



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO
DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

NORBERTO ABRANTE MARTINEZ

**ALOCÇÃO E OPERAÇÃO DE BATERIAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA GUIADA POR ÍNDICES ECONÔMICOS**

Ilha Solteira
2021



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO
DE MESQUITA FILHO”**

**FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

NORBERTO ABRANTE MARTINEZ

**ALOCÇÃO E OPERAÇÃO DE BATERIAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA GUIADA POR ÍNDICES ECONÔMICOS**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero
Orientador

Ilha Solteira
2021

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Martinez, Norberto Abrante.

M385a Alocação e operação de baterias no sistema de distribuição de energia elétrica guiada por índices econômicos / Norberto Abrante Martinez. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
61 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2021

Orientador: John Fredy Franco Baquero
Inclui bibliografia

1. Alocação e operação de baterias. 2. Análise técnica e econômica. 3. Sistema de distribuição de energia elétrica. 4. Taxa interna de retorno. 5. Valor presente líquido.


Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Serviço
Serviço Técnico de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CIB 8 - 9999

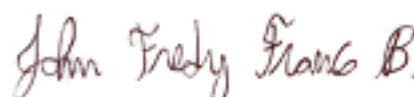
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Alocação e operação de baterias no sistema de distribuição de energia elétrica guiada por índices econômicos

AUTOR: NORBERTO ABRANTE MARTINEZ

ORIENTADOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:

A handwritten signature in brown ink that reads "John Fredy Franco B." in a cursive script.

Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Campus Experimental de Rosana - UNESP

Dr. LEONARDO HENRIQUE FARIA MACEDO POSSAGNOLO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. JOEL DAVID MELO TRUJILLO (Participação Virtual)
Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais / Universidade Federal do ABC - UFABC

Ilha Solteira, 26 de agosto de 2021

DEDICO

Aos meus pais Edilberto e Ivonte, e a minha irmã Janaina, pela educação que possibilitou esta conquista.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida e sabedoria que me permitiu realizar este trabalho.

Aos meus pais Edilberto e Ivonete, e minha irmã Janaina, pelo apoio e ajuda no caminho até a realização deste trabalho.

Ao professor John Fredy Franco por todo conhecimento transmitido, pela paciência e amizade durante a orientação.

Ao amigo Oliano Regonatto Junior, pela inestimável ajuda no início desta jornada.

À Alejandra Tabares, pelo conhecimento transmitido e amizade durante as colaborações em artigos.

Aos companheiros do LaPSEE (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica) Christoffer, Cindy, Cleberton, Enielma, Farhad, Gabriel, Hugo, Lucas e Tayenne pelas conversas, conselhos, convívio e apoio.

À UNESP, o programa de pós-graduação, e seus funcionários pelo serviço prestado.

Aos apoios financeiros da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior- Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e ao projeto temático da FAPESP processo nº 2015/21972-6

“If I have seen further, it is by standing on the shoulders of Giants.” Isaac Newton

RESUMO

O uso de sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) quando otimamente alocados e operados pode proporcionar benefícios técnicos (melhora no perfil de tensão, redução de perdas, aumento da capacidade de integração de geradores distribuídos) e econômicos (redução dos custos operacionais) para o sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE). Os SAEE podem ser alocados com objetivos técnicos ou econômicos, mas esta é uma tarefa que deve ser cuidadosamente avaliada devido ao alto custo de investimento que SAEE ainda representam. Neste trabalho são apresentados e discutidos índices econômicos para guiar a otimização do uso de baterias: o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR); também, são formulados modelos que podem representar a operação das baterias. Os índices econômicos são implementados em um modelo de programação matemática estocástica que considera os benefícios econômicos e técnicos devido à alocação e operação de baterias no SDEE com a presença de geração distribuída (GD) fotovoltaica. Devido à não linearidade no cálculo da TIR, é apresentado um método iterativo para a sua otimização. Para avaliar os ganhos técnicos e econômicos das baterias, é utilizado o sistema teste IEEE de 33 barras, e a fim de avaliar a performance do método é utilizado o sistema teste de 136 barras; como parâmetros para os dois sistemas são considerados cenários estocásticos para a demanda de energia e GD fotovoltaica. A partir dos testes realizados, foi encontrado que o sistema teste IEEE de 33 barras com baterias alocadas tem uma melhora de 1,79% na magnitude de tensão na barra com menor magnitude de tensão no período mais crítico, um aumento na capacidade de integração de GD fotovoltaica de 18,8% e redução de 0,7% de perdas anuais de energia; para o sistema de 136 barras com baterias alocadas há uma melhora de 0,52% na magnitude de tensão na barra com menor magnitude de tensão no período mais crítico e redução de 0,18% nas perdas anuais de energia. Por fim, a otimização baseada em cada índice econômico leva a resultados diferentes, sendo assim, são fornecidos dois objetivos interessantes para encontrar opções de alocação e operação de baterias no SDEE.

Palavras-chave: Alocação e operação de baterias; análise técnica e econômica; sistema de distribuição de energia elétrica; taxa interna de retorno; valor presente líquido.

ABSTRACT

The use of electrical energy storage systems (EES) when optimally allocated and operated, can provide technical benefits (improved voltage profile, reduced losses, increased hosting capacity of distributed generation (DG)) and economic benefits (reduced operating costs) to the electrical distribution system (EDS). EES can be allocated with technical or economic objectives, but this is a task that must be carefully evaluated due to the high investment cost that EES still represent. In this work economic indices are presented and discussed to guide the optimization of battery use: the net present value (NPV) and the internal rate of return (IRR); also, different models that can represent battery operation are presented. The economic indices are implemented in a stochastic mathematical programming model that considers the economic and technical benefits due to the allocation and operation of batteries in the EDS with the presence of photovoltaic DG. Due to the nonlinearity in the IRR calculation, an iterative method for its optimization is presented. To evaluate the technical and economic gains of the batteries, the IEEE 33-node test system is used, and in order to evaluate the performance of the method, the 136-node test system is used; as parameters for both systems, stochastic scenarios for energy demand and photovoltaic DG units are considered. From the tests performed, the IEEE 33-node test system with allocated batteries has a 1.79% improvement of the voltage magnitude at the node with the lowest voltage magnitude in the worst-case period, an increase in photovoltaic DG hosting capacity of 18.8%, and 0.7% reduction in annual energy losses; the 136-node test system with batteries allocated has a 0.52% improvement of the voltage magnitude at the node with the lowest voltage magnitude in the worst-case period, and a reduction of 0.18% in annual energy losses. Finally, the optimization based on each economic index leads to different results, thus providing two interesting objectives for finding battery allocation and operation options in the EDS.

Keywords: Battery allocation and operation; electric power distribution system; internal rate of return; net present value; technical and economic analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxo de caixa para o cálculo dos índices.....	24
Figura 2– Representação da bateria.....	30
Figura 3 – Ilustração das relações entre as restrições do SDEE.....	33
Figura 4 – Fluxograma ilustrativo do processo de otimização da TIR.....	37
Figura 5 – Sistema teste IEEE 33 barras (barras candidatas em vermelho).....	38
Figura 6 – Dados do sistema: (a) fator de geração de energia FV, (b) demanda de carga para cada cenário estocástico, e (c) custo de energia comprada da subestação.	39
Figura 7 – Representação da alocação obtida pela maximização do VPL.	41
Figura 8 – Representação da alocação obtida pela maximização da TIR	41
Figura 9 – Potência da energia fornecida pela subestação no cenário I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 33 barras	43
Figura 10 – Melhorias de tensão na barra 17 nos cenários I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 33 barras.....	44
Figura 11 – Potência da energia fornecida pela subestação no cenário I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 136 barras	47
Figura 12 – Melhorias de tensão na barra 111 nos cenários I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 136 barras.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tabela de comparação das referências.	22
Tabela 2 – Influência da taxa de desconto no cálculo do VPL.....	25
Tabela 3 – Impacto do investimento inicial no cálculo do VPL	25
Tabela 4 – Tempos de solução dos casos de estudo para cada SDEE.....	40
Tabela 5 – Resultados para a solução de ótima alocação de baterias no sistema IEEE de 33 barras	42
Tabela 6 – Perdas anuais de energia e tensões mínimas no sistema IEEE de 33 barras	43
Tabela 7 – Capacidade de integração de geração FV no sistema IEEE de 33 barras.....	45
Tabela 8 – Resultados para a solução de ótima alocação de baterias no sistema de 136 barras	46
Tabela 9 – Perdas anuais de energia e tensões mínimas no sistema de 136 barras	46
Tabela 10 – Dados do sistema IEEE de 33 barras.....	54
Tabela 11 – Dados do sistema de 136 barras.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

FV	Geração Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
SAEE	Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Índices

mn, km	Índices dos circuitos.
m, n	Índices das barras.
s	Índice dos cenários estocásticos.
t	Índice de períodos.

Parâmetros

α	Número de dias no ano.
β^b	Taxa de autodescarga da bateria em um dia.
γ	Taxa de manutenção das baterias e inversores.
Φ	Incremento para a taxa de desconto.
Δ_t	Duração do período t .
$\delta_{t,s}$	Coefficiente de geração distribuída no período t e cenário s .
η^b	Eficiência de operação da bateria.
λ	Taxa de desconto.
λ^{TIR^*}	Valor ótimo para a taxa interna de retorno
ξ_s	Probabilidade do cenário s .
σ	Custo do inversor.
τ	Horizonte de tempo do investimento.
b_m	Barras candidatas a receber uma bateria.
\bar{B}	Limite de investimento.
$c_{t,s}^{GD}$	Custo da energia fornecida pela unidade de geração distribuída.
$c_{t,s}^{SE}$	Custo da energia fornecida pela subestação.
$\bar{E}^b, \underline{E}^b$	Máxima e mínima de energia da bateria.
E_{ini}^b	Estado de carga inicial da bateria.
\bar{I}_{mn}	Corrente máxima.
$P_{m,t,s}^d, Q_{m,t,s}^d$	Demanda ativa e reativa de potência na barra m , período t e cenário m .
\bar{P}^{GD}	Capacidade de potência ativa do gerador distribuído.
P_{inv}	Capacidade de potência ativa do inversor.
R_{mn}	Resistência do circuito mn .
\bar{V}, \underline{V}	Limites superior e inferior de tensão.

X_{mn}	Reatância do circuito mn .
Z_{mn}	Impedância do circuito mn .

Variáveis

λ^{TIR}	Máxima taxa interna de retorno.
ρ_m	Variável binária para a alocação de bateria na barra m .
$E_{m,t,s}^b$	Energia armazenada na bateria na barra m , período t e cenário s .
F_i	Fluxo de caixa no ano i .
I	Investimento total.
$I_{mn,t,s}^{sqr}$	Quadrado da corrente no circuito mn , no período t e cenário s .
O_0	Custo operacional anual sem baterias.
O_B	Custo operacional anual com baterias.
$P_{mn,t,s}$	Potência ativa no circuito mn , período t e cenário s .
$P_{m,t,s}^{b+}$	Potência injetada pela bateria na barra m , período t e cenário s .
$P_{m,t,s}^{b-}$	Potência absorvida pela bateria na barra m , período t e cenário s .
$P_{m,t,s}^{GD,I}, P_{m,t,s}^{GD}$	Potência ativa entregue pela geração distribuída sem e com baterias na barra m , período t e cenário s .
$P_{m,t,s}^{SE,I}, P_{m,t,s}^{SE}$	Potência ativa entregue pela geração subestação sem e com baterias na barra m , período t e cenário s .
$Q_{mn,t,s}$	Potência reativa no circuito mn , período t e cenário s .
$Q_{m,t,s}^{SE}$	Potência reativa entregue pela subestação na barra m , período t e cenário s .
$V_{m,t,s}^{sqr}$	Quadrado da tensão na barra m , período t e cenário s .

SUMÁRIO

1	Introdução	17
1.1	Tipos de sistemas de armazenamento de energia Elétrica	17
1.2	Revisão Bibliográfica.....	19
1.3	Contribuições	23
1.4	Organização do Trabalho	23
2	Índices Econômicos	24
2.1	Valor Presente Líquido	24
2.2	Taxa Interna de Retorno.....	26
3	Métodos Baseados em Modelos Matemáticos para a Alocação Ótima de Baterias	28
3.1	Restrições Técnicas e Operacionais.....	28
3.1.1	Operação do sistema de baterias	29
3.1.1.1	Adição de uma restrição não linear.....	30
3.1.1.2	Modelo binário para a operação de baterias.....	30
3.1.1.3	Modelo relaxado	31
3.1.2	Restrições de Operação da Rede.....	32
3.1.3	Operação da Geração Distribuída Renovável	34
3.2	Restrições para os Índices Econômicos	34
3.3	Problemas de Otimização para cada Índice Econômico	35
3.4	Estratégia para Otimização da TIR	36
4	Testes e Resultados	38
4.1	Resultados para o sistema de 33 barras.....	40
4.1.1	Análise Econômica	41
4.1.2	Análise Técnica.....	42
4.2	Resultados para o sistema de 136 barras.....	45
4.2.1	Análise econômica	45
4.2.2	Análise Técnica.....	46
5	Conclusões	49
5.1	Sugerem-se os seguintes trabalhos futuros	50

REFERÊNCIAS	51
Anexo I: Dados dos Sistemas Teste	54
Anexo II: Atividades Desenvolvidas	59
1 Trabalho Apresentado no CBA 2020.....	59
2 Trabalho Publicado na Revista Energies	60
3 Trabalho Publicado na Revista Energies	60

1 INTRODUÇÃO

A aplicação de sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) vêm sendo estudada nos últimos anos devido aos seus potenciais benefícios no sistema. Tecnicamente, os benefícios que o operador pode ter são: a redução de perdas de energia devido ao efeito joule, melhora do perfil de tensão em algum ponto específico ou em um ramo da rede e aumento na capacidade do SDEE em integrar novos geradores distribuídos. Economicamente, é possível utilizar os SAEE para arbitragem de energia, i.e., aproveitar a possibilidade de coordenar os momentos em que os SAEE absorvem energia da rede (momento de carga) e injetam energia na rede (momento de descarga) para que coincidam com os momentos em que a tarifa energética está baixa e os momentos em que está alta (STECCA *et al.*, 2020).

Entretanto, os SAEE ainda são recursos que para serem implementados demandam altos investimentos. Junto com isso, a decisão do planejamento de SAEE no SDEE é um problema difícil de ser resolvido devido às diversas particularidades do SDEE e as possibilidades da alocação de SAEE e sua operação. A fim de auxiliar no planejamento de SAEE no SDEE, diversas propostas foram feitas para a sua ótima alocação e operação.

1.1 TIPOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) têm a capacidade de armazenar energia elétrica em outros tipos de energia, como a eletromecânica ou eletroquímica, para que essa energia armazenada possa ser utilizada em outro momento. Atualmente, os SAEE mais comuns são baterias constituídas de células eletroquímicas que, trocando elétrons entre um cátodo e um ânodo, armazenam energia quando elétrons são transferidos do cátodo para o ânodo e libera energia quando o fluxo é inverso. Esta tecnologia é uma das mais difundidas e utilizadas devido a sua alta densidade de armazenamento, o que permite usá-la em situações em que o espaço físico é uma limitante, e geralmente é necessário apenas do módulo eletroquímico e um inversor/controlador de potência (RALON *et al.*, 2017).

