajudar a geração local no atendimento à demanda. Este comportamento pode ser observado, de modo geral, em todos os casos considerados.

Os resultados de localização dos BESS em cada caso, bem como o valor das perdas totais no SD obtidas, com sua respectiva redução percentual, são apresentados na Tabela 14 para VRBs e na Tabela 15 para baterias de Li-íon. A primeira coluna indica o caso considerado; a segunda coluna, referente a $pBat$, indica os nós de conexões dos BESS alocados no sistema de cada caso; a terceira coluna indica o valor das perdas totais de energia do sistema, considerando a alocação dos BESS, dadas em kWh, representadas por E_{TOT} , que conforme já explicado são dadas pelo somatório da energia perdida através do efeito Joule em cada ID considerado, calculada de acordo com a Equação (4.6); a quarta coluna indica a variação da energia perdida em relação ao caso base, em kWh; a quinta coluna é referente ao valor percentual da redução das perdas totais de energia no SD, calculados de acordo com a Equação (5.1); a última coluna apresenta os valores de k_R , Equação (3.27), calculados para cada caso, considerando um horizonte de planejamento de 15 anos, a uma taxa de juros anual de 10%.

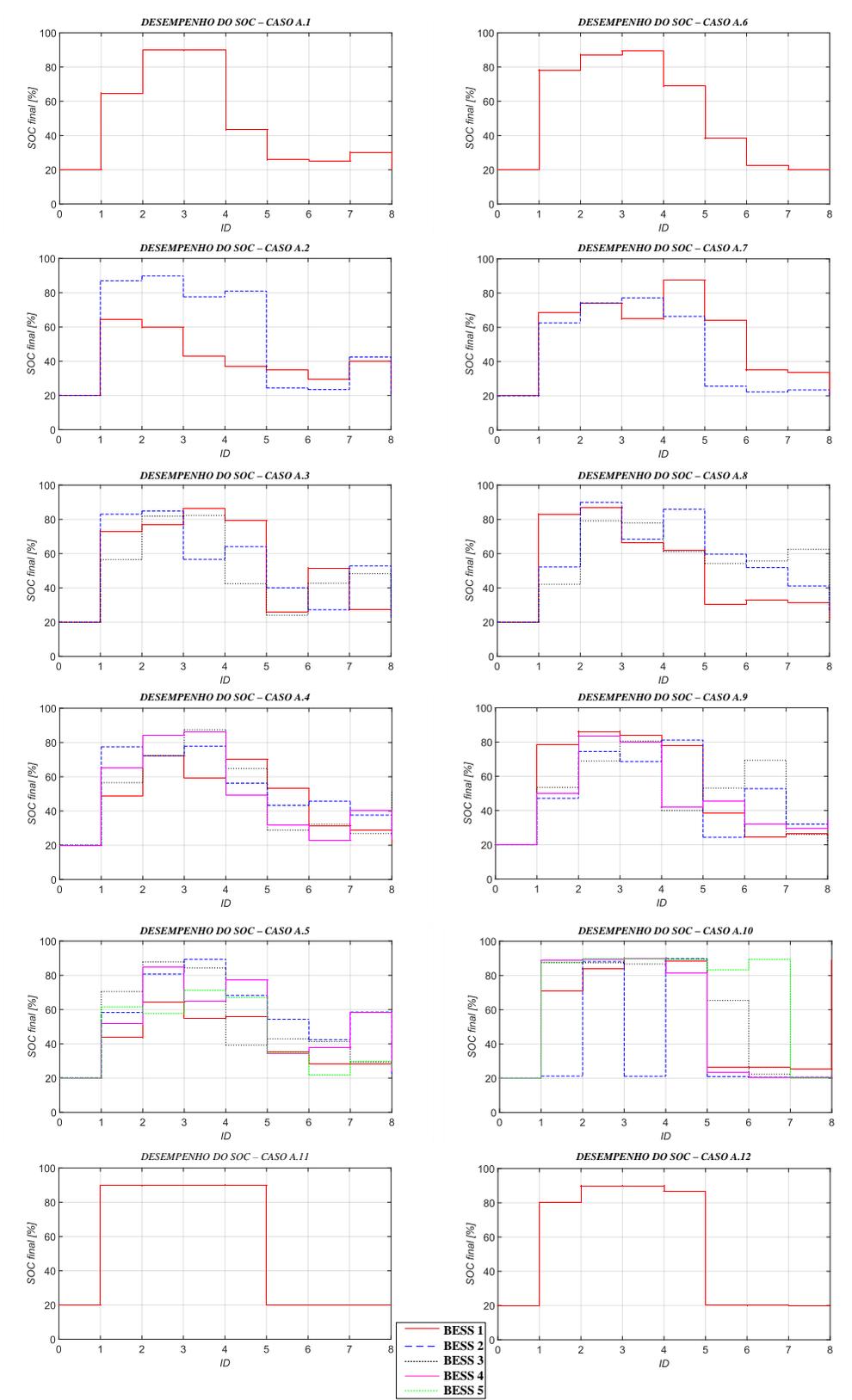


Figura 32. Resultados de SOC – BESS de VRBs

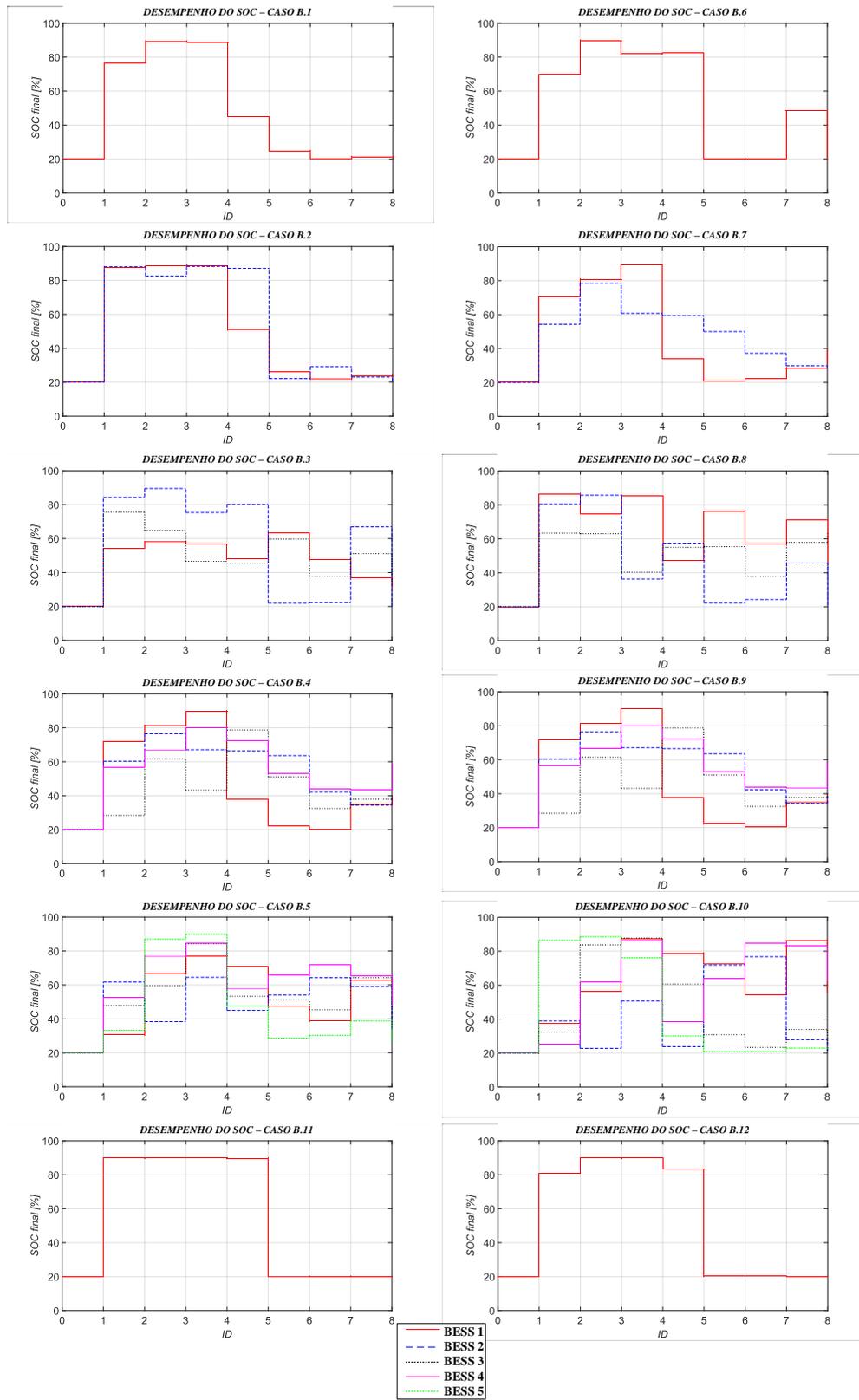


Figura 33. Resultados de SOC - BESS de baterias de Li-íon

Tabela 14. Resultados gerais para os casos de BESS de VRBs

<i>Caso</i>	<i>pBat</i>	<i>E_{TOT}</i> (kWh)	<i>PET_A – PET₀</i> (kWh)	<i>PET</i> (%)	<i>k_R</i> (%)
A.1	34B	5523,45	-11,28	-0,204	0,159
A.2	20B, 34C	5519,89	-14,84	-0,269	0,243
A.3	34A, 24C, 34B	5511,94	-22,80	-0,414	0,237
A.4	34A, 34A, 34A, 34C	5509,65	-25,08	-0,455	0,287
A.5	34A, 34B, 33B, 34C, 34A	5507,61	-27,13	-0,493	0,332
A.6	34C	5522,78	-11,96	-0,216	0,300
A.7	26C, 27A	5517,08	-17,66	-0,319	0,408
A.8	34A, 29C, 19B	5512,83	-21,91	-0,396	0,493
A.9	25A, 26A, 23A, 26A	5507,42	-27,32	-0,496	0,528
A.10	4C, 27A, 3A, 29A, 3A	5500,88	-33,85	-0,615	0,532
A.11	34B	6501,25	-20,75	-0,318	0,087
A.12	34B	6510,47	-37,44	-0,574	0,096

Tabela 15. Resultados gerais para os casos de BESS de baterias de Li-íon

<i>Caso</i>	<i>pBat</i>	<i>E_{TOT}</i> (kWh)	<i>PET_A – PET₀</i> (kWh)	<i>PET</i> (%)	<i>k_R</i> (%)
B.1	34B	5531,11	-3,63	-0,066	0,497
B.2	18B, 17 ^a	5530,95	-3,78	-0,068	0,952
B.3	4B, 9C, 4B	5531,19	-3,54	-0,064	1,526
B.4	9B, 4C, 1A, 4C	5533,32	-1,42	-0,026	5,091
B.5	1C, 1A, 1A, 1C, 2B	5533,74	-0,99	-0,018	9,082
B.6	8C	5530,75	-3,99	-0,072	0,904
B.7	6B, 4C	5532,91	-1,82	-0,033	3,954
B.8	4C, 8C, 5B	5533,05	-1,69	-0,031	6,398
B.9	8B, 4C, 1A, 4C	5534,22	-0,52	-0,009	27,878
B.10	1A, 1A, 4A, 1B, 15B	5534,26	-0,47	-0,009	38,097
B.11	34B	6510,47	-11,53	-0,177	0,156
B.12	34B	6502,98	-19,02	-0,292	0,189

Analisando os resultados é notória a diferença entre a localização indicada pelo método para os BESS de VRBs, representados nos casos “A”, e os BESS de Li-íon, tratados nos casos