O SAEE que tinha a maior capacidade instalada no mundo em 2018 é uma *pumped hydro storage* com cerca de 161 GW, que armazena energia na forma potencial gravitacional transferindo água entre dois reservatórios localizados em altitudes diferentes; armazena energia quando transfere água do reservatório de baixo para o de cima e extrai energia

fazendo o fluxo inverso. Sua maior desvantagem é que para sua implementação é necessário um espaço geográfico favorável para a construção da unidade geradora e dos reservatórios de água (IHA, 2017; RALON *et al.*, 2017; ROGNER; TROJA, 2018).

Outro SAEE eletromecânico é o *flywheel*, que armazena energia de forma cinética rotacional em uma massa fixa em um eixo, acoplada em uma máquina elétrica; quando é necessário armazenar energia, a máquina atua como um motor, adicionando energia à massa, e quando é necessário extrair energia atua como um gerador, freando a massa. A desvantagem desse tipo de sistema é que ele contém uma baixa densidade de energia comparado às baterias eletroquímicas e contém componentes mecânicos que podem necessitar de uma manutenção com uma frequência maior que os armazenamentos eletroquímicos (PENA-ALZOLA *et al.*, 2011).

O tipo de aplicação de SAEE no sistema elétrico de potência pode ser caracterizado pela duração das operações de carga e descarga, e pode ser separado em três grupos: de curto prazo; diário; e longo prazo. Aplicações com armazenamento de curto prazo são definidas por períodos de carga e descarga que não duram mais do que alguns minutos; para essas aplicações *flywheels* e supercapacitores, que armazenam energia no campo elétrico, são as opções geralmente usadas, mas alguns tipos de baterias eletroquímicas também podem ser usados. Aplicações de armazenamento diário têm momentos de carga e descarga que alcançam algumas horas de duração; para esses casos podem ser usados quaisquer tipos de bateria eletroquímica ou a *pumped hydro storage*. Aplicações de armazenamento longo ou sazonal geralmente mantêm energia armazenada por semanas ou meses, sendo a *pumped hydro storage* a melhor opção para estas situações (RALON *et al.*, 2017).

Além das aplicações serem classificadas por tempo de armazenamento, também podem ser divididas por características de uso, como: prestar serviços ao sistema elétrico, armazenar energia de fontes renováveis para uso posterior ou fornecer controle de tensão e frequência, prestar serviços ao consumidor final do sistema, como tornar o consumidor menos dependente da geração descentralizada ou suprir energia em momentos de pico de consumo quando a tarifa energética fica mais cara. Há casos em que o uso é desconectado do sistema principal, sendo uma rede ilhada que necessita de redundância ou redes que dependem de geradores renováveis, por exemplo painéis de geração fotovoltaica (FV) que não geram energia durante a noite, ou geração eólica, em que não há geração constante (RALON *et al.*, 2017). Outros serviços também podem ser prestados, tais como controle de tensão e deslocamento de carga (GIANNITRAPANI *et al.*, 2017; HAN *et al.*, 2015). Os SAEE também têm um amplo escopo de aplicações que vão desde a melhoria na qualidade de

energia a curto prazo até o gerenciamento de energia a longo prazo, bem como o aumento da confiabilidade, fornecimento ininterrupto de energia e adiamento de atualizações do sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) (LUO *et al.*, 2015).

Apesar de existirem diferentes tipos de SAEE, as tecnologias de baterias eletroquímicas são versáteis e podem ser usadas para diversos fins no SDEE. Diversos trabalhos propõem modelos matemáticos e métodos para o ótimo dimensionamento, alocação e operação desses sistemas em diferentes aplicações (DAS *et al.*, 2018; RALON *et al.*, 2017).

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Atualmente há uma crescente integração de geração distribuída (GD) no SDEE, especialmente geração FV, portanto, os SAEE tornam-se uma boa opção para mitigar os riscos associados à intermitência da geração renovável devido à sua capacidade de armazenar e descarregar energia em momentos oportunos (ZIDAR *et al.*, 2016). Os SAEE podem armazenar o excedente da geração e permitem uma melhor utilização da GD (DENHOLM; HAND, 2011; WEN *et al.*, 2015; ZHENG *et al.*, 2014).

Apesar de oferecerem vantagens para a operação do SDEE, os sistemas de baterias ainda são recursos com um alto custo financeiro e seu uso em larga escala no SDEE não é sempre uma opção viável (OUDALOV; CHARTOUNI; OHLER, 2007). Portanto, determinar a ótima alocação e operação de baterias no SDEE, a fim de aproveitar seus benefícios técnicos e econômicos de forma que seja atrativa para o investidor, é uma tarefa difícil e complexa devido às particularidades do SDEE, como as condições de carga, limites técnicos de operação (tensão e corrente) e presença de GD intermitente. Além disso, a alocação e operação inapropriada de baterias pode não alcançar os objetivos de seu uso (DAS *et al.*, 2018). Portanto, a ótima alocação e operação devem encontrar a melhor solução dentro da relação entre o investimento feito e os benefícios trazidos ao SDEE pelas baterias.

Fatores econômicos são fundamentais na decisão da alocação e operação de baterias; diferentes propostas têm sido feitas para avaliar o uso de baterias. Comumente é considerada a minimização dos custos anualizados da operação do SDEE, que basicamente consiste nos custos de energia e que por consequência considera também as perdas de energia, junto aos custos (investimento anualizado e manutenção) das baterias. Alguns trabalhos consideram a maximização do valor presente líquido (VPL) dos lucros (MARTINEZ; POZOS; FRANCO, 2020).

Entretanto, como mostrado em Kelly; Leahy (2020), ao dimensionar um sistema de baterias maximizando ganhos anualizados (ou o VPL), há o problema de que estes objetivos não levam em consideração o esforço inicial (investimento), levando a decisões onde a razão entre ganhos anuais e custos anuais é baixo, resultando em um investimento alto e o possível superdimensionamento do SAEE. Portanto, outros critérios econômicos devem ser empregados para auxiliar a alocação de baterias no SDEE.

Sedghi *et al.* (2016) propuseram um método para alocar e definir a capacidade e potência de sistemas de baterias enquanto se minimiza a função objetivo de custo que considera os custos de investimento em sistemas de baterias, custos de operação, custo de confiabilidade e o número de restrições técnicas violadas. Para maximizar os benefícios de sistemas de baterias no SDEE, as unidades instaladas são usadas simultaneamente para os seguintes propósitos: redução de pico, regulação de tensão, e aumento da confiabilidade. Para considerar as incertezas, no modelo é usado o método de estimação por pontos para o fluxo de potência probabilístico; também, para maximizar os benefícios, as baterias são programadas para operar através de um algoritmo híbrido de busca tabu/otimização por enxame de partículas.

No trabalho de Jayasekara *et al.* (2016) é proposta uma ferramenta para a ótima integração de sistemas de baterias com o SDEE a fim de suportar altas penetrações de geração FV. A função objetivo incorpora os custos relacionados à regulação de tensão, redução de perdas, redução do pico de consumo e ciclagem de sistemas de baterias para um ótimo gerenciamento. A estratégia de gerenciamento de sistemas de baterias otimiza a operação *day-ahead* controlando parâmetros externos como taxas de carga e descarga. O planejamento *day-ahead* determina até quando a fonte (sistemas de baterias ou a rede) opera em um determinado intervalo de tempo, a quantidade de energia provida e o modo de operação no ponto de acoplamento comum. Então, os padrões de operação dos SAEE são utilizados para determinar as capacidades ótimas e o local de instalação é escolhido onde se há o mínimo valor da função objetivo.

Para também suportar uma alta penetração de geração FV em um sistema elétrico de potência, Babacan *et al.* (2017) apresentaram um método baseado em algoritmo genético com dois níveis de otimização para a redução da flutuação de tensão utilizando sistemas de baterias em barras do sistema que em que podem ser instalados. As variáveis de decisão do problema são o nó em que o sistema de bateria deve ser instalado e a sua capacidade; a operação é feita utilizando um modelo de programação linear que minimiza o pico diário de demanda.

A fim de prover reserva de energia e suporte à rede, no trabalho de Massucco *et al.* (2021) é proposto um método para a alocação e dimensionamento de sistemas de baterias em sistemas de alta e média tensão. A decisão é tomada através de um modelo linear de fluxo de potência ótimo que computa as injeções nodais que compensam as variações em relação ao despacho *day-ahead* da unidade, os custos econômicos são minimizados sujeitos a restrições de operação da rede. Os custos econômicos são a soma dos custos de operação da rede utilizando reservas de energia convencionais e o custo para instalar o sistema de bateria.

Khalid Mehmood *et al.* (2017) propuseram um método para prover regulação de tensão ao sistema, e para a ótima alocação de sistemas de baterias junto com unidades de GD renovável (eólica e FV); o modelo considera fatores que afetam a vida útil do SAEE como temperatura de operação, nível de descarga e correntes de carga e descarga. Para encontrar a solução ótima é utilizado um algoritmo genético multiobjetivo que em uma função objetivo minimiza as perdas de energia e em outra o custo do investimento em sistemas de baterias e GD.

Idlbi *et al.* (2016) investigaram o uso de baterias no SDEE em média tensão, a fim de controlar a tensão e evitar o investimento em reforços na rede elétrica ou o corte de GD. Além de desenvolver e propor um controle, o investimento em baterias é economicamente comparado com a possibilidade de reforços na rede da perspectiva do operador do sistema. A comparação econômica é feita entre os custos de instalação e operação das opções, que depois é feito o cálculo do VPL desses valores e então comparados entre si.

Jannesar *et al.* (2018) propuseram um modelo matemático para a alocação, dimensionamento e operação de baterias, que busca uma solução minimizando custos com a arbitragem de energia, reduzindo os custos com acesso à transmissão e emissão de gases poluentes, mitigando os impactos que a alta penetração de GD causa no SDEE. A operação é baseada em uma função de custo para tornar a instalação economicamente atraente; a alocação e operação são feitas simultaneamente para um perfil diário de carga e descarga. Objetivos técnicos como fluxo reverso de potência e regulação de tensão são considerados como restrições no modelo.

Outros métodos baseados em meta-heurísticas foram desenvolvidos recentemente para a alocação e dimensionamento de baterias no SDEE. Chen *et al.* (2011) propuseram um algoritmo genético para ótima alocação e operação de baterias em uma microrrede. No trabalho também é proposto o planejamento de unidades de GD junto com a alocação das baterias, definidas por um algoritmo genético garantindo a interdependência econômica e

operacional. O VPL é utilizado para avaliar a qualidade dos resultados para diferentes condições.

Wen *et al.* (2015), a fim de minimizar os custos com a operação do sistema com penetração de potência de geradores eólicos e melhorar o perfil de tensão, desenvolveram um algoritmo de otimização multiobjetivo por enxame de partículas para a ótima alocação de baterias. No trabalho é utilizado o método de fluxo de potência probabilístico para resolver as equações do fluxo de potência que considera a distribuição de probabilidade da geração eólica.

A fim de atingir um balanço entre os custos e a suavização dos impactos da penetração de geração eólica, Zhang *et al.* (2017) propuseram um método para o dimensionamento de baterias. O método é baseado em lógica *fuzzy* para controlar a carga e descarga das baterias a fim de suavizar os efeitos da penetração de potência da geração eólica mantendo a operação da bateria de modo a não prejudicar sua vida útil.

Com o intuito de permitir uma compreensão da contribuição dos diversos trabalhos mencionados, na Tabela 1 os trabalhos estão dispostos segundo seus objetivos.

Tabela 1 – Tabela de comparação das referências.

Referência	Objetivos						
	Redução dos custos (SDEE)	Redução dos custos (baterias)	Redução das perdas	Regulação de tensão	Arbitragem de energia	Integração de GD	Redução de emissão de gases poluentes
Sedghi et al. (2016)	X	X		X			
Jayasekara et al. (2016)			X	X			
Babacan et al. (2017)				X			
Massucco et al., (2021)	X	X					
Khalid Mehmood et al. (2017)		X	X			X	
Idlbi et al., (2016)				X			
Jannesar et al., (2018)					X		X
Chen et al., (2011)	X	X				X	
Wen et al., (2015)	X			X			
Zhang et al., (2017)	X	X				X	

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Diversos meios e métodos para alocação e operação de baterias foram estudados e propostos pela literatura especializada, e foram considerados diferentes objetivos e métodos. Entretanto, os objetivos e/ou análises econômicas são simples e raramente é empregado o uso de algum índice como o VPL. Portanto, esta dissertação apresenta modelos matemáticos para a alocação e operação de baterias no SDEE baseada em índices econômicos.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Neste trabalho serão apresentados modelos de programação matemática estocástica de dois estágios para a ótima alocação e operação de baterias baseado em índices econômicos como o VPL e a TIR. Devido à não linearidade no cálculo da TIR, é apresentado um método iterativo para que seja possível obter a solução do problema, que consiste em maximizar o VPL para diferentes valores de taxas de desconto a partir de uma taxa mínima, e então é calculada a TIR das soluções com baterias alocadas, e por fim, a solução ótima é a que apresenta a maior TIR. As soluções que os dois índices apresentam serão comparadas no âmbito técnico (redução de perdas de energia e pico de demanda, melhora no perfil de tensão e aumento da capacidade de integração de GD) e econômico (redução dos custos de operação e investimento). Os modelos matemáticos são baseados em programação estocástica em dois estágios, sendo que no primeiro estágio são definidas as variáveis sem ter certeza da realização dos parâmetros estocásticos enquanto no segundo são definidas as variáveis influenciadas por incertezas; para representar a operação da rede é considerado um modelo de programação cônica de segunda ordem.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O restante do trabalho está organizado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 os índices econômicos são apresentados, junto com uma discussão das vantagens e debilidades de cada;
- No Capítulo 3 são apresentados os modelos que podem representar a operação das baterias e o modelo que representa a operação do SDEE com geração FV;
- No Capítulo 4 são apresentados os resultados de testes feitos a fim de avaliar as decisões obtidas a partir de cada índice e a performance do método;
- Finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões da dissertação.

2 ÍNDICES ECONÔMICOS

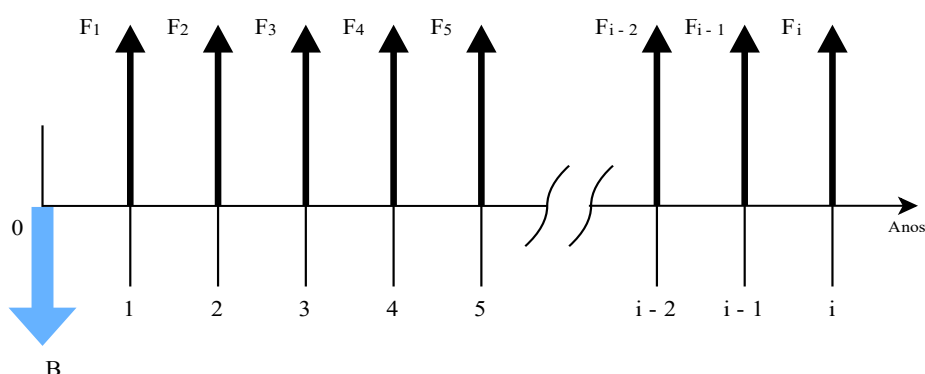
A decisão para alocação e operação de baterias no SDEE deve ser cuidadosamente escolhida e avaliada, já que baterias ainda representam altos investimentos, por isso é importante avaliar o benefício econômico que as baterias podem trazer ao operador do SDEE. O benefício econômico pode ser avaliado por diversos meios e métodos, sendo mais comum o uso de índices econômicos como o VPL e a TIR; porém, quando estes índices são usados para a tomada de decisões; cada um leva à diferentes decisões.

Portanto, para orientar o processo de alocação das baterias no SDEE os índices econômicos (VPL e TIR) serão utilizados. Ambos os índices serão explicados junto com uma breve discussão de suas vantagens e desvantagens.

2.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O valor presente líquido é um dos índices financeiros mais utilizados para avaliar investimentos. O VPL é um valor (\$) que representa a soma do investimento com os fluxos de caixa futuros, como ilustrado na Figura 1. Os fluxos de caixa que o investimento poderá gerar são corrigidos para o valor presente por uma taxa de desconto, subtraindo o valor do investimento inicial. Este índice é amplamente aceito e utilizado devido a sua praticidade de interpretação: um VPL positivo indica a aceitação do investimento, já que a soma dos ganhos futuros corrigidos supera o investimento feito no presente; um VPL negativo indica a recusa do projeto, ou seja, a soma dos ganhos futuros corrigidos não supera o investimento inicial. Quando dois ou mais projetos são avaliados e a decisão é baseada no VPL, os projetos devem ser classificados em ordem decrescente (BLANK; TARQUIN, 2018).

Figura 1 – Fluxo de caixa para o cálculo dos índices



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

A representação matemática do VPL é apresentada em (1), que calcula o VPL para um fluxo de caixa anual líquido (i.e.,) F_i e um investimento B , considerando uma taxa de desconto λ e um horizonte de planejamento τ (BLANK; TARQUIN, 2018).

$$VPL = \sum_{i=1}^{\tau} \frac{F_i}{(1 + \lambda)^i} - B \quad (1)$$

A simples e rápida interpretação que o VPL tem, contrasta com algumas de suas desvantagens. A primeira desvantagem está relacionada com a dependência que seu cálculo tem com a taxa de desconto, pois esta deve ser cuidadosamente definida já que exerce grande influência no resultado (STEFFEN, 2020).

Para exemplificar o problema que a taxa de desconto tem sobre o VPL, considere uma bateria com 10 anos de vida útil a ser instalada em um SDEE, com um investimento inicial de \$10.000, manutenção anual de \$3.000 e que gera um lucro bruto de \$5.000. Na Tabela 2 o VPL é calculado para diferentes taxas de desconto de 0 a 20%. É possível verificar que o valor da taxa de desconto pode influenciar na tomada de decisão, pois valores baixos resultam em um VPL maior, enquanto um alto valor para a taxa resulta em um VPL menor.

Tabela 2 – Influência da taxa de desconto no cálculo do VPL

λ	0%	5%	10%	15%	20%
VPL	\$10.000	\$5.184	\$2.081	\$32	-\$1.354

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Outra desvantagem relacionada ao VPL é que ele não oferece informações sobre o esforço inicial, ou seja, sobre o investimento. Caso dois projetos fossem comparados, A e B, o projeto A pode ter VPL maior que o do projeto B, mas o investimento do projeto A pode ser muito alto em relação ao investimento do projeto B, resultando na razão VPL/investimento do projeto A ser inferior à razão do projeto B; sendo assim, a melhor opção econômica seria o projeto B, como mostrado por Kelly; Leahy (2020). Para ilustrar isso, a Tabela 3 resume a avaliação econômica desses dois projetos. Se a decisão fosse tomada considerando apenas o VPL de ambos os investimentos, o projeto A seria selecionado. Por outro lado, se a razão entre o VPL e o investimento inicial for adotada, a opção B é a melhor alternativa.

Tabela 3 – Impacto do investimento inicial no cálculo do VPL

Projeto	Fluxo de caixa (F_i)	Investimento	VPL	Razão VPL/Investimento
A	\$2.002.000	\$2.000.000	\$2.000	0,1
B	\$2.000	\$1.000	\$1.000	100

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

A última desvantagem é relacionada com a interpretação que os utilizadores do índice têm pois, como utiliza os fluxos de caixa e o investimento do projeto, pode ser facilmente confundido com lucro; no entanto, o detalhe importante é que o VPL utiliza uma taxa de desconto que, diferente da taxa de juros que indica a valorização do dinheiro, considera que um determinado valor futuro tem um valor menor do que no presente (devido à inflação).

2.2 TAXA INTERNA DE RETORNO

A TIR é a taxa λ^{TIR} que faz com que o VPL de um investimento seja igual a zero (BLANK; TARQUIN, 2018). Conceitualmente, a TIR é um indicador de atratividade de um projeto; quando um projeto é avaliado, a TIR calculada deve ser maior que uma taxa mínima de atratividade já determinada, caso contrário, o projeto não deve ser escolhido. Quando dois projetos são avaliados, além de comparar a TIR dos projetos com a taxa mínima de atratividade, deve ser calculado um fluxo de caixa incremental (a diferença de fluxo de caixa entre o projeto de maior investimento e o de menor valor), calcular a TIR desse fluxo incremental e comparar com a taxa mínima de atratividade; caso a TIR incremental for maior que a taxa mínima de atratividade, o projeto de maior investimento pode ser selecionado (BLANK; TARQUIN, 2018).

Seguindo a definição da TIR, a equação (2) permite calcular a taxa λ^{IRR} usando parâmetros e variáveis similares aos envolvidos no cálculo do VPL, exceto pela taxa de desconto λ^{IRR} , que seria a própria TIR que está sendo calculada.

$$\sum_{i=1}^{\tau} \frac{F_i}{(1 + \lambda^{TIR})^i} - B = 0 \quad (2)$$

A TIR supera algumas das dificuldades encontradas no uso do VPL. Inicialmente não é necessário estipular uma taxa de desconto para calculá-la, pois ela depende apenas do valor do investimento e dos fluxos de caixa, evitando os problemas já mencionados que uma taxa de desconto inapropriada pode acarretar a análise do investimento ou a melhora artificial dos resultados. Outra vantagem para quem a utiliza é a sua interpretação direta, representando a atratividade do investimento.

A maior dificuldade relacionada com o uso da TIR é relacionada com seu cálculo que, devido a sua natureza não linear, é uma tarefa difícil de realizar, principalmente de modo manual, podendo também existir mais de um valor para a solução da equação. Isso acontece nos casos em que há mais de uma mudança de sinal no fluxo de caixa, *i.e.*, quando há um reinvestimento. Também, a análise incremental dos fluxos de caixa é necessária devido à

característica da TIR favorecer projetos com o menor investimento possível. Adicionalmente, caso algum dos parâmetros seja desconhecido ou impreciso, aumenta a dificuldade de utilizar a TIR como critério para otimização.

3 MÉTODOS BASEADOS EM MODELOS MATEMÁTICOS PARA A ALOCAÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS

Este capítulo apresenta dois métodos para alocação ótima de baterias, baseado na proposta de Martinez *et al.* (2021). Os métodos permitem encontrar soluções para a alocação de baterias, aqui representada pela variável de decisão de investimento (ρ_m para alocação de um sistema de bateria na barra m), sendo baseados nos índices econômicos VPL e TIR. O modelo de programação matemática, a fim de encontrar essas soluções é definido nesta seção. Primeiro, é apresentada uma discussão sobre os modelos que podem representar a operação das baterias e então o modelo que será utilizado. Posteriormente as restrições que representam a operação do SDEE são descritas, assim como a restrição da GD. Em seguida, os problemas de otimização para cada um dos índices são definidos e posteriormente, é descrito e apresentado o método para encontrar uma solução baseada na TIR.

Ambos os modelos de programação matemática são estocásticos de dois estágios, permitindo considerar incertezas relacionadas à demanda de energia e a geração FV usando um conjunto de cenários, representados pelo índice s , indicando os possíveis conjuntos de cenários, constituídos de pares de perfis de demanda e geração FV. Além disso, as variações na demanda e geração ao longo de um dia são representadas para cada intervalo de tempo t .

A programação estocástica de dois estágios é um método que permite considerar parâmetros com incertezas que influenciam em variáveis do modelo. No primeiro estágio dos modelos aqui apresentados é definida a alocação das baterias, enquanto no segundo estágio são definidas as demais variáveis dependentes da demanda e geração FV (potência da subestação, fluxo de potência nos ramos, níveis de tensão e operação das baterias). Com todas as variáveis definidas, de acordo com a probabilidade de cada cenário, o valor esperado da função objetivo é calculado.

3.1 RESTRIÇÕES TÉCNICAS E OPERACIONAIS

No modelo, as restrições estão separadas em três grupos: no primeiro são apresentadas as restrições que controlam a operação e alocação de baterias, onde a variável de decisão ρ_m determina se a barra m tem uma bateria alocada; no segundo são apresentadas as restrições que representam a operação radial do SDEE em um modelo equivalente monofásico; por fim, no terceiro é descrita a operação das unidades de GD renováveis com base na tecnologia FV.

3.1.1 Operação do sistema de baterias

É esperado que a introdução de baterias no SDEE ocasione melhorias técnicas no sistema, pois com a operação das baterias será possível reduzir o pico da demanda de energia nos horários críticos, o aumento da capacidade de integração GD sem violar os limites de tensão do SDEE, melhorar o perfil de tensão durante os momentos críticos e reduzir as perdas de energia. As melhorias técnicas apresentadas são os resultados da capacidade que as baterias têm de absorver e injetar energia no SDEE de acordo com os parâmetros de demanda e preço da energia.

Alguns modelos para a operação das baterias já foram apresentados, dentre eles há modelos não lineares Li *et al.* (2016), binários (MACEDO *et al.*, 2015) e lineares (MARTINEZ; TABARES; FRANCO, 2021). Essas características do modelo geralmente são associadas com as variáveis de potência de carga e descarga da bateria, a fim de evitar carga e descarga simultâneas. Esses modelos têm algumas restrições em comum, que são as de limite de injeção e absorção de energia, a do estado de energia da bateria e a de limite de energia. Estas restrições estão apresentadas em (3)–(6).

A injeção e absorção de energia da bateria são representadas nas restrições (3) e (4), onde a potência da energia que a bateria pode injetar no SDEE durante o período t (P_t^{b+}) é restringida pelo limite de potência do inversor, conforme apresentado em (3). Similarmente, a energia que a bateria pode absorver (P_t^{b-}) é limitada como expresso em (4). O estado de energia da bateria para cada período t é representado em (5), sendo que o estado atual de energia (E_t^b) depende da energia do estado anterior (E_{t-1}^b) com a soma das potências absorvida ou injetada e da energia auto descarregada. A energia da bateria em cada período não pode ultrapassar seus limites mínimo e máximo, como expresso em (6).

$$0 \leq P_t^{b+} \leq P_{inv}; \forall t \quad (3)$$

$$0 \leq P_t^{b-} \leq P_{inv}; \forall t \quad (4)$$

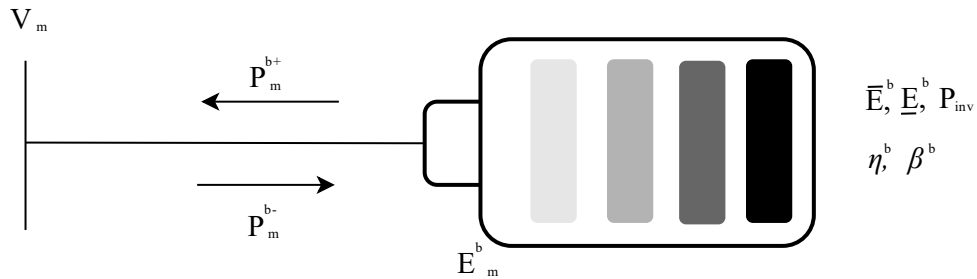
$$E_t^b = E_{t-1}^b + \Delta t \cdot \left(P_t^{b-} \cdot \eta^b - P_t^{b+} / \eta^b \right) - E_t^b \cdot \beta^b; \forall t \quad (5)$$

$$\underline{E}^b \leq E_t^b \leq \overline{E}^b; \forall t \quad (6)$$

Nas expressões acima, o parâmetro P_{inv} representa a capacidade de injeção e absorção do inversor da bateria, enquanto os parâmetros \underline{E}^b e \overline{E}^b são a energia mínima e máxima que pode ser armazenada na bateria. Também, η^b representa a eficiência de operação da bateria, que permite considerar as perdas do inversor, e β^b representa a potência perdida por conta da

autodescarga devido a inerente e constate reação entre os componentes químicos das baterias. Na Figura 2 são ilustrados os parâmetros e variáveis relacionados à bateria.

Figura 2– Representação da bateria



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

3.1.1.1 Adição de uma restrição não linear

Para evitar os casos de injeção e absorção de energia durante o mesmo período é necessário adicionar restrições adicionais ao modelo para garantir a correta operação. Como apresentado por Li *et al.* (2016), o modelo seria não linear devido à condição (7), onde o produto das variáveis de absorção e injeção de potência deve ser igual a zero.

$$P_t^{b+} \cdot P_t^{b-} = 0; \forall t \quad (7)$$

Com esta restrição, pelo menos uma das variáveis sempre deve ser igual a zero, garantindo a satisfação da restrição e assegurando a correta operação das baterias. A adição desta restrição torna o modelo, representado em (3)–(7), não linear, o que dificulta o processo de busca da solução Li *et al.* (2016).

3.1.1.2 Modelo binário para a operação de baterias

Como apresentado por Macedo *et al.* (2015), é possível utilizar uma variável binária que represente o estado de operação da bateria a fim de garantir a correta operação. Para isso, essa variável binária é utilizada nas restrições que limitam a potência de absorção e injeção de potência, multiplicando os limites de potência da bateria. Portanto, as restrições do limite de potência (2) e (3) são modificadas com a adição da variável e_t , como em (8) e (9).

$$0 \leq P_t^{b+} \leq P_{inv} \cdot e_t; \forall t \quad (8)$$

$$0 \leq P_t^{b-} \leq P_{inv} \cdot (1 - e_t); \forall t \quad (9)$$

$$e_t \in \{0, 1\}; \forall t \quad (10)$$

O modelo constituído pelas restrições (5), (6) e (8)–(10) é um modelo binário misto, e garante que para os períodos t em que $e_t = 0$, a bateria apenas possa absorver energia do SDEE, já que o limite superior da restrição (8) será igual a zero; e quando $e_t = 1$, a bateria poderá apenas injetar energia no SDEE, pois o limite superior da restrição (9) será igual a zero, assegurando que a variável da potência de absorção seja igual a zero. Apesar de garantir a correta operação das baterias, em um modelo que visa a alocação de baterias com alto número de cenários estocásticos, o número de variáveis binárias cresce, tornando o processo de resolução demorado.

3.1.1.3 Modelo relaxado

Este modelo é usado para a ótima alocação e operação de baterias no SDEE por Martinez *et al.* (2021), baseado no trabalho de Macedo *et al.* (2015), com modificações para que se torne possível a alocação das baterias. O modelo não depende de variáveis binárias ou de restrições não lineares para garantir a operação das baterias; entretanto, a decisão de alocação de bateria na barra m do sistema é representada pela variável binária ρ_m . Apesar da introdução de uma variável binária no modelo, esta se refere à alocação de baterias no SDEE, i.e., quando assume valor igual a 1 ($\rho_m = 1$) uma bateria está sendo alocada na barra m do sistema, diferente das variáveis de operação das baterias que, além da quantidade de barras, dependem do número de períodos e cenários estocásticos.