“B”, em que estes últimos apresentaram alocações próximas da geração do sistema. Esperava-se alocações diferentes entre os casos A e B, primeiro devido ao próprio processo do AG que é metaheurístico, e também devido a diferença das baterias de Li-íon terem perdas por autodescarga. Porém, é possível encontrar esse resultado com o método proposto visto a utilização de AG no processo de otimização que não garante ótimo global. De modo a facilitar a discussão a respeito da análise de viabilidade econômica tratada nesta seção, a Tabela 11 que indica na primeira linha os valores do custo unitário das perdas de energia (C_p) e na primeira coluna preços unitários de capacidade do BESS (C_{bat}), encontrados no mercado, ambos dados em $\$/kWh$, relacionados entre si, através do fator k_C , em percentual, é reproduzida aqui. Vale lembrar que o caso apresenta uma condição viável economicamente quando o valor do seu respectivo k_R for menor do que os valores de k_C , que podem variar conforme a situação de mercado, mas que para exemplificar são reproduzidos na Tabela 16. Para exemplificar, os valores destacados em azul, apresentam as condições de C_p e C_{bat} que indicam uma alocação viável economicamente para o caso A.11.

Tabela 16. Valores de k_C , em percentual

		<i>Custo unitário das perdas (C_p), em $\\$/kWh$</i>							
		<i>0,11</i>	<i>0,13</i>	<i>0,15</i>	<i>0,26</i>	<i>0,30</i>	<i>0,35</i>	<i>0,40</i>	<i>0,50</i>
<i>Preço do kWh de BESS instalado (C_{bat}), em $\\$/kWh$</i>	<i>150,00</i>	0,0733	0,0867	0,1000	0,1733	0,2000	0,2333	0,2667	0,3333
	<i>250,00</i>	0,0440	0,0520	0,0600	0,1040	0,1200	0,1400	0,1600	0,2000
	<i>350,00</i>	0,0314	0,0371	0,0429	0,0743	0,0857	0,1000	0,1143	0,1429
	<i>450,00</i>	0,0244	0,0289	0,0333	0,0578	0,0667	0,0778	0,0889	0,1111
	<i>550,00</i>	0,0200	0,0236	0,0273	0,0473	0,0545	0,0636	0,0727	0,0909
	<i>650,00</i>	0,0169	0,0200	0,0231	0,0400	0,0462	0,0538	0,0615	0,0538
	<i>750,00</i>	0,0147	0,0173	0,0200	0,0347	0,0400	0,0467	0,0533	0,0667
	<i>850,00</i>	0,0129	0,0153	0,0176	0,0306	0,0353	0,0412	0,0471	0,0588
	<i>1000,00</i>	0,0110	0,0130	0,0150	0,0260	0,0300	0,0350	0,0400	0,0500
	<i>1500,00</i>	0,0073	0,0087	0,0100	0,0173	0,0200	0,0233	0,0267	0,0333
	<i>2000,00</i>	0,0055	0,0065	0,0075	0,0130	0,0150	0,0175	0,0200	0,0250

5.2.2 Comparação entre os casos A.1 até A.5 e A.6 até A.10

Através da análise dos casos A.1, A.2, A.3, A.4 e A.5, em que são consideradas alocações de 1, 2, 3, 4 e 5 BESS com capacidade nominal de 50kWh cada, nota-se que o aumento da quantidade de BESS instalados implica em maiores reduções de perdas no sistema. A Tabela 17 mostra os valores de perdas de energia encontrados em cada componente do circuito, sendo a primeira coluna correspondente ao caso analisado; a segunda coluna, $E_{TOT,LIN}$, representa o valor do somatório das perdas de energia de cada linha, em cada ID considerado, calculado pela Equação (2.5) multiplicada por Δt , que no caso equivale a 3 h; a terceira coluna, $E_{TOT,BAT}$ representa o valor do somatório das perdas de energia totais dos BESS alocados; as outras colunas mostram os valores das perdas de energia totais obtidas em cada BESS alocado em cada caso, calculadas pelo somatório das Equações (3.13) e (3.14), multiplicados também por Δt . É possível notar que o aumento da quantidade de BESS provoca uma redução de perdas nas linhas, porém o valor do somatório das perdas de energia total dos BESS, devido ao processo de carga e de descarga, calculados individualmente a partir das Equações (3.10) e (3.12) aumentam.