A potência da injeção e absorção de energia das baterias no SDEE são representadas nas restrições (11) e (12) abaixo. Aqui, as variáveis que representam a potência que a bateria pode injetar no SDEE ($P_{m,t,s}^{b+}$) e absorver do SDEE ($P_{m,t,s}^{b-}$) em cada barra m , período t do cenário estocástico s , são restringidas pelo limite de potência do inversor multiplicado pela variável binária da decisão do investimento (ρ_m), garantindo que as variáveis das baterias assumam valores apenas nas barras em que há alocação.

$$0 \leq P_{m,t,s}^{b+} \leq P_{inv} \cdot \rho_m; \forall m, t, s \quad (11)$$

$$0 \leq P_{m,t,s}^{b-} \leq P_{inv} \cdot \rho_m; \forall m, t, s \quad (12)$$

A energia da bateria para cada período t é representada em (13) e (14). Aqui, diferente dos modelos apresentados anteriormente, o estado da energia da bateria é controlado por duas restrições. Isso é feito para garantir que a bateria tenha uma carga inicial fixa, evitando que a bateria inicie o primeiro período já injetando potência no SDEE. Portanto, para o período inicial ($t = 1$) é válida a expressão (13), que determina o estado de energia da bateria ($E_{m,t,s}^b$)

igual ao parâmetro E_{ini}^b multiplicado pela variável de decisão do investimento, para que a variável do estado de energia assuma valores apenas nas barras em que há a alocação. Para os demais períodos ($t > 1$) a expressão (14) é válida, determinando o estado de energia da bateria dependente do seu estado anterior ($E_{m,t-1,s}^b$), considerando a perda de energia por auto descarregamento, e a energia injetada ou absorvida pela bateria no SDEE. O estado de energia da bateria é limitado em cada período, não podendo ultrapassar seus limites mínimo e máximo, como expresso em (15), e para garantir que a variável do estado de energia assuma valores apenas nas barras em que é alocada uma bateria, junto dos limites há a multiplicação pela variável de decisão do investimento.

$$E_{m,t,s}^b = E_{ini}^b \cdot \rho_m + \Delta t \cdot \left(P_{m,t,s}^{b-} \cdot \eta^b - \frac{P_{m,t,s}^{b+}}{\eta^b} \right) - E_{m,t,s}^b \cdot \beta^b; \forall m, t = 1, s \quad (13)$$

$$E_{m,t,s}^b = E_{m,t-1,s}^b + \Delta t \cdot \left(P_{m,t,s}^{b-} \cdot \eta^b - \frac{P_{m,t,s}^{b+}}{\eta^b} \right) - E_{m,t,s}^b \cdot \beta^b; \forall m, t > 1, s \quad (14)$$

$$\underline{E}^b \cdot \rho_m \leq E_{m,t,s}^b \leq \overline{E}^b \cdot \rho_m; \forall m, t, s \quad (15)$$

A fim de simular as limitações físicas que podem ocorrer na instalação de baterias no SDEE, é definido o parâmetro b_m como o conjunto de barras candidatas para a instalação, sendo igual a 1 para a barra m em que pode haver a alocação e igual a 0 para a barra onde não pode haver. Portanto a alocação é limitada em (16), restringindo a variável de decisão da alocação a assumir valor 1 apenas para as barras permitidas. Esta consideração, além de simular as limitações físicas do SDEE, permite também restringir o espaço de busca do problema. A equação (17) define a natureza binária da variável de decisão da alocação (ρ_m).

$$\rho_m \leq b_m; \forall m \quad (16)$$

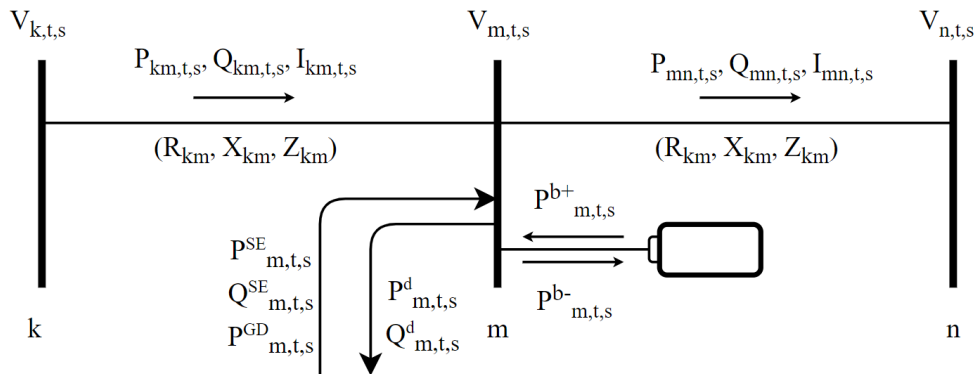
$$\rho_m \in \{0,1\}; \forall m \quad (17)$$

3.1.2 Restrições de Operação da Rede

As restrições que representam a operação do SDEE são baseadas no modelo AC *branch flow* apresentado por Farivar; Low (2013), com pequenas modificações para considerar a influência da operação das baterias e a penetração da GD. O modelo é definido por (18)–(23) e os parâmetros e variáveis são ilustrados na Figura 3. As equações (18) e (19) garantem o equilíbrio entre as potências que chegam à barra m , as que saem, a demandada, a que as baterias injetam ou absorvem e a potência fornecida pela geração distribuída. Nas restrições, as variáveis $P_{mn,t,s}$, $Q_{mn,t,s}$ e $I_{km,t,s}^{sqr}$ correspondem aos fluxos de potência ativa e reativa, e o quadrado da magnitude da corrente através do circuito mn , durante período t do

cenário s . Também, as variáveis $P_{m,t,s}^{b+}$ e $P_{m,t,s}^{b-}$ representam a potência que a bateria injeta ou absorve na barra m , enquanto $P_{m,t,s}^{SE}$ e $Q_{m,t,s}^{SE}$ representam as potências ativa e reativa que a subestação fornece a barra m . Por fim, a variável $P_{m,t,s}^{GD}$ representa a potência ativa fornecida pela unidade de GD na barra m .

Figura 3 – Ilustração das relações entre as restrições do SDEE



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Na restrição (20) é estabelecida a queda de tensão no circuito mn de acordo com as perdas de energia (representadas nos termos $R_{mn} \cdot P_{mn,t,s}$ e $X_{mn} \cdot Q_{mn,t,s}$, que são as perdas ativas e reativas), sendo que as variáveis $V_{m,t,s}^{sqr}$ e $V_{n,t,s}^{sqr}$ representam a tensão ao quadrado nas barras m e n , respectivamente. A restrição cônica de segunda ordem (21) estabelece a relação entre as magnitudes de tensão ao quadrado na barra n , corrente, potência ativa e reativa ao quadrado no circuito mn . A seguir, (22) e (23) limitam o quadrado das magnitudes de tensão e corrente em cada barra n e circuito mn , onde a tensão $V_{n,t,s}^{sqr}$ é restrita pelos limites superior \bar{V}^2 e inferior \underline{V}^2 , como expresso em (22), enquanto (23) estabelece o limite superior da corrente ao quadrado (\bar{I}_{mn}^2) para cada circuito mn , em cada tempo t e cenário s .

$$\sum_{km} P_{km,t,s} - \sum_{mn} (P_{mn,t,s} + R_{mn} \cdot I_{mn,t,s}^{sqr}) + P_{m,t,s}^{SE} + P_{m,t,s}^{GD} + P_{m,t,s}^{b+} - P_{m,t,s}^{b-} = P_{m,t,s}^d \quad \forall m, t, s \quad (18)$$

$$\sum_{km} Q_{km,t,s} - \sum_{mn} (Q_{mn,t,s} + X_{mn} \cdot I_{km,t,s}^{sqr}) + Q_{m,t,s}^{SE} = Q_{m,t,s}^d; \quad \forall m, t, s \quad (19)$$

$$V_{m,t,s}^{sqr} - V_{n,t,s}^{sqr} = 2 \cdot (R_{mn} \cdot P_{mn,t,s} + X_{mn} \cdot Q_{mn,t,s}) + Z_{mn}^2 \cdot I_{mn,t,s}^{sqr}; \quad \forall mn, t, s \quad (20)$$

$$V_{n,t,s}^{sqr} \cdot I_{mn,t,s}^{sqr} \geq P_{mn,t,s}^2 + Q_{mn,t,s}^2; \quad \forall mn, t, s \quad (21)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{n,t,s}^{sqr} \leq \bar{V}^2; \forall n, t, s \quad (22)$$

$$0 \leq I_{mn,t,s}^{sqr} \leq (\bar{I}_{mn}^2); \forall mn, t, s \quad (23)$$

Nas expressões anteriores, os parâmetros de resistência, reatância e impedância para cada circuito mn são definidas por R_{mn} , X_{mn} e Z_{mn} , respectivamente. Os parâmetros $P_{m,t,s}^d$ e $Q_{m,t,s}^d$ definem a demanda de energia ativa e reativa para cada barra m , no período t , no cenário s .

3.1.3 Operação da Geração Distribuída Renovável

Aqui é definida a expressão da GD renovável que é considerada no modelo. Na expressão (24) é definida a potência fornecida pela GD para o SDEE na variável $P_{m,t,s}^{GD}$, e \bar{P}^{GD} é a potência de pico da unidade geradora e $\delta_{t,s}$ é o fator de geração para o período t no cenário s .

$$P_{m,t,s}^{GD} = \bar{P}^{GD} \cdot \delta_{t,s}; \forall m, t, s \quad (24)$$

3.2 RESTRIÇÕES PARA OS ÍNDICES ECONÔMICOS

O VPL e a TIR avaliam o benefício econômico que a alocação de baterias causa nos custos anuais da operação do SDEE, *i.e.*, a redução nos custos operacionais do sistema. Portanto, as equações (25)–(29) definem os parâmetros necessários para calcular os índices. As equações (25) e (26) representam o investimento que será feito e o limite desse investimento e (27) define o fluxo de caixa anual produzido (F_i). O custo anual da operação do SDEE sem a presença de baterias é calculado em (28), enquanto (29) determina o custo operacional anual do SDE com a influência das baterias.

$$B = \sum_m \rho_m \cdot (\bar{E}^b \cdot \zeta + P_{inv} \cdot \sigma) \quad (25)$$

$$B \leq \bar{B} \quad (26)$$

$$F_i = O_0 - O_B - \gamma \cdot B \quad (27)$$

$$O_0 = \sum_m \sum_t \sum_s (P_{m,t,s}^{SE,I} \cdot c_{t,s}^{SE} + P_{m,t,s}^{DG,I} \cdot c_{t,s}^{DG}) \cdot \Delta_t \cdot \xi_s \cdot \alpha \quad (28)$$

$$O_B = \sum_m \sum_t \sum_s (P_{m,t,s}^{SE} \cdot c_{t,s}^{SE} + P_{m,t,s}^{DG} \cdot c_{t,s}^{DG}) \cdot \Delta_t \cdot \xi_s \cdot \alpha \quad (29)$$

Em (25), o investimento é estabelecido como a soma de baterias alocadas nas barras do SDEE, composto pelo custo do módulo de bateria e o custo do inversor. O custo dos módulos da bateria é o produto da capacidade de armazenamento \bar{E}^b e seu custo por kWh (ζ); o custo do inversor σ é proporcional à sua capacidade de energia P_{inv} . Ambos os custos estão sujeitos à decisão do investimento em cada barra, representado pela variável binária ρ_m . Como expresso em (26), o investimento total da bateria deve ser menor que o orçamento \bar{B} .

O fluxo de caixa anual F_i , definido por (27) está presente no cálculo dos dois índices e estabelece os benefícios relacionados à alocação e operação das baterias. No cálculo do fluxo de caixa anual o custo operacional anual do SDEE sem baterias (O_0) é definido como a soma dos custos de energia fornecida pela subestação e geradores distribuídos, conforme expresso em (28). O custo da energia comprada da subestação é o produto da energia fornecida pela subestação $P_{m,t,s}^{SE,I}$ e seu custo $c_{t,s}^{SE}$ (\$/kWh), e o custo da energia comprada de geradores distribuídos é igual ao produto da energia fornecida pelos geradores $P_{m,t,s}^{GD,I}$ e seu custo $c_{t,s}^{GD}$ (\$/kWh).

O custo operacional anual do SDEE com baterias (O_B) é equivalente à definição de O_0 , como mostrado em (29); porém, a potência fornecida pela subestação $P_{m,t,s}^{SE}$ é definida com a presença de baterias, tornando o ponto de operação diferente do usado no cálculo de O_0 . Nas expressões anteriores, Δ_t corresponde à duração de cada período t , ξ_s é a probabilidade de cada cenário estocástico s , e o parâmetro α corresponde ao número de dias para cada cenário estocástico. Da mesma forma, os custos de manutenção em (27) são calculados como um valor proporcional (γ) do investimento.

3.3 PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO PARA CADA ÍNDICE ECONÔMICO

Nesta subseção, são definidos os dois problemas de otimização relacionados com cada índice: o VPL e a TIR. O primeiro problema de otimização corresponde à maximização do VPL, sujeito a (11)–(29). Este modelo matemático corresponde a um problema de programação cônica de segunda ordem inteira mista e pode ser resumido em (30). O modelo pode ser resolvido utilizando um software de otimização, garantindo a convergência para a solução ótima.

$$\begin{cases} \text{maximize (1)} \\ \text{sujeito a:} \\ \text{(11)–(29)} \end{cases} \quad (30)$$

O segundo problema de otimização corresponde à maximização da TIR, sujeito a (11)–(29). O modelo matemático resultante (31) corresponde a um problema de programação não linear inteira mista não convexo, difícil de resolver devido à não-linearidade presente em (2). Portanto, na seção seguinte é descrito um procedimento iterativo para determinar a solução com a máxima TIR.