Tabela 17. Resultados de perdas de energia – casos A.1 até A.5

<i>Caso</i>	$E_{TOT,LIN}$ (kWh)	$E_{TOT,BAT}$ (kWh)	<i>Perdas em cada BESS (kWh)</i>				
			<i>BESS 1</i>	<i>BESS2</i>	<i>BESS3</i>	<i>BESS4</i>	<i>BESS5</i>
A.1	5519,59	3,86	3,86	-	-	-	-
A.2	5512,43	7,45	2,75	4,71	-	-	-
A.3	5511,94	13,94	4,64	4,96	4,35	-	-
A.4	5494,94	14,71	3,19	3,23	4,09	4,19	-
A.5	5489,42	18,19	2,21	4,32	3,46	5,11	3,08

Os casos que consideram BESS com E_{nom} de 100 kWh, representados nos casos A.6, A.7, A.8, A.9 e A.10, apresentam um comportamento semelhante, como mostra a Tabela 18, em que o aumento da quantidade de BESS alocados no sistema implica uma maior redução das perdas de energia totais. Nota-se também que o aumento da quantidade de BESS alocados no sistema implica em menores valores de $E_{TOT,LIN}$, porém em maiores valores de $E_{TOT,BAT}$.

mostrando que a alocação considerada não apresenta um retorno positivo ao longo dos anos para nenhum valor de custo de perdas e de baterias apresentados.

5.2.3 Comparação entre os casos A.1, A.11 e A.6, A.12

Nos casos A.1 e A.11, A.6 e A.12 define-se a alocação de BESS com E_{nom} de 50 ou de 100kWh, constituídos pelo mesmo tipo de bateria (VRBs, as quais apresentam perdas nulas), porém, nos casos A.1 e A.6 considera-se a atuação dos reguladores de tensão durante a otimização, e nos caso A.11 e A.12, desativa-se os reguladores. Assim, pode-se comparar o impacto dos reguladores de tensão na alocação dos BESSs e também nas perdas do sistema.

Nestes dois casos os resultados para a operação das baterias em relação aos SOCs encontrados pelo AG foram semelhantes, os BESSs atuaram de acordo com a variação da carga do sistema. Ou seja, a medida que a carga do sistema foi aumentando, os BESSs se carregaram; quando o pico de carga ocorreu, os BESS começaram a descarregar atuando em conjunto com a geração local.

A alocação dos BESS nos quatro casos considerados ocorreu na barra 34, barra que apresenta a maior carga do sistema, se diferindo apenas na fase de conexão.

É possível notar que, considerando os reguladores desativados, a alocação de BESS de E_{nom} de 100 kWh (caso A.11) apresentou uma maior redução de perdas do que o BESS de E_{nom} de 50 kWh (caso A.12).

Além disso, a redução percentual das perdas é mais evidente quando os reguladores se encontram desativados, como pode ser visto a partir da comparação entre os casos A.1 e A.11, A.6 e A.12, mostrando que os reguladores são capazes de corrigir a tensão de forma mais eficiente do que as baterias neste caso. Os gráficos da Figura 35 e Figura 36 mostram os valores de tensão da fase A, para cada um dos IDs considerados, dos casos A.1 e A.11, respectivamente; os gráficos da Figura 37 e Figura 38 mostram os valores de tensão da fase A, para cada um dos IDs considerados, dos casos A.6 e A.12. respectivamente.