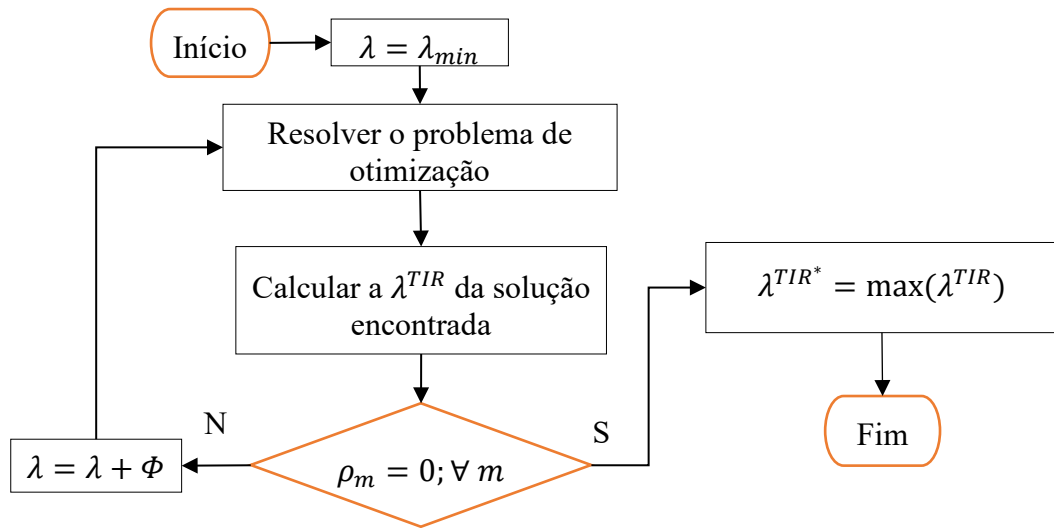
$$\begin{cases} \text{maximize } \lambda^{TIR} \\ \text{sujeito a:} \\ (2), (11) - (29) \end{cases} \quad (31)$$

3.4 ESTRATÉGIA PARA OTIMIZAÇÃO DA TIR

Devido à não linearidade no cálculo da TIR, o problema de otimização (31) não é adequado para ser resolvido diretamente usando *solvers* de programação linear inteira mista como o CPLEX. Portanto, como proposto por Martinez *et al.* (2021), aqui é apresentado o seguinte procedimento iterativo, ilustrado na Figura 4:

- 1 Definir uma taxa de desconto mínima (λ_{min}) e defini-la como a taxa de desconto ($\lambda = \lambda_{min}$).
- 2 Resolver o problema (30) para a taxa de desconto estabelecida (λ) e calcular a TIR da solução (λ^{TIR}).
- 3 Verificar se não há alocação de baterias ($\rho_m = 0; \forall m$); caso haja: incrementar a taxa de desconto ($\lambda = \lambda + \Phi$) e retornar ao passo 2; caso contrário: siga para o passo 4.
- 4 Dentre as soluções obtidas no passo 2, escolher a com o maior TIR.

Figura 4 – Fluxograma ilustrativo do processo de otimização da TIR.



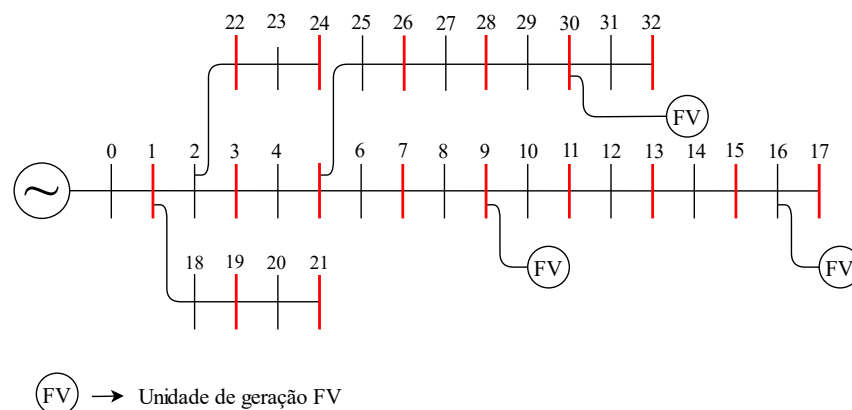
Fonte: adaptado de Martinez *et al.* (2021).

4 TESTES E RESULTADOS

As soluções para os problemas de otimização (30) e (31) são apresentadas neste capítulo a fim de ilustrar e comparar as melhorias técnicas e econômicas que as decisões baseadas na TIR e no VPL podem produzir. Com o intuito de ter uma referência para comparar os resultados técnicos e econômicos, um caso base é calculado, e nele a operação do SDEE não tem alocação de baterias.

Os problemas de otimização foram aplicados em uma versão adaptada do sistema de teste IEEE de 33 barras (BARAN; WU, 1989), que tem tensão nominal de 12,66 kV, a subestação conectada ao nó 0 e 32 barras de cargas. Foram adicionadas 3 unidades de geração FV nas barras 9, 16 e 30. As barras candidatas são escolhidas de modo que não tenha alocação em barras vizinhas, como ilustrado na Figura 5. A soma das unidades de GD FV tem uma penetração de 80%, que é a máxima suportada pelo sistema, sendo que cada unidade de geração FV tem uma capacidade de geração de 990 kW. Adicionalmente, para que seja possível comparar o desempenho do método em um sistema maior, também é utilizado um sistema baseado em uma rede real de 136 barras (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000), com tensão nominal de 13,8 kV, a subestação estando conectada ao nó 136 e modificado com geração FV nas barras 6, 25, 31, 48, 56, 83, 93, 103, 109, 125 e 132, sendo que cada uma delas têm uma capacidade de 3,6 MW, o que corresponde ao máximo de penetração que a rede suporta (65%). Os dados dos sistemas testes se encontram no Anexo I.

Figura 5 – Sistema teste IEEE 33 barras (barras candidatas em vermelho)

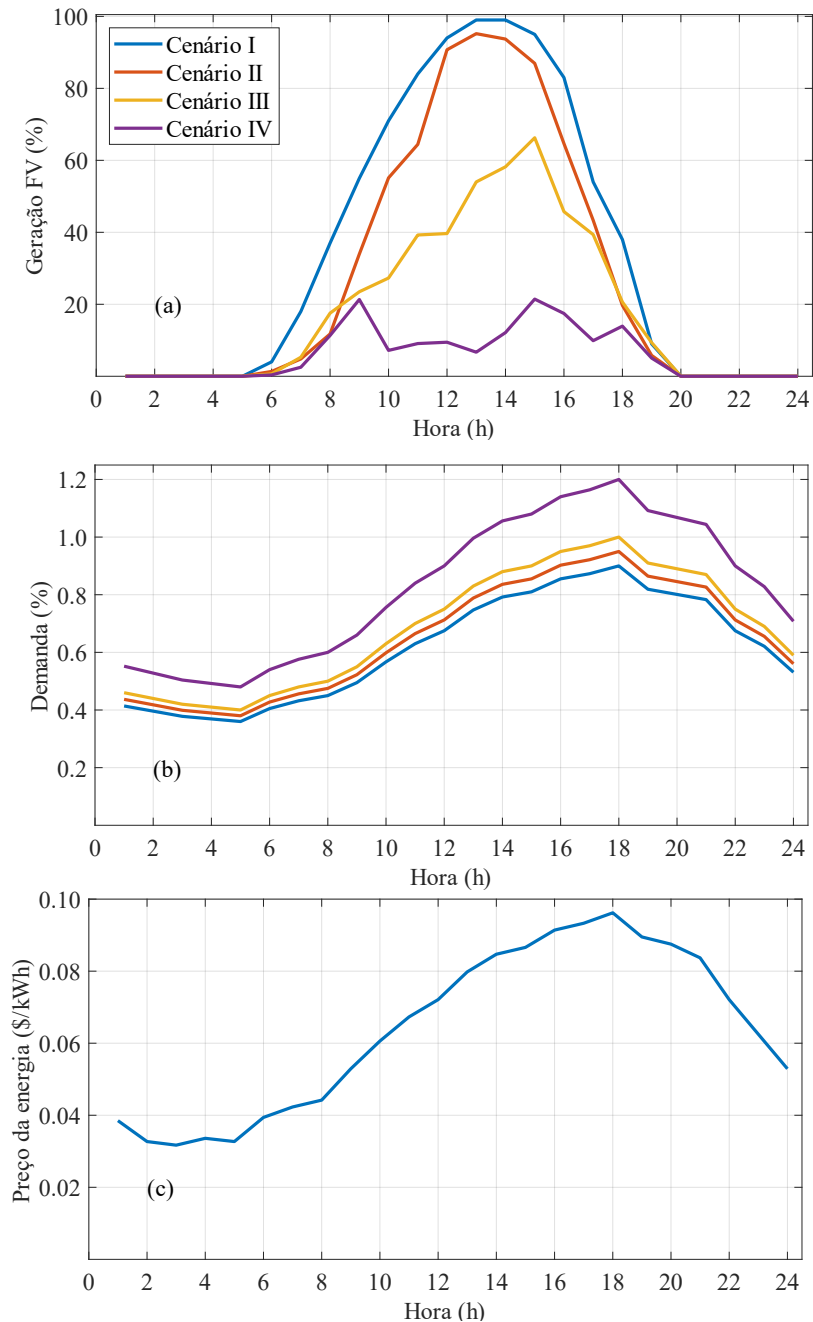


Fonte: Adaptado de Baran e Wu, (1989)

O preço da energia proveniente das unidades de geração FV é \$0,07/kWh, que corresponde a aproximadamente a média do custo da energia proveniente da subestação. Adicionalmente, a Figura 6 apresenta os cenários estocásticos de geração FV (fator de potência unitário) e de carga, sendo que cada cenário tem probabilidade de 25% cada cenário

representando um quarto de ano; o preço da energia adquirida da subestação também é apresentado; todas as informações foram retiradas de Sabillon-Antunez *et al.* (2017).

Figura 6 – Dados do sistema: (a) fator de geração de energia FV, (b) demanda de carga para cada cenário estocástico, e (c) custo de energia comprada da subestação.



Fonte: adaptado de Martinez et al. (2021)

A tecnologia da bateria que é considerada é de óxido de alumínio lítio/níquel-cobalto (Li-ion NCA), com vida útil de 18 anos e com uma taxa de autodescarga de $\beta=0,2\%$ por dia, sendo capaz de descarregar 90% de sua energia armazenada. Além disso, esta tecnologia de bateria tem eficiência de injeção e absorção (η^b) de 0,96. Ademais, cada módulo conta com

uma capacidade de 400 kWh e com um inversor de potência de 100 kW, e a carga inicial (E_{ini}^b) é considerada igual à capacidade mínima (40 kWh). O custo de investimento para a alocação de um sistema de baterias é de \$63.100, o custo anual de manutenção é igual a 1,5% do investimento por bateria, e o limite para os investimentos é de \$500.000. As informações das baterias levam em conta as projeções para 2030 estimadas por Ralon *et al.* (2017).

Os modelos matemáticos foram implementados na linguagem matemática AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e resolvidos usando o solver CPLEX (IBM, 2009) em um computador com processador AMD Ryzen 5 3500U. Embora o esforço computacional não seja crucial para um problema de planejamento, abaixo, na Tabela 4 são mostrados os tempos de solução de cada um dos casos com cada um dos SDEE de teste.

Tabela 4 – Tempos de solução dos casos de estudo para cada SDEE

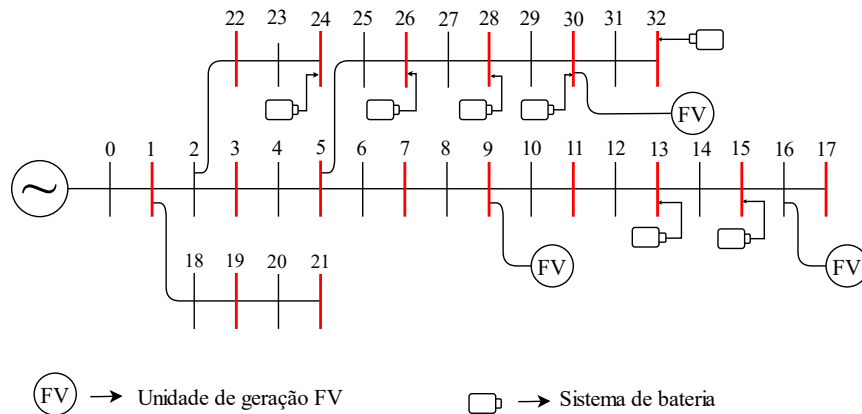
Solução	Sistema de 33 barras	Sistema de 136 barras
VPL	0,08h	7,13h
TIR	0,7h	67,77h

Fonte: do próprio autor.

4.1 RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 33 BARRAS

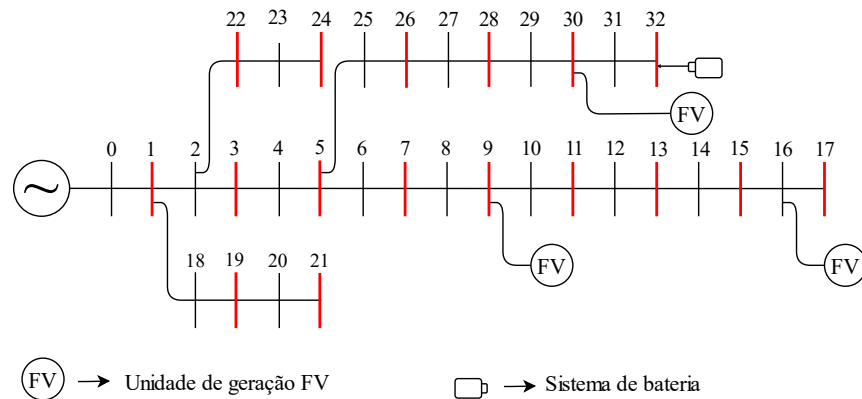
Para a otimização do VPL (problema de otimização (30)), foi considerada uma taxa de desconto de 4%. A decisão baseada no VPL determina a alocação de 7 baterias na rede (nas barras 13, 15, 24, 26, 28, 30 e 32), como mostrado na Figura 7. A decisão baseada na TIR determina a alocação de apenas uma bateria (na barra 32) como mostrado na Figura 8.

Figura 7 – Representação da alocação obtida pela maximização do VPL.



Fonte: adaptado de Martinez et al. (2021)

Figura 8 – Representação da alocação obtida pela maximização da TIR



Fonte: adaptado de Martinez et al. (2021)

4.1.1 Análise Econômica

Nesta seção as soluções encontradas quando o VPL e a TIR são utilizados serão analisadas, comparando os valores de investimento e redução de custos que cada um ocasiona.

A solução baseada no VPL (solução do problema de otimização (30)) tem um VPL de \$90.300, correspondendo a um investimento de \$441.700. O método proposto, apresentada na Figura 4, foi empregado para encontrar a solução com o maior TIR, e para isso foi considerada uma taxa de desconto inicial (λ_{min}) de 1% e um incremento (Φ) de 0,02%. Como resultado, a melhor solução encontrada pelo método tem uma TIR de 7,02%, e foi encontrada quando a taxa de desconto chegou a 7%. Esta tem o menor investimento possível, alocou apenas uma bateria (na barra 32), no valor de \$63.100.

Comparando as soluções quando o VPL e a TIR são maximizadas, é notória a diferença entre os investimentos: a solução TIR tem um investimento 85% menor do que a solução VPL. Também, influenciado pela diferença de baterias utilizadas, há uma notória diferença entre a redução dos custos de operação entre ambas as soluções: o custo de operação da TIR é 0,45% menor do que o custo de operação do caso base, enquanto da solução VPL é 3,06% menor. Embora a diferença do número de baterias alocadas das soluções seja grande, não se reflete em uma redução significativa nos custos operacionais. As informações dos casos TIR, VPL e base estão resumidos na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultados para a solução de ótima alocação de baterias no sistema IEEE de 33 barras

Caso	Custo de operação (\$)	Investimento (\$)	Taxa de desconto (%)	VPL (\$)	TIR (%)	Número de baterias alocadas
Base	1.598.592	–	–	–	–	–
Max. VPL	1.549.657	441.700	4,00	90.300	6,49	7
Max. TIR	1.591.366	63.100	–	15.769	7,02	1

Fonte: adaptado de Martinez et al. (2021).

Os resultados mostram que a solução TIR buscou o menor investimento, alocando apenas uma bateria, pois com um baixo investimento já é possível gerar uma pequena economia nos custos anuais da operação. Em contrapartida, a solução que maximiza o VPL faz a maior alocação permitida pelos parâmetros estabelecidos (limite financeiro e a taxa de desconto), pois, mesmo tendo um alto investimento, a redução dos custos operacionais é atraente.