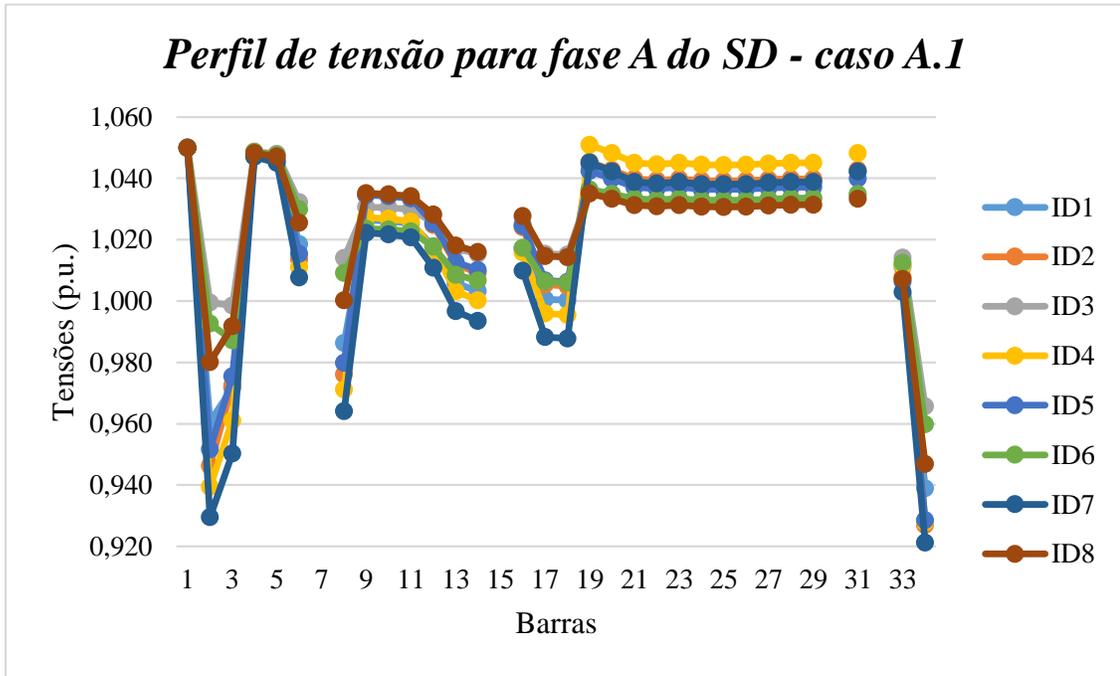


Figura 35. Perfil de tensão da fase A, caso A.1

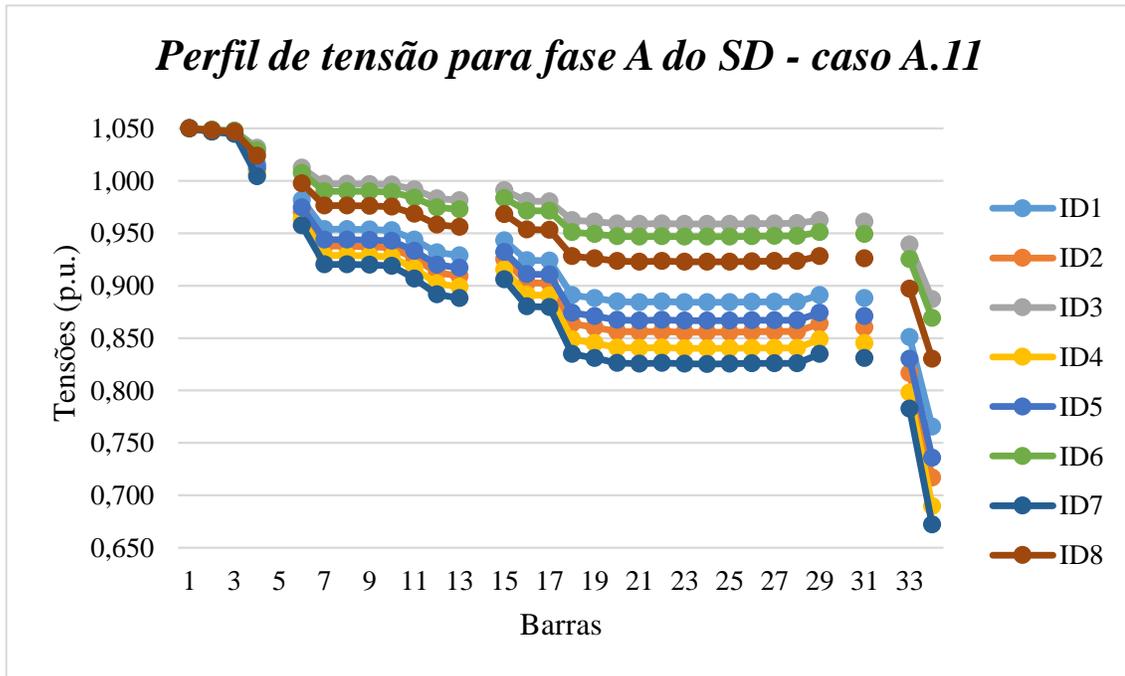


Figura 36. Perfil de tensão da fase A, caso A.11

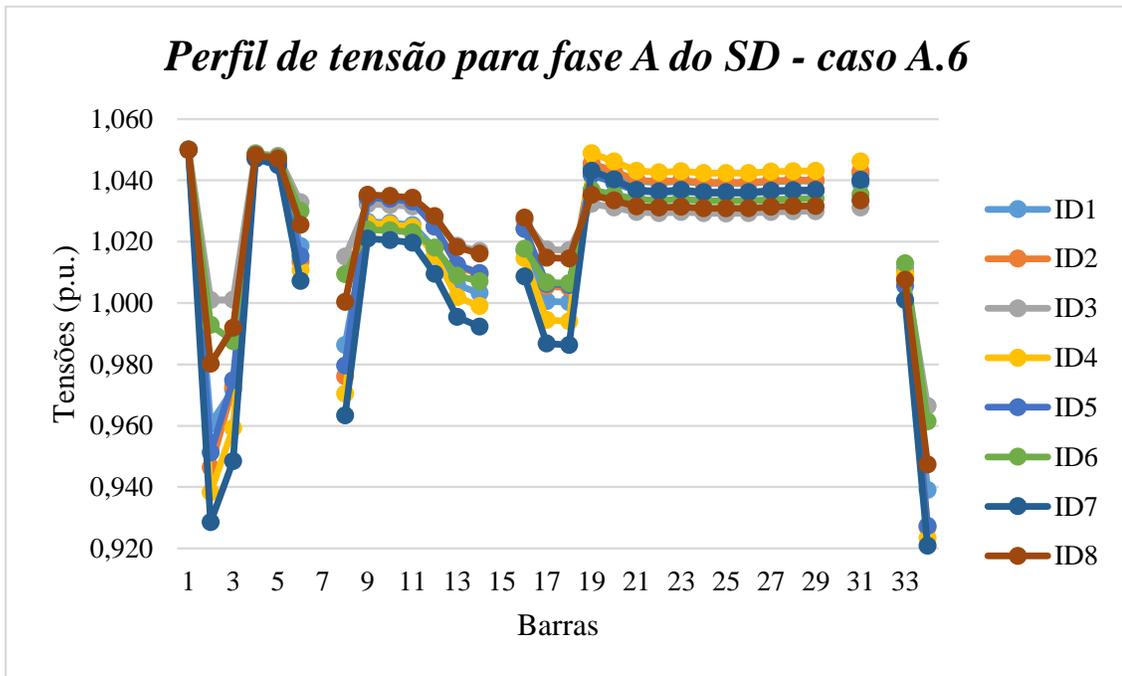


Figura 37. Perfil de tensão da fase A, caso A.6

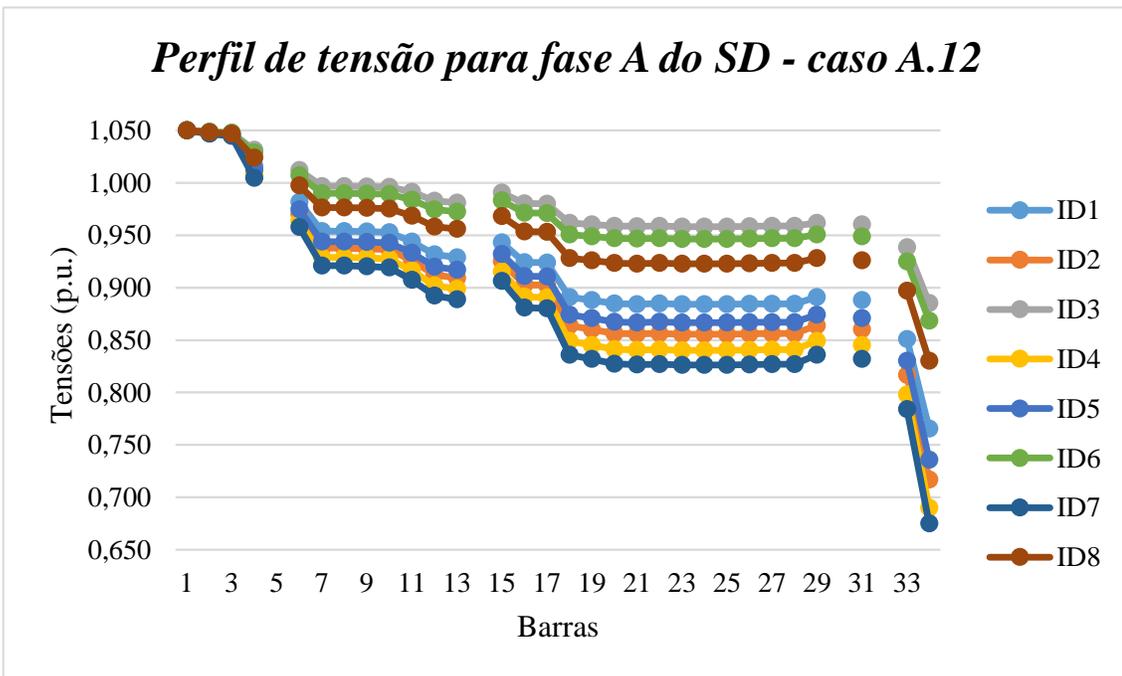


Figura 38. Perfil de tensão da fase A, caso A.12

Com relação ao estudo simplificado da viabilidade econômica, os valores de k_R apresentados para os casos A.11 e A.12, de 0,087 e 0,096, apresentam, de acordo Tabela 11, diversos valores de C_{bat} e de C_p que correspondem a um k_C inferior a k_R , fazendo com que a

alocação dos BESS seja compensada ao longo do horizonte de 15 anos considerado. Porém, tensões abaixo dos limites recomendados pela norma não são indicadas. Portanto, para este caso, não se recomenda operar com os reguladores de tensão desativados, mesmo com a presença de baterias operando de forma adequada para o sistema.

5.2.4 Comparação entre os casos B.1 até B.12

De uma maneira geral, a redução de perdas de energia provocada pelos BESS constituídos de Li-íon, tratados nos casos “B”, foram bem menores, quando comparadas aos casos apresentados de BESS constituídos de VRBs. A Tabela 19 mostra os resultados de perdas de energia nas linhas e nos BESS de E_{nom} de 50 kWh, representados nos casos B.1 a B.5; a Tabela 20 mostra os mesmos resultados para os BESS de E_{nom} de 100 kWh, representados nos casos B.6 a B.10.

Tabela 19. Resultados de perdas de energia – casos B.1 até B.5

<i>Caso</i>	<i>E_{TOT,LIN}</i> (kWh)	<i>E_{TOT,BAT}</i> (kWh)	<i>Perdas em cada BESS (kWh)</i>				
			<i>BESS 1</i>	<i>BESS2</i>	<i>BESS3</i>	<i>BESS4</i>	<i>BESS5</i>
B.1	5506,04	25,07	25,07	-	-	-	-
B.2	5474,86	56,10	27,79	28,31	-	-	-
B.3	5440,58	90,62	28,83	31,50	30,29	-	-
B.4	5415,25	118,07	29,44	29,05	30,31	29,28	-
B.5	5385,19	148,55	29,73	30,57	30,32	29,80	28,14

Tabela 20. Resultados de perdas de energia – casos B.6 até B.10

<i>Caso</i>	<i>E_{TOT,LIN}</i> (kWh)	<i>E_{TOT,BAT}</i> (kWh)	<i>Perdas em cada BESS (kWh)</i>				
			<i>BESS 1</i>	<i>BESS2</i>	<i>BESS3</i>	<i>BESS4</i>	<i>BESS5</i>
B.6	5471,64	59,11	59,11	-	-	-	-
B.7	5415,25	117,66	59,29	58,37	-	-	-
B.8	5349,88	183,16	63,81	60,22	59,13	-	-
B.9	5299,13	235,09	57,82	58,10	60,61	58,56	-
B.10	5229,85	304,41	61,32	63,08	60,67	62,37	56,97

Nota-se que para ambos valores de capacidades nominais, a medida que a quantidade de BESS alocados no SD aumenta, o valor das respectivas perdas internas também aumenta. Com isso, como mostrou a Tabela 15, através dos casos B.1 e B.6, a redução de perdas de energia no SD foi maior para dois BESS alocados, considerando E_{nom} de 50 kWh cada e para apenas um BESS alocado de 100 kWh. É importante destacar que os casos B.9 e B.10, que consistem na alocação de quatro e cinco BESS de 100 kWh, cada, foi capaz de reduzir as perdas do sistema de modo irrisório, podendo ser visto como um indicativo de que a alocação das baterias em um SD deve ser realizada de forma cuidadosa, pois pode propiciar uma piora no desempenho do sistema.

Os resultados apresentados consistem apenas em uma possível solução para o problema, sem garantia de uma solução ótima local, nem tanto global, característica do uso do AG.

Os casos B.11 e B.12, que consideraram a alocação de BESS sem os reguladores de tensão, apresentaram maiores reduções de perdas quando comparados aos casos B.1 a B.10. Porém, conforme já explicado, as tensões nodais se encontram fora dos limites permissíveis, como mostram os gráficos da Figura 39 e Figura 40, da fase A do SD, não sendo uma operação recomendada.

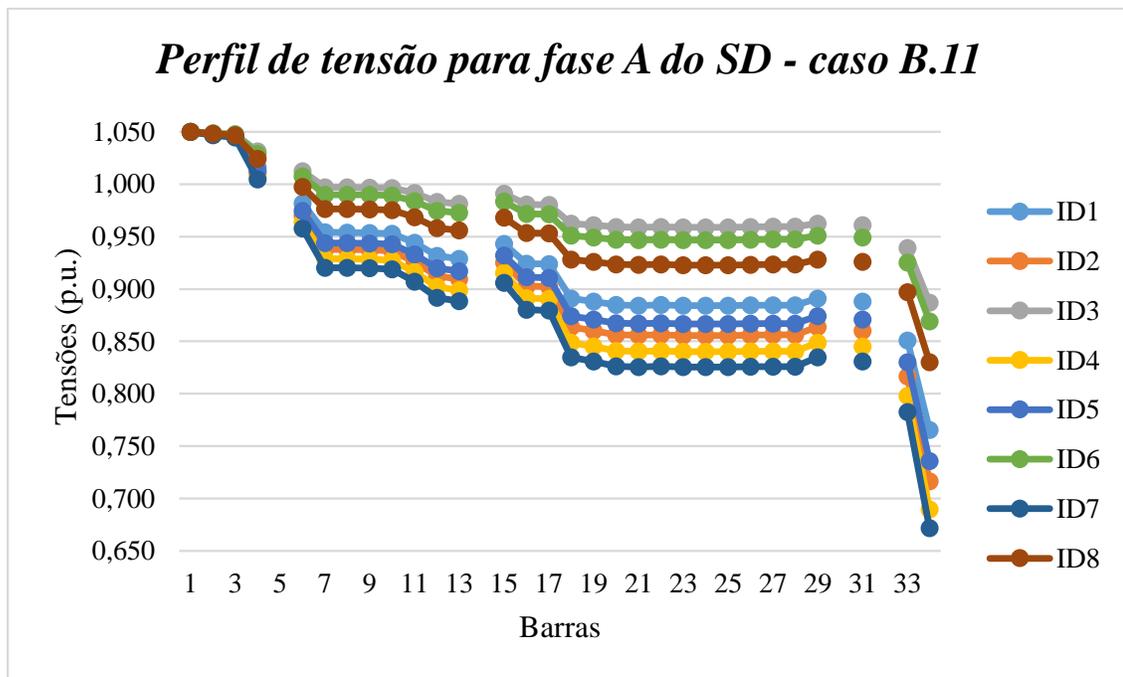


Figura 39. Perfil de tensão da fase A, caso B.11

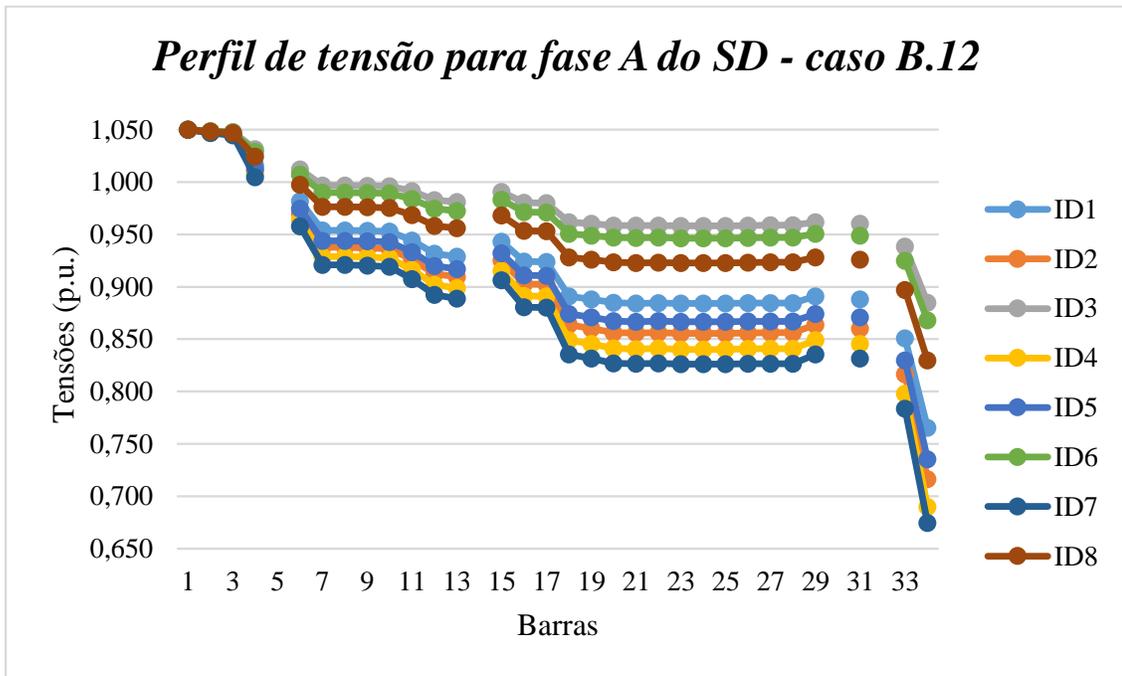


Figura 40. Perfil de tensão da fase A, caso B.12

Quanto a localização dos BESS, a Figura 41 mostra a incidência das barras ótimas selecionadas pelo AG, considerando a alocação de BESS nos casos B.1 até B.10 apresentados. Nota-se que houve uma preferência pelas barras mais próximas da geração local.

Para os casos B.11 e B.12 a alocação ocorreu, ambas na barra 34, a qual apresenta a maior carga do sistema.

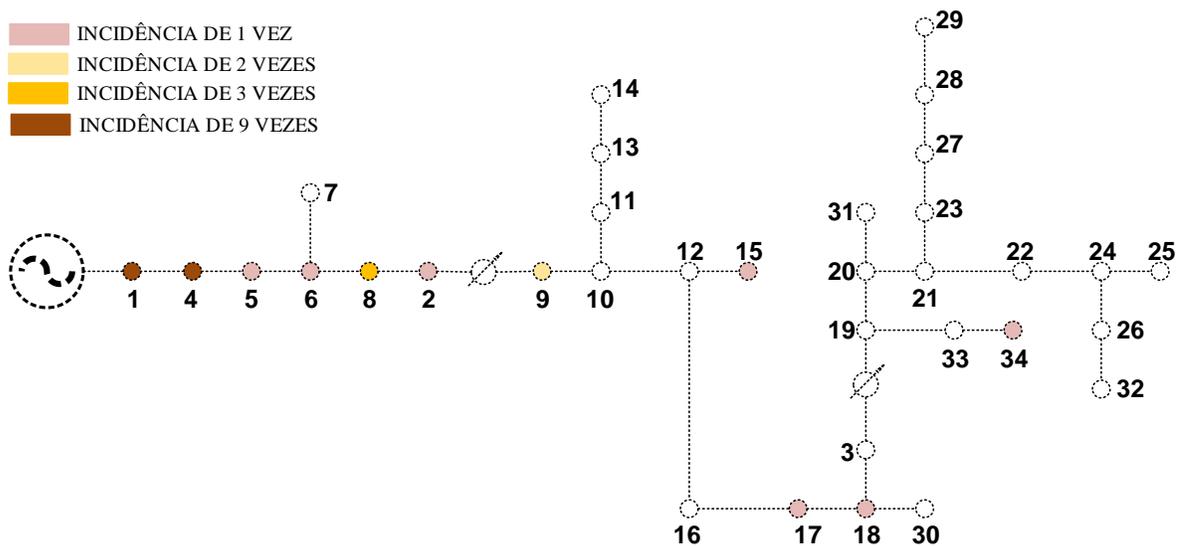


Figura 41. Incidência das barras ótimas para os casos de BESS de baterias de Li-íon

Com relação a viabilidade econômica, é possível notar que todos os casos apresentaram valores de k_R superiores aos valores de k_C apresentados na Tabela 11. Isso mostra que a alocação de BESS conforme o indicado não vai apresentar um retorno positivo no horizonte de tempo considerado, de 15 anos.