4.1.2 Análise Técnica

Nesta seção, é apresentada a análise dos benefícios técnicos que as baterias trazem ao SDEE, como a redução de perdas, melhoria da tensão, redução de picos de consumo e capacidade de integração de geração FV. Portanto os benefícios das soluções, VPL e TIR, serão comparados com o caso base.

Na Tabela 6 são resumidas algumas informações técnicas, relacionadas com as perdas de energia e as tensões mínimas em cada um dos cenários de cada solução, assim como os do caso base. É observado que as soluções apresentadas reduzem as perdas anuais de energia, porém a maior redução é da solução VPL, com 0,7%, maior, mas não significativamente, que a solução TIR, que foi de 0,45%. As tensões mínimas ocorreram às 20 horas, e para o caso TIR, mesmo alocando apenas uma bateria, já se apresentou uma melhora nas tensões

mínimas; no caso VPL as tensões mínimas ocorreram às 21 horas, com valores melhores tensões comparadas com as tensões do caso TIR.

Tabela 6 – Perdas anuais de energia e tensões mínimas no sistema IEEE de 33 barras

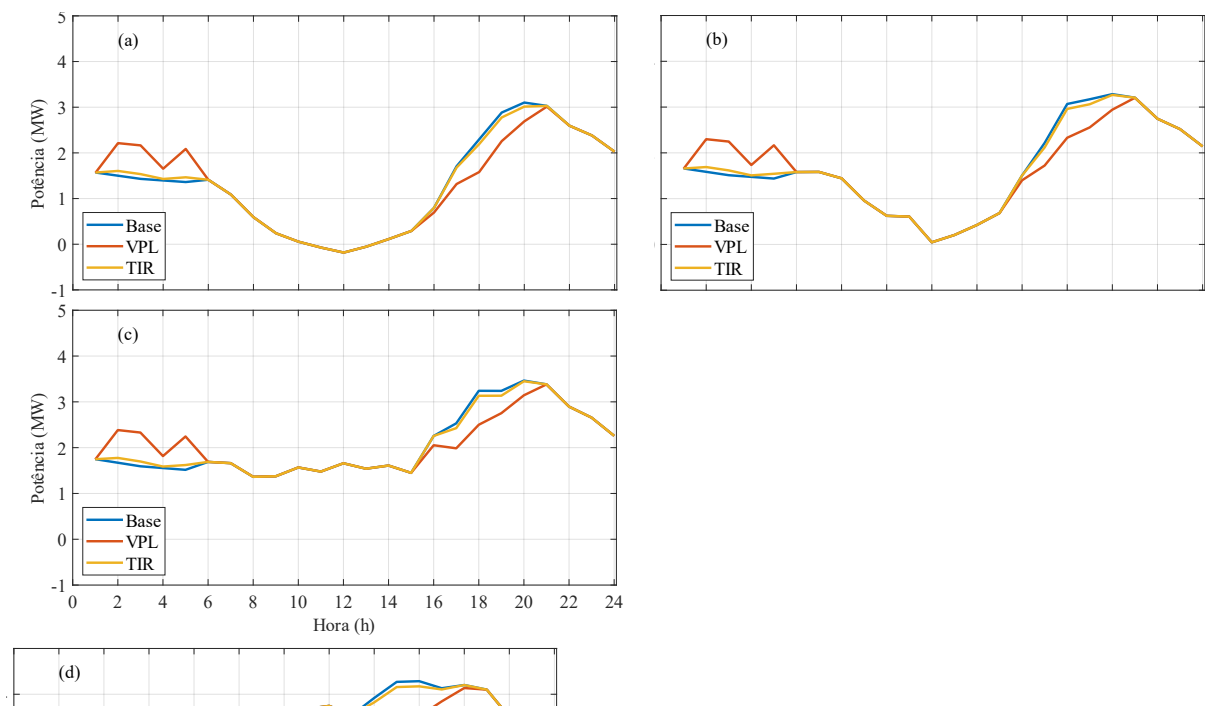
Caso	Perdas de energia (MWh)	Redução das perdas (%)	Tensão mínima em cada cenário (p.u.)			
			I	II	III	IV
Base	735,58	–	0,932	0,927	0,923	0,907
Max. VPL	730,43	0,70	0,934	0,929	0,925	0,909
Max. TIR	732,27	0,45	0,933	0,928	0,924	0,907

*As tensões mínimas ocorreram na barra 17 do sistema às 20 horas, exceto no caso VPL que ocorreu as 21 horas.

Fonte: adaptado de Martinez et al. (2021)

A potência fornecida pela subestação é ilustrada na Figura 9, representando todos os cenários estocásticos de cada caso estudado, sendo possível notar a redução no pico de carga durante o período da tarde (por volta das 18h). Como esperado, a solução com o maior número de baterias (caso VPL), gera uma maior redução do pico em todos os cenários; no cenário I a redução que a solução VPL causa correspondente a 31%, enquanto a solução TIR leva a uma redução de 4,54%.

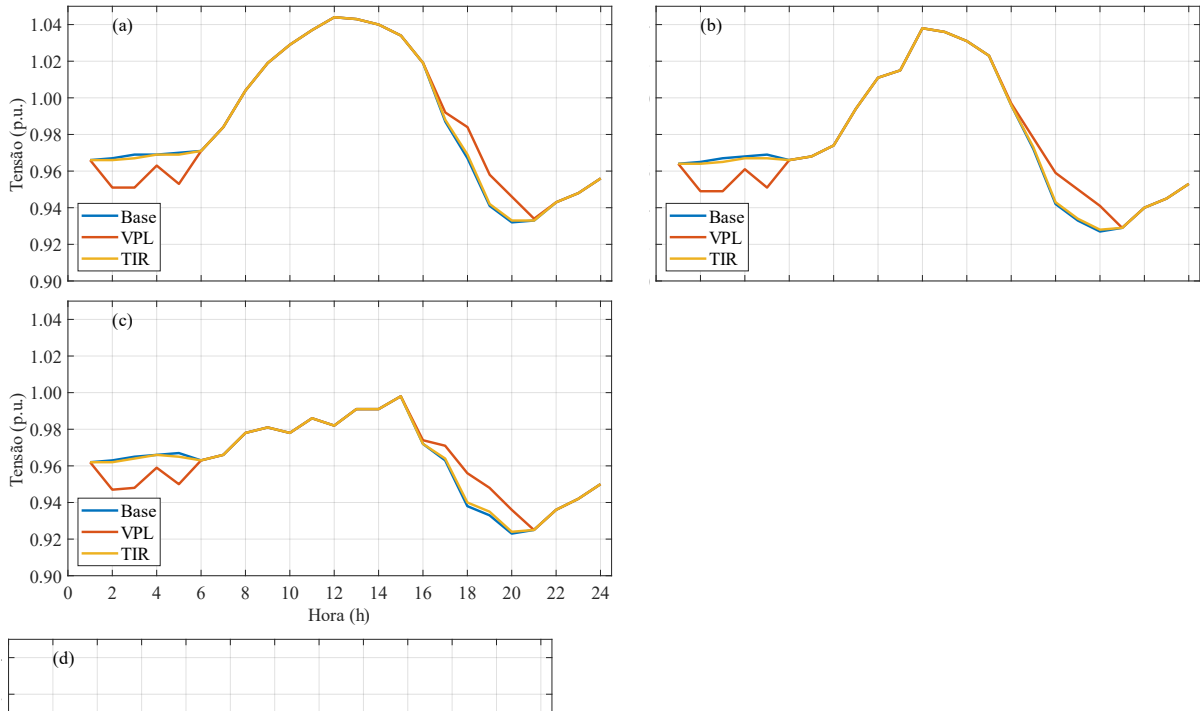
Figura 9 – Potência da energia fornecida pela subestação no cenário I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 33 barras



O perfil de tensão ao decorrer do dia na barra 32 é ilustrado na Figura 10, esta barra foi escolhida pois nela baterias são alocadas em ambos os casos de estudo. É possível verificar a redução das tensões que a bateria provoca: no cenário I é de 1,79% para a solução

VPL e 0,53% para a solução TIR; sendo que a redução do caso VPL é maior devido ao número de baterias alocadas no ramo da barra 32. Vale também salientar, que durante o período de absorção da bateria, que ocorre entre as horas 1 e 6, a tensão aumenta sem exceder os limites do SDEE.

Figura 10 – Melhorias de tensão na barra 17 nos cenários I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 33 barras



A última análise técnica está relacionada à melhoria na capacidade de integração de geração FV devido à alocação dos sistemas de baterias. Cada SDEE é capaz de suportar uma determinada penetração de potência na rede, e quando essa penetração chega ao ponto de começar a causar problemas operacionais (geralmente relacionados com os níveis de tensão) é dito que essa quantia de potência (expressa em porcentagem com relação à carga) é o limite de integração de GD. A Tabela 7 mostra a capacidade de integração de geração FV que o SDEE tem (caso base) e para cada solução é mostrado o quanto é possível aumentar a penetração de geração FV, sendo que a solução TIR poderia manter um aumento de 6,3% de penetração, e a solução VPL poderia manter um aumento de 18,8%, que mesmo com mais baterias, é apenas 11,8% maior quando comparado com a solução da TIR.

Tabela 7 – Capacidade de integração de geração FV no sistema IEEE de 33 barras

Caso	Capacidade de integração de geração FV (%)	Potência total de geração FV (kW)	Aumento da penetração FV (%)
Base	80	2.970	–
Max. VPL	95	3.529	18,8
Max. TIR	85	3.157	6,3

Fonte: adaptado de Martinez et al. (2021).

4.2 RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 136 BARRAS

Para os testes com o sistema de 136 barras, foram utilizados os mesmos parâmetros nos testes do sistema IEEE de 33 barras (cenários de geração FV e demanda; custos de energia, de baterias e limite de investimento). Para a decisão baseada no VPL (problema de otimização (30) com taxa de desconto de 4%) houve a alocação de 7 baterias no sistema (nas barras 16, 68, 71, 73, 105, 107 e 111). A decisão baseada na TIR determina a alocação de apenas uma bateria (na barra 111).

4.2.1 Análise econômica

Igualmente feito para o sistema IEEE de 33 barras, nesta seção as soluções baseadas no VPL e a TIR serão analisadas, comparando seus valores de investimento e redução de custos.

A solução baseada no VPL tem um VPL de \$77.260 e TIR de 6,06%, com um investimento de \$441.700, o maior possível. A solução baseada na TIR, que aloca apenas uma bateria, tem uma TIR de 6,17%, e foi encontrada quando a taxa de desconto chegou a 6%. Com o menor investimento possível no valor de \$63.100, esta tem um VPL de \$845.

A comparação entre os investimentos segue igual à feita para o sistema IEEE de 33 barras: o investimento para solução TIR é 85% menor que o investimento da solução VPL. Aqui também influenciada pela quantidade de baterias utilizadas a redução dos custos de operação são de 0,09% para solução da TIR e 0,65% para solução do VPL. As informações dos casos TIR, VPL e base estão resumidos na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultados para a solução de ótima alocação de baterias no sistema de 136 barras

Caso	Custo de operação (\$)	Investimento (\$)	Taxa de desconto (%)	VPL (\$)	TIR (%)	Número de baterias alocadas
Base	7358192	–	–	–	–	–
Max. VPL	7310572	441.700	4,00	77.260	6,06	7
Max. TIR	7351340	63.100	–	845	6,17	1

Fonte: adaptado de Martinez et al. (2021)

Como esperado, os resultados com o sistema de 136 barras são semelhantes aos com o sistema IEEE de 33 barras: a TIR buscou o menor investimento possível que já permite uma economia mínima nos custos anuais, e a solução VPL fez o maior investimento possível gerando uma redução maior nos custos operacionais.

4.2.2 Análise Técnica

Na Tabela 9 são resumidas informações sobre as perdas de energia e as tensões mínimas de cada solução, comparadas com o caso base. Como esperado, as soluções apresentadas reduzem as perdas anuais de energia; porém, em comparação com as mesmas quantidades de baterias alocadas no sistema IEEE de 33 barras, as reduções são significativamente menores: a solução VPL reduz 0,18%, e a solução TIR reduz 0,05%. Com relação às tensões mínimas, todas (caso base, VPL e TIR) ocorreram na mesma barra com os mesmos valores.

Tabela 9 – Perdas anuais de energia e tensões mínimas no sistema de 136 barras

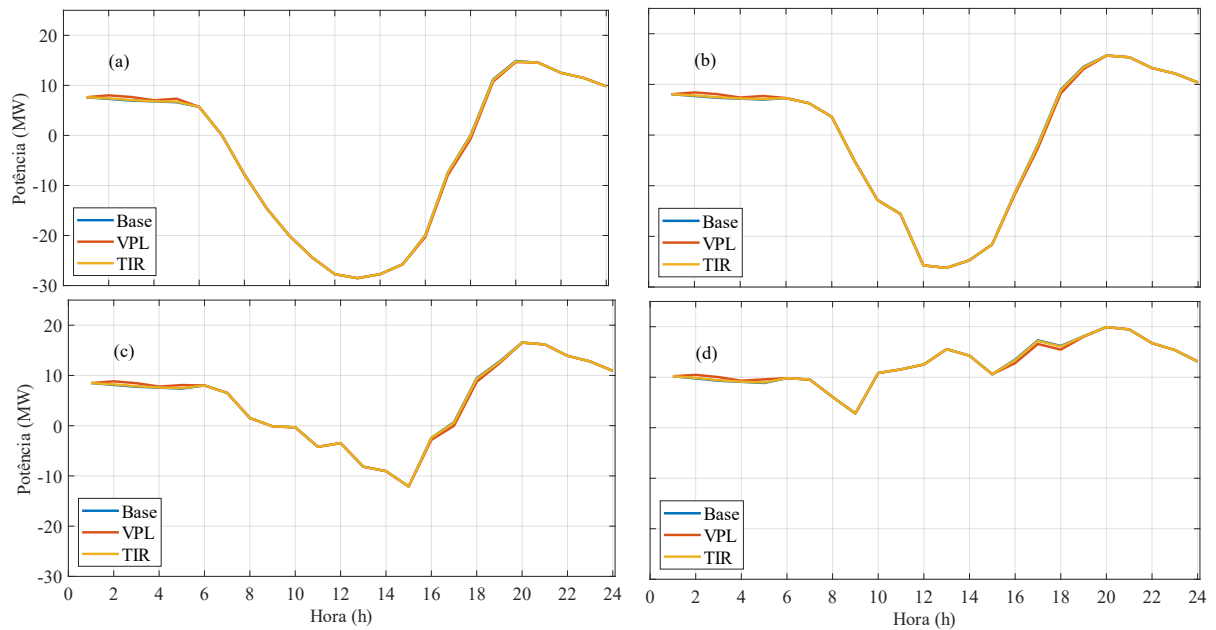
Caso	Perdas de energia (MWh)	Redução das perdas (%)	Tensão mínima nos cenários (p.u.)			
			I	II	III	IV
Base	1.884.438	–	0,946	0,942	0,939	0,925
Max. VPL	1.880.896	0,18	0,947 ¹	0,943	0,939	0,925
Max. TIR	1.883.451	0,05	0,947 ²	0,942	0,939	0,925

As tensões mínimas ocorreram na barra 117 às 20 horas exceto por ¹ e ² que ocorreram às 21 horas.