5.2.5 Comparação entre os casos “A” e os casos “B”

Os casos “A” tratados representaram BESS constituídos de VRBs, os quais apresentam um fator de perda devido ao efeito da autodescarga nulo, e os casos “B” trataram os BESS constituídos de baterias de Li-íon, as quais possuem um fator de perdas devido ao efeito de autodescarga de 2% em relação à potência nominal dos BESS. Como todos os casos representaram BESS com mesma eficiência, de 95%, o objetivo é basicamente analisar o impacto provocado pelo efeito da autodescarga das baterias.

Nota-se que a redução de perdas ocorrida nos casos “B” foram menores do que as que ocorreram nos casos “A”. Deste modo, é possível afirmar que a alocação de BESS que possuem fator de autodescarga não nula deve ser feita de forma cuidadosa, atentando pelo fato de que as perdas internas da bateria aumentam e podem provocar até mesmo um efeito negativo no sistema.

5.3 CASO III - SIMULAÇÕES NO SISTEMA IEEE 123 BARRAS

Aplicou-se o método proposto ao sistema IEEE 123 barras (“Resources | PES Test Feeder”, 1991) mostrado na Figura 42, em que todas as cargas foram representadas como potência constante. O IEEE 123 barras também apresenta grandes quedas de tensão, que são compensadas através de quatro reguladores de tensão localizadas ao longo do sistema. O sistema conta também com a presença de quatro capacitores, sendo um trifásico, de 600 kVAr, localizado na barra 83, e outros três monofásicos, localizados nos nós 88A, 90B e 92C.

Figura 42. Sistema IEEE 123 barras

Para fins de consideração das variações de carga durante o período de tempo analisado, em todas as cargas do sistema foi aplicado o mesmo perfil de carga, utilizado na seção anterior, já apresentado na Figura 28. Foram consideradas as mesmas premissas para os intervalos de demanda e de cargas, utilizados anteriormente. Ou seja, é analisado um perfil de carga de 24 h, separados em intervalos de 3 h, constituindo 8 IDs.

O caso base consiste na execução do QSTS no sistema IEEE 123 barras, considerando o perfil de carga dado, sem a alocação de nenhum BESS. O estudo neste sistema foi realizado considerando todos os reguladores de tensão ativados, já que como fora mencionado anteriormente, não é recomendada a operação com tensões fora dos limites pré-especificados, que no caso são de 0,92 e 1,05 p.u.. Considerando a conexão dos capacitores no sistema, a perda de energia total no sistema, durante 24 h, é de 4994,28 kWh, a tensão mínima encontrada é de 0,982 p.u. no nó 65A no sétimo ID, e a tensão máxima é de 1,047 p.u. no nó 83B, no terceiro ID. Quando os capacitores são desconsiderados no sistema, configurando um novo estado operativo,

a perda de energia total no sistema encontrada durante 24 h é de 5725,02 kWh, a tensão mínima é de 0,978 p.u. no nó 65A, no sétimo ID, e a tensão máxima é de 1,050 p.u. nas barras 150 e 149 do sistema no quinto ID. O caso base para este sistema considera a atuação dos capacitores.

Na aplicação do método no sistema IEEE 123 barras, considerando a atuação dos capacitores, foi realizada a alocação de três BESS de VRBs com E_{nom} de 50 kWh cada e potência nominal suficiente para carregar completamente a bateria em um intervalo de 1h. A bateria se encontra inicialmente descarregada, em 20%, possuindo limite mínimo e máximo de SOC de 20 e 90%, respectivamente. Novamente, todos os nós do sistema foram considerados como candidatos a receberem a alocação dos BESS. Deste modo, com o objetivo de reduzir as perdas no sistema será determinado o local de instalação e a atuação do SOC recomendado.

O resultado obtido para o SOC é apresentado na Figura 43. O AG recomendou a alocação do BESS nos nós 79A, 108C e 101A do sistema. A perda de energia total no sistema encontrada, durante 24 h, considerando tais alocações é de 4985,57 kWh, as quais correspondem a 14,06 kWh de perdas internas nas baterias e 4971,51 kWh de perdas nas linhas. Este resultado corresponde a uma redução de perda de energia pelos sistemas de armazenamento de -8,707 kWh, que implica num PET de -0,175% (considerando a perda do caso base de 4994,28 kWh). Todas as tensões nodais permaneceram dentro dos limites estabelecidos e os valores de mínimo e máximo encontrados no sistema, com a alocação dos BESS, foram nos nós 65A e 83B, com os respectivos valores de 0,984 p.u e 1,047 p.u..

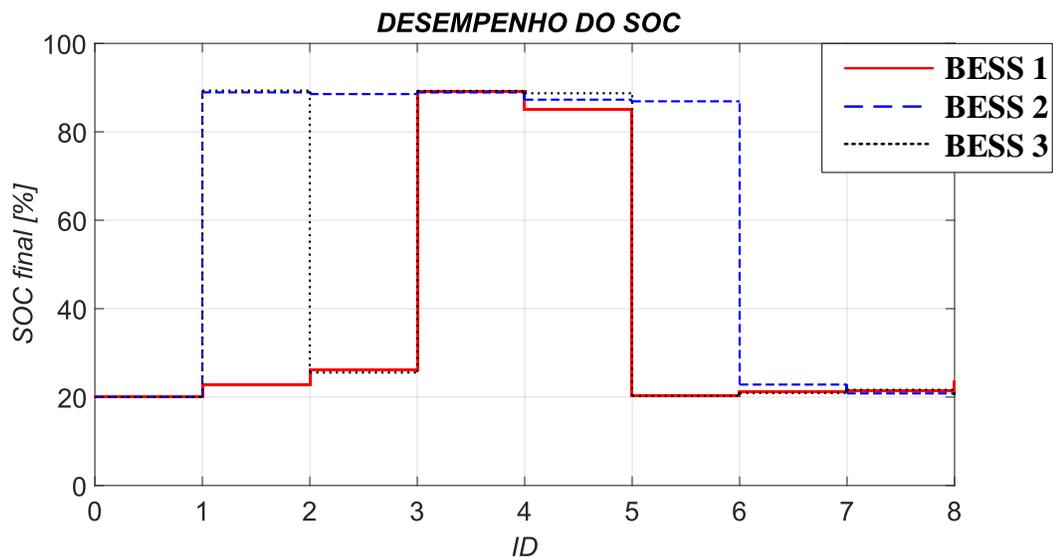


Figura 43. Comportamento do SOC para os BESS no sistema IEEE 123 barras

O valor de k_R calculado em relação ao resultado encontrado, considerando um horizonte de planejamento de 15 anos, com uma taxa de juros anual de 10%, foi de 0,621. De acordo com a Tabela 16, que conforme já explicada anteriormente, apresenta valores para k_C , que relaciona os custos C_p e C_{bat} , a alocação de três BESS com E_{nom} de 50 kWh cada, no sistema IEE 123 barras, não apresentou uma taxa de retorno do investimento positivo, para os valores apresentados. Porém, vale ressaltar que os valores de custos apresentados são apenas exemplos e não abrangem todos os preços encontrados no mercado. Por exemplo, caso o valor de C_p seja de \$1,00/kWh e C_{bat} seja \$150,00/kWh, o valor de k_C em percentual correspondente é de 0,67, maior que k_R encontrado para o caso. Deste modo, para estes valores, o investimento correspondente a tal alocação, se apresentaria viável economicamente. Análises de custos mais avançadas são indicadas como trabalhos futuros.

5.4 TEMPO COMPUTACIONAL DE EXECUÇÃO

Nesta seção apresenta-se médias de tempos computacionais de simulação utilizando a ferramenta desenvolvida com o método proposto.

Para o sistema de quatro barras, apresentado no Caso I, considerando apenas dois IDs, o tempo computacional gasto para a execução do algoritmo implementado foi de cerca de quinze minutos, considerando 150 gerações, com 90 indivíduos na população.

O tempo médio de execução dos casos do IEEE 34 barras foram de quatro horas, considerando 150 gerações, com 90 indivíduos na população. Quando o número de gerações ou de populações aumenta, como por exemplo para 500 gerações e 220 indivíduos na população, o tempo computacional de execução do algoritmo chegou a uma média de seis horas.

Para o sistema IEEE 123 barras, o tempo computacional é mais elevado, sendo em média de sete horas considerando 150 gerações, com populações de 90 indivíduos.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo são resumidas as principais conclusões deste trabalho e são apresentadas algumas possibilidades de trabalhos futuros.

6.1 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs um método para alocação e operação ótima de sistemas armazenadores de energia por baterias em sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando restrições de tensão e minimização de perdas. A otimização proposta consiste em determinar a localização e a atuação do SOC, em todos os intervalos de tempos considerados, para BESS com capacidades nominais pré-estabelecidas, sendo que os parâmetros devem ser definidos de modo a reduzir as perdas totais do SD durante um determinado período de tempo, considerando as restrições de tensão recomendadas.

A redução das perdas no SD através da alocação adequada de baterias pode implicar na redução do custo total de operação do sistema considerando um horizonte de planejamento de longo prazo. Por este motivo, foram avaliados alguns tipos de baterias disponíveis no mercado, com diferentes parâmetros, investigando o impacto que elas provocam em termos de perdas. Conhecidos os valores do custo de aquisição do kWh instalado de bateria e do custo unitário das perdas é possível determinar de forma simples se a alocação vai ser viável economicamente.

Através da revisão bibliográfica apresentada foi possível notar a abrangência dos estudos que abordam as baterias ao redor do mundo e que este é um tema de interesse atual. Existem diversas tecnologias de baterias existentes no mercado atual, e cada uma delas apresenta características específicas que proporcionam diferentes comportamentos quando utilizadas no SD. A literatura mostra esta gama de variedade de baterias e avalia qual o impacto de cada uma das suas características intrínsecas em diversos estudos. Este trabalho busca contribuir com um estudo sobre a aplicabilidade dos BESS no SD no quesito de redução das perdas totais.

Em termos de implementação computacional, de forma a acoplar todas as variáveis descritas e solucionar o problema proposto de uma maneira eficaz, fez-se o uso do OpenDSS vinculado ao MATLAB. Foi utilizado o modelo de bateria disponibilizado pelo OpenDSS com

adaptações e, como o problema conta com uma dependência temporal, foi utilizado o método QSTS, que também já é implementado no OpenDSS. Tal adaptação no modelo de bateria disponibilizado pelo *software* foi necessária, devido ao objetivo do problema proposto que consiste na definição dos valores do SOC final em cada intervalo, considerando a variação da curva de carga e de geração do sistema. Deste modo, como é necessária a especificação prévia do SOC final em cada intervalo de tempo, independente dos resultados do fluxo de potência de cada intervalo, as perdas internas devido ao efeito de autodescarga foram representadas através de um resistor externo com impedância constante, conectado em paralelo com o BESS.

Deste modo, o algoritmo principal foi desenvolvido no MATLAB, e os fluxos de potência sequenciais são solucionados pelo OpenDSS. Para resolver a otimização, foi utilizado o Algoritmo Genético, que se mostrou uma eficiente ferramenta computacional para a solução de problemas complexos, considerando todas as condições e variáveis. O Algoritmo Genético por se tratar de uma ferramenta metaheurística, não garante a otimalidade global, porém garante que a resposta encontrada é uma solução viável para o problema, que pode ser analisada em mais detalhes.

Durante as buscas de soluções, o método apresentou um esforço computacional elevado, e em algumas situações até dificuldade em encontrar boas soluções para o problema, devido à grande variedade de possibilidades existentes para a resposta. É importante frisar, ainda, que devido a grande variabilidade de soluções, provocadas pela grande quantidade de variáveis presentes no problema, os resultados apresentados pelo AG para os casos estudados, representam apenas possíveis solução para o problema, sem garantia de ser ótimo global. Porém, ainda assim, considera-se sua aplicação interessante, pois após alguma indicação de solução, um refinamento da mesma pode ser realizado posteriormente, sendo um ponto de partida para mais estudos.

Através dos resultados e das análises apresentadas, nota-se que a quantidade de baterias instaladas bem como suas possíveis operações e seus parâmetros proporcionam diferentes estados operativos no SD, que pode ter seu desempenho melhorado ou até mesmo piorado. Além disso, do ponto de vista econômico, existem situações em que a alocação de baterias é viável e outras não, dependendo especialmente de custos. Este trabalho mostrou que a alocação de sistemas de armazenamento de baterias nos sistemas de distribuição deve ser feita de forma cautelosa, considerando as diversas variáveis envolvidas, que devem ser cuidadosamente avaliadas, para

que o impacto provocado por tal alocação traga benefício para o sistema. Para exemplificar tal afirmação, um efeito que se mostrou indispensável na modelagem das baterias, foi o da autodescarga: quando foi alocado um BESS com capacidade nominal de 50 kWh no sistema IEEE 34 barras, ao se utilizar VRBs, a redução das perdas no sistema foi da ordem de 11,28%, ao passo que ao se fazer o uso de baterias de Li-íon, a redução de perdas foi da ordem de 3,63%. Ambas situações foram capazes de beneficiar o SD, reduzindo suas perdas totas de energia, porém, conforme foi destacado tais alocações devem ser cautelosamente avaliados.

Considera-se que o método proposto se mostrou eficiente para a realização dos estudos, com potencialidade de melhorias para sua utilização especialmente em sistemas de maior porte.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentado ainda é o início de estudos sobre impactos provocados por BESS no SD. O método desenvolvido ainda permite melhorias e a inclusão de outras considerações para um estudo mais completo acerca do assunto. Algumas sugestões de trabalhos futuros são elencadas a seguir:

- x Inclusão da análise de baterias trifásicas;
- x Otimização de outras variáveis, como por exemplo a capacidade nominal do BESS alocado;
- x Inclusão do efeito da temperatura de exposição na qual a bateria é submetida, avaliando uma possível variação do seu desempenho;
- x Inserção de geração distribuída no SD, através da geração fotovoltaica e eólica, por exemplo;
- x Maiores restrições em relação ao SOC das baterias e em relação ao grupo de barras candidatas à alocação;
- x Avaliação de outras técnicas de otimização para a resolução do problema;
- x Simulação em outro *software*, em comparação com o desempenho apresentado pela otimização do MATLAB;
- x Inclusão da análise de viabilidade econômica dentro do problema de otimização.

7 REFERÊNCIAS

- AGHAMOHAMMADI, M. R.; ABDOLAHINIA, H. A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 54, p. 325–333, jan. 2014.
- ALOTTO, P.; GUARNIERI, M.; MORO, F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 29, p. 325–335, jan. 2014.
- ARRUDA, L. B. et al. Maximum PV Penetration Under Voltage Constraints Considering Optimal Sizing of BESS on Brazilian Secondary Distribution Network. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 9, p. 4063–4069, set. 2016.
- BABACAN, O.; TORRE, W.; KLEISSL, J. **Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration**. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). **Anais...** In: 2016 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM). jul. 2016
- BAHMANI, F. B.; AZIZIPANAH, A. R. Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 56, p. 42–54, mar. 2014.
- BALRAM, P.; TUAN, L. A.; CARLSON, O. Comparative study of MPC based coordinated voltage control in LV distribution systems with photovoltaics and battery storage. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 95, p. 227–238, fev. 2018.
- BASTOS, C. B. S. **Estudo dos impactos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica utilizando análises QSTS**. Dissertação de Mestrado—Joinville: Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC, 2015.
- BECK, F. L.; THOMALLA, C. S. **Escalonamento de tarefas job-shop realistas utilizando algoritmos genéticos em MatLab**. Dissertação de Mestrado—Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, nov. 2000.
- BIELER, G. **Sistemas de alimentação crítica**. 2005.
- BOCCHI, N.; FERRANCIN, L. C.; BIAGGIO, S. R. **Pilhas e Baterias: Funcionamento e Impacto Ambiental**. Revista Química Nova na Escola. 2000.
- BORTOLINI, M.; GAMBERI, M.; GRAZIANI, A. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 81–92, out. 2014.
- CAMARGO, A. R. **Alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição considerando a preservação da vida útil das baterias**. Dissertação de Mestrado—Campinas, SP: Unicamp, 2016.