Fonte: do próprio autor.

A potência fornecida pela subestação é ilustrada na Figura 11, representando cada um dos cenários e os casos de estudo. As reduções no pico de carga são ínfimas quando comparados com os causados no sistema IEEE de 33 barras, que para o cenário I, por volta das 19h foi de 3,94% para a solução VPL e 0,92% para o caso TIR.

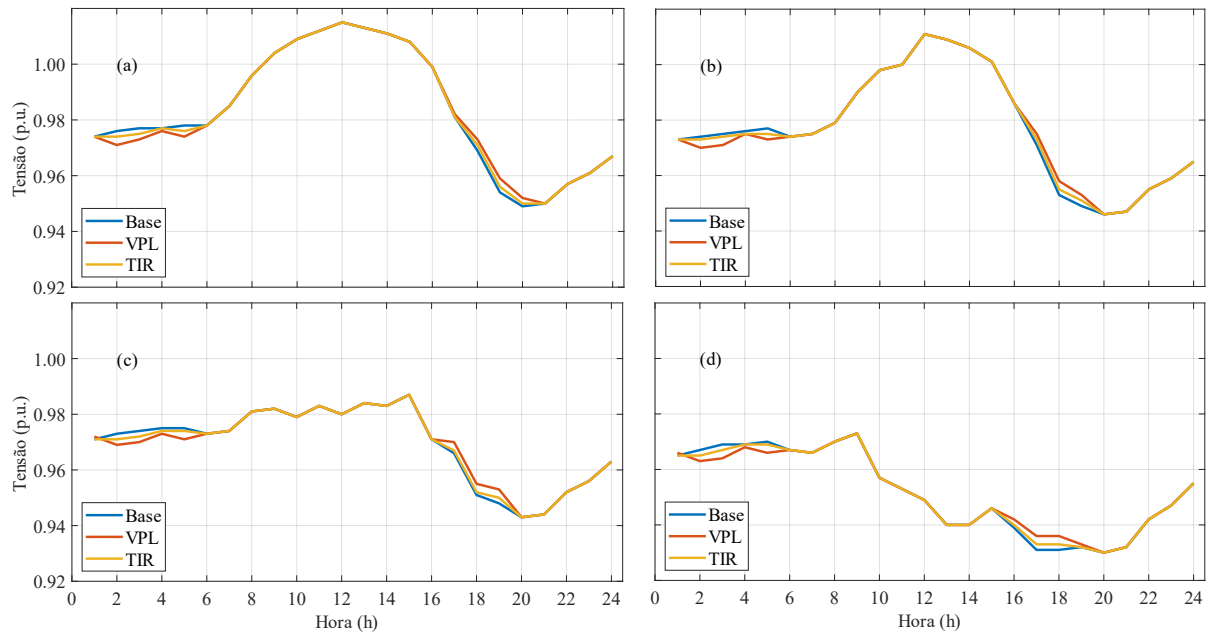
Figura 11 – Potência da energia fornecida pela subestação no cenário I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 136 barras



Fonte: do próprio autor.

O perfil de tensão ao decorrer do dia é ilustrado na Figura 12, para os casos de estudo da barra 111 (em que há alocação em ambos os casos de estudo). Como esperado, as reduções no pico de tensão no cenário I são: de 0,52% para a solução VPL e 0,20% para a solução TIR; a redução do caso VPL é também maior devido ao número de baterias alocadas no mesmo ramo da barra 111 (barras 105 e 107). Aqui também, durante o período de absorção da bateria, entre as horas 1 e 6, a tensão aumenta sem exceder os limites do SDEE.

Figura 12 – Melhorias de tensão na barra 111 nos cenários I (a), II (b), III (c) e IV (d) no sistema de 136 barras



Fonte: do próprio autor.

Por fim, foi observado que no sistema de 136 barras as baterias não têm a capacidade de melhorar a integração de GD fotovoltaica (i.e., proporcionar um aumento da integração de GD fotovoltaica), já que são poucas baterias alocadas comparado com o tamanho do sistema de distribuição, diferente do sistema de 33 barras em que as baterias exercem uma influência maior.

5 CONCLUSÕES

É importante que a alocação de baterias no sistema de distribuição de energia elétrica seja planejada de modo adequado, pois há benefícios técnicos e econômicos quando devidamente feito. O planejamento é geralmente feito buscando melhoras técnicas: que geralmente buscam otimizar o perfil de tensão no sistema ou reduzir as perdas de energia; também há trabalhos que propõem objetivos econômicos: redução dos custos operacionais anualizados. Nesta dissertação, esta tarefa é orientada utilizando dois índices econômicos: o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR). O VPL foi implementado em um modelo de programação matemática, porém para a TIR, foi necessário desenvolver um método iterativo que busca a solução com o melhor valor para a TIR, isso devido a sua característica não linear. Tanto a otimização da TIR como do VPL é feita em um modelo de programação estocástica em dois estágios, e os benefícios técnicos e econômicos provocados pela alocação ótima de baterias no SDEE foram analisados com a presença de geração fotovoltaica distribuída.

Com o sistema teste IEEE de 33 barras e os parâmetros determinados, é possível observar que alocação de baterias gera uma melhora no perfil de tensão, reduz picos de consumo de energia, aumenta a capacidade de integração de geração fotovoltaica e reduz os custos quando comparado com a operação do SDEE sem baterias. Entretanto, cada índice leva a uma decisão de investimento diferente: a TIR apresenta uma solução com o menor investimento possível, mas que apresenta algumas melhorias no sistema, enquanto o VPL apresenta a solução com o maior investimento possível, maximizando os ganhos econômicos.

Igualmente para o sistema de 136 barras, são observados os mesmos efeitos do sistema de 33 barras, porém como os parâmetros foram mantidos iguais para comparação do desempenho computacional, os efeitos observados são menos significativos que os observados no sistema de 33 barras. Também, no sistema de 136 houve diferentes casos de alocação para cada um dos casos de estudo.

As vantagens técnicas do uso de baterias são suportadas pelos resultados obtidos, porém como também é possível notar, as vantagens trazidas não são proporcionais ao número de baterias. A decisão baseada no VPL aloca um número maior de baterias (7 unidades no sistema de 33 barras, contrastando com apenas uma bateria alocada pela otimização da TIR); entretanto, esta diferença não reflete em melhorias proporcionais em todos os indicadores técnicos; sendo evidente apenas na redução do pico de carga.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

1. Desenvolver um modelo ou método de otimização para a TIR que considere o cálculo do fluxo de caixa diferencial, para que as possibilidades de alocação não sejam apenas ranqueadas pelo valor da TIR de cada possibilidade.
2. Desenvolver uma abordagem que permita utilizar a TIR quando consideradas alternativas de projetos com vida útil diferente; já que para isso é preciso fazer a análise com reinvestimentos, o que dificulta o cálculo da TIR, como comentado neste trabalho.
3. Analisar a implementação de outras considerações econômicas ou outros índices que possam guiar o processo de otimização para encontrar soluções interessantes que podem estar entre as soluções apresentadas neste trabalho pela TIR e o VPL.

REFERÊNCIAS

- A. MARTINEZ, N.; T. POZOS, A.; F. FRANCO, J. Análise técnica e econômica da alocação ótima de baterias no sistema de distribuição de energia elétrica. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA. **Anais [...]** [S. l.]: Sociedade Brasileira de Automática, 2020.
- BABACAN, O.; TORRE, W.; KLEISSL, J. Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar PV in distribution systems. **Solar Energy**, Oxford, v. 146, p. 199–208, 1 abr. 2017.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, abr. 1989.
- BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engineering Economy**. 8th ed. ed. New York, NY: McGraw-Hill Education, 2018.
- CHEN, C. *et al.* Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Piscataway, v. 26, n. 10, p. 2762–2773, out. 2011.
- DAS, C. K. *et al.* Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 91, p. 1205–1230, ago. 2018.
- DENHOLM, P.; HAND, M. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. **Energy Policy**, London, v. 39, n. 3, p. 1817–1830, mar. 2011.
- FARIVAR, M.; LOW, S. H. Branch flow model: relaxations and convexification—Part I. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2554–2564, 22 ago. 2013.
- FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming**. 2nd ed. ed. Pacific Grove, CA, USA: [s.n.].
- GIANNITRAPANI, A. *et al.* Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 8, n. 6, p. 2859–2870, nov. 2017.
- HAN, X. *et al.* Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting. **Renewable Energy**, Oxford, v. 78, p. 643–647, jun. 2015.
- IBM. **IBM ILOG CPLEX Users’ Manual for CPLEX**. Disponível em: <<https://www.ibm.com/br-pt/products/ilog-cplex-optimization-studio>>. Acesso em: 2 dez. 2020.
- IDLBI, B. *et al.* Cost-benefit analysis of battery storage system for voltage compliance in distribution grids with high distributed generation. **Energy Procedia**, Amsterdam, v. 99, n. March, p. 215–228, 2016.

IHA. **2017 Key Trends in Hydropower**. Disponível em: <https://iha-project.webflow.io/publications/2017-key-trends-in-hydropower>. Acesso em: 17 dez. 2020.

JANNESAR, M. R. *et al.* Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. **Applied Energy**, v. 226, n. June, p. 957–966, 2018.

JAYASEKARA, N.; MASOUM, M. A. S.; WOLFS, P. J. Optimal Operation of Distributed Energy Storage Systems to Improve Distribution Network Load and Generation Hosting Capability. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 7, n. 1, p. 250–261, jan. 2016.

KELLY, J. J.; LEAHY, P. G. Sizing battery energy storage systems: using multi-objective optimization to overcome the investment scale problem of annual worth. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 11, n. 4, p. 2305–2314, out. 2020.

KHALID MEHMOOD, K. *et al.* Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 11, n. 10, p. 1305–1315, 20 ago. 2017.

LI, Z. *et al.* Sufficient Conditions for Exact Relaxation of Complementarity Constraints for Storage-Concerned Economic Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 2, p. 1653–1654, mar. 2016.

LUO, X. *et al.* Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, Oxford, v. 137, p. 511–536, jan. 2015.

MACEDO, L. H. *et al.* Optimal operation of distribution networks considering energy storage devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 6, n. 6, p. 2825–2836, nov. 2015.

MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguracao de sistemas de distribuicao radiais utilizando o criterio de queda de tensao. **Controle and Automacao**, Heidelberg, v. 11, n. 3, p. 150–159, 2000.

MARTINEZ, N.; TABARES, A.; FRANCO, J. F. Generation of Alternative Battery Allocation Proposals in Distribution Systems by the Optimization of Different Economic Metrics within a Mathematical Model. **Energies**, Basel, v. 14, n. 6, p. 1726, 19 mar. 2021.

MASSUCCO, S. *et al.* Siting and Sizing of Energy Storage Systems: Towards a Unified Approach for Transmission and Distribution System Operators for Reserve Provision and Grid Support. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 190, p. 106660, jan. 2021.

OUDALOV, A.; CHARTOUNI, D.; OHLER, C. Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 3, p. 1259–1266, ago. 2007.

PENA-ALZOLA, R. *et al.* **Review of flywheel based energy storage systems**. 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. **Anais [...]** IEEE, maio 2011.

RALON, P. *et al.* **IRENA (2017), Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030**. [s.l: s.n.].

ROGNER, M.; TROJA, N. **The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition**. Londres, Reino Unido: [s.n.].

SABILLON-ANTUNEZ, C. *et al.* Volt-VAr control and energy storage device operation to improve the electric vehicle charging coordination in unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 4, p. 1560–1570, out. 2017.

SEDGHI, M.; AHMADIAN, A.; ALIAKBAR-GOLKAR, M. Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 1, p. 304–316, jan. 2016.

STECCA, M. *et al.* A comprehensive review of the integration of battery energy storage systems into distribution networks. **IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society**, Piscataway, p. 1–1, mar. 2020.

STEFFEN, B. Estimating the cost of capital for renewable energy projects. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 88, p. 104783, maio 2020.

TABARES, A. *et al.* Optimal Capacity Sizing for the Integration of a Battery and Photovoltaic Microgrid to Supply Auxiliary Services in Substations under a Contingency. **Energies**, Basel, v. 13, n. 22, p. 6037, 19 nov. 2020.

WEN, S. *et al.* Economic Allocation for Energy Storage System Considering Wind Power Distribution. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 30, n. 2, p. 644–652, mar. 2015.

ZHANG, F. *et al.* Battery ESS Planning for Wind Smoothing via Variable-Interval Reference Modulation and Self-Adaptive SOC Control Strategy. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 2, p. 695–707, abr. 2017.

ZHENG, Y. *et al.* Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of DISCOs with high renewable penetrations. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 29, n. 1, p. 212–220, jan. 2014.

ZIDAR, M. *et al.* Review of energy storage allocation in power distribution networks: applications, methods and future research. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 3, p. 645–652, 18 fev. 2016.

ANEXO I: DADOS DOS SISTEMAS TESTE

- Sistema IEEE de 33 barras

Os dados do sistema de 33 barras estão descritos abaixo e na Tabela 10, retirados do trabalho de Baran; Wu (1989). Neste sistema a subestação está conectada à barra 0 e a tensão na subestação é 12,66 kV.

Tabela 10 – Dados do sistema IEEE de 33 barras

Dados dos ramos					Dados das barras			
Ramo	Barra inicial	Barra final	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Barra	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)	Barras candidatas (com valor 1)
1	0	1	0,0922	0,0477	0	0	0	0
2	1	2	0,493	0,2511	1	100	60	1
3	2	3	0,366	0,1864	2	90	40	0
4	3	4	0,3811	0,1941	3	120	80	1
5	4	5	0,819	0,707	4	60	30	0
6	5	6	0,1872	0,6188	5	60	20	1
7	6	7	0,7114	0,2351	6	200	100	0
8	7	8	1,03	0,74	7	200	100	1
9	8	9	1,044	0,74	8	60	20	0
10	9	10	0,1966	0,065	9	60	20	1
11	10	11	0,3744	0,1238	10	45	30	0
12	11	12	1,468	1,155	11	60	35	1
13	12	13	0,5416	0,7129	12	60	35	0
14	13	14	0,591	0,526	13	120	80	1
15	14	15	0,7463	0,545	14	60	10	0
16	15	16	1,289	1,721	15	60	20	1
17	16	17	0,732	0,574	16	60	20	0
18	1	18	0,164	0,1565	17	90	40	1
19	18	19	1,5042	1,3554	18	90	40	0
20	19	20	0,4095	0,4784	19	90	40	1
21	20	21	0,7089	0,9373	20	90	40	0
22	2	22	0,4512	0,3083	21	90	40	1
23	22	23	0,898	0,7091	22	90	50	1
24	23	24	0,896	0,7011	23	420	200	0
25	5	25	0,203	0,1034	24	420	200	1
26	25	26	0,2842	0,1447	25	60	25	0
27	26	27	1,059	0,9337	26	60	25	1
28	27	28	0,8042	0,7006	27	60	20	0
29	28	29	0,5075	0,2585	28	120	70	1
30	29	30	0,9744	0,963	29	200	600	0
31	30	31	0,3105	0,3619	30	150	70	1
32	31	32	0,341	0,5302	31	210	100	0
					32	60	40	1

Fonte: adaptado de Baran; Wu (1989)

- Sistema de 136 barras

Os dados do sistema de 136 barras estão descritos abaixo e na Tabela 11, retirados do trabalho de Mantovani *et al.* (2000). Neste sistema a subestação está conectada à barra 136 e a tensão na subestação é 13,8 kV.

Tabela 11 – Dados do sistema de 136 barras

Dados dos ramos					Dados das barras			
Ramo	Barra inicial	Barra final	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Barra	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)	Barras candidatas (com valor 1)
1	136	1	0,33205	0,76653	1	0	0	0
2	1	2	0,00188	0,00433	2	47,78	19,009	1
3	2	3	0,22324	0,51535	3	42,551	16,929	0
4	3	4	0,09943	0,22953	4	87,022	34,622	1
5	4	5	0,15571	0,35945	5	311,31	123,855	0
6	5	6	0,16321	0,37677	6	148,869	59,228	1
7	6	7	0,11444	0,26417	7	238,672	94,956	0
8	6	8	0,05675	0,05666	8	62,299	24,786	0
9	8	9	0,52124	0,27418	9	124,598	49,571	1
10	8	10	0,10877	0,1086	10	140,175	55,768	1
11	10	11	0,39803	0,20937	11	116,813	46,474	0
12	10	12	0,91744	0,31469	12	249,203	99,145	0
13	10	13	0,11823	0,11805	13	291,447	115,952	1
14	13	14	0,50228	0,26421	14	303,72	120,835	0
15	13	15	0,05675	0,05666	15	215,396	85,695	0
16	15	16	0,29379	0,15454	16	198,586	79,007	1
17	136	17	0,33205	0,76653	17	0	0	0
18	17	18	0,00188	0,00433	18	0	0	0
19	18	19	0,22324	0,51535	19	0	0	0
20	19	20	0,10881	0,25118	20	30,127	14,729	1
21	20	21	0,71078	0,37388	21	230,972	112,92	0
22	20	22	0,18197	0,42008	22	60,256	29,458	0
23	22	23	0,30326	0,15952	23	230,972	112,92	1
24	22	24	0,02439	0,0563	24	120,507	58,915	0
25	24	25	0,04502	0,10394	25	0	0	0
26	25	26	0,01876	0,04331	26	56,981	27,857	0
27	26	27	0,11823	0,11805	27	364,665	178,281	1
28	27	28	0,02365	0,02361	28	0	0	0
29	28	29	0,18954	0,0997	29	124,647	60,939	1
30	29	30	0,39803	0,20937	30	56,981	27,857	0
31	28	31	0,05675	0,05666	31	0	0	0
32	31	32	0,09477	0,04985	32	85,473	41,787	0
33	32	33	0,41699	0,21934	33	0	0	0
34	33	34	0,11372	0,05982	34	396,735	193,96	0
35	31	35	0,07566	0,07555	35	0	0	0
36	35	36	0,3696	0,19442	36	181,152	88,563	1
37	36	37	0,26536	0,13958	37	242,172	118,395	0

38	35	38	0,05675	0,05666	38	75,316	36,821	1
39	136	39	0,33205	0,76653	39	0	0	0
40	39	40	0,11819	0,27283	40	1,254	0,531	1
41	40	41	2,96288	1,01628	41	6,274	2,66	0
42	40	42	0,00188	0,00433	42	0	0	0
43	42	43	0,06941	0,16024	43	117,88	49,971	1
44	43	44	0,81502	0,42872	44	62,668	26,566	0
45	43	45	0,06378	0,14724	45	172,285	73,034	0
46	45	46	0,13132	0,30315	46	458,556	194,388	1
47	46	47	0,06191	0,14291	47	262,962	111,473	0
48	47	48	0,11444	0,26417	48	235,761	99,942	1
49	48	49	0,28374	0,28331	49	0	0	0
50	49	50	0,28374	0,28331	50	109,215	46,298	1
51	48	51	0,04502	0,10394	51	0	0	0
52	51	52	0,02626	0,06063	52	72,809	30,865	1
53	52	53	0,06003	0,13858	53	258,473	109,57	0
54	53	54	0,03002	0,06929	54	69,169	29,322	1
55	54	55	0,02064	0,04764	55	21,843	9,26	0
56	52	56	0,10881	0,25118	56	0	0	0
57	56	57	0,25588	0,1346	57	20,527	8,702	1
58	57	58	0,41699	0,21934	58	150,548	63,819	0
59	58	59	0,50228	0,26421	59	220,687	93,552	1
60	59	60	0,3317	0,17448	60	92,384	39,163	0
61	60	61	0,20849	0,10967	61	0	0	0
62	47	62	0,13882	0,32047	62	226,693	96,098	0
63	136	63	0,0075	0,01732	63	0	0	0
64	63	64	0,27014	0,62362	64	294,016	116,974	1
65	64	65	0,3827	0,88346	65	83,015	33,028	0
66	65	66	0,33018	0,7622	66	83,015	33,028	1
67	66	67	0,3283	0,75787	67	103,77	41,285	0
68	67	68	0,17072	0,39409	68	176,408	70,184	1
69	68	69	0,55914	0,29412	69	83,015	33,028	0
70	68	70	0,05816	0,13425	70	217,917	86,698	0
71	70	71	0,7013	0,3689	71	23,294	9,267	1
72	71	72	1,02352	0,53839	72	5,075	2,019	0
73	70	73	0,06754	0,15591	73	72,638	28,899	1
74	73	74	1,32352	0,45397	74	405,99	161,524	0
75	136	75	0,01126	0,02598	75	0	0	0
76	75	76	0,72976	1,68464	76	100,182	42,468	1
77	76	77	0,22512	0,51968	77	142,523	60,417	0
78	77	78	0,20824	0,48071	78	96,042	40,713	1
79	78	79	0,0469	0,10827	79	300,454	127,366	0
80	79	80	0,6195	0,61857	80	141,238	59,873	1
81	80	81	0,34049	0,33998	81	279,847	118,631	0
82	81	82	0,56862	0,29911	82	87,312	37,013	1
83	81	83	0,10877	0,1086	83	243,849	103,371	1
84	83	84	0,56862	0,29911	84	247,75	105,025	0
85	136	85	0,01126	0,02598	85	0	0	0

86	85	86	0,41835	0,96575	86	89,878	38,101	1
87	86	87	0,10499	0,13641	87	1137,28	482,108	0
88	86	88	0,43898	1,01338	88	458,339	194,296	0
89	88	89	0,0752	0,02579	89	385,197	163,29	1
90	89	90	0,07692	0,17756	90	0	0	0
91	90	91	0,33205	0,76653	91	79,608	33,747	1
92	91	92	0,08442	0,19488	92	87,312	37,013	0
93	92	93	0,1332	0,30748	93	0	0	0
94	93	94	0,2932	0,29276	94	74,001	31,37	0
95	94	95	0,21753	0,21721	95	232,05	98,369	1
96	95	96	0,26482	0,26443	96	141,819	60,119	0
97	93	97	0,10318	0,23819	97	0	0	0
98	97	98	0,13507	0,31181	98	76,449	32,408	1
99	136	99	0,00938	0,02165	99	0	0	0
100	99	100	0,16884	0,38976	100	51,322	21,756	1
101	100	101	0,11819	0,27283	101	59,874	25,381	0
102	101	102	2,28608	0,78414	102	9,065	3,843	1
103	101	103	0,45587	1,05236	103	2,092	0,887	1
104	103	104	0,696	1,60669	104	16,735	7,094	0
105	104	105	0,45774	1,05669	105	1506,522	638,634	1
106	105	106	0,20298	0,26373	106	313,023	132,694	0
107	106	107	0,21348	0,27737	107	79,831	33,842	1
108	107	108	0,54967	0,28914	108	51,322	21,756	0
109	108	109	0,54019	0,28415	109	0	0	0
110	107	110	0,0455	0,05911	110	202,435	85,815	0
111	110	111	0,47385	0,24926	111	60,823	25,784	1
112	111	112	0,86241	0,45364	112	45,618	19,338	0
113	112	113	0,56862	0,29911	113	0	0	0
114	108	114	0,77711	0,40878	114	157,07	66,584	1
115	114	115	1,08038	0,5683	115	0	0	0
116	109	116	1,09933	0,57827	116	250,148	106,041	1
117	116	117	0,47385	0,24926	117	0	0	0
118	104	118	0,32267	0,74488	118	69,809	29,593	1
119	118	119	0,14633	0,33779	119	32,072	13,596	0
120	119	120	0,12382	0,28583	120	61,084	25,894	1
121	136	121	0,01126	0,02598	121	0	0	0
122	121	122	0,6491	1,49842	122	94,622	46,26	1
123	122	123	0,04502	0,10394	123	49,858	24,375	0
124	123	124	0,5264	0,18056	124	123,164	60,214	1
125	123	125	0,02064	0,04764	125	78,35	38,304	1
126	125	126	0,53071	0,27917	126	145,475	71,121	0
127	125	127	0,09755	0,2252	127	21,369	10,447	0
128	127	128	0,11819	0,27283	128	74,789	36,564	1
129	127	129	0,13882	0,32047	129	227,926	111,431	1
130	129	130	0,04315	0,09961	130	35,614	17,411	0
131	130	131	0,09192	0,2122	131	249,295	121,877	1
132	131	132	0,16134	0,37244	132	316,722	154,842	0
133	132	133	0,37832	0,37775	133	333,817	163,199	1

134	133	134	0,39724	0,39664	134	249,295	121,877	0
135	134	135	0,2932	0,29276	135	0	0	0
					136	0	0	0

Fonte: adaptado de Mantovani *et al.* (2000)

ANEXO II: ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

Foram desenvolvidos três trabalhos relacionados com a dissertação: o primeiro apresentado ao Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2020), o segundo como coautor de um artigo publicado na revista *Energies* e o terceiro publicado nessa mesma revista.

1 TRABALHO APRESENTADO NO CBA 2020

Este trabalho enviado ao CBA é intitulado “Análise Técnica e Econômica da Alocação de Baterias no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica”, foi apresentado durante o congresso que ocorreu virtualmente entre os dias 23 e 26 de novembro de 2020 (A. MARTINEZ; T. POZOS; F. FRANCO, 2020).

Neste trabalho, primeiro é apresentado o modelo matemático, que é cônico de segunda ordem inteiro misto que faz a alocação e operação de baterias num sistema de distribuição de energia elétrica, onde a variável de decisão representa em qual nó do sistema a bateria será alocada e minimiza os custos anualizados de operação de um sistema de distribuição. A função objetivo têm três partes: a primeira é a soma dos custos com energia que provém da subestação e de geradores distribuídos renováveis; a segunda representa o valor anualizado do total do investimento em baterias e inversores; e por fim, o terceiro representa o custo anual de manutenção dos equipamentos.

Os resultados do modelo são avaliados frente a dois índices econômicos, o VPL e a TIR. O VPL é a diferença entre a soma dos fluxos de caixa produzidos pelo projeto e o valor do investimento, sendo os fluxos de caixa corrigidos para a data presente a uma determinada taxa de desconto. Após o cálculo do VPL, um resultado positivo significa que o investimento é viável, um resultado negativo significa que o investimento é inviável e caso o resultado seja zero significa que o investimento é equilibrado. Dado os valores de fluxo de caixa atualizados para a data presente e o investimento no projeto, a TIR é a taxa que atualiza para a data presente a soma dos fluxos para que a diferença com o investimento seja igual a zero.

Então, são criados casos de estudo com diferentes valores para as baterias e taxas de desconto para testar o modelo proposto, e cada um desses casos levou a uma decisão de alocação diferente. Para cada caso foi calculado o VPL, possibilitando verificar a viabilidade do investimento, e com o cálculo do TIR é possível analisar o risco do investimento na decisão pela diferença entre a taxa de desconto do cenário e a TIR calculada.

Enfim, após os testes foi possível concluir que o modelo fez alocações para os casos de estudo que são viáveis, porém é possível verificar que são investimentos arriscados, pois o

caso com a maior diferença entre a TIR e a taxa de desconto do caso de estudo é menor que 2 pontos percentuais.

2 TRABALHO PUBLICADO NA REVISTA ENERGIES

Este trabalho publicado na revista *Energies* é intitulado “*Optimal Capacity Sizing for the Integration of a Battery and Photovoltaic Microgrid to Supply Auxiliary Services in Substations under a Contingency*” (TABARES *et al.*, 2020).

Neste trabalho é proposto um método para dimensionar um sistema híbrido de fornecimento de energia, constituído de um sistema de baterias, painéis fotovoltaicos e inversores bidirecionais, a fim de fornecer energia às cargas dos serviços auxiliares que uma subestação presta à rede de distribuição e constituir uma microrrede com essas cargas. Para isso, um conjunto de possibilidades são analisadas através de busca exaustiva e simulações de Monte Carlo para lidar com as incertezas do período em que a contingência ocorre e sua duração. Para avaliar a cada uma das possibilidades, dois índices são propostos, um de custo do investimento e manutenção, e a taxa de indisponibilidade, que é a razão entre a quantidade de horas em que os serviços não foram prestados e o tempo total de operação.

Portanto, no trabalho conclui-se que a melhora no índice de indisponibilidade causa um aumento no índice econômico, e é observado o efeito contrário, então a melhor opção é determinando um limite de indisponibilidade e então é feita uma busca pela opção que há o menor índice econômico. Tecnicamente, se observa que baterias têm uma maior importância em relação com os painéis fotovoltaicos, para diminuir o índice de indisponibilidade.

3 TRABALHO PUBLICADO NA REVISTA ENERGIES

Este trabalho publicado na revista *Energies* é intitulado “*Assessment of Economic Metrics for the Optimal Battery Allocation in Electrical Distribution Systems*”.

Neste trabalho é proposto um método para a alocação e operação de baterias no sistema de distribuição baseado em um modelo de programação estocástico cônico de segunda ordem inteira mista para lidar com incertezas de geração renovável e demanda de energia. A partir deste modelo, são considerados dois objetivos para encontrar soluções: o primeiro é maximizar o VPL e o segundo é maximizar a TIR. Portanto, para o modelo que maximiza o VPL, é simplesmente assumida uma taxa de desconto para esse caso e uma solução pode ser encontrada.

Para o objetivo de maximizar a TIR que tem uma característica não linear, é proposto um método iterativo para encontrar a solução e contornar essa característica. Como a definição da TIR é a taxa de desconto para qual o VPL é igual a zero, é considerada a equação do VPL como a função objetivo e o algoritmo considera um laço de programação para testar valores de taxas de desconto (e.g., 1% até 20% em um passo de 0,2%) até que seja encontrada uma solução com a maior TIR. Portanto, os dois métodos para encontrar uma solução ótima são testados, e suas soluções são comparadas.

Economicamente, é verificado que o modelo de maximização do VPL leva a uma decisão de investimento maior do que a maximização da TIR, porém, como ele aloca mais baterias no sistema, ele apresenta melhores resultados na redução dos custos operacionais.

Tecnicamente é observado que a solução do modelo que maximiza o VPL tem resultados melhores que a solução do algoritmo proposto, pois como aloca mais baterias, essa solução tem a maior capacidade de fazer cortes no pico de demanda de energia, tem uma maior redução de perdas de energia ativa nos alimentadores, além de ter uma capacidade de integração de geração distribuída maior.