CHEN, H. et al. PJM Integrates Energy Storage: Their Technologies and Wholesale Products. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 5, p. 59–67, set. 2017.

CHEN, M.; RINCON-MORA, G. A. Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 2, p. 504–511, jun. 2006.

DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—An overview. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 511–520, abr. 2009.

DUBARRY, M. et al. Battery Energy Storage System battery durability and reliability under electric utility grid operations: Analysis of 3 years of real usage. **Journal of Power Sources**, v. 338, p. 65–73, jan. 2017.

DUGAN, R. **OpenDSS Storage Element and Storage Controller Element**, 2010.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D.; BALLANTI, A. Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). p. 199, 2016.

EINHORN, M. et al. Comparison, Selection, and Parameterization of Electrical Battery Models for Automotive Applications. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 28, p. 1429–1437, 1 mar. 2013.

FILHO, N. C.; KOPITTKKE, B. H. **Análise de Investimentos**. 7^a edição ed. São Paulo: Atlas S.A., 1996.

GARCÍA, A. S. et al. Optimal parametrization of electrodynamical battery model using model selection criteria. **Journal of Power Sources**, v. 285, p. 119–130, 1 jul. 2015.

Global Optimization Toolbox User's Guide. . Acesso em: 2 jul. 2018.

HELLMAN, H. P. et al. Benefits of battery energy storage system for system, market, and distribution network #8211; case Helsinki. **CIREN - Open Access Proceedings Journal**, v. 2017, n. 1, p. 1588–1592, 2017.

HOPPMANN, J. et al. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 1101–1118, nov. 2014.

HU, X. et al. Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 5, p. 20–31, set. 2017.

JAMIAN, J. J. et al. Simulation study on optimal placement and sizing of Battery Switching Station units using Artificial Bee Colony algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 55, p. 592–601, fev. 2014.

JUNIOR, M. DE O. A. **Modelagem matemática de baterias redox de vanádio**. Dissertação de Mestrado—São Carlos, SP: USP - Universidade de São Carlos, jun. 2015.

KOLLER, M. et al. Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system. **Electric Power Systems Research**, v. 120, p. 128–135, mar. 2015.

KOTTICK, D.; BLAU, M.; EDELSTEIN, D. Battery energy storage for frequency regulation in an island power system. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 8, n. 3, p. 455–459, set. 1993.

KRATA, J.; SAHA, T. K. Real-Time Coordinated Voltage Support with Battery Energy Storage in a Distribution Grid Equipped with Medium-Scale PV Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–1, 2018.

LACERDA, E. G. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. **Introdução aos algoritmos genéticos**. 7. ed. Porto Alegre: Universidade/UFRGS: Associação Brasileira de Recursos Hídricos, 1999. v. 1

LASCIO, M. A. et al. **Energia e Desenvolvimento Sustentável para a Amazônia Rural Brasileira: Eletrificação de Comunidades Isoladas**. 1. ed. Brasília: Ministério Luz e Energia - Programa Luz para todos, 2009.

LI, Y. et al. Advanced sodium-ion batteries using superior low cost pyrolyzed anthracite anode: towards practical applications. **Energy Storage Materials**, v. 5, p. 191–197, out. 2016.

LIN, W.; CHEN, G. T; QIU, X. Y. **Optimal Load Distribution of Microgrid Including Vanadium Redox Flow Battery**. 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. **Anais...** In: 2012 ASIA-PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE. mar. 2012

LUCAS, A.; CHONDROGIANNIS, S. Smart grid energy storage controller for frequency regulation and peak shaving, using a vanadium redox flow battery. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 80, p. 26–36, set. 2016.

LUJANO, J. M. R. et al. Novel probabilistic optimization model for lead-acid and vanadium redox flow batteries under real-time pricing programs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 97, p. 72–84, 1 abr. 2018.

MASTERI, K.; VENKATESH, B.; FREITAS, W. A Fuzzy Optimization Model for Distribution System Asset Planning with Energy Storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 1–1, 2018.

MATHER, B. A. **Quasi-static time-series test feeder for PV integration analysis on distribution systems**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** In: 2012 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. jul. 2012

MERCIER, P.; CHERKAOUI, R.; OUDALOV, A. Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1469–1477, ago. 2009.

MOUSAVI, G. S. M.; NIKDEL, M. Various battery models for various simulation studies and applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 477–485, abr. 2014.

NING, Y. et al. **Optimal schedule strategy of battery energy storage systems for peak load shifting based on interior point method**. 2016 12th World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA). **Anais...** In: 2016 12TH WORLD CONGRESS ON INTELLIGENT CONTROL AND AUTOMATION (WCICA). jun. 2016

LOUDALOV, A.; CHARTOUNI, D.; OHLER, C. Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1259–1266, ago. 2007.

PICCIANO, N. **Battery Aging and Characterization of Nickel Metal Hydride and Lead Acid Batteries**. Graduation with Distinction in Mechanical Engineering—Columbus, EUA: Ohio State University, 2007.

REIHANI, E. et al. Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS). **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 77, p. 337–344, maio 2016.

Resources | PES Test Feeder. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 19 jul. 2018.

SALAMEH, Z. M.; CASACCA, M. A.; LYNCH, W. A. A mathematical model for lead-acid batteries. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 7, n. 1, p. 93–98, mar. 1992.

SARKER, M. R. et al. Optimal operation of a battery energy storage system: Trade-off between grid economics and storage health. **Electric Power Systems Research**, v. 152, p. 342–349, 1 nov. 2017.

SEPÚLVEDA, C. et al. **Estudo de Impacto dos Armazenadores de energia nas perdas dos Sistemas de distribuição com Geração Distribuída**. 2015 Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/proceedings/paper/?P=SBSE2016-0166>>. Acesso em: 30 maio. 2018

SRD. **PRODIST - ANEEL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 6 jun. 2018.

STROE, D. I. et al. Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 1, p. 430–438, jan. 2017.

SUÁREZ-GARCÍA, A. et al. Optimal parametrization of electrodynamical battery model using model selection criteria. **Journal of Power Sources**, v. 285, p. 119–130, 1 jul. 2015.

SWIERCZYNSKI, M. et al. **Field tests experience from 1.6MW/400kWh Li-ion battery energy storage system providing primary frequency regulation service**. IEEE PES ISGT Europe 2013. **Anais...** In: IEEE PES ISGT EUROPE 2013. out. 2013

TAYLOR, Z. et al. **Battery-assisted distribution feeder peak load reduction: Stochastic optimization and utility-scale implementation**. 2016 IEEE Power and Energy Society General

Meeting (PESGM). **Anais...** In: 2016 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM). jul. 2016

UHRIG, M. et al. Lithium-based vs. Vanadium Redox Flow Batteries – A Comparison for Home Storage Systems. **Energy Procedia**, v. 99, p. 35–43, nov. 2016.

ZHANG, Y. et al. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 8, p. 1105–1113, 2016.

ZHANG, Y. et al. Optimal placement of battery energy storage in distribution networks considering conservation voltage reduction and stochastic load composition. **Transmission Distribution IET Generation**, v. 11, n. 15, p. 3862–3870, 2017.

ZHAO, J. et al. **Optimal charging/discharging scheme of battery storage systems in active distribution network**. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). **Anais...** In: 2016 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM). jul. 2